



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

**(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)**

**Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН Восточный Ламбейшор**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

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

**Книга 3 «Декларация промышленной безопасности»**

**Часть 2 «Расчетно-пояснительная записка»**

**27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2**

**Том 10.3.2**

Заместитель директора –

Главный инженер

О. С. Соболева

Главный инженер проекта

К.В. Худяев

2023

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

Регистрационный номер, присваиваемый  
Центральным аппаратом Федеральной службы  
по экономическому, технологическому и  
атомному надзору России

---

РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ДЕКЛАРАЦИИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ  
**Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН Восточный Ламбейшор**

ТПП «ЛУКОЙЛ-УСИНСКНЕФТЕГАЗ» ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ»

в составе проектной документации

**СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕКОНСТРУКЦИЯ НЕФТЕСБОРНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ  
ВОСТОЧНО-ЛАМБЕЙШОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. НЕФТЕСБОРНЫЙ  
КОЛЛЕКТОР ОТ Т.ВР. К. №4, 65 ДО УПН ВОСТОЧНЫЙ ЛАМБЕЙШОР**

Эксплуатирующая организация: ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

Регистрационный номер эксплуатируемого объекта в  
государственном реестре опасных производственных объектов

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

Ухта  
2023

Обозначение	Наименование	Примечание						
27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2-С	Содержание тома 10.3.2	1 л.						
27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т	Декларация промышленной безопасности.							
	Расчетно-пояснительная записка.	73 л.						
	Общее количество листов документов,							
	включенных в томе 10.3.2	74 л.						
						27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2-С		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Матус				Содержание тома 10.3.2		
Н. контр.		Салдаева				П		1
ГИП		Худяев				ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

## Содержание

<b>1</b>	<b>Сведения о технологиях</b> .....	<b>3</b>
1.1	Сведения об опасных веществах .....	3
1.2	Данные о технологии и оборудовании.....	7
1.2.1	Принципиальная технологическая схема с обозначением основного технологического оборудования .....	7
1.2.2	План и перечень размещения основного технологического оборудования.....	15
1.2.3	Данные о распределении опасных веществ по оборудованию.....	16
1.3	Описание технических решений по обеспечению безопасности .....	17
1.3.1	Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ .....	17
1.3.2	Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ .....	20
1.3.3	Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности.....	20
1.3.4	Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности.....	22
<b>2</b>	<b>Анализ риска</b> .....	<b>33</b>
2.1	Анализ известных аварий.....	33
2.1.1	Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, связанных с опасными веществами .....	33
2.1.2	Анализ основных причин произошедших аварий .....	37
2.2	Анализ условий возникновения и развития аварий.....	39
2.2.1	Определение возможных причин возникновения аварий и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий .....	39
2.2.2	Определение сценариев аварий с участием опасных веществ .....	41
2.2.3	Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета, с оценкой влияния исходных данных на результаты анализа риска аварии.....	45
2.2.4	Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии.....	47
2.2.5	Расчет вероятных зон действия поражающих факторов.....	48
2.2.6	Оценка возможного числа пострадавших.....	51
2.2.7	Оценка возможного ущерба .....	53

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Матус			
Н. контр.		Салдаева			
ГИП		Худяев			

Декларация промышленной безопасности. Расчетно-пояснительная записка

Стадия	Лист	Листов
П	1	73
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

2.3	Оценка риска при различных сценариях аварии.....	60
<b>3</b>	<b>Выводы и предложения .....</b>	<b>67</b>
3.1	Перечень составляющих декларируемого объекта с указанием рассчитанных показателей риска аварии.....	67
3.2	Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварии на декларируемом объекте .....	68
3.3	Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий .....	69
	<b>Ссылочные нормативные документы .....</b>	<b>71</b>

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

# 1 Сведения о технологии

## 1.1 Сведения об опасных веществах

На опасном производственном объекте «Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН Восточный Ламбейшор» обращаются пожароопасные вещества: нефть (в т.ч. в виде водонефтяной эмульсии). Характеристика опасного вещества приведена в таблице 1.

Таблица 1 – 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. Формула: Эмпирическая Структурная	$C_nH_{2n+2}$ $CH_3-CH_2-...-CH_2-CH_3$	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
3. Состав: – воды, % масс – серы, % масс. – парафина, % масс – смол, % масс – асфальтенов, % масс;	Ок.46 0,19 5077 2,14 0,49 150,0	Данные лабораторных исследований
4.Общие данные: 4.1.Молярная масса, г/моль 4.2.Температура кипения, °С (при давлении н.у.) 4.3.Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup> 4.4.Вязкость, мПа*с при 20°С	Нет данных 80-300 820 7,97	Данные лабораторных исследований
5.Данные о пожаро-взрывоопасности: 5.1.Температура вспышки,°С 5.2.Температура самовоспламенения, °С 5.3.Температура застывания, °С 5.4.Пределы взрываемости, %	-35 - +34 475 - 750 - 8	ГОСТ 6356-75 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 20287-91

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
об.: – нижний – верхний	2,4 9,0	ГОСТ 5542-87
6. Данные о токсической опасности ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup> ПДК в атмосферном воздухе, мг/м <sup>3</sup>	10 5 III-й класс опасности	ГОСТ 12.1.005-88
7. 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
8. Запах	Запах углеводородов. Зависит от состава нефти (обусловлен наличием сернистых и ароматических соединений в нефти)	Химическая энциклопедия в 5 томах. Том 3. «Большая Российская энциклопедия». М., 1992
9. 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
10. 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 взрывопожаробезопасном исполнении. Не допускается использование инструментов, дающих при ударе искру. При возникновении	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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	неисправностей применять меры по их устранению.	
11. Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии	<p>Длительное вдыхание паров вызывает головную боль, слабость, учащенное сердцебиение. При хроническом воздействии заболеваемость органов дыхания, функциональные нарушения со стороны ЦНС, ЖКТ; при контакте: дерматиты, пигментация, эритема, угри, бородавки, шелушение. Многие химические соединения, содержащиеся в нефти, могут оказывать канцерогенное действие. В результате воздействия поражающих факторов аварии на людей возможно:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- токсическое отравление человека парами нефти и продуктами ее неполного сгорания при пожарах;</li> <li>- термические ожоги при воспламенении нефти;</li> <li>- поражение человека воздушной ударной волной и осколками разрушенного оборудования, вызванное взрывом паров нефти.</li> </ul> <p>В результате воздействия поражающих факторов аварии на окружающую среду возможно:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- загрязнение земельных и водных ресурсов нефтью;</li> <li>- загрязнение атмосферы летучими низкомолекулярными углеводородами при свободном испарении нефти;</li> <li>- загрязнение атмосферы продуктами неполного сгорания нефти.</li> </ul>	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
12. Средства защиты	При работе с высокими концентрациями (зачистка резервуаров, аппаратов, сосудов, цистерн, баков и т.д.) изолирующие дыхательные аппараты замкнутого типа, каскадные системы, шланговые	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т



Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	противогазы с принудительной подачей воздуха (ПШ-1, ПШ-2, ДПА-5 и др.), при меньших конц. углеводородов в воздухе - фильтрующий промышленный противогаз с фильтрующими коробками марки А. Для смывания нефти с кожных покровов - сульфированное касторовое или прованское масло. Защитные мази и пасты ХИОТ-6, ИЭР-1. Спецодежда, спец. обувь, ее стирка и очистка.	
13. Методы перевода вещества в безвредное состояние	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 твердых и жидких нефтепродуктов	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
14. Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	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 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 %), кордиамин (25 %), камфара (20 %). В тяжелых случаях – искусственное дыхание «рот в рот» и «рот в нос» с последующим подключением аппаратов искусственного дыхания (до самостоятельного дыхания или	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	<p>появления трупных пятен),  Внутривенно: лобелин (1 мл 1%-го раствора) или бемеград (2 мл 0,5%-го р-ра), 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 ожогов 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.</p>	

## 1.2 Данные о технологии и оборудовании

### 1.2.1 Принципиальная технологическая схема с обозначением основного технологического оборудования

Проектируемый нефтегазопровод предназначен для транспортировки продукции от т.вр. к.№4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор». Схема линейного объекта представлена на чертеже 27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ1.Г3.

Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 2.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								7
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т								

Таблица 2 – 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	
Нефтеcборный коллектор от т.вр. к.№4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор»	Н	426x10	3571	II	II	4,0
		530x11	4027			

Таблица 3 – Проектные мощности проектируемого трубопровода

Наименование	Назначение	Проектные мощности		
		Добыча жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Добыча нефти, т/сут	Закачка воды, м <sup>3</sup> /сут
Нефтеcборный коллектор от т.вр. к.№ 4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор»	Н	4184,03	3216,74	-

Рабочее давление нефтегазопровода 4,0 МПа. Гидравлические потери давления не превышают 0,12 МПа/км.

В транспортируемом нефтегазовом флюиде объемная концентрация содержания сероводорода 9,1 %. Проектируемые нефтегазопроводы согласно приложению № 4 к Федеральным нормам и правилам таблица №1 (таблица 2) при концентрации сероводорода  $S(H_2S \text{ объемное}) < 0,075\%$  (об) и парциальном давления в трубопроводе  $P(H_2S) > 345 \text{ Па}$  требуется выполнить в исполнении, стойком к сульфидно-коррозионному растрескиванию. Также для защиты трубопроводов от локальной коррозии предусмотрено применение внутреннего антикоррозионного покрытия трубопровода.

Настоящим проектом предусмотрена подземная прокладка проектируемых нефтегазопроводов с минимальной глубиной 0,8 м.

Пересечения внутрипромысловых автомобильных дорог в настоящем проекте предусматривается подземным способом в защитных кожухах. Минимальная глубина заложения футляра составляет не менее 1,4 м от дорожного полотна до верха трубы защитного кожуха. Концы защитного футляра выедены на расстояние не менее 5 м от подошвы насыпи земляного полотна.

Настоящим проектом предусмотрена подземная прокладка проектируемого нефтеcборного коллектора с минимальным заглублением 0,8 м до верха трубы.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

Рабочее давление проектируемого нефтегазопровода – 4,0 МПа.

Настоящим проектом приняты следующие параметры труб для участков проектируемого трубопровода:

НСК от т.вр. к.№4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор» – Ø426x10 мм, Ø530x11 мм.

Для строительства прямолинейных участков проектируемого нефтесборного коллектора проектом принята труба стальная бесшовная повышенной коррозионной стойкости из высококачественной стали с минимальным пределом прочности – 470 Н/мм<sup>2</sup>, минимальным пределом текучести – 338 Н/мм<sup>2</sup>, классом прочности K48, группой коррозионной стойкости – 1, 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 основного металла трубы не ниже KCU=34,3 Дж/см<sup>2</sup> (3,5 кгс с/см<sup>2</sup>) при температуре испытания 60°С, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С с системой защиты стыка втулкой и с наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

Устройство углов поворота трасс проектируемого нефтесборного коллектора в вертикальной и горизонтальной плоскостях организовано при помощи:

- отводов гнутых, с радиусомгиба 5Du из высококачественной стали с минимальным пределом прочности – 470 Н/мм<sup>2</sup>, минимальным пределом текучести – 338 Н/мм<sup>2</sup>, классом прочности K48, группой коррозионной стойкости – 1, 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 (углы от 1 до 90 градусов, шаг 1 градус);

- отводов крутоизогнутых с радиусомгиба 1,5Du из высококачественной стали с минимальным пределом прочности – 470 Н/мм<sup>2</sup>, минимальным пределом текучести – 338 Н/мм<sup>2</sup>, классом прочности K48, группой коррозионной стойкости – 1, с приварными катушками по 150 мм, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А для трубопроводов всех диаметров (углы 45, 60, 90 градусов).

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т							9
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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

Настоящим проектом предусмотрено пересечение трассой существующих технологических проездов на ПК60+07.5, ПК75+59.5 и автодороги на ПК36+48.5. Толщина стенки защитных кожухов принята 10 мм.

При пересечении дорог принято заглубление проектируемых трубопроводов не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного футляра методом продавливания, концы защитных кожухов, устанавливаемых на участках переходов проектируемых трубопроводов через автомобильные дороги, выводятся не менее чем на 5 метров от подошвы насыпи земляного полотна. Пересечения выполнены подземным способом в защитных кожухах из труб стальных электросварных прямошовных диаметром Ду800 для проектируемого трубопровода Ду300 мм. С заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

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

Настоящим проектом предусмотрены узлы пуска/приема очистных устройств.

Для узлов пуска/приема очистных устройств предусмотрены камеры пуска/приема Ду400 и 500 правого/левого исполнения на давление 4,0 МПа климатического исполнения ХЛ. В качестве запорной арматуры в обвязках узлов предусматриваются задвижки клиновые без КОФ Ду400, Ду500 Ру4,0 МПа.

Подключения к существующим трубопроводам предусмотрено выполнить к перспективным задвижкам, расположенных на ранее запроектированных узлах после демонтажа заглушек. Запорную арматуру предусмотрено монтировать на технологические опоры под арматуру.

Своевременное удаление парафина, механических примесей, водяных и газовых скоплений позволит поддерживать пропускную способность трубопровода на проектном уровне.

Продукты очистки нефтегазопровода из камеры пуска очистных устройств через дренажный трубопровод Ду100 мм поступают в проектируемую дренажную емкость V=5 м<sup>3</sup>,

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

дыхательные линии емкости оборудованы дыхательным клапаном с огнепреградителем заводского изготовления.

Проектируемую дренажную емкость предусмотрено установить подземно. Дренажные линии камер пуска и приема оборудуются задвижками клиновыми без КОФ Ду100 мм, Ру4,0 МПа.

Продукты очистки нефтегазопровода из камеры приема очистных устройств через дренажный трубопровод Ду100 мм поступают в существующую дренажную емкость.

Для устройства дренажных систем (от камеры пуска и камеры приема) проектом предусмотрены трубы 114х6 стальные бесшовные горячедеформированные повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из высококачественной стали, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С и наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена. Согласно ГОСТ 32569-2013 дренажные трубопроводы относятся к группе А, подгруппе б, категории II.

Настоящим проектом предусмотрено пересечение с р. Лысудейвис на ПК47+46,9. Пересечение с водной преградой предусмотрено выполнить надземным способом в защитном кожухе из трубы стальной электросварной прямошовной диаметром Ду800 мм. Толщина стенки защитного кожуха принята 12 мм. Для прокладки трубопровода внутри защитных кожухов предусмотрено применение колец диэлектрических полиуретановых. Для герметизации межтрубного пространства и исключения вероятности попадания транспортируемой нефти в водный объект согласовано применение сальникового уплотнения трубы Ду500 мм в трубе Ду800 мм. В качестве выпуска воздуха предусмотрено применение вентиля углового специального (ВУС).

Сальниковые уплотнения устанавливаются на концах защитного кожуха. Межтрубное пространство заполняется инертным газом – азотом, и создается давление равное 0,1 МПа. Резкое падение давления послужит сигналом о разгерметизации футляра. Благодаря герметичной системе, углеводороды не попадут в окружающую среду. К тому же данная конструкция обеспечивает пожаробезопасность данного участка нефтепровода.

Настоящим проектом предусмотрены узлы береговых задвижек с установкой задвижки клиновой без КОФ с электроприводом, рассчитанной на давление 4,0 МПа, манометра со

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

шкалой 0-60 кгс/см<sup>2</sup>, вентиля углового специального (ВУС), сигнализатора прохождения очистных устройств. Узлы устанавливаются выше уровня 10% ГВВ.

Настоящим проектом предусмотрен охраняемый узел с установкой задвижки клиновой с электроприводом, рассчитанной на давление 4,0 МПа, манометра со шкалой 0-60 кгс/см<sup>2</sup>, вентиля углового специального (ВУС), сигнализатора прохождения очистных устройств.

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).

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

#### **Решения по защите трубопровода от коррозии**

Согласно техническому отчету (27-04-2НИПИ/2022-ИГИ) по трассе проектируемого нефтесборного коллектора от т.вр. к. №4, 65 до УПН «Восточный Ламбейшор» коррозионная агрессивность грунтов к углеродистой и низколегированной стали преимущественно средняя и высокая.

На данных участках среднее значение удельного электрического сопротивления грунта составляет от 8,7 Омхм до 45,3 Омхм. Выявленное удельное электрическое сопротивление грунта ниже 50 Омхм, что в соответствии с таблицей 1 ГОСТ 9.602-2016 относят данные грунты к грунтам средней и высокой коррозионной агрессивности.

В соответствии с п 6.6 ГОСТ 9.602-2016 стальные подземные трубопроводы, расположенные в грунтах средней и высокой коррозионной агрессивности, подлежат защите средствами электрохимической защиты (установками катодной защиты, установками дренажной защиты, протекторными установками).

Для электрохимической защиты вышперечисленных трубопроводов проектной документацией предусматривается установка протекторной защиты типа ПМП-20У с шагом не более 1 км. Проекторы устанавливаются на глубину ниже глубины промерзания – 3,0 м.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

Данные решения обеспечивают поддержание защитного поляризационного потенциала трубопроводов согласно таблице 4 ГОСТ 9.602-2016 от -0,85 В до 1,2 В.

Для электрохимической защиты вышеперечисленных трубопроводов проектной документацией предусматривается установка протекторной защиты.

По результатам исследований, опасное влияние блуждающих токов на площадке строительства не зафиксировано. Защита от влияния блуждающих токов – не требуется.

В соответствии с п. 4.3 ВСН 39-1.8-008-2002 и п. 8.1.13 ГОСТ 9.602-2016 для увеличения срока службы протекторной защиты и электрического разъединения надземных и подменных участков трубопроводов проектной документацией предусматривается уставного электроизолирующих вставок НЭМС.

Для контроля защитного потенциала на нефтепроводе предусматривается установка контрольно-измерительных пунктов (КИП). КИПы оборудуются стационарными двухкорпусными медно-сульфатными электродами сравнения длительного действия со встроенным вспомогательным электродом.

Для определения скорости и глубины коррозии подземных трубопроводов предусматривается применение индикатора коррозионных процессов серии ИКП.

Контрольно-измерительные пункты устанавливаются в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.

Подключение установок протекторной защиты (УПЗ) к газопроводу осуществляется кабелем марки ВВГнг(А) сечением 2х6 мм. кв. через контрольно-измерительные пункты со встроенным блоком совместной защиты типа БСЗ.

Присоединение всех кабельных выводов непосредственно к трубопроводам осуществляется конденсаторной сваркой с использованием клеммы ЭХЗ-КТС и установки контактной точечной сварки ЭХЗ-КТС. Изоляция мест присоединений кабеля к трубам осуществляется термоусаживаемыми лентами с наполнителем.

#### **Общие технические решения**

Расчетный срок службы проектируемых трубопроводов составляет не менее 20 лет.

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

- монтаж отводов гнутых по всей длине трасс трубопроводов;
- применение теплоизоляции на надземных частях проектируемых трубопроводов для избегания резких перепадов температур.

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т



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

- применение равнопроходной арматуры;
- применение единого диаметра труб на всём протяжении трасс трубопроводов;
- применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок.

В соответствии с п. 4.3 ВСН 39-1.8-008-2002 и п. 8.1.13 ГОСТ 9.602-2016 для увеличения срока службы протекторной защиты и электрического разъединения надземных и подменных участков трубопроводов проектной документацией предусматривается уставного электроизолирующих вставок НЭМС.

Настоящим проектом выдержаны нормативные расстояния при параллельной прокладке проектируемого трубопровода относительно существующих коммуникаций:

- от ВЛ до 35кВ – не менее 5 метров до нефтепроводов (согласно ПУЭ Издание седьмое);
- от существующих подземных трубопроводов при условном диаметре до 150 мм включительно – не менее 5 метров (согласно СП 284.1325800.2016);
- от существующих подземных трубопроводов при условном диаметре свыше 150 мм до 300 мм включительно – не менее 8 метров (согласно СП 284.1325800.2016);
- от внутрипромысловых автомобильных дорог – не менее 5 метров от бровки земляного полотна (согласно СП 284.1325800.2016).

Настоящим проектом выдержано нормативное расстояние при пересечении проектируемыми трубопроводами существующих трубопроводов – не менее 350 мм в свету.

Угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°.

Настоящей проектной документацией предусматривается электроснабжение задвижек, шкафов телемеханики, системы наружного освещения, молниезащиты и заземления проектируемого оборудования.

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

Электроснабжение потребителей осуществляется:

- на узле пуска СОД на ПК0+36.8 от проектируемой однотрансформаторной подстанции КТП-С 4/6/0,23;
- на узле подключения от к.2 на ПК35+82,7 от проектируемой однотрансформаторной подстанции КТП-С 4/6/0,23;
- на узле береговой задвижки ПК45+75,00 от двухтрансформаторной подстанции КТП-М 25/6/0,4 кВ (учтена в проекте 27-04-2НИПИ/2022-1);

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

- на узле береговой задвижки ПК51+34,0 от двухтрансформаторной подстанции КТП-М 25/6/0,4 кВ (учтена в проекте 27-04-2НИПИ/2022-1);
- на охранном узле ПК74+74,0 от существующей КТП БКНС. Для подключения проектируемых потребителей предусматривается установка автоматических выключателей в РУНН КТП;

Кабельные линии 0,4 кВ до проектируемых потребителей прокладываются по существующим и проектируемым кабельным эстакадам.

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

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

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

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

### 1.2.2 План и перечень размещения основного технологического оборудования

В административном отношении участок работ расположен на территории МО ГО «Усинск» Республики Коми на землях лесного фонда ГУ «Усинское лесничество».

Ближайший населенный пункт – вахтовый поселок Верхнеколвинск, расположен в 32 км к юго-востоку от участка строительства.

Административный центр – г. Усинск находится в 101 км к юго-востоку от территории строительства. Город Усинск – центр нефтедобывающего района Республики Коми с развитой инфраструктурой. Проезд к участку строительства возможен по железной дороге Москва-Печора-Усинск до станции Усинск, далее – по автомобильной дороге круглогодичного действия Усинск – Харьяга, далее по профилированной грунтовой автомобильной дороге

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

круглогодичного действия, построенной для обустройства Восточно-Ламбейшорского месторождения.

Участок работ расположен в пределах Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения, осваиваемого ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Территория строительства располагается в лесотундровой природной зоне, для которой характерно сочетание тундровой и лесной растительности.

Район строительства имеет развитую гидрографическую сеть, относящуюся к бассейнам рек Лая и Колва. Проектируемые трассы пересекает р. Лысутейвис.

Проектируемый объект расположен на территории производственной деятельности ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». Ситуационный план расположения проектируемого объекта представлен в графической части на чертеже 27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ1.Г2.

Расстояния между проектируемыми и существующими сооружениями соответствует противопожарным требованиям СП 231.1311500.2015, СП 4.13130.2013, СП 18.13330.2011, ПУЭ и «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Перечень основных опасных составляющих проектируемого объекта, и его основные параметры представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные опасные составляющие проектируемого объекта

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта	
	Назначение	Проектная мощность
Нефтеборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор»	Транспорт нефтяной эмульсии	Подземный. Диаметр и толщина стенки – 426x10мм, 530x11мм. Протяженность – 7598 м Рабочее давление – 4,0 МПа Проектные мощности: по нефти: 3216,74 т/сут. по жидкости: 4184,03 м <sup>3</sup> /сут.

### 1.2.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Технологическая схема проектируемого объекта представлена в графической части Тома 10.3.1 (27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ1.Г3).

Данные о распределении опасных веществ по оборудованию на проектируемом объекте представлены ниже (таблица 5).

Расчет количеств опасных веществ ведется по единовременной максимальной загрузке всех технологических узлов при нормальном технологическом процессе.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

Количество (масса вещества) определялось с использованием действующих нормативных документов. При расчете массы опасного вещества учитывались технологические характеристики объекта: давление, проектная мощность, время закрытия задвижек, расстояние между задвижками.

Таблица 5 – Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Технологическая площадка			Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование блока, площадки	Наименование оборудования, № по схеме	Количество единиц оборудования, м	В единице оборудования Масса нефти между задвижками	На площадке/ блоке	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С
<b>Нефтесорбный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор»</b>							
1	ПК0+00.00 - ПК0+36.0	360,00	37,077	37,077	ГЖ	4,0	+40..+70
2	ПК0+36.0 - ПК30+43.26	2683,26	276,354	276,354	ГЖ	4,0	+40..+70
3	ПК30+43.26 - ПК35+88.0	544,74	56,104	56,104	ГЖ	4,0	+40..+70
4	ПК35+88.0 - ПК45+75.0	987,00	158,833	158,833	ГЖ	4,0	+40..+70
5	ПК45+75.0 - ПК51+34.0	559,00	89,957	89,957	ГЖ	4,0	+40..+70
6	ПК51+34.0 - ПК74+74.0	2340,00	376,565	376,565	ГЖ	4,0	+40..+70
7	ПК74+74.0 - ПК75+80.7	106,70	16,752	16,752	ГЖ	4,0	+40..+70
<b>Итого:</b>			<b>1011,642</b>				

### 1.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности

#### 1.3.1 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;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

- все оборудование соответствует климатическим характеристикам (снеговые нагрузки, ветровые нагрузки, минимальная температура воздуха) и сейсмичности района размещения проектируемого объекта;
- 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 нефтесборных коллекторов проектом принята труба стальная прямошовная нефтегазопроводная повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из высококачественной стали, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С с системой защиты стыка втулкой и с наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена;
- применение антикоррозионных покрытий и протекторной защиты трубопроводов;
- применение отводов гнутых, 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;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								18
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т		

- 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;
- принят оптимальный способ прокладки проектируемых трубопроводов, снижающий неблагоприятные внешние воздействия: подземный способ прокладки с минимальной глубиной 0,8 м;
- проектом предусмотрено пересечение трассой существующих технологических проездов. Толщина стенки защитных кожухов принята 10 мм;
- при пересечении дорог принято заглубление проектируемых трубопроводов не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного футляра методом продавливания, концы защитных кожухов, устанавливаемых на участках переходов проектируемых трубопроводов через автомобильные дороги, выводятся не менее чем на 5 метров от подошвы насыпи земляного полотна. Пересечения выполнены подземным способом в защитных кожухах из труб стальных электросварных прямошовных диаметром Ду800 для проектируемого трубопровода Ду500 мм. С заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена;
- выдержаны нормативные расстояния при параллельной прокладке проектируемых трубопроводов относительно существующих коммуникаций;
- для упрощения обслуживания и контроля герметичности, установка запорной арматуры и на трубопроводе предусматривается надземно;
- 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;
- для предупреждения разгерметизации подвижных узлов (уплотнений) арматуры осуществляется систематический контроль за их техническим состоянием;
- на каждом километре и углах поворота трасс трубопроводов, на пересечении автомобильных дорог и водных преград с двух сторон, при пересечениях с коммуникациями необходимо установить опознавательные знаки. Знаки

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т	

устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу на расстоянии не более 4 м от его оси.

### 1.3.2 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 к существующим трубопроводам предусматриваются узлы отключающих задвижек с обратными клапанами, что ограничивает объем проливов при аварийной разгерметизации трубопроводов. Для контроля давления предусмотрены манометры, показывающие;
- на подходе к УПН предусмотрена установка электроприводной запорной арматуры (охранный узел), 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 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.

### 1.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности

Пожарная безопасность обеспечивается комплексом организационно-технических мероприятий, направленных на исключение возможности возникновения пожара,

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 20
			27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т				
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	

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 проектируемых площадок узлов подключения 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. В дополнение к естественному заземлителю проектной документацией предусмотрен наружный контур заземления;
- 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;
- 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;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т		



- 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).

В связи со спецификой объекта (линейные участки подземных трубопроводов), настоящим проектом не предусматривается автоматических систем пожаротушения, пожарной сигнализации, оповещение и управление эвакуацией людей при пожаре, внутреннего противопожарного водопровода, противодымной защиты, технических систем противопожарной защиты, систем их управления, а также способа взаимодействия с инженерными системами зданий и оборудованием.

#### **1.3.4 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. Получая информацию о состоянии объекта, оператор имеет возможность проанализировать эту

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

информацию и принять соответствующее решение об управляющем воздействии на объект. Информация поступает на диспетчерский инженерный пункт (ДИП) АБК УПН «Ламбейшор».

### **Объем контроля и автоматизации**

Объектами автоматизации и телемеханизации являются:

- камера пуска ОУ;
- камера приема/пуска ОУ;
- узел береговой задвижки (правый берег);
- узел береговой задвижки (левый берег);
- узел охранной запорной арматуры;
- емкость дренажная  $V=5 \text{ м}^3$  (2 шт.);
- камера приема ОУ;
- КТП – М (2 шт.).

#### Камера пуска ОУ

Проектом предусматривается:

- контроль загазованности на площадке камеры пуска ОУ. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ и дозрывных концентрации (ПДК  $\text{H}_2\text{S}$ ; ДВК  $\text{CH}_4$ ) на высоте 0,5 м и 0,8 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК и ДВК (5, 10 мг/м<sup>3</sup>  $\text{H}_2\text{S}$ ; 20%, 50% НКПР  $\text{CH}_4$ ). Предусматривается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации.

#### Камера приема/пуска ОУ

Проектом предусматривается:

- контроль загазованности на площадке камеры приема ОУ. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ и дозрывных концентраций (ПДК  $\text{H}_2\text{S}$ ; ДВК  $\text{CH}_4$ ) на высоте 0,5 м и 0,8 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м<sup>3</sup>  $\text{H}_2\text{S}$ ; 20%, 50% НКПР  $\text{CH}_4$ ). Предусматривается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации.

#### Узел береговой задвижки (правый берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

- дистанционный контроль давления до задвижки;
- дистанционный контроль давления в защитном кожухе;
- сигнализация уровня в защитном кожухе;
- контроль загазованности на площадке береговой задвижки. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ и дозрывных концентраций (ПДК H<sub>2</sub>S; ДВК CH<sub>4</sub>) на высоте 0,5 м и 0,8 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м<sup>3</sup> H<sub>2</sub>S; 20%, 50% НКПР CH<sub>4</sub>). Предусматривается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации;
- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае аварии, а также в случае внештатных ситуаций технологического процесса; в ручном режиме – либо по месту, либо с АРМ-оператора;
- сигнализация состояния задвижки (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

Узел береговой задвижки (левый берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления до и после задвижки;
- контроль загазованности на площадке береговой задвижки. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ и дозрывных концентраций (ПДК H<sub>2</sub>S; ДВК CH<sub>4</sub>) на высоте 0,5 м и 0,8 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м<sup>3</sup> H<sub>2</sub>S; 20%, 50% НКПР CH<sub>4</sub>). Предусматривается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации;
- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае аварии, а также в случае внештатных ситуаций технологического процесса; в ручном режиме – либо по месту, либо с АРМ-оператора;
- сигнализация состояния задвижки (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

Узел охранной запорной арматуры

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления после задвижки;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

- контроль загазованности на площадке дренажной емкости. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ и дозрывных концентраций (ПДК H<sub>2</sub>S; ДВК CH<sub>4</sub>) на высоте 0,5 м и 0,8 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м<sup>3</sup> H<sub>2</sub>S; 20%, 50% НКПР CH<sub>4</sub>). Предусматривается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации;
- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае аварии, пожара на УПН, а также в случае внештатных ситуаций технологического процесса УПН; в ручном режиме – либо по месту, либо с АРМ-оператора;
- сигнализация состояния задвижки (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

Камера приема ОУ

Проектом предусматривается:

- контроль загазованности на площадке камеры приема ОУ. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ и дозрывных концентраций (ПДК H<sub>2</sub>S; ДВК CH<sub>4</sub>) на высоте 0,5 м и 0,8 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м<sup>3</sup> H<sub>2</sub>S; 20%, 50% НКПР CH<sub>4</sub>). Предусматривается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации.

Дренажная емкость (2 шт.)

Проектом предусматривается:

- сигнализация верхнего уровня в емкости;
- контроль загазованности на площадке дренажной емкости. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ и дозрывных концентраций (ПДК H<sub>2</sub>S; ДВК CH<sub>4</sub>) на высоте 0,5 м и 0,8 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м<sup>3</sup> H<sub>2</sub>S; 20%, 50% НКПР CH<sub>4</sub>). Предусматривается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации.

КТП – М (2 шт.)

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т	Лист	
									25
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.			

- дистанционное измерение напряжения по фазе А,В,С;
- дистанционное измерение тока фазы А,В,С;
- дистанционное измерение расхода эл. энергии.

### **Телемеханизация нефтесборного коллектора**

Система производит съем информации с цифровых, аналоговых, частотных датчиков, передает информацию на сервер системы, передает на объекты команды контроля и управления, организует локальное управление оборудованием на объектах, формирует отчеты. В состав системы, кроме контроллеров, входит программное обеспечение, реализующее получение, передачу, обработку и отображение информации.

Сбор информации и управления рассредоточенными объектами осуществляется системой телемеханики на базе логических контроллеров.

Для площадок узла береговой задвижки (правый берег), узла береговой задвижки (левый берег), камеры приема ОУ, узла охранного крана, камеры пуска ОУ, камеры приема/пуска ОУ система телемеханики разработана в томе 27-04-2НИПИ/2022-1-ТКР1.

Структурная схема системы АСУ ТП представлена на чертеже 27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г19.

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 – шкаф СУ ТМ, 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;
- приборы КИП с выходным сигналом типа «сухой» контакт;
- посты управления и сигнализации;
- ЗРА запорно-регулирующая арматура.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

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 объекта скважин использована СУ ТМ на базе программируемого логического контроллера и модулей ввода/вывода в составе шкафа телемеханики.

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.

Шкафы СУ ТМ по заказу 27-04-2НИПИ/2022-1 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:

- ЦПУ;
- модули дискретного ввода/вывода;
- модули аналогового ввода;

2) Дополнительное оборудование:

- барьеры искрозащиты;
- 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 ТМ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т	Лист	
									27
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.			

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, рабочую станцию диспетчера, рабочую станцию инженера.

На верхнем уровне система управления выполняет следующие функции:

- сбор информации с СУ ТМ технологических объектов, регистрация текущих значений технологических параметров;
- сигнализация отклонений технологических параметров за аварийные и технологические границы;
- телеуправление;
- ведение базы данных;
- наглядное представление хода технологического процесса;
- хранение информации по замерам технологических параметров, по изменению состояния оборудования, аварийной сигнализации;
- обслуживание информационных запросов обслуживающего персонала в диалоговом режиме;
- формирование регламентных отчетных документов;
- интерфейс с другими информационными системами.

Верхний уровень представлен серверным шкафом и АРМом оператора.

Сервер системы и АРМ диспетчера размещены в помещении диспетчерского инженерного пункта АБК УПН "Ламбейшор".

*Решения по информационному обеспечению*

Информационное обеспечение существующей системы телемеханики Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения включает в себя возможность интеграции проектируемых площадок.

*Решения по математическому обеспечению*

Решение по математическому обеспечению разработаны в рамках существующей системы телемеханики Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения.

Обмен информации между СУ ТМ и диспетчерским пунктом осуществляется по средствам сетей связи. Для площадок узла береговой задвижки (правый берег), узла береговой задвижки (левый берег), камеры приема ОУ, камеры пуска ОУ и узла охранной задвижки организация канала связи предусматривается по заказу 27-04-НИПИ/2021-1.

Объем информации, передаваемой в систему телемеханики, приведен в таблице 6.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 6 – Объем информации передаваемой с площадок в систему телемеханики

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
<u>КАМЕРА ПУСКА ОУ</u>			
1,2 порог (авария) загазованности H <sub>2</sub> S (обобщенный сигнал)	-	x	-
1,2 порог (авария) загазованности CH <sub>4</sub> (обобщенный сигнал)	-	x	-
Загазованность на площадке камеры пуска ОУ (H <sub>2</sub> S, CH <sub>4</sub> )	x	-	-
<u>ПЛОЩАДКА ДРЕНАЖНОЙ ЕМКОСТИ</u>			
Сигнализация уровня в дренажной емкости	-	x	-
Пожар (площадка дренажной емкости)	-	x	-
<u>КАМЕРА ПРИЕМА/ПУСКА ОУ</u>			
1,2 порог (авария) загазованности H <sub>2</sub> S (обобщенный сигнал)	-	x	-
1,2 порог (авария) загазованности CH <sub>4</sub> (обобщенный сигнал)	-	x	-
Загазованность на площадке камеры приема/пуска ОУ (H <sub>2</sub> S, CH <sub>4</sub> )	x	-	-
<u>ПЛОЩАДКА ДРЕНАЖНОЙ ЕМКОСТИ</u>			
Сигнализация уровня в дренажной емкости	-	x	-
Пожар (площадка дренажной емкости)	-	x	-
<u>УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАДВИЖКИ (правый берег)</u>			
Давление линейное	x	x	-
Давление в защитном кожухе	-	x	-
Уровень в защитном кожухе	-	x	-
Загазованность на узле береговой задвижки (H <sub>2</sub> S, CH <sub>4</sub> )	x	-	-
1,2 порог (авария) загазованности H <sub>2</sub> S (обобщенный сигнал)	-	x	-
1,2 порог (авария) загазованности CH <sub>4</sub> (обобщенный сигнал)	-	x	-
Опробование сигнализации загазованности	-	x	-
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть, закрыть; открыта, закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	x	x
<u>УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАДВИЖКИ (левый берег)</u>			
Давление линейное	x	x	-
Загазованность на узле береговой задвижки (H <sub>2</sub> S, CH <sub>4</sub> )	x	-	-

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т



Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
1,2 порог (авария) загазованности H <sub>2</sub> S (обобщенный сигнал)	-	x	-
1,2 порог (авария) загазованности CH <sub>4</sub> (обобщенный сигнал)	-	x	-
Опробование сигнализации загазованности	-	x	-
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть, закрыть;открыта, закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	x	x
<b><u>УЗЕЛ ОХРАННОЙ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ</u></b>			
Давление линейное	x	x	-
Загазованность на узле охранной запорной арматуры (H <sub>2</sub> S, CH <sub>4</sub> )	x	-	-
1,2 порог (авария) загазованности H <sub>2</sub> S (обобщенный сигнал)	-	x	-
1,2 порог (авария) загазованности CH <sub>4</sub> (обобщенный сигнал)	-	x	-
Опробование сигнализации загазованности	-	x	-
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть, закрыть;открыта, закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	x	x
<b><u>КАМЕРА ПРИЕМА ОУ</u></b>			
1,2 порог (авария) загазованности H <sub>2</sub> S (обобщенный сигнал)	-	x	-
1,2 порог (авария) загазованности CH <sub>4</sub> (обобщенный сигнал)	-	x	-
Загазованность на площадке камеры приема ОУ (H <sub>2</sub> S, CH <sub>4</sub> )	x	-	-
<b><u>КТП –М (2 шт.)</u></b>			
Напряжение по фазе А, В, С	x	-	-
Ток фазы А, В, С	x	-	-
Расход эл. энергии	x	-	-

### Технические средства автоматизации

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

Для контроля технологических параметров предусматривается применение нижеперечисленных датчиков и приборов:

– для дистанционного измерения давления датчик избыточного давления АИР-10Н (1ExdIICT5X, IP66) производства ООО НПП «Элемер» Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

– для беспроводной передачи данных от датчика загазованности, датчика давления, сигнализатора уровня, одноканальный автономный измеритель-коммутатор аналоговых (токовых и резистивных) сигналов производства ООО «РОССМА» Россия, или аналог.

– для контроля уровня жидкости датчик уровня ПМП-052 (Ga/Gb Ex db IIВ ТЗ, IP66) производство ЗАО НПО «Сенсор», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– для контроля загазованности и контроля паров углеводородов и метана предусматриваются датчик-газоанализатор стационарный ДГС ЭРИС-210 (1Exd[ia]IICT6, IP67) производства ГК «ЭРИС», Россия;

– пост аварийной сигнализации ПАСВ1 (2ExedmIICT5, IP66) производства ОАО «ВЭЛАН», Россия.

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

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

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

Заземление средств автоматизации и телемеханизации выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ. По месту приборы заземляются согласно требованиям изготовителей приборов. Присоединение к заземляющему устройству осуществляется при помощи провода в желто-зеленой изоляции ПуГВ 1х6 и полосы Б2 4х20 (СтЗкп ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89). Монтаж выполняется согласно инструкции по монтажу зануления и защитного заземления ТИ4.25088.17000. Сопротивление заземляющего устройства площадок составляет не более 4,0 Ом.

“Электроснабжение средств автоматизации и телемеханики предусматривается по 1-й категории надежности электроснабжения. Безопасность функционирования запроектированных средств автоматизации, в частности, методы заделки мест прохода проводок средств автоматизации через ограждающие строительные конструкции, обеспечивающие требуемую огнестойкость этих конструкций и предотвращение распространения огня, выполняется в соответствии с ПУЭ.

Для кабельных линий, прокладываемых во взрывоопасных зонах, предусматривается кабель герметичный с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем КУВЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nx2xS (или аналогичный) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Для кабельных линий, прокладываемых

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

вне взрывоопасных зон, предусматривается кабель КВВГЭнг(А)-LS-ХЛ, МКЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nx2xS (или аналогичные) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012. Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям. Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018 имеют сечение не менее 1 мм<sup>2</sup>. При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно 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.

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

## 2 Анализ риска

### 2.1 Анализ известных аварий

#### 2.1.1 Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, связанных с опасными веществами

Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, имевших место на других аналогичных объектах с пожаром и взрывом, (по данным Ростехнадзора), приведен ниже (таблица 7).

Таблица 7 – Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах

Дата аварии Место	Описание	Причины	Пострадавшие Ущерб
09.01.14 ООО «Лукойл-Коми» ТПП «Лукойл-Усинскнефтегаз», КЦДНГ №7 Харьягинского нефтяного месторождения	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 м2. Экономический ущерб от аварии составил 201366 руб.
11.04.14 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.
11.01.15 Трасса трубопровода от троецкой УППНиВ до Крымской ЛПДС ЦТОРТ и ЛПА №2 ООО "РН-Краснодарнефтегаз " 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.
7.01.15 Конденсатопровод Западный Соплес-Вуктыл (Система межпромысловых	Было обнаружено пятно диаметром 3 м	При строительстве конденсатопровода был допущен дефект изоляционного покрытия с	Пострадавших нет. Данных об ущербе нет.

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

Лист

33

Дата аварии Место	Описание	Причины	Пострадавшие Ущерб
трубопроводов №5 ЛПУ МТ ООО "Газпром добыча Краснодар" филиал ЛПУМТ)		последующим его отслоением в процессе эксплуатации. Образовался 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.	
31.03.15 Сахалин, Охинский район, ООО "РН- Сахалинморнефтег аз"	Произошел разлив нефти на территории нефтепромысла "Эхаби Восточное"	Нет данных	Пострадавших нет. Данных об ущербе нет.
14.01.15 ПК 153+40 газопровода- коллектора УКПГ- 2В, входящий в состав "Система межромисловых трубопроводов Ямбургского нефтегазоконденса тного месторождения" ООО "Газпром добыча Ямбург"	Разрушение тройника 530x15, расположенного на узле приеме очистного устройства, выброс газожидкостной смеси	Заводской дефект тройника	Пострадавших нет. Ущерб составляет 146 993 707 руб.
02.03.16 Сахалин, Охинский район, ООО "РН- Сахалинморнефтег	Произошел разлив нефти на территории нефтепромысла «Эхаби Восточное» при	Нет данных	Пострадавших нет. Данных об ущербе нет.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

Дата аварии Место	Описание	Причины	Пострадавшие Ущерб
аз"	проведении плановых работ на нерабочем нефтепроводе.		
07.02.2016 Нефтесборный трубопровод «Т.ВР.К.30-Т.ВР.К.56» Северо-Тарасовского месторождения, 45 км от г. Тарко-Сале	Разгерметизация промышленного нефтесборного коллектора Ду 426x10 с последующим возгоранием	Разрушение трубопровода произошло вследствие коррозионного износа, возникшего по причине транспорта газодонефтяной 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 механические повреждения, являясь концентраторами напряжений, инициировали процесс локальной коррозии трубы, привели к образованию трещины и последующему разрушению трубной секции.	Пострадавших нет. Экономический ущерб – 36 492 тыс. руб.
14.02.2017 Участок магистрального	Разгерметизация магистрального газопровода на	Механическое повреждение трубы при проведении	Поврежден участок магистрального трубопровода

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

Дата аварии Место	Описание	Причины	Пострадавшие Ущерб
газопровода от Пяяхинского до Находкинского месторождения ТПП "Ямалнефтегаз	участке от УКПГ Пяяхинского м/р до точки подключения к магистральному газопроводу «Пяяхинское месторождение - Находкинское месторождение» в 36-ти метрах на восток от КУ2, с выбросом неконтролируемого газа под давлением с последующим воспламенением газовоздушной смеси.	строительно- монтажных работ. Концентрация напряжений в зоне механических повреждений (вмятин) расположенных на наружной поверхности участка трубы с последующим ее разрушением	протяженностью 17,7м. Экономический ущерб от аварии составил 398,5 тыс. руб.
18.01.2018 413 км магистрального нефтепровода «Куйбышев- Тихорецк», 1974 г. ввода в эксплуатацию.	В процессе транспортировки нефти в рабочем режиме произошло нарушение целостности нефтепровода с выходом нефти и попаданием ее на территорию с. Красноармейское с последующим возгоранием.	Разрушение кольцевого сварного стыка трубопровода вызвано формированием крупнозернистой структуры хрупкого видманштеттового феррита+квазиэвтек оида, что привело к полному разрушению 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 году.	Пострадавших нет. Экономический ущерб 68 789 тыс. руб. Экологический ущерб 1 796 тыс. руб.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

## 2.1.2 Анализ основных причин произошедших аварий

Анализ основных причин аварий, произошедших 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;
- 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 оснащенностью строительных организаций специальным оборудованием.

Как показывают статистические данные по авариям, происходящим на трубопроводах, самыми опасными являются аварии, возникшие из-за внешних воздействий техногенного характера, к которым относятся повреждение трубопровода землеройной или другой техникой. В результате такого воздействия происходит разрыв трубопровода на полное сечение («гильотинный разрыв»). В литературных источниках имеются сведения, что в настоящее время одним из главных факторов, резко повысившим риск аварий на трубопроводном транспорте и

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т	Лист
										37



приведшем, по существу, к большинству аварий с тяжелыми последствиями – старение, моральный и полный физический износ трубопроводов.

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.

Техническими причинами аварий являются нарушение требований промышленной безопасности, связанные с применением оборудования с отработавшим нормативным сроком эксплуатации, производства работ на неисправном оборудовании, использование во взрывоопасных зонах приборов без взрывозащиты.

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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

## 2.2 Анализ условий возникновения и развития аварий

### 2.2.1 Определение возможных причин возникновения аварий и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий

К основным причинам, связанным с отказом оборудования относятся:

1) Опасности, связанные с типовыми процессами.

Основным процессом является процесс транспортировки нефтяной эмульсии. 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

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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:

- 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;

- высокая производительность и значительная протяженность отдельных участков трубопроводов (между линейными задвижками), что обуславливает в случае аварии выброс за короткий промежуток времени в окружающую среду больших количеств взрывоопасных веществ;

- наличие сложных по условиям строительства и труднодоступных участков трасс трубопроводов, что предопределяет возможность появления дефектов уже при транспортировке

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

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 строительного-монтажных работ, повреждение оборудования грузоподъемными механизмами и строительной техникой;

– повреждение сетей электроснабжения, заземления и молниезащиты, КИПиА, пожарной сигнализации при проведении строительного-монтажных работ;

– падение грузоподъемных механизмов;

– нарушение технологической и трудовой дисциплины, неосторожные или несанкционированные действия работников строительного-монтажных специальностей при проведении СМР;

– нарушение регламента проведения работ при зачистке и демонтаже нефтяных резервуаров, емкостей и др. технологического оборудования.

### 2.2.2 Определение сценариев аварий с участием опасных веществ

Исходя из представленных выше характеристик декларируемого объекта (количества и свойств опасных веществ, технологии и аппаратного оформления, технических решений по обеспечению безопасности), анализа известных аварий, анализа условий возникновения и развития аварий целесообразно определить и использовать на последующих этапах анализа сценарии и их дальнейшее развитие для всех учитываемых и анализируемых в декларации аварий.

Каждая произошедшая или возможная авария на опасном объекте по совокупности всех признаков от момента инициализации до полной ликвидации последствий специфична и неповторима. Однако, по ряду параметров, признаков и показателей, определяющих уровень опасности для человека, объектов прилегающей производственной зоны и окружающей среды, все аварии могут быть сгруппированы во множества, для которых применимы количественные и качественные оценки по основным показателям последствий.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

В абсолютном большинстве известных аварий начальная стадия – освобождение опасных веществ из закрытого (или герметичного) технологического оборудования. Степень разгерметизации аварийного объекта имеет определяющее значение для характера дальнейшего развития аварии и тяжести ее последствий. В последующих расчетах и исследованиях приняты две степени разгерметизации:

- полная разгерметизация, при которой прогнозируется разрушение объекта с высвобождением всего количества, содержащегося в нем опасного вещества; для трубопроводных систем эта ситуация идентифицируется гильотинным разрывом;
- частичная разгерметизация, когда в результате инициирующих событий образуется место истечения с эффективной площадью истечения опасного продукта 0,0003-0,0005 м (эквивалентно отверстиям диаметром 20-25 мм).

Взрывопожароопасные вещества после высвобождения из закрытых (герметичных) систем в зависимости от их природы и физических параметров состояния в аварийном оборудовании или транспортной системы могут образовывать:

- разлития опасных продуктов по свободной площади или в пределах ограждений (обвалований); это явление присуще горючим жидкостям (ГЖ), легковоспламеняющимся жидкостям (ЛВЖ);
- облака топливно-воздушной смеси (ТВС) из парогазовой фазы (ПГФ), содержащейся в аварийной системе и опасного продукта, испаряющегося с поверхности разлитой жидкости;
- струйное истечение опасных веществ из технологического блока при частичной разгерметизации, как жидкой, так и паровой фаз.

Описанные явления могут быть как обособленными, так и в различных сочетаниях с учетом конкретных условий аварии.

Высвобожденные в результате аварии взрывопожароопасные вещества при контакте и смешении с кислородом воздуха, при появлении источника зажигания достаточной мощности склонны к дальнейшим физико-химическим превращениям в форме взрывов и горений.

Эта стадия развития аварий достаточно сложна, многообразна и во многом определяется характером высвобождения опасных веществ и их природой. Для образующихся в результате аварий облаков ТВС приняты и исследованы стадии с последующими вариантами превращений:

- взрыв облака ТВС;
- сгорание облака ТВС в виде «пожара-вспышки»;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

- рассеивание облака ТВС.

Образование облаков ТВС происходит в случаях выброса из разгерметизированного или разрушенного оборудования значительных количеств опасного вещества в паровой (газовой) фазе или мгновенного испарения опасного вещества из жидкой фазы за счет значительного перегрева. Далее происходят газодинамические процессы смешения паров опасного вещества с воздушной массой и появление на внешних слоях парогазового облака массивов смеси с концентрациями опасного вещества в пределах между нижним и верхним концентрационными пределами воспламенения.

При появлении источника зажигания может происходить взрывное превращение облака ТВС, основным поражающим фактором которого является взрывная ударная волна, или сгорание облака ТВС с низкой скоростью распространения фронта пламени в режиме «пожар-вспышки», в этом случае основным поражающим фактором является тепловое воздействие (термическое поражение).

Еще одной разновидностью возможных аварий с участием взрывопожароопасных веществ является — эффект «BLEVE». Это явление заключается во взрыве расширяющихся паров вскипающей жидкости при попадании замкнутого резервуара со сжиженным газом или жидкостью в очаг пожара. При этом происходит нагрев содержимого резервуара до температуры, существенно превышающей нормальную температуру кипения, с соответствующим повышением давления. За счет нагрева несмоченных стенок сосуда уменьшается предел прочности их материала, в результате чего при определенных условиях оказывается возможным разрыв резервуара с возникновением волн давления и образованием «огневого шара». Горение по модели «огненного шара» на декларируемом объекте маловероятно, так как отсутствует оборудование со сжиженными газами.

При частичных разрушениях оборудования под избыточным давлением и трубопроводов возможен и такой вид превращения опасного вещества как факельное горение.

Наиболее часто это наблюдается при частичном разрушении (разгерметизации) оборудования и трубопроводов с ПГФ или перегретыми ЛВЖ и ГЖ, сжиженными газами. Авария может сопровождаться и появлением расширяющейся зоны горящего разлития.

Следующим видом превращения взрывопожароопасных веществ в возможных авариях является пожар разлития, который может возникать как основное обособленное событие аварии, так и в сочетании с возможными взрывами облаков ТВС и пожаром-вспышкой.

Аварии с горением жидкостной струи переходят в пожар большей площади поражения, поэтому сценарии горения струи жидкости в расчетах не рассматриваются.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

Из вариантов возникновения и развития аварий наиболее вероятными могут быть аварии, возникающие при незначительных нарушениях герметичности оборудования или трубопроводов, например, при нарушении плотности фланцевых соединений, образовании свищей, нарушения герметичности трубопроводной арматуры и т. п.

Аварии с пожарами и взрывами менее вероятны, но приводят к более серьезным последствиям и потому являются более опасными.

В перечне аварийных ситуаций применительно к каждому участку, технологической установке, зданию и сооружению промышленного предприятия выделяются группы аварийных ситуаций, которым соответствуют одинаковые модели возникновения и развития аварии.

С учетом особенностей технологии и вида применяемого опасного вещества на различных участках можно более подробно описать различные группы сценариев, которые рассматривались при выполнении анализа риска.

В результате анализа ранее определенных событий (причин, факторов), обусловленных конкретным инициирующим событием, в качестве моделей гипотетических аварий рассмотрены сценарии с наиболее опасным развитием аварийной ситуации с полным разрушением оборудования, воспламенением опасного вещества. Перечень основных сценариев представлен в таблице 8.

Таблица 8– Перечень основных сценариев

№ 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
<p><b>Примечания:</b> 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.</p>		

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

### 2.2.3 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета, с оценкой влияния исходных данных на результаты анализа риска аварии

В настоящем разделе изложена методология оценки риска аварий и чрезвычайных ситуаций на декларируемом объекте, включая оценки возможных потерь и частот их реализации.

При анализе уровня опасности декларируемого объекта использовались методы моделирования процессов и событий, объективно характеризующие исследуемые явления в области определяемых критериев и оценок. К числу моделируемых процессов относятся:

- статистически обоснованные схемы событий, инициирующих возникновение, развитие и логическую последовательность этапов аварий;
- физико-химические явления аварии (выбросы опасных веществ, формирование облаков ТВС опасных продуктов их последующие превращения – взрыв, рассеивание или сгорание, пожар разлитий и т. д.);
- формы проявления поражающих факторов возможных аварий, прогнозируемые зоны их действия, интенсивность и продолжительность воздействия поражающих факторов;
- ожидаемые последствия воздействия поражающих факторов аварий на производственный персонал декларируемой установки, производственные и административно-бытовые здания и сооружения, экологические последствия прогнозируемых аварий;
- действия производственного персонала и специальных формирований предприятия в возникающих ЧС (оповещение должностных лиц и служб, запуск и работа технических систем локализации аварии, эвакуация и перемещения персонала, спасательные, неотложные и аварийно-восстановительные работы), а также действия сил и средств сторонних организаций и территориальных формирований МЧС, привлекаемых для ликвидации аварий на декларируемом объекте.

Для проведения расчетов по определению зон действия основных поражающих факторов и возможного ущерба обслуживающему персоналу и окружающей природной среде при различных сценариях аварии, приняты опробованные методики, рекомендованные ГУГПС МВД России, ВНИИПО МВД России, Научно-техническим центром «Промышленная безопасность», ВНИИ ГОЧС, Государственным комитетом Российской Федерации по охране окружающей среды и пр.

При оценке риска проводилось математическое (компьютерное) моделирование (расчет, построение) возможных сценариев аварий на декларируемом объекте, обусловленных возможными инициирующими событиями (включая оценки ожидаемых частот возникновения инициирующих событий, и оценки потерь, обусловленных всеми вариантами развития аварии).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т



Описав и рассчитав для каждого из характерных аварийных сценариев зоны распространения физических параметров в окружающей среде и обосновав критерии ущерба (с учетом механизма и специфики возникновения последствий в выбранной группе риска), на следующем этапе получается распределение (поле) потенциальной опасности по территории вокруг источника. При этом для сценариев аварий, зоны потенциального ущерба, от которых формируются под действием параметров окружающей среды, учитывается весь спектр ее возможных состояний в пределах характерного периода их изменений (в разрезе года). Для количественной оценки риска промышленного объекта использовались методики, приведенные ниже (таблица 9).

Таблица 9 – Перечень методик, используемых для количественной оценки риска

Наименование используемых моделей и методов	Комментарии
ГОСТ Р 27.310-95. Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения	Используется для определения частот реализации сценариев возможных аварий.
ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования	Определение вероятности возникновения пожара на пожаровзрывоопасном объекте, определение интенсивности отказа элементов.
ГОСТ Р 12.3.047-2012 Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля	Определение радиуса зон поражения при пожарах проливов.
СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности	Определение последствий при взрывах ТВС, интенсивности теплового излучения при пожарах. Утвержден приказом МЧС России от 25.03.2009 г. № 182.
Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах	Определение количества вещества при истечении из отверстия. Определение условной вероятности при построении деревьев событий. Определение радиуса зон поражения при авариях. Утверждена приказом МЧС России от 10.07.2009 г. № 404.
РД 03-496-02. Методическими рекомендациями по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах	Используется для оценки материального ущерба при авариях. Утверждены Постановлением ГГТН России от 29.10.2002 № 63.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

Наименование используемых моделей и методов	Комментарии
Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»	Методические принципы, термины и понятия анализа риска, общие требования к процедуре оценки риска и оформлению результатов. Утвержден приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 г. № 144.
Руководство по безопасности "Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей"	Расчет параметров ударной волны, зон поражения и разрушения при взрыве облаков топливно-воздушных смесей. Утвержден приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 г. № 137.
Руководство по безопасности "Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ"	Расчет концентрации, массы ОБ во взрывоопасных пределах и зон поражения при пожаре-вспышке и взрыве ТВС Утвержден приказом Ростехнадзора от 20.04.2015 г. № 158.
Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на линейных объектах транспортирующих взрывопожароопасные жидкости»	Оценка риска аварий на технологических трубопроводах взрывопожароопасных жидкостей. Утвержден приказом Ростехнадзора от 17.09.2015 г. № 366.

#### 2.2.4 Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии

Для определения количества опасного вещества, участвующего в авариях использовались данные ожидаемой производительности межпромыслового нефтепровода.

Расчёт количества опасных веществ, обращающихся в нефтепроводе, 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»).

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 10).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

Таблица 10 - 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
ПК0+00.00 - ПК0+36.0	360,00	0,4	3216,74	238,123
ПК0+36.0 - ПК30+43.26	2683,26	0,4	3216,74	477,401
ПК30+43.26 - ПК35+88.0	544,74	0,4	3216,74	257,150
ПК35+88.0 - ПК45+75.0	987,00	0,5	3216,74	359,879
ПК45+75.0 - ПК51+34.0	559,00	0,5	3216,74	291,003
ПК51+34.0 - ПК74+74.0	2340,00	0,5	3216,74	577,611
ПК74+74.0 - ПК75+80.7	106,70	0,5	3216,74	217,798

### 2.2.5 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.

#### 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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

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, м<sup>3</sup>.

Результаты расчетов площадей загрязнения при аварийных проливах горючих жидкостей приведены в таблице 11.

**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):

- 44,5кВт/м<sup>2</sup> – разрушение соседних емкостей, для человека – зона безвозвратных потерь (вероятность смертельного исхода 50% при длительности экспозиции 10 сек);
- 10,5кВт/м<sup>2</sup> – 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.);

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т	Лист
										49
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- 7,0кВт/м<sup>2</sup> – 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/м<sup>2</sup> – 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/м<sup>2</sup> – 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 трассе нефтепровода представлены в таблице 11.

Таблица 11 - Результаты расчетов определения зон действия поражающих факторов

Показатели		Нефтеcборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор»
		ПК0+36.0 - ПК30+43.26
<b>С1 Разлитие опасного вещества без воспламенения</b>		
Разгерметизация трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → загрязнение окружающей природной среды → локализация и ликвидация аварийной ситуации		
Протяженность участка, м	2686,26	
Количество опасных веществ, участвующих в аварии, т	477,401	
Площадь пролива, м <sup>2</sup>	2910,979	
<b>С2 Пожар разлития опасного вещества</b>		
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	119,59	
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 <sup>2</sup> ), м	-	
Непереносимая боль через 20-30 с Ожог 1 степени через 15-20 с Ожог 2 степени через 30-40 с (7,0 кВт/м <sup>2</sup> ), м	72,9	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

Показатели	Нефтеcборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор»
	ПК0+36.0 - ПК30+43.26
Безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м <sup>2</sup> ), м	105,16
Без негативных последствий в течение длительного времени (1,4 кВт/м <sup>2</sup> ), м	166,0

Зоны действия поражающих факторов наиболее опасной аварийной ситуации для составляющих проектируемого объекта представлены в графической части Декларации промышленной безопасности (27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ1.Г4).

### 2.2.6 Оценка возможного числа пострадавших

Обслуживание проектируемого объекта будет осуществляться существующим персоналом бригады №2 по добыче нефти и газа (Восточно-Ламбейшорское НМ) комплексного цеха по добыче нефти и газа № 3 (КЦДНГ-3) ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Увеличения численности персонала не предусматриваются.

Для проектируемых трубопроводов предусматривается непрерывный круглосуточный режим работы. Автоматизация и управление технологическим процессом транспорта продукции позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Пребывание обслуживающего персонала на объекте – периодическое. Персонал находится на объекте в течение времени, необходимого для визуального осмотра трассы, контроля технологического режима работы и для проведения ремонтно-профилактических работ. Техническое обслуживание и устранение нештатных ситуаций выполняется оперативно-выездной бригадой (в составе 2 чел.).

На прилегающей территории к проектируемым объектам население отсутствует. В случае реализации аварий на проектируемых трубопроводах, поражения населения ближайших населенных пунктов не ожидается.

Мирное и гражданское население в зоны риска возможных аварий не попадает. Сторонние организации, расположенные вне территории объекта, в зону действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии не попадают.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

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 12.

Таблица 12– Результаты оценки возможного числа пострадавших на объекте

Наименование трубопровода	Сценарий	Поражающий фактор	Число погибших	Число пострадавших
Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор» (ПК0+36.0 - ПК30+43.26)	С1	Экологическое загрязнение	0	0
	С2	Тепловое излучение	0	2

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

## 2.2.7 Оценка возможного ущерба

Возможный полный ущерб при авариях на проектируемом объекте будет определяться прямыми потерями, затратами на локализацию (ликвидацию последствий) аварии, социально-экономическими потерями вследствие гибели и травматизма людей, косвенным ущербом, экологическим ущербом и потерями от выбытия трудовых ресурсов в результате гибели людей или потерями ими трудоспособности.

Прямой ущерб при авариях на проектируемом объекте будет определяться:

- потерями предприятия в результате уничтожения основных фондов (оборудования, трубопроводов, арматуры);
- потери предприятия в результате уничтожения товарно-материальных ценностей;
- потери в результате уничтожения имущества третьих лиц.

Затраты на локализацию (ликвидацию последствий) аварий определяются:

- расходами, связанными с локализацией (ликвидацией последствий) аварии;
- расходами на расследование причин аварии.

Социально-экономические потери определяются как сумма затрат на компенсации и мероприятия вследствие гибели или травмирования людей.

Косвенный ущерб будет определяться:

- потерями ожидаемой прибыли из-за временного, связанного с аварией, прекращения деятельности;
- зарплатой и условно-постоянными расходами предприятия за время простоя;
- убытками, вызванными уплатой различных неустоек, штрафов, пени;
- убытками третьих лиц из-за недополученной ими прибыли.

Экологический ущерб определяется как сумма ущербов от различных видов вредного воздействия на объекты окружающей среды:

- ущерб от загрязнения атмосферы;
- ущерб от загрязнения водных ресурсов;
- ущерб от загрязнения почвы;
- ущерб, связанный с уничтожением биологических ресурсов;
- ущерб от засорения территории обломками зданий, сооружений, оборудования и т.д.

Структура ущерба представлена на рисунке 1.

При расчете ущерба от возможных аварий на производственных площадках проектируемого объекта приняты следующие допущения:

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв №	Подп. и дата	Инов. № подл.	27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т	Лист
										53



– Все здания, сооружения и оборудование, попадающие в зону сильных разрушений или прямого огневого воздействия, полностью утрачивают свою первоначальную стоимость. Объем прямых потерь от утраченных основных фондов определяется стоимостью их замещения (стоимостью демонтажа разрушенных фондов, суммой, необходимой для приобретения фондов, аналогичных утраченным, и стоимостью монтажа новых фондов).

– Оборотные фонды, находящиеся в технологическом оборудовании в зоне полного разрушения, полностью утрачивают свою стоимость. Величина прямых потерь от утраты продукции и сырья определяется исходя из среднегодового объема заполнения оборудования и оптовых цен на данные виды сырья.

– Затраты на локализацию (ликвидацию последствий) аварии приняты в размере 10% от стоимости прямого ущерба.

– Ущерб имуществу третьих лиц определялся исходя из размера вреда причиненному автотранспорту и строительным машинам в период строительства проектируемых трубопроводов. В период эксплуатации проектируемого объекта, ущерба имуществу третьих лиц не ожидается, т.к. вблизи проектируемого объекта отсутствуют сторонние организации, доступ на месторождение закрыт для всех посторонних лиц.

– Расчет косвенного ущерба не проводился из-за отсутствия статистических данных о времени вынужденного простоя аналогичных узлов (установок) при прогнозируемых авариях.

– Ущерб, нанесенный лесному хозяйству при пожарах и взрывах в лесопосадках определялся стоимостью потерянной древесины на корню. При оценке ущерба учитывались прямые потери (поражения, влекущие прекращение роста) в пределах зоны термического воздействия пожара на нефтепроводах (т.е. на площади со значениями теплового потока выше  $10,5 \text{ кВт/м}^2$ ), при взрывах – площадь зоны сильных разрушений (значение избыточного давления по фронту ударной волны – 70 кПа). Ущерб определялся в соответствии с «Методикой определения размера возмещения вреда, причиненного лесам и находящимся в них природным объектам вследствие нарушения лесного законодательства» (прил. №4 к особенностям возмещения вреда, причиненного лесам и находящимся в них природным объектам вследствие нарушения лесного законодательства, утв. Постановлением Правительства РФ №1730 от 29.12.2018). Расчет ущерба от возможного уничтожения деревьев не учитывает возможности распространения лесного пожара (в зависимости от сезона и метеоусловий скорость распространения низового пожара составляет 1-3 м/мин), однозначное моделирование которого не представляется возможным. По экспертным оценкам и согласно имеющимся актам расследования подобных аварий реальный ущерб может увеличиться в 1,5-2,5 раза.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

– Расчет экологического ущерба, учитывая особенности размещения проектируемого объекта, проводился исходя из размера платы за выброс в атмосферу токсичных компонентов, сброс загрязняющих веществ в поверхностные водные объекты. При расчете экологического применены ставки платы (2018 год) за сбросы вредных веществ в окружающую среду, установленные Постановлением Правительства РФ от 13.09.2016 N 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах» (с изм. на 24.01.2020).

Под социально-экономическими потерями понимаются затраты на компенсацию и проведение мероприятий вследствие гибели или травмирования персонала и третьих лиц.

При возникновении аварийных ситуаций, в которых могут пострадать люди, социально-экономический ущерб (расходы по выплате пособий на погребение погибших, расходы по выплате пенсий по случаю потери кормильца, расходы на медицинскую, социальную и профессиональную реабилитацию пострадавших от аварии и т. п.) определяется количеством пострадавших и погибших.

Социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний является видом обязательного социального страхования.

В соответствии с Федеральным законом № 125-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» от 24 июля 1998 года в редакции, действующей с 03.01.2014 года, обеспечение по страхованию осуществляется:

1) в виде пособия по временной нетрудоспособности, назначаемого в связи со страховым случаем и выплачиваемого за счёт средств на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;

2) в виде страховых выплат:

а) единовременной страховой выплаты застрахованному либо лицам, имеющим право на получение такой выплаты в случае его смерти;

б) ежемесячных страховых выплат застрахованному либо лицам, имеющим право на получение таких выплат в случае его смерти;

3) в виде оплаты дополнительных расходов, связанных с медицинской, социальной и профессиональной реабилитацией застрахованного.

Таким образом, пострадавший в аварии при наступлении страхового случая в зависимости от степени утраты профессиональной трудоспособности имеет право на получение: пособия по временной нетрудоспособности, единовременной страховой выплаты, ежемесячных страховых выплат и оплаты дополнительных расходов, связанных с медицинской,

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

социальной и профессиональной реабилитацией. При наступлении смерти в результате аварии лица, указанные в статье 7 вышеуказанного Федерального закона имеют право на получение: единовременной страховой выплаты и ежемесячных страховых выплат.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

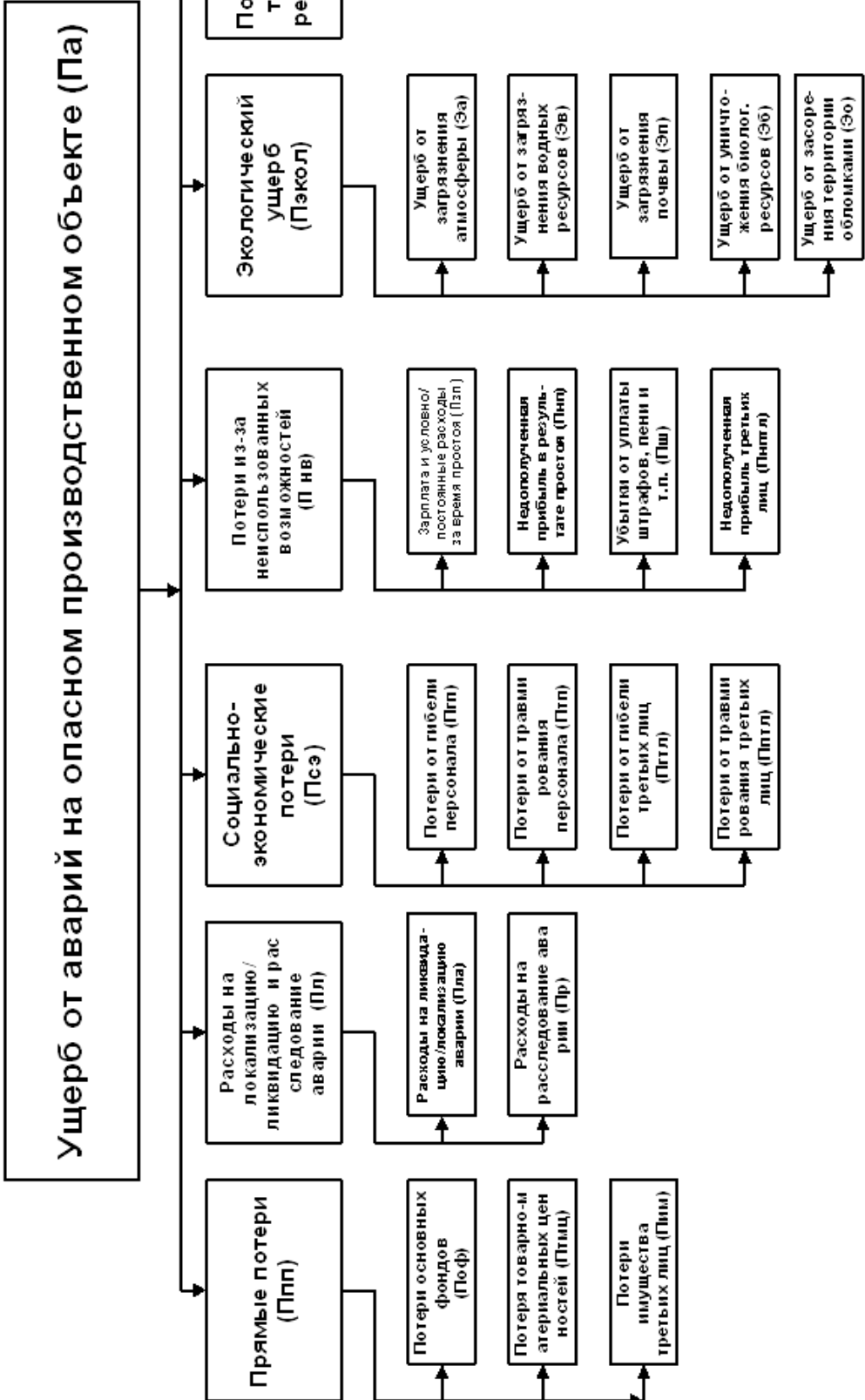


Рисунок 1 – Структура ущерба от аварий на опасном производственном объекте

Размеры страховых выплат устанавливаются федеральным законом №125-ФЗ и определяются в соответствии со степенью утраты застрахованным профессиональной трудоспособности.

Помимо вышеуказанного Федерального закона № 125-ФЗ отношения, связанные с обязательным страхованием гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте регулируются Федеральным законом № 225-ФЗ «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте» от 27 июля 2010 года (в редакции, действующей с 10.01.2014 года), в соответствии с которым обязательному страхованию подлежат имущественные интересы владельца опасного объекта, связанные с его обязанностью возместить вред, причинённый потерпевшим.

Размеры страховых выплат по договору обязательного страхования составляют:

- 1) два миллиона рублей - в части возмещения вреда, причиненного жизни каждого потерпевшего;
- 2) не более 25 тысяч рублей - в счет возмещения расходов на погребение каждого потерпевшего;
- 3) не более двух миллионов рублей - в части возмещения вреда, причиненного здоровью каждого потерпевшего;
- 4) не более 200 тысяч рублей - в части возмещения вреда, причиненного в связи с нарушением условий жизнедеятельности каждого потерпевшего;
- 5) не более 500 тысяч рублей - в части возмещения вреда, причиненного имуществу каждого потерпевшего - физического лица, за исключением вреда, причиненного в связи с нарушением условий жизнедеятельности;
- 6) не более 750 тысяч рублей - в части возмещения вреда, причиненного имуществу каждого потерпевшего - юридического лица.

Таким образом, в процессе осуществления производственной деятельности вне зависимости от возникновения какой-либо аварийной ситуации организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, в составе своих эксплуатационных затрат будет нести только фиксированные затраты по обязательному страхованию в виде:

- 1) отчислений на социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в Фонд социального страхования Российской Федерации;
- 2) договорных обязательств по обязательному страхованию гражданской ответственности владельца опасного объекта.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

Следовательно, непосредственно предприятие не несет расходов на выплату компенсаций и пособий семьям погибших и пострадавшим. Социально-экономические потери не учитывались.

В результате анализа ранее определенных событий (причин, факторов), обусловленных конкретным инициирующим событием в разделе определены сценарии с наиболее опасным развитием аварийной ситуации с полным разрушением оборудования, воспламенением опасного вещества. Далее проведена оценка величины возможного ущерба при реализации наиболее опасных сценариев.

Определение ущерба от возможных аварийных ситуаций на объекте осуществлялось с помощью Программного модуля «Оценка ущерба» на основе РД 03-496-02 «Методических рекомендаций по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах». Модуль позволяет осуществлять количественную оценку экономического ущерба от аварий на опасных производственных объектах.

Модуль рекомендуется для использования:

- при оценке ущерба во время расследования аварии на опасном производственном объекте,
- при разработке декларации промышленной безопасности,
- при страховании ответственности организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты.

Рекомендовано к применению Научно-техническим управлением МЧС России ФГУ ВНИИ ГОЧС (ФЦ) от 29.07.2010 № 2064/16-1.

Результаты расчета максимально возможного ущерба представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Максимально возможный ущерб при разгерметизации нефтепроводов

Виды расходов и потерь	Величина расходов и потерь
Прямой ущерб от аварии	1 224 300 руб.
В том числе, ущерб третьим лицам	0 руб.
Расходы на ликвидацию (локализацию аварии)	685 350 руб.
Социально-экономические потери	0 руб.
В том числе гибель (травмирование) третьих лиц	0 руб.
Косвенный ущерб	0 руб.
В том числе для третьих лиц	0 руб.
Экологический ущерб	56 260 руб.
Потери от выбытия трудовых ресурсов	0 руб.
<b>ИТОГО</b>	<b>1 965 910 руб.</b>

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

### 2.3 Оценка риска при различных сценариях аварии

Оценка риска заключается в определении вероятности причинения вреда персоналу и населению и ущербу имуществу и окружающей природной среде.

Оценка вероятности причинения вреда персоналу и населению сводится к определению индивидуального, коллективного и социального риска его поражения (в основном, необратимого).

Оценка вероятности нанесения вреда имуществу и ОПС заключается в определении потенциальной возможности реализации сценария аварии, последствия которой могут нанести указанный ущерб.

В соответствии с п. 43 Приказа МЧС РФ от 10.07.2009 N 404 уровень социального пожарного риска нормируется по поражению не менее десяти человек в течении года. Уровень социального пожарного риска в соответствии с «Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности» нормируется только для людей, находящихся в селитебной зоне вблизи объекта. Т.к. риск поражения персонала сторонних организаций и населения отсутствует и ожидаемое число пострадавших, при реализации наиболее крупных аварий, составит не более 1 человека, то расчет социального риска не проводится.

#### Оценка вероятности (частоты) возникновения аварий

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 14 представлены характерные частоты аварий основных технологических элементов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист 60
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

Таблица 14 – Ожидаемые частоты инициирования аварий типового оборудования

Тип аварии	Диаметр отверстия истечения, мм	Частота аварии, 1/год	Источник данных
Нефтеборный коллектор	25	$7,9 \times 10^{-7}$	Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах. Зарегистрировано в Минюсте РФ 10.07.2009 г., №404
	Полное разрушение	$2,5 \times 10^{-8}$	

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 аварии в ту или иную стадию развития. Для вычисления вероятности конечного события (экологическое загрязнение, пожар пролива) были использованы условные вероятности, приведенные ниже (таблица 15).

Таблица 15 – 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									
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.

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

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т



Частичное разрушение нефтесборного коллектора

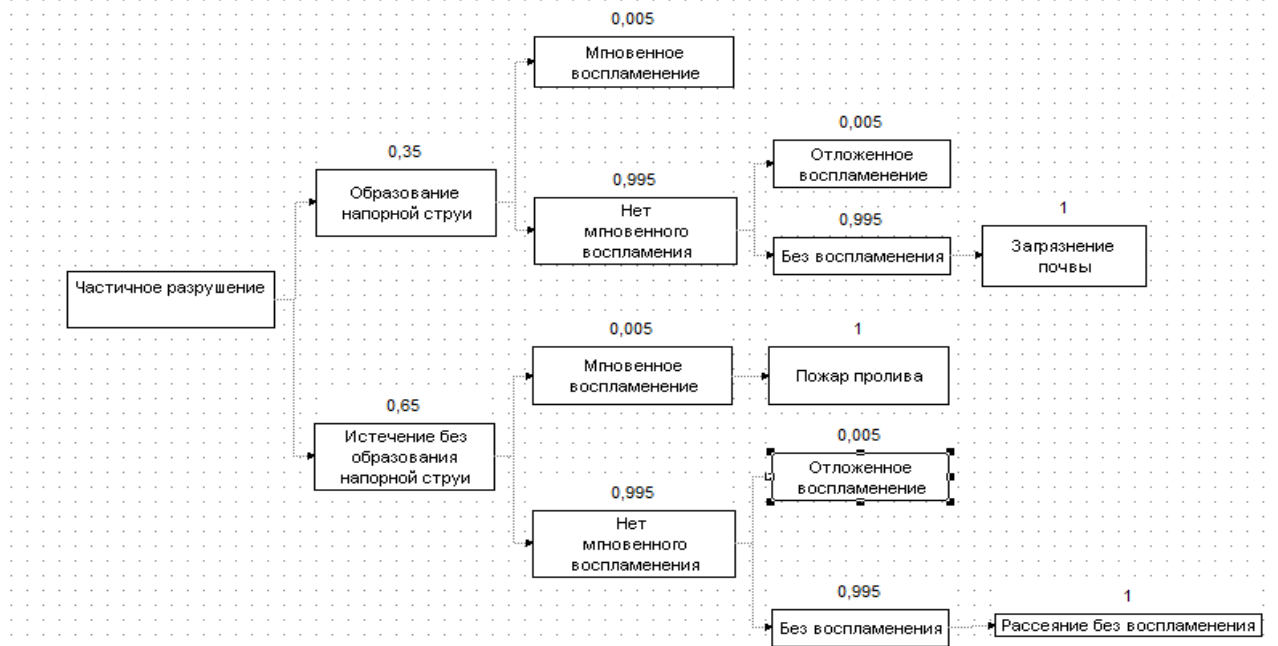


Рисунок 2 - Дерево событий для частичного разрушения оборудования, содержащего нефтяную эмульсию

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т	Лист
							62

ПОЛНОЕ разрушение участка трубопровода

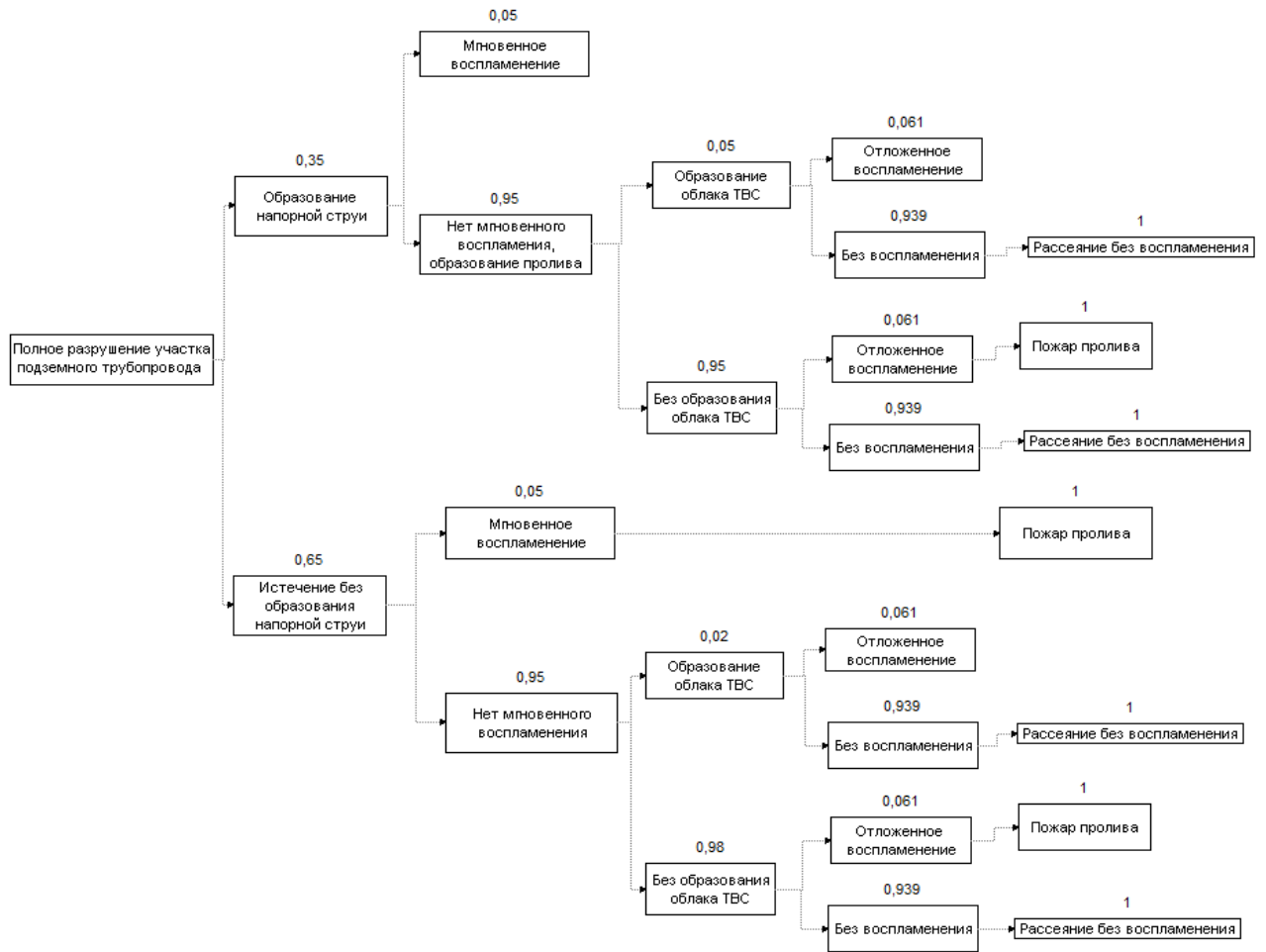


Рисунок 3 - Дерево событий для полного разрушения оборудования, содержащего нефтяную эмульсию

Итоговые частоты реализации сценариев аварийных ситуаций возможных на составляющих проектируемого объекта, представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Итоговые частоты реализации сценариев аварийных ситуаций

Оборудование	Сценарий	Описание сценария аварии	Частота аварии, 1/год
ПК0+00.00 - ПК0+36.0	С1-Ч	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации нефтепровода	2,82E-04
	С2-Ч	Пожар пролива при частичной разгерметизации нефтепровода	2,84E-06
	С1-П	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации нефтепровода	8,03E-06
	С2-П	Пожар пролива при полной разгерметизации нефтепровода	4,01E-07
ПК0+36.0 -	С1-Ч	Экологическое загрязнение при частичной	2,10E-03

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

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

Оборудование	Сценарий	Описание сценария аварии	Частота аварии, 1/год
ПК30+43.26		разгерметизации нефтепровода	
	С2-Ч	Пожар пролива при частичной разгерметизации нефтепровода	2,12E-05
	С1-П	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации нефтепровода	5,99E-05
ПК30+43.26 - ПК35+88.0	С2-П	Пожар пролива при полной разгерметизации нефтепровода	2,99E-06
	С1-Ч	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации нефтепровода	4,24E-04
	С2-Ч	Пожар пролива при частичной разгерметизации нефтепровода	4,27E-06
	С1-П	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации нефтепровода	1,21E-05
ПК35+88.0 - ПК45+75.0	С2-П	Пожар пролива при полной разгерметизации нефтепровода	6,03E-07
	С1-Ч	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации нефтепровода	7,72E-04
	С2-Ч	Пожар пролива при частичной разгерметизации нефтепровода	7,78E-06
	С1-П	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации нефтепровода	2,20E-05
ПК45+75.0 - ПК51+34.0	С2-П	Пожар пролива при полной разгерметизации нефтепровода	1,10E-06
	С1-Ч	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации нефтепровода	4,37E-04
	С2-Ч	Пожар пролива при частичной разгерметизации нефтепровода	4,41E-06
	С1-П	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации нефтепровода	1,25E-05
ПК51+34.0 - ПК74+74.0	С2-П	Пожар пролива при полной разгерметизации нефтепровода	6,23E-07
	С1-Ч	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации нефтепровода	1,83E-03
	С2-Ч	Пожар пролива при частичной разгерметизации нефтепровода	1,84E-05
	С1-П	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации нефтепровода	5,22E-05
ПК74+74.0 - ПК75+80.7	С2-П	Пожар пролива при полной разгерметизации нефтепровода	2,61E-06
	С1-Ч	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации нефтепровода	8,35E-05
	С2-Ч	Пожар пролива при частичной разгерметизации нефтепровода	8,41E-07
	С1-П	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации нефтепровода	2,38E-06
С2-П	Пожар пролива при полной разгерметизации нефтепровода	1,19E-07	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

## Оценка индивидуального риска при различных сценариях аварии

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

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

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

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

$Q_{ВПi}$  – 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 17.

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  $1 \times 10^{-6}$  1/год – для населения.

Таблица 17 – Суммарный индивидуальный риск поражения линейного обходчика

Персонал опасного производственного объекта	Индивидуальный риск смертельного поражения, 1/год	Индивидуальный риск санитарного поражения, 1/год
Трубопроводчик линейный	$1,03 \cdot 10^{-7}$	$3,10 \cdot 10^{-7}$

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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

### Определение уровня возможных ЧС.

В соответствии с классификацией Постановления Правительства РФ от 21.05.2007 г. №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» на проектируемом объекте максимально возможные чрезвычайные ситуации имеют муниципальный характер (зона чрезвычайной ситуации не выходит за пределы территории одного муниципального образования, с размером материального ущерба не более 12 млн. рублей и количеством пострадавших не более 50 человек).

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

### 3 Выводы и предложения

#### 3.1 Перечень составляющих декларируемого объекта с указанием рассчитанных показателей риска аварии

Всесторонняя оценка риска аварий, принятых мер по предупреждению аварий и готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии показали, что уровень эксплуатации опасного производственного объекта – «Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН Восточный Ламбейшор» соответствует требованиям промышленной безопасности, и безопасным условиям эксплуатации.

Основные опасности, связанные с эксплуатацией технологических систем декларируемого объекта, обусловлены возможностью реализации аварий с разливом нефти, выбросом в окружающую среду углеводородных газов при разгерметизации оборудования и трубопроводов. Негативными последствиями развития аварий могут быть пожар пролива нефти, горение горючих смесей газа и паров нефти с воздухом.

Наиболее вероятным сценарием аварии на проектируемом объекте является экологическое загрязнение окружающей среды в результате частичной разгерметизации нефтесборного коллектора от т.вр. к. №4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор» (ПК51+34.0 – ПК74+74.0). Наиболее опасной является авария, связанная с полной разгерметизацией нефтесборного коллектора от т.вр. к. №4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор» на участке ПК0+36.0 – ПК30+43.26, с последующим воспламенением пролитого опасного вещества. Данные о вышеуказанных авариях представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Сведения о наиболее вероятной и наиболее опасной авариях

Линейные задвижки (оборудование)	Сценарий	Авария	Число погибших	Число пострадавших	Частота аварии
ПК51+34.0 – ПК74+74.0	С1-Ч	Экологическое загрязнение	0	0	1,83E-03
	С2-П	Термическое поражение	0	1	2,61E-06
ПК0+36.0 – ПК30+43.26	С1-Ч	Экологическое загрязнение	0	0	2,10E-03
	С2-П	Термическое поражение	0	2	2,99E-06

Индивидуальный риск смертельного поражения персонала для проектируемого объекта составляет -  $1,03 \cdot 10^{-7}$  1/год, санитарного поражения –  $3,10 \cdot 10^{-7}$  1/год.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

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 декларируемом объекте вышеперечисленные зоны не попадают.

### 3.2 Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварии на декларируемом объекте

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  $1,3 \cdot 10^{-4}$  1/год);
- 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  $1,0 \cdot 10^{-4}$  1/год;
- «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (№123-ФЗ от 22.07.08г.) устанавливает величину допустимого индивидуального пожарного риска в зданиях, сооружениях, строениях и на территориях производственных объектов не более  $1,0 \cdot 10^{-6}$  1/год.

Индивидуальный риск смертельного поражения персонала для проектируемого объекта составляет -  $1,03 \cdot 10^{-7}$  1/год, санитарного поражения –  $3,10 \cdot 10^{-7}$  1/год.

Таким образом, индивидуальный риск на проектируемом объекте менее среднестатистического риска по России не превышает установленного «Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности». Следовательно, для персонала проектируемого объекта и третьих лиц индивидуальный риск является приемлемым, при условии, что предприняты все возможные и достаточные меры для уменьшения пожарной и промышленной опасности.

Следует отметить, что вблизи проектируемого объекта отсутствуют селитебные зоны и места массового скопления людей. Таким образом, индивидуальный пожарный риск для людей в селитебных зонах отсутствует и не превышает установленного «Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности».

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

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

Таким образом, показатели риска на проектируемом объекте не превышают установленных значений.

В соответствии с классификацией Постановления Правительства РФ от 21.05.2007 г. №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» на проектируемом объекте максимально возможные чрезвычайные ситуации имеют муниципальный характер (зона чрезвычайной ситуации не выходит за пределы территории одного муниципального образования, с размером материального ущерба не более 12 млн. рублей и количеством пострадавших не более 50 человек).

### 3.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий

Основные технические мероприятия, направленные на уменьшение риска аварий приведены в разделе 1.3 данной Расчётно-пояснительной записки к Декларации промышленной безопасности.

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

На данной стадии эксплуатации объекта в качестве основных мерами по уменьшению риска возникновения аварий могут быть признаны организационные мероприятия, направленные на уменьшение риска аварий на объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»:

- 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;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т



- качественное обучение персонала по вопросам профессиональной деятельности и промышленной безопасности, организации его допуска к работе и своевременная аттестация.

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;
- осуществление планового технического обслуживания, ремонта, технического освидетельствования трубопроводов;
- контроль состояния антикоррозионной и теплоизоляционной защиты технологического оборудования и трубопроводов;
- контроль состояния средств молниезащиты и заземления;
- выполнение периодических испытаний технологического оборудования и трубопроводов;
- внедрение культуры безопасности.

С целью уменьшения последствий аварий, необходимо:

- осуществление постоянного контроля состояния противопожарного оборудования;
- поддержание в постоянной готовности сил и средств аварийно-спасательных формирований 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. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т	

### Ссылочные нормативные документы

1. Федеральный закон от 21.12.1994 №68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»
2. Федеральный закон от 21.12.1994 №69-ФЗ «О пожарной безопасности»
3. Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
4. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
5. Федеральный закон от 27.12.2002 №184-ФЗ «О техническом регулировании»
6. Федеральный закон от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»
7. Федеральный закон от 04.05.2011 № 99-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности»
8. Постановление Правительства РФ от 24 ноября 1998 г. № 1371 «О регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов»
9. Постановление Правительства РФ от 18 декабря 2020 г. № 2168 «Правила организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности»
10. Постановление Правительства РФ от 21.05.2007 №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»
11. Постановление Правительства РФ от 30.12.2003 №794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций»
12. Приказ Ростехнадзора от 08.12.2020 N 503 "Порядок проведения технического расследования причин аварий, инцидентов и случаев утраты взрывчатых материалов промышленного назначения"
13. Приказ Ростехнадзора России от 20.10.2020 № 420 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила проведения экспертизы промышленной безопасности"
14. Приказ Ростехнадзора от 16.10.2020 №414 «Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в нее сведений»
15. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т	Лист
							71
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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 15.12.2020 №533 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств"

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

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»

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»

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т

32. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.1-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Руководство»

33. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.2-2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Распределение обязанностей и полномочий»

34. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.4.2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Требования к обучению и проверке знаний работников»

35. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6-2019 «Система управления промышленной безопасности, охраной труда и окружающей среды. Управление рисками и экологическими аспектами»

36. 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»

37. 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»

38. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.8-2019 «Система управления промышленной безопасности, охраной труда и окружающей среды. Планирование мероприятий»

39. 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»

40. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.10-2016 «Система управления промышленной безопасности, охраной труда и окружающей среды. Требования по сбору показателей и формированию отчетности»

41. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.11-2019 «Предупреждение аварий и чрезвычайных ситуаций, готовность к их ликвидации. Реагирование при возникновении аварии и чрезвычайной ситуации»

42. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.12-2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Порядок организации и проведения проверок»

43. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.13-2019 «Учет и анализ несчастных случаев, профессиональных заболеваний и микротравм на производстве»

44. 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».

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ДПБ2.Т	