



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

**(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)**

---

Регистрационный №П-125-001102065200-0274 от 12.02.2018 г.  
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы в газовой и  
нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»  
№ СРО-П-125-26012010

**«Реконструкция дюкерного перехода «Харьяга-Терминал «Уса»  
Секция 3» по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

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

**Книга 3 «Мероприятия промышленной безопасности»**

**09-12-2НИПИ/2022-МПБ**

**Том 10.3**

2022



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

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный №П-125-001102065200-0274 от 12.02.2018 г.  
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы в газовой и нефтяной  
отрасли «Инженер-Проектировщик»  
№ СРО-П-125-26012010

«Реконструкция дюкерного перехода «Харьяга-Терминал «Уса»  
Секция 3» по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

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

**Книга 3 «Мероприятия промышленной безопасности»**

**09-12-2НИПИ/2022-МПБ**

**Том 10.3**

Взам. инв. №	
Подп. и дата	Заместитель Генерального директора – Главный инженер  О. С. Соболева
Инв. № подл.	Главный инженер проекта  К.В. Худяев
	2022

Обозначение	Наименование	Примечание
09-12-2НИПИ/2022-МПБ-С	Содержание тома 10.3	1 л.
09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Мероприятия промышленной безопасности	
	Текстовая часть.	81 л.
09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Г	Графическая часть	3 л.
	Общее количество листов документов,	
	включенных в томе 10.3	85 л.

Согласовано			

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

<b>09-12-2НИПИ/2022-МПБ-С</b>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Михайлова			
Рук.груп.		Магус			
Н. контр.		Салдаева			
ГИП		Худяев			
Содержание тома 10.3			Стадия	Лист	Листов
			П		1
			ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>1</b>	<b>Общие сведения .....</b>	<b>5</b>
1.1	Реквизиты организации .....	5
1.1.1	Полное и сокращенное наименование организации .....	5
1.1.2	Наименование вышестоящего органа - министерства или ведомства, компании, концерна (при наличии таковых) с указанием адреса и телефона .....	5
1.1.3	Фамилии, инициалы и должности руководителей организации .....	5
1.1.4	Полный почтовый адрес, телефон, факс и телетайп организации .....	5
1.1.5	Краткий перечень основных направлений деятельности организации, связанных с эксплуатацией объекта .....	5
1.1.6	Основные проектные решения .....	6
1.2	Перечень опасных составляющих объекта .....	9
1.2.1	Основные составляющие объекта .....	9
1.2.2	Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте .....	9
1.3	Сведения о месторасположении проектируемого объекта .....	10
1.3.1	Краткая характеристика местности, на которой располагается проектируемый объект .....	10
1.3.2	Сведения о размерах и границах территории, запретных, санитарно-защитных и охранных зонах проектируемого объекта .....	13
1.4	Сведения о персонале и населении .....	14
1.4.1	Сведения об общей численности персонала и численности наибольшей работающей смены проектируемого объекта .....	15
1.4.2	Перечень крупных близлежащих организаций и населенных пунктов, которые могут оказаться в зонах действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии, с указанием численности персонала и населения .....	16
<b>2</b>	<b>Результаты анализа безопасности .....</b>	<b>18</b>
2.1	Характеристика опасных веществ .....	18
2.2	Данные о технологии и аппаратурном оформлении .....	21
2.2.1	Принципиальная технологическая схема с обозначением основного технологического оборудования и кратким описанием технологического процесса по составляющим	

Согласовано			

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

							<b>09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т</b>			
	Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Инв. № подл.	Разраб.	Михайлова					Промышленная безопасность  Текстовая часть	Стадия	Лист	Листов
								П	1	2
	Рук.груп.	Магус						ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		
	Н. контр.	Салдаева								
ГИП	Худяев									

проектируемого объекта.....	21
2.2.2 Перечень основного технологического оборудования, в котором размещаются опасные вещества .....	22
2.2.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию .....	24
2.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности .....	25
2.3.1 Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ .....	25
2.3.2 Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ .....	25
2.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаро-безопасности проектируемого объекта.....	26
2.3.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности.....	27
2.4 Основные результаты анализа риска.....	28
2.4.1 Анализ основных причин аварий .....	29
2.4.2 Анализ условий возникновения и развития аварий .....	33
2.4.3 Оценка риска аварий.....	39
<b>3 Обеспечение требований промышленной безопасности .....</b>	<b>46</b>
3.1 Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности к эксплуатации проектируемого объекта.....	46
3.1.1 Сведения о профессиональной и противоаварийной подготовке персонала с указанием регулярности проверки знаний в области промышленной безопасности и порядка допуска персонала к работе .....	46
3.1.2 Сведения о системе управления промышленной безопасностью, включая данные о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности.....	50
3.1.3 Сведения о системе проведения сбора информации о произошедших инцидентах и авариях и анализе этой информации .....	55
3.1.4 Перечень проведенных работ по анализу опасностей и рисков, техническому диагностированию и экспертизе технических устройств .....	58
3.1.5 Сведения о соответствии условий эксплуатации действующего объекта требованиям норм и правил (с указанием нормативов, которым эти условия соответствуют).....	59
3.1.6 Сведения о принятых мерах по предотвращению постороннего вмешательства в деятельность опасного производственного объекта, а также по противодействию возможным террористическим актам.....	60

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

							<b>09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т</b>	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			2

3.2	Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности по готовности к действиям по локализации последствий аварий .....	61
3.2.1	Сведения о мероприятиях по локализации и ликвидации последствий аварий на проектируемом объекте .....	61
3.2.2	Сведения о составе противоаварийных сил, аварийно-спасательных и других служб обеспечения промышленной безопасности .....	62
3.2.3	Сведения о финансовых и материальных ресурсах для локализации и ликвидации последствий аварий.....	62
3.2.4	Сведения о системе оповещения в случае возникновения аварии на проектируемом объекте с приведением схемы оповещения и указанием порядка действий в случае аварии.....	69
<b>4</b>	<b>Выводы.....</b>	<b>74</b>
4.1	Обобщенная оценка уровня безопасности с указанием наиболее опасных составляющих объекта и наиболее значимых факторов, влияющих на безопасность .....	74
4.2	Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварии на проектируемом объекте со среднестатистическими показателями риска техногенных происшествий и/или критериями приемлемого риска .....	75
4.3	Перечень планируемых мер, направленных на уменьшение риска .....	76
	<b>Библиография .....</b>	<b>78</b>

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

## Аннотация

Настоящая книга разработана в составе Раздела 10 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами» проекта «Реконструкция дюкерного перехода «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 3» по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», выполненного на основании задания на проектирование ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», в соответствии с законодательством и стандартами Российской Федерации в области промышленной безопасности, чрезвычайных ситуаций и охраны окружающей среды.

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

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

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
							4
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

# 1 Общие сведения

## 1.1 Реквизиты организации

### 1.1.1 Полное и сокращенное наименование организации

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

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

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

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

Телефон (82144) 5-53-60

Факс (82144) 4-13-38

[postman@lk.lukoil.com](mailto:postman@lk.lukoil.com)

### 1.1.3 Фамилии, инициалы и должности руководителей организации

Директор

ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» В.В. Гайдуков

### 1.1.4 Полный почтовый адрес, телефон, факс и телетайп организации

ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

169706, РК, г. Усинск, ул. Транспортная, д.4.

Телефон/факс (82144) 5-56-00

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

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

Предметом деятельности ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» является:

– разведка нефтяных и газовых месторождений;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.		Дата



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

ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» работает на территории Республики Коми и разрабатывает северную группу месторождений.

В состав ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» входят:

- пять комплексных цехов по добыче нефти и газа;
- цех по подготовке, транспортировке и сдаче нефти;
- цех обеспечения производства.

### 1.1.6 Основные проектные решения

В настоящем проекте предусматривается реконструкция дюкерного перехода "Харьяга-Терминал "Уса" Секция 3" на переходе через реку Хатаяха). Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
				Класс	Категория по назначению	
Нефтегазопровод «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 3	Н	530x12	650	II	II	6,3

В соответствии с заданием на проектирование и техническими требованиями Заказчика выделены следующие этапы строительства:

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т						Лист
									6
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Первый этап строительства. Строительство дюкерного перехода межпромыслового нефтепровода «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 3;

Второй этап строительства. Герметизация межтрубного пространства между трубой и футляром на существующем нефтепроводе.

Проектные мощности трубопровода определена в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлена в таблице 2.

Таблица 2 – 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
Нефтегазопровод «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 3	Н	2451	-	-

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемый нефтегазопровод по диаметру относится к II классу, по назначению – к категории III.

В соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 предусмотрено повышение категории проектируемого нефтегазопровода до категории II на все протяженности трассы трубопровода.

Настоящим разделом проектной документации предусмотрена подземная прокладка проектируемого нефтегазопровода методом ГНБ. Рабочее давление проектируемого нефтегазопровода – 6,3 МПа.

Для строительства прямолинейных участков проектируемого нефтесборного коллектора проектом принята труба стальная бесшовная повышенной коррозионной стойкости из высококачественной стали с минимальным пределом прочности – 510 Н/мм<sup>2</sup>, минимальным пределом текучести – 353 Н/мм<sup>2</sup>, классом прочности K52 с внутренним двуслойным заводским антикоррозионным покрытием В2 на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации с системой защиты стыка втулкой и наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с системой защиты стыка.

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.

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

							09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
								7
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

Настоящим проектом предусмотрено пересечение трассой проектируемого нефтегазопровода реки Хатаяха. Пересечение выполнены подземным способом методом ГНБ в защитном кожухе из трубы стальной электросварной прямошовной диаметром Ду800 для проектируемого трубопровода Ду500. Проектные отметки верха трубопровода на переходе с применением наклонно-направленного бурения согласно СП 284.1325800.2016 приняты ниже предельного профиля деформации русла и берегов более 2 м и не менее 6 м от естественных отметок дна.

Для защитного футляра  $\varnothing 820 \times 12$  мм в качестве изоляционного покрытия трубопровода принято наружное трехслойное покрытие усиленного типа из экструдированного полиэтилена.

Для наружной изоляции сварных стыков защитного футляра диаметром  $\varnothing 820 \times 12$  мм в полевых условиях предусмотрено использование специальных термоусаживающихся манжет для сварных стыков футляра ТЕРМА СТАР-830.

Изоляцию сварных стыков в полевых условиях необходимо производить с использованием портативных пескоструйных аппаратов и подогревом пламенем горелки трубы и изоляционного материала.

После монтажа и сварки кожуха  $\varnothing 820 \times 12$  мм производится 100% визуальное измерительный (ВИК) и радиографический контроль (РК) сварных стыков трубопровода. И 25% дублирующий контроль ультразвуковым методом.

Контроль осуществляется при помощи передвижной лаборатории персоналом, имеющим соответствующую квалификацию и разрешение на этот вид контроля. Результаты контроля оформляются актом.

Для сохранности наружной изоляции при протаскивании рабочей трубы в защитный футляр необходимо применять опорно-направляющие кольца (ОНК) ПМТД 530/820 Тип 2. На входе и выходе трубной плети из защитного кожуха следует устанавливать по 2 ОНК на расстоянии 0,5-1,0 м во внутрь от торца кожуха и на расстоянии 5-10 мм друг от друга.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	8

## 1.2 Перечень опасных составляющих объекта

### 1.2.1 Основные составляющие объекта

Настоящим разделом проектной документации предусмотрено строительство дюкерного перехода через р.Хатаяха из стальной рабочей трубы 530×12 мм в стальном защитном кожухе 820×12 мм из труб стальных методом ГНБ.

Транспортировка нефти по пожаровзрывоопасности технологической среды относится к группе пожаровзрывоопасных (ст. 16 №123-ФЗ).

Основные опасные составляющие проектируемого объекта представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные опасные составляющие проектируемого объекта

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта	
	Назначение	Проектная мощность
Нефтегазопровод «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 3	Транспорт нефтяной эмульсии	Подземная прокладка. Диаметр и толщина стенки – 530x12мм Протяженность – 650 м Рабочее давление – 6,3 МПа Проектные мощности: по жидкости: 241 м <sup>3</sup> /сут.

### 1.2.2 Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте

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

Согласно Федеральному закону от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» приложение 2 таблица 2, по количеству опасных веществ проектируемый объект «Реконструкция дюкерного перехода «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 3» по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» относится к третьему классу опасности.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

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

Наименование вещества	Признаки идентификации								
	Кол-во, т	Воспламеняющиеся и горючие газы, т	Горючие жидкости, находящиеся на товарно-сырьевых складах и базах	Горючие жидкости, используемые в технологическом процессе или транспортируемые по магистральному трубопроводу	Токсичные вещ-ва, т	Высокотоксичные вещ-ва, т	Окисляющие вещ-ва, т	Взрывчатые вещ-ва, т	Вещества опасные для окружающей среды, т
Нефтегазопровод «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 3. Дюкерный переход									
Нефть	104,6			104,6					
<b>Всего на объекте, т</b>				14,6					

### 1.3 Сведения о месторасположении проектируемого объекта

#### 1.3.1 Краткая характеристика местности, на которой располагается проектируемый объект

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

Ближайший населённый пункт – п. Верхнеколвинск.

Административный центр – г. Усинск. Город Усинск – центр нефтедобывающего района Республики Коми с развитой инфраструктурой. В городе имеются: современный аэропорт с воздушным сообщением между городами Москва, Сыктывкар, Ухта, Нарьян-Мар и железнодорожная станция, принимающая грузопассажирские поезда по железнодорожной магистрали «Москва – Воркута», а также порт на р. Уса. Подъезд к участку строительства осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск – Харьяга».

Участок работ расположен в пределах Возейского нефтяного месторождения, осваиваемого ООО «ЛУКОЙЛ Коми». На его территории расположены площадные и линейные объекты нефтедобычи. Линейные сооружения в основном проложены подземно.

Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части данного тома (09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Г1).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
							10

**Климатические условия.** Согласно СП 131.13330.2020 по карте климатического районирования для строительства участка строительства относится к строительному климатическому подрайон I Г.

Температура воздуха. Средняя годовая температура воздуха за многолетний период составляет минус 2,7°C. Средняя месячная температура изменяется от минус 18,8°C в январе до 14,9°C в июле. Средние месячные температуры с отрицательными значениями охватывают период с октября по апрель. Абсолютный максимум температур наблюдается в июле, абсолютный минимум – в январе. Средняя продолжительность безморозного периода составляет 80 -92 дня.

Влажность воздуха. Наибольшее среднемесячное значение относительной влажности воздуха наблюдается в октябре-ноябре, наименьшее – в мае. Средняя годовая влажность воздуха за многолетний период составляет 80 %.

Атмосферные осадки. Среднее за многолетний период годовое количество осадков составляет 520 мм. В теплый период года выпадает в среднем 354 мм осадков, в холодный период – 166 мм.

Наибольшее количество осадков выпадает в сентябре, наименьшее – в феврале. Жидкие осадки выпадают в период с мая по ноябрь, твердые – в период с сентября по май; выпадение смешанных осадков возможно в период с сентября по июль.

Образование устойчивого снежного покрова приходится на конец октября. Средняя высота снежного покрова составляет 52 см; число дней со снежным покровом – 213. Разрушение снежного покрова начинается в начале мая. На высоту снежного покрова значительное влияние оказывает рельеф и микрорельеф местности, направление ветра и растительность.

Ветровой режим. Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль в районе южное, за июнь-август – северное. Средняя скорость ветра – 4,7 м/с.

Для климатической характеристики условий района работ использовались данные метеорологической станции Усть-Уса.

Согласно СП 50.13330.2012 (Приложение В) район строительства по карте зон влажности относится к зоне 2 (нормальная).

Районирование территории согласно СП 20.13330.2016:

по весу снегового покрова (карта 1) – V;

по давлению ветра (карта 2) – III;

по толщине стенки гололеда (карта 3) – III.

Нормативная глубина сезонного промерзания:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
11

для суглинков, глин – 2,02 м;

для торфа – 1,05 м;

для супесей и песков пылеватых, техногенные грунты – 2,45 м.

**Опасные природные гидрометеорологические процессы и явления.** К опасным гидрометеорологическим явлениям (ОЯ) относятся явления погоды, которые интенсивностью, продолжительностью и временем возникновения представляют угрозу безопасности людей, а также могут нанести значительный ущерб отраслям экономики.

Чрезвычайные ситуации нередко возникают также под влиянием комплексов неблагоприятных явлений (КНЯ), каждое из которых не обязательно носит экстремальный характер. К числу наиболее часто повторяющихся опасным явлениям в районе изысканий относятся: очень сильный ветер и метель. Часто наблюдались условия, благоприятные для возникновения чрезвычайной пожарной опасности при длительном периоде отсутствия эффективных осадков и высоком фоне дневных температур.

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

2. Сильные скоростью не менее 20 м/с в районе работ наблюдаются ежегодно. Сильный ветер при скорости более 30 м/с наблюдается в районе работ редко (в отдельные месяцы). За весь период наблюдений максимальная скорость ветра по метеостанции Мишвань составила 25 м/с, порыв ветра – 30 м/с.

3. Снежные заносы образуются зимой, при метелях, как с выпадением снега, так и без него, когда под действием ветра переносится ранее выпавший снег с поверхности и откладывается у препятствий. Для арктических условий метели начинаются при скорости ветра более 7 м/с на высоте 10 м от земли, но уже при скорости 6 м/с наблюдается поземок

Повторяемость скоростей ветра 6 м/с и более за холодный сезон (октябрь-май) составляет для МС Мишвань 18,6%. Доля более сильных метелеобразующих ветров (8 м/с и более) составляет по МС Мишвань 6,5%. В среднем метели наблюдаются до 8,09 дней за год по МС Мишвань. Максимальное число дней с метелью составляет 32 дня.

4. Гололед и сложное отложение в регионе имеют фронтальное происхождение и наблюдаются в холодное время года при прохождении теплых фронтов. Сильный гололед диаметром 20 мм и более может наблюдаться очень редко, 1-2 раза за 20 лет.

5. Дождь. Рассматриваемый район не относится к ливнеопасным, где критерием опасности является показатель более 30 мм за 12 часов и менее. Поэтому в соответствии с СП 11-103-97 «Инженерно-гидрометеорологические изыскания для строительства» принят общий

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

						09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
							12
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

критерий опасности более 50 мм за 12 часов и менее. Суточный максимум осадков по району равен 109,7 мм, что равно 1% обеспеченности (1 раз в 100 лет), по МС Мишвань. Наблюденный максимум составил 31,2 мм (16 июля 2001 года).

**Опасные инженерно-геологические процессы.** К неблагоприятным инженерно-геологическим процессам, распространенным в пределах участка работ, относятся процессы морозного пучения, подтопления и заболачивания.

Процесс морозного пучения происходит во время осенне-зимнего промерзания дисперсных грунтов. Наиболее подвержены данному процессу участки, сложенные с дневной поверхности до глубины сезонного промерзания пылеватými и глинистыми грунтами и торфами.

Площадная пораженность трассы процессами морозного пучения грунтов более 75 %. Процесс отнесен к весьма опасным.

Критический уровень подтопления по трассам НСК принят ниже глубины промерзания. Критический уровень подтопления на переходах через водотоки, для запорной арматуры в местах подключения, отключения и перспективного подключения коммуникаций принят на глубине заложения опор – 10,0 м.

Район сейсмически не активный. В соответствии с СП 14.13330.2018 «Строительство в сейсмических районах» сейсмическая активность в пределах территории изысканий по картам ОСР-2015 (А, В, С) - 5 баллов.

Грунты геологического разреза по сейсмическим свойствам отнесены:

- ИГЭ- 5в, 5г, 6в, 6г – ко II категории;
- ИГЭ-1, 3а, 3б, 5б, – к III категории.

Остальные опасные геологические процессы, перечисленные в СП 115.13330.2016 «Геофизика опасных природных воздействий», на участке изысканий отсутствуют.

Категория сложности инженерно-геологических условий исходя из совокупности факторов – II-III (средняя-сложная).

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

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

Ближайший населённый пункт – п. Верхнеколвинск.

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

						<b>09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т</b>	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		13



Административный центр – г. Усинск. Город Усинск – центр нефтедобывающего района Республики Коми с развитой инфраструктурой. В городе имеются: современный аэропорт с воздушным сообщением между городами Москва, Сыктывкар, Ухта, Нарьян-Мар и железнодорожная станция, принимающая грузопассажирские поезда по железнодорожной магистрали «Москва – Воркута», а также порт на р. Уса. Подъезд к участку строительства осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск – Харьяга».

Участок работ расположен в пределах Возейского нефтяного месторождения, осваиваемого ООО «ЛУКОЙЛ Коми». На его территории расположены площадные и линейные объекты нефтедобычи. Линейные сооружения в основном проложены подземно.

Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части данного тома (09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Г1).

По трассе проектируемого нефтесборного коллектора предусмотрено строительство площадок

Площадка №1

- Узел подключения временной камеры пуска ПК0+19.5;
- ДЭС№1;

Площадка №2

- Узел установки герметизатора ПК1+67,41;
- Узел установки герметизатора на существующем участке нефтепровода "НВПН "Возей" до Терминала Уса" (Правый берег) ПК1+23,0;

Площадка №3

- Узел подключения временной камеры приема ПК6+16,7;
- Узел установки герметизатора на существующем участке нефтепровода "НВПН "Возей" до Терминала Уса" (Левый берег) ПК5+79.0;
- ДЭС№2.

Технико-экономические показатели земельного участка проектируемых площадок представлены в томе 3.3 (09-12-2НИПИ/2022-ТКР3).

Проектируемый трубопровод пересекает искусственные преграды и сооружения. Перечень преград и сооружений, пересекаемых проектируемым трубопроводом, представлен в таблице 5.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
14

Таблица 5 – Перечень преград и сооружений

Пикет трассы	Преграда/сооружение	Владелец	Исполнение
Нефтегазопровод «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 3			
ПК 6+31,38	Нефтепровод, ст.530 гл.=1,4м, уг. пересеч. 90° (демонтаж)	ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» (Возейское месторождение)	подземный

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 выведены на расстояние не менее 5 м от подошвы насыпи земляного полотна.

Настоящим проектом выдержаны нормативные расстояния при параллельной прокладке проектируемых трубопроводов относительно существующих коммуникаций:

– от внутрипромысловых автомобильных дорог – не менее 10 метров от подошвы насыпи земляного полотна (согласно СП 284.1325800.2016).

Угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°.

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

#### 1.4 Сведения о персонале и населении

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

Проектируемый объект обслуживается существующим персоналом бригады по добыче нефти и газа комплексного цеха по добыче нефти и газа № 4 (КЦДНГ-4) ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Увеличения численности персонала не предусматриваются.

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

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

							<b>09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т</b>	Лист
								15
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

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).

**1.4.2 Перечень крупных близлежащих организаций и населенных пунктов, которые могут оказаться в зонах действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии, с указанием численности персонала и населения**

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

Ближайший населённый пункт – п. Верхнеколвинск.

Административный центр – г. Усинск. Город Усинск – центр нефтедобывающего района Республики Коми с развитой инфраструктурой. В городе имеются: современный аэропорт с воздушным сообщением между городами Москва, Сыктывкар, Ухта, Нарьян-Мар и железнодорожная станция, принимающая грузопассажирские поезда по железнодорожной магистрали «Москва – Воркута», а также порт на р. Уса. Подъезд к участку строительства осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск – Харьяга».

Участок работ расположен в пределах Возейского нефтяного месторождения, осваиваемого ООО «ЛУКОЙЛ Коми». На его территории расположены площадные и линейные объекты нефтедобычи. Линейные сооружения в основном проложены подземно.

Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части данного тома (09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Г1).

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.

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

Ближайшими потенциально опасными объектами являются действующие объекты нефтедобычи Возейского месторождения. Учитывая условия прокладки проектируемых трубопроводов (подземным способом), и расположение существующих объектов

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

						09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		16

нефтепромысла, аварии на ближайших потенциально опасных объектах не могут стать причиной возникновения ЧС на проектируемых трубопроводах.

Магистральных дорог и водных транспортных путей и других транспортных коммуникаций, способных стать причиной возникновения ЧС в районе проектируемого объекта нет. Влияния поражающих факторов по ГОСТ Р 22.0.07-95 от источников техногенной ЧС на проектируемом объекте гипотетически не возможны.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

## 2 Результаты анализа безопасности

### 2.1 Характеристика опасных веществ

На опасном производственном объекте «Реконструкция дюкерного перехода «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 3» по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» обращается пожароопасное вещество нефть (в т.ч. в виде водонефтяной эмульсии). Характеристика опасного вещества приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристика опасного вещества – нефти

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

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

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист

18

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
– верхний	9,0	
7. Данные о токсической опасности ПДК в воздухе рабочей зоны, ПДК в атмосферном воздухе, мг/м <sup>3</sup>	3-й класс токсической опасности 10 мг/м <sup>3</sup>  5	ГОСТ 12.1.005-88
8. Реакционная способность	Пары нефти могут образовывать взрывоопасные концентрации с окислителями (кислород воздуха).	«Пожаровзрыво-опасность веществ и материалов и средства их тушения», т. 1,2, под ред. Баратова А. Н
9. Запах	Запах углеводородов. Зависит от состава нефти (обусловлен наличием сернистых и ароматических соединений в нефти)	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
10. Коррозионная активность	Коррозионное воздействие оказывают сернистые соединения, содержащиеся в нефти, эффект воздействия зависит от их концентрации. Обладает ярко выраженными коррозионно-активными свойствами	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
11. Меры предосторожности	Оборудование и аппараты производственных помещений должны быть герметизированы. Помещения должны быть снабжены приточно-вытяжной вентиляцией. Запрещается обращение с открытым огнем. Искусственное освещение должно быть во взрывопожаро-безопасном исполнении. Не допускается использование инструментов, дающих при ударе искру. При возникновении неисправностей применять меры по их устранению.	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1  «Пожаровзрыво-опасность веществ и материалов и средства их тушения», т. 1,2, под ред. Баратова А.Н.
12. Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии	Длительное дыхание паров вызывает головную боль, слабость, сердцебиение. При хроническом воздействии заболеваемость органов дыхания, функциональные нарушения со стороны ЦНС, ЖКТ; при контакте: дерматиты, пигментация, эритема, бородавки, шелушение. Многие химические соединения, содержащиеся в нефти, могут оказывать канцерогенное действие. В	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист

19

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	<p>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;</li> <li>- поражение человека воздушной ударной волной и осколками разрушенного оборудования.</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>	
13. Средства защиты	<p>При работе с высокими концентрациями (зачистка цистерн, баков и т.д.) шланговые противогазы с принудительной подачей воздуха (ПШ-1, ПШ-2, ДПА-5 и др.), при меньших концентрациях углеводородов в воздухе - фильтрующий промышленный противогаз марки А. Для смывания нефти с кожных покровов - сульфированное касторовое или прованское масло. Защитные мази и пасты ХИОТ-6, ИЭР-1. Спецодежда и спец. обувь.</p>	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
14. Методы перевода вещества в безвредное состояние	<p>Вентиляция помещения, с целью уменьшения концентрации паров сернистых и ароматических соединений в воздухе, создание водяных завес и преград. Методы сбора нефти: ручной; механический. При сборе нефти применяется сорбционный материал. Собранная нефть отдается на комплекс по переработке нефтепродуктов</p>	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
15. Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	<p>Вынести пострадавшего из отравленной атмосферы, освободить от одежды. Покой, тепло. Крепкий сладкий чай, настойка валерианы или пустырника. Глютаминовая кислота (1,0 г), аскорбиновая кислота</p>	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1

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

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист

20

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

## 2.2 Данные о технологии и аппаратурном оформлении

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

В соответствии с Заданием на проектирование и техническими требованиями Заказчика выделены следующие этапы строительства:

Первый этап строительства. Строительство дюкерного перехода межпромыслового нефтепровода «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 3;

Второй этап строительства. Герметизация межтрубного пространства между трубой и футляром на существующем нефтепроводе.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				



Проектные мощности трубопровода определена в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлена в таблице 7.

Таблица 7 – 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
Нефтегазопровод «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 3	Н	2451	-	-

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемый нефтегазопровод по диаметру относится к II классу, по назначению – к категории III.

В соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 предусмотрено повышение категории проектируемого нефтегазопровода до категории II на все протяженности трассы трубопровода.

Настоящим разделом проектной документации предусмотрена подземная прокладка проектируемого нефтегазопровода методом ГНБ. Рабочее давление проектируемого нефтегазопровода – 6,3 МПа.

Для строительства прямолинейных участков проектируемого нефтесборного коллектора проектом принята труба стальная бесшовная повышенной коррозионной стойкости из высококачественной стали с минимальным пределом прочности – 510 Н/мм<sup>2</sup>, минимальным пределом текучести – 353 Н/мм<sup>2</sup>, классом прочности K52 с внутренним двуслойным заводским антикоррозионным покрытием В2 на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации с системой защиты стыка втулкой и наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с системой защиты стыка.

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 проектируемого нефтегазопровода реки Хатаяха. Пересечение выполнены подземным способом методом ГНБ в защитном кожухе из трубы стальной электросварной прямошовной диаметром Ду800 для проектируемого трубопровода Ду500. Проектные отметки верха трубопровода на переходе с применением наклонно-направленного бурения согласно СП 284.1325800.2016 приняты ниже

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

						09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		22

предельного профиля деформации русла и берегов более 2 м и не менее 6 м от естественных отметок дна.

Для защитного футляра Ø820×12 мм в качестве изоляционного покрытия трубопровода принято наружное трехслойное покрытие усиленного типа из экструдированного полиэтилена.

Для наружной изоляции сварных стыков защитного футляра диаметром Ø820×12 мм в полевых условиях предусмотрено использование специальных термоусаживающихся манжет для сварных стыков футляра ТЕРМА СТАР-830.

Изоляцию сварных стыков в полевых условиях необходимо производить с использованием портативных пескоструйных аппаратов и подогревом пламенем горелки трубы и изоляционного материала.

После монтажа и сварки кожуха Ø820×12 мм производится 100% визуальное измерительный (ВИК) и радиографический контроль (РК) сварных стыков трубопровода. И 25% дублирующий контроль ультразвуковым методом.

Контроль осуществляется при помощи передвижной лаборатории персоналом, имеющим соответствующую квалификацию и разрешение на этот вид контроля. Результаты контроля оформляются актом.

Для сохранности наружной изоляции при протаскивании рабочей трубы в защитный футляр необходимо применять опорно-направляющие кольца (ОНК) ПМТД 530/820 Тип 2. На входе и выходе трубной плети из защитного кожуха следует устанавливать по 2 ОНК на расстоянии 0,5-1,0 м во внутрь от торца кожуха и на расстоянии 5-10 мм друг от друга.

## **2.2.2 Перечень основного технологического оборудования, в котором размещаются опасные вещества**

Перечень проектируемого технологического оборудования, в котором обращается опасное вещество – нефть, представлен в таблице 8.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Таблица 8 – Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта	
	Назначение	Проектная мощность
Нефтегазопровод «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 3	Транспорт нефтяной эмульсии	Подземная прокладка. Диаметр и толщина стенки – 530x12мм Протяженность – 650 м Рабочее давление – 6,3 МПа Проектные мощности: по жидкости: 241 м <sup>3</sup> /сут.

### 2.2.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Данные о распределении опасных веществ по оборудованию проектируемого объекта представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Технологическая площадка		Кол-во опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование оборудования	Плановая длина, м	В единице оборудования	На площадке	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С
<b>Количество нефти</b>						
Нефтегазопровод «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 3	650	104,6	104,6	ГЖ	6,3	+10..+70
<b>Итого опасного вещества - нефти, т:</b>			<b>104,6</b>			

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
							24

## 2.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности

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

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

- материалы, конструкция аппаратов и трубопроводов рассчитаны на обеспечение прочности и надежности эксплуатации в рабочем диапазоне температур от возможной минимальной температуры водонефтяной эмульсии до максимальной;
- выбор оборудования произведен на базе стандартного оборудования, выпускаемого заводами-изготовителями, по техническим характеристикам, удовлетворяющим проведению технологического процесса;
- все оборудование соответствует климатическим характеристикам (снеговые нагрузки, ветровые нагрузки, минимальная температура воздуха) и сейсмичности района размещения проектируемого объекта;
- 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;
- пересечение водной преграды предусматривается выполнить подземная прокладка проектируемого нефтегазопровода методом ГНБ;
- в качестве запорной арматуры применяется арматура класс герметичности А;

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т		Лист
											25

- 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.

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

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

- полная герметизация технологического процесса перекачки продукции;
- предусмотрен монтаж эл. приводом на запорной арматуре с возможностью дистанционного управления;
- 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/

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

### 2.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности проектируемого объекта

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

- обеспечена транспортная сеть проектируемого объекта с внешней дорожной сетью посредством грунтовых и асфальтовых дорог круглогодичного действия;
- полная герметизация технологического оборудования и обвязочных трубопроводов;
- оснащение площадок первичными средствами пожаротушения;
- по подошве откоса насыпи проектируемых площадок узлов устраивается минерализованная полоса шириной 1,4м;
- проектной документацией предусматриваются мероприятия по выполнению системы защитного заземления, системы уравнивания потенциалов и снятия статического электричества;
- в качестве естественного заземляющего устройства используются проектируемые фундаменты сооружений, эстакад;
- проектной документацией предусматривается заземление надземных участков трубопроводов;
- молниезащита технологических установок осуществляется присоединением к заземлителю.

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;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

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

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

На проектируемом объекте отсутствуют источники АХОВ, а также источники ионизирующих излучений. В районе расположения проектируемого объекта отсутствуют химически опасные объекты, территории, на которой размещаются АЭС. Разработка мероприятий по контролю радиационной и химической обстановки не требуется.

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

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
28

информацию и принять соответствующее решение об управляющем воздействии на объект. Информация поступает на диспетчерский инженерный пункт (ДИП) КЦДНГ ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз".

## 2.4 Основные результаты анализа риска

### 2.4.1 Анализ основной причин аварий

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

Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами

Дата, место аварии	Описание аварии	Причины	Пострадавшие, ущерб
09.01.2014 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», КЦДНГ №7 Харьгинское нефтяное месторождение	На действующем нефтесборном коллекторе произошла разгерметизация фланцевого соединения заглушки пропарочного стояка, с последующим разливом нефтесодержащей жидкости на снежный покров	Разгерметизация фланцевого соединения заглушки пропарочного стояка нефтесборного коллектора произошла вследствие некачественной сборки фланцевого соединения	Пострадавших нет. Площадь загрязнения составила 25 м <sup>2</sup> . Экономический ущерб от аварии составил 201366 руб.
11.04.2014 Оренбургская область, ООО «Оренбургская буровая компания»	При производстве работ произошел скачок давления, из-за чего разорвался трубопровод.	Нет данных	1 погибший. Данных об ущербе нет.
11.01.2015 Трасса трубопровода от троецкой УППНиВ до Крымской ЛПДС ЦТОРТ и ЛПА №2 ООО «РН-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.
07.01.2015	Было обнаружено пятно	При строительстве	Пострадавших

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист

29



Дата, место аварии	Описание аварии	Причины	Пострадавшие, ущерб
Конденсатопровод Западный Соплес-Вуктыл (Система межпромысловых трубопроводов №5 ЛПУ МТ ООО «Газпром добыча Краснодар» филиал ЛПУМТ)	диаметром 3 м	конденсатопровода был допущен дефект изоляционного покрытия с 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.	нет. Данных об ущербе нет.
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 Ду426×10 с последующим возгоранием	Разрушение трубопровода произошло вследствие коррозионного износа, возникшего по причине транспорта газоводонефтяной смеси с большим содержанием механических примесей.	Пострадавших нет. Ущерб составляет 4 952 000 руб.
26.11.2016 10 км подводящего трубопровода Московский НПЗ – ЛПДС «Володарская» участка магистрального кольцевого нефтепродуктопровода	В режиме эксплуатации подводящего трубопровода Московский НПЗ – ЛПДС «Володарская» участка магистрального кольцевого нефтепродуктопровода произошло разрушение трубных секции диаметром 350 мм с утечкой нефтепродукта	Причиной повреждения нефтепродуктопровода явились механические повреждения трубы, образовавшиеся в результате контакта строительной техники с трубой при производстве земляных работ для прокладки кабеля связи. Данные повреждения, являясь концентраторами напряжений, инициировали процесс локальной коррозии трубы, привели к образованию трещины и последующему разрушению трубной секции.	Пострадавших нет. Экономический ущерб составил 36 492 тыс. руб.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист

30

Дата, место аварии	Описание аварии	Причины	Пострадавшие, ущерб
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 видманштеттowego феррита + квазиэвтектоида, 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 г.	Пострадавших нет. Экономический ущерб составил 68 789 тыс. руб. Экологический ущерб составил 1 796 тыс. руб.

#### Анализ основных причин произошедших аварий.

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

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

В том числе:

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
31

- 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 оснащённостью строительных организаций специальным оборудованием.

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
32

## 2.4.2 Анализ условий возникновения и развития аварий

### Анализ условий возникновения и развития аварий

К основным причинам, связанным с отказом оборудования относятся:

1) Опасности, связанные с типовыми процессами.

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

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

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

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

Внешняя коррозия возможна из-за дефектов антикоррозионного покрытия.

3) Отказы, разрушение и поломки оборудования.

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
33

- 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;

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
34

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

### Определение сценариев аварийных ситуаций с участием опасных веществ

В результате анализа ранее определенных событий (причин, факторов), обусловленных конкретным инициирующим событием, в качестве моделей гипотетических аварий к рассмотрению приняты группы сценариев аварий, приведенные в таблице 11.

Таблица 11 – Группы сценариев аварий

№ сценария	Схема развития сценария	Поражающий фактор
С1 Разливание 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 разлива опасного вещества	Полная или частичная разгерметизация трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника зажигания → пожар разлива → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение	Экологическое загрязнение, тепловое загрязнение + прямое огневое действие

**Примечания:** При описании схем развития большинства типовых сценариев аварий в качестве инициирующего события не рассматривается образование неплотностей во фланцевых соединениях оборудования и коммуникаций, т.к. при идентичности схем развития аварий, ожидаемые последствия будут менее катастрофичны. Сделанное допущение будет в дальнейшем определять выбор наиболее вероятного сценария аварии не из всего возможного множества аварийных ситуаций, а из представленного перечня аварий с наиболее значительными последствиями.

### Оценка количества опасных веществ, участвующих в авариях

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

Расчёт количества опасных веществ, обращающихся на нефтегазопроводах, проводится, исходя из количества опасного вещества, которое одновременно находится на опасном

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

							09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			35

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 12).

Таблица 12 – - 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
Нефтегазопровод «Харьга-Терминал «Уса» Секция 3	650	0,5	2010	230,2

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 территории**

Для расчетов площадей загрязнения при реализации аварий на линейной части нефтепровода принималось, что в любой момент времени пролившаяся жидкость имеет форму

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

						09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
							36
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

плоской круглой лужи постоянной толщины. Площадь загрязнения земли  $S_3$  рассчитывается по формуле (Руководство по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов (утв. Приказом Ростехнадзора от 17.06.2016 №228)):

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

где  $V_p$  – объем разлившейся жидкости,  $\text{м}^3$ .

Результаты расчетов площадей загрязнения при аварийных проливах горючих жидкостей приведены в таблице 13.

### **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):

- $44,5 \text{ кВт/м}^2$  – разрушение соседних емкостей, для человека – зона безвозвратных потерь (вероятность смертельного исхода 50% при длительности экспозиции 10 сек);

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

						<b>09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т</b>	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		37



- 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.);
- 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 возможного разлива нефти для проектируемого дюкерного перехода «Харьга-Терминал «Уса» Секция 3» по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» представлены в таблице 13.

Таблица 13 - Результаты расчетов определения зон действия поражающих факторов при авариях на проектируемых трубопроводах

Показатели		Нефтегазопровод «Харьга-Терминал «Уса» Секция 3. Дюкерный переход
<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	650	
Количество опасных веществ, участвующих в аварии, т	230,2	
Площадь пролива, м <sup>2</sup>	1404	
<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	81,4	
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	42,1	

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

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист

38

Показатели	Нефтегазопровод «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 3. Дюкерный переход
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	68,5
Безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м <sup>2</sup> ), м	73,9
Без негативных последствий в течение длительного времени (1,4 кВт/м <sup>2</sup> ), м	95,3

### 2.4.3 Оценка риска аварий

#### Оценка возможного числа пострадавших

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

- а) «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» (утв. приказом МЧС России от 10.07.2009 г. № 404);
- б) СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- в) ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов».

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

- постоянного присутствия персонала по трассам проектируемых нефтепроводов не предусматривается. Поражение персонала в случае аварии возможно только во время периодических обходов, проведения ремонтно-профилактических работ и мероприятий по ликвидации аварий;
- зоны теплового поражения пожара пролива локализованы вблизи разлива ЛВЖ. Персонал, находящийся непосредственно у места разлива в момент аварии, имеет возможность самостоятельно покинуть опасную зону. В связи с этим, количество погибшего персонала принимается равным нулю, возможно только санитарное поражение персонала (отравление продуктами сгорания, ожоги открытых участков тела и верхних дыхательных путей);

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист	39

- 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 14.

Таблица 14 – Результаты оценки возможного числа пострадавших на объекте

Наименование трубопровода	Сценарий	Поражающий фактор	Число погибших	Число пострадавших
Нефтегазопровод «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 3	C1	Экологическое загрязнение	0	0
	C2	Тепловое излучение	0	1

На территории строительства и прилегающих территориях постоянное население отсутствует.

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

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

**Определение вероятностей (частот) возникновения аварии.**

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

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

Основываясь на анализе имеющейся статистической информации, а также использовании логических схем возникновения крупных аварий из системы «некритических» промежуточных событий в таблице 15 представлены характерные частоты аварий основных технологических элементов.

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

						09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
							40
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

Таблица 15 – Ожидаемые частоты инициирования аварий типового оборудования

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

Для оценки вероятности реализации рассмотренных сценариев аварий использовался метод логических деревьев событий. Сценарий возникновения и развития аварийной ситуации и аварии на логическом дереве отражается в виде последовательности событий от исходного до конечного события (ветвь дерева событий). При построении логического дерева учитывается условная вероятность реализации различных ветвей логического дерева событий и перехода аварии в ту или иную стадию развития. Для вычисления вероятности конечного события (экологическое загрязнение, пожар пролива) были использованы условные вероятности, приведенные ниже (таблица 16).

Таблица 16 – 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	Инав. № подл.	09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	41

Частичное разрушение нефтесборного коллектора

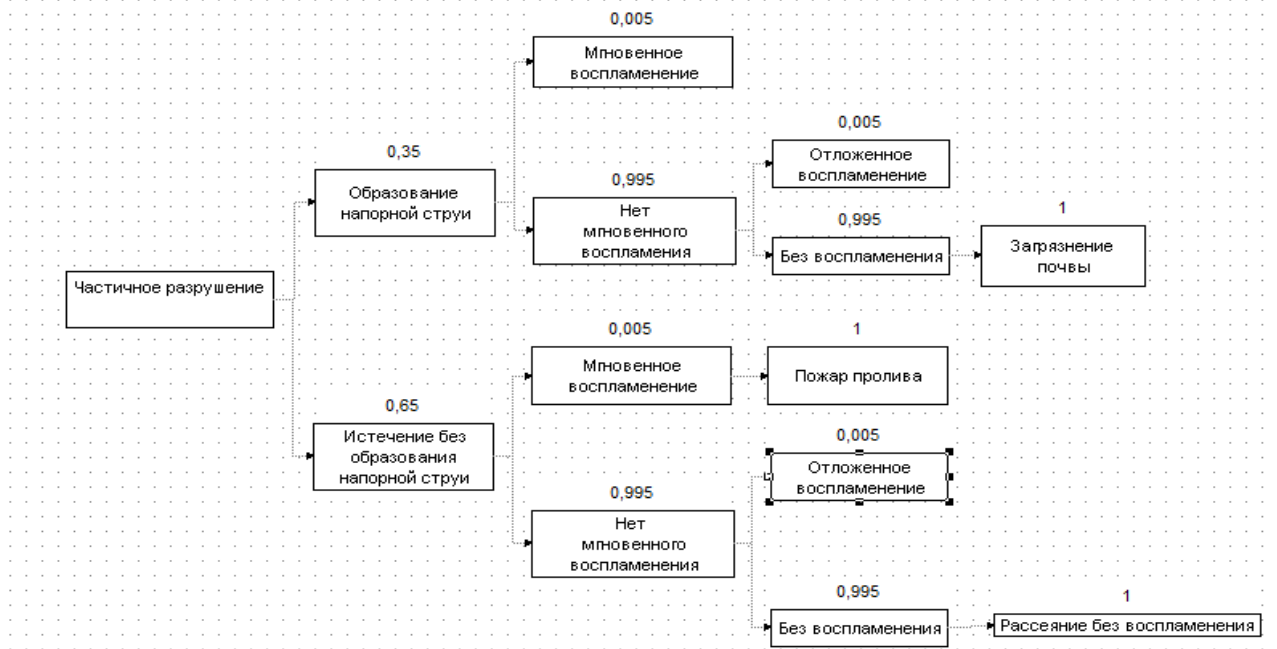


Рисунок 1 - Дерево событий для частичного разрушения оборудования, содержащего нефтяную эмульсию

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
								42
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

ПОЛНОЕ разрушение участка трубопровода

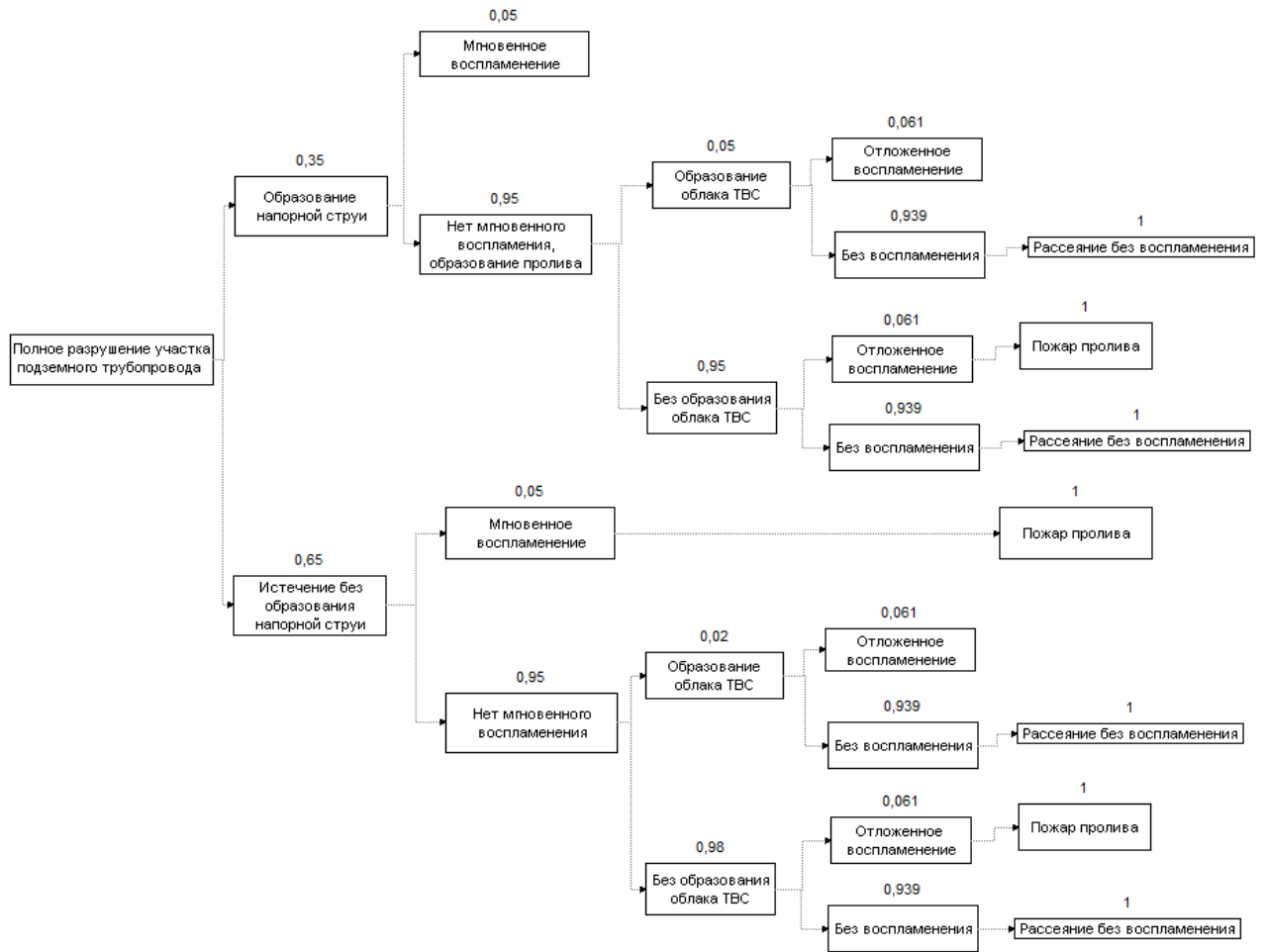


Рисунок 2 - Дерево событий для полного разрушения оборудования, содержащего нефтяную эмульсию

Итоговые частоты реализации сценариев аварийных ситуаций возможных на составляющих проектируемого объекта, представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Итоговые частоты реализации сценариев аварийных ситуаций

Наименование трубопровода	Сценарий	Поражающий фактор	Итоговые частоты
Нефтегазопровод «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 3	C1-Ч	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации нефтепровода	5,08E-04
	C2-Ч	Пожар пролива при частичной разгерметизации нефтепровода	5,12E-06
	C1-П	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации нефтепровода	1,45E-05
	C2-П	Пожар пролива при полной разгерметизации	7,24E-07

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист 43

Наименование трубопровода	Сценарий	Поражающий фактор	Итоговые частоты
		нефтепровода	

### Оценка индивидуального риска линейного обходчика

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

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

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 18.

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 18 – Суммарный индивидуальный риск поражения линейного обходчика

Персонал	Индивидуальный риск смертельного поражения, 1/год	Индивидуальный риск санитарного поражения, 1/год
Оператор нефти и газа	$8,87 \times 10^{-9}$	$2,66 \times 10^{-8}$

В результате расчетов выявлено, что проектируемый объект расположен в зоне приемлемого риска. Величина индивидуального пожарного риска в зданиях, сооружениях и на территориях производственных объектов не превышает одну миллионную в год, что отвечает

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	44

требованиям Федерального закона №123-ФЗ. Дополнительных инженерно-технических и организационных мероприятий для обеспечения допустимого значения уровня риска не требуется.

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				



### 3 Обеспечение требований промышленной безопасности

#### 3.1 Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности к эксплуатации проектируемого объекта

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

Проектируемый объект входит в зону производственной деятельности ТПП «ЛУКОЙЛ – Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Эксплуатация и техническое обслуживание проектируемых трубопроводов будет осуществляться существующим персоналом, обслуживающим фонд скважин и промысловые трубопроводы Возейского нефтяного месторождения.

Профессиональная подготовка персонала характеризуется следующими принципами:

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
46

техническом регулировании» №184-ФЗ, ГОСТ 12.0.004-2015 «Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения», «Положению об аттестации в области промышленной безопасности, по вопросам безопасности гидротехнических сооружений, безопасности в сфере электроэнергетики (утв. Постановлением Правительства РФ № 1365 от 25.10.2019, «Порядку обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций», утв. Постановлением Минтруда РФ и Минобразования РФ № 1/29 от 13.01.03, а также ряда других нормативно-правовых актов.

Для всех работников, поступающих на работу и переводимых на другую работу, работодатель (или уполномоченное им лицо) обязан проводить соответствующий инструктаж и стажировку на рабочем месте для работников рабочих профессий.

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

Обучение работников безопасным методам работы предусматривает:

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

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

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

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

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

						09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		47



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

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

Контроль своевременного проведения аттестации по промышленной безопасности и охране труда руководителей и специалистов территориально-производственного предприятия осуществляется отделом ОТ, ПБ и ООС ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

В Обществе также реализуется выполнение следующих мероприятий по обучению персонала способам защиты и действиям при авариях:

- организовано обучение по ПЛА, ПЛАРН;
- разработан график и проводится тренировка персонала по ликвидации аварийных ситуаций на конкретных обслуживаемых объектах в рабочей обстановке с привлечением при необходимости инспектора пожарной части (ПЧ);
- проводятся внеплановые учебные тревоги по указанию Ростехнадзора и комиссии 3 ступени контроля по ПБ;
- проводится анализ результатов учебно-тренировочных занятий по ПЛА, ПЛАРН с выработкой мер по устранению недостатков и совершенствованию процесса подготовки персонала по защите и действиям при авариях;
- определены обязанности и ответственность руководителей по обучению персонала, степени его готовности действиям при ЧС;
- разработан и доведен до сведения персонала порядок оповещения и эвакуации при ЧС.

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

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

							09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
								49
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

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

Виды профессионального обучения:

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

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

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

Проектируемый объект является зоной производственной деятельности территориального производственного предприятия ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» - дочернего общества ПАО «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ».

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

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

Требования по распределению ответственности и полномочий руководителей и структурных подразделений ПАО «ЛУКОЙЛ» в Системе управления промышленной

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
50

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

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

Система управления промышленной безопасностью ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» является составной частью общей системы управления ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Система представляет собой совокупность процессов, процедур, правил, организационной структуры и ресурсов, необходимых для реализации заявленной Политики ПАО «ЛУКОЙЛ» в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды, достижения Целей Общества в сфере промышленной безопасности и улучшения деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в области промышленной безопасности.

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

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

- определение и корректировка Целей, основных положений Политики ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в сфере промышленной безопасности;
- соответствие законодательным и прочим требованиям по промышленной безопасности;
- оценка и осуществление управления значимыми рисками в сфере промышленной безопасности;
- разработка и реализация Программы управления промышленной безопасностью и иных внутренних документов в соответствии с Целями и основными направлениями Политики Общества в сфере промышленной безопасности;
- разграничение полномочий и ответственности персонала за реализацию Политики;
- координация работ, направленных на предупреждение происшествий, и обеспечение готовности к ликвидации аварийных ситуаций и их последствий;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

- осуществление контроля за состоянием промышленной безопасности в Обществе, за своевременным проведением необходимых испытаний технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах, ремонтом и проверкой применяемых для контроля средств измерений и др. с целью постоянного совершенствования системы управления промышленной безопасностью;

- повышение компетентности и осведомленности работников Общества по вопросам промышленной безопасности;

- анализ причин происшествий, проведения действий, направленных на исключение повторения происшествий.

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

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

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

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» функционирует система контроля за безопасностью на промышленном объекте, представляющая собой совокупность руководящей, организационной и производственной деятельности генерального и технического директоров с целью создания безопасных условий труда на предприятии.

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

Основными задачами производственного контроля являются:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
52

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

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

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

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

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

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

ж) контроль за соблюдением технологической дисциплины.

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

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

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

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

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

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

- организация и координация работы по обеспечению промышленной безопасности и охраны труда эксплуатирующей организации;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
53



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

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

- выявление опасных производственных факторов на опасных производственных объектах и рабочих местах;
- проведение анализа состояния промышленной безопасности, причин производственного травматизма, аварийности на производственных объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»;
- организация проведения замеров параметров опасных производственных факторов, аттестации и сертификации рабочих мест, лицензирования производственной деятельности эксплуатирующей организации;
- проведение совместно с представителями соответствующих подразделений Компании проверок, обследований технического состояния зданий и сооружений, оборудования, машин и механизмов на соответствие их нормативно правовым актам промышленной безопасности и охраны труда, эффективности работы вентиляционных систем, фильтрационных установок, состояния санитарно-технических устройств, средств индивидуальной защиты;
- разработка совместно с руководителями подразделений, начальниками ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» мероприятий по предупреждению несчастных

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

- случаев, аварий и инцидентов, улучшение условий труда на рабочих местах, оказание организационной помощи по выполнению запланированных мероприятий;
- участие в разработке и пересмотре инструкций по промышленной безопасности и охране труда для работников, стандартов и положений, системы стандартов промышленной безопасности;
  - разработка программы и проведение вводного инструктажа по промышленной безопасности и охране труда со всеми вновь принимаемыми на работу;
  - организация подготовки и аттестации работников ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» по промышленной безопасности и охране труда, участие в работе аттестационных комиссий по проверке знаний требований промышленной безопасности и охране труда;
  - подготовка и внесение предложений о разработке и внедрении более совершенных средств защиты от воздействия опасных и вредных производственных факторов.

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

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

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

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

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

						09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		55

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

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

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

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

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

Настоящий Стандарт определяет общие требования к организации и проведению внутренних проверок за соблюдением требований промышленной, пожарной, радиационной

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

							<b>09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т</b>	Лист
								56
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

безопасности, предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, гражданской обороны, охраны труда и окружающей среды, осуществляемых работниками Группы «ЛУКОЙЛ» в рамках:

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

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

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

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

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
57

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

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

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

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

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

- идентификация опасностей, операции/оборудования и потенциальных происшествий и/или рисков событий;
- описание, качественная и/или количественная оценка рисков в области ПБ, ОТ и ОС и экологических аспектов;
- выявление существенных рисков в области ПБ, ОТ и ОС и экологических аспектов;

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

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

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

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

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

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

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
58

Идентификация опасностей и оценка рисков выполняется в соответствии с «Методикой идентификации опасностей и оценки рисков в области ПБ, ОТ и ОС, экологических аспектов», изложенной в СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6-2019.

Для незначительных рисков обеспечивают поддержание мероприятий воздействия, действующих на момент оценки рисков в области ПБ, ОТ и ОС и экологических аспектов. Для значительных рисков в дополнение к действующим мероприятиям определяют способы реагирования на значительные риски, разрабатывают необходимые дополнительные мероприятия по воздействию на значительные риски в области ПБ, ОТ и ОС и экологические аспекты в соответствии с выбранными способами реагирования.

Выбранные мероприятия по воздействию на значительные риски в области ПБ, ОТ и ОС и экологические аспекты включаются в программы и Бюджеты Компании и организаций Группы «ЛУКОЙЛ» согласно СТО ЛУКОЙЛ 1.6.8-2019 «Система управления промышленной безопасности, охраной труда и окружающей среды. Планирование мероприятий».

### **3.1.5 Сведения о соответствии условий эксплуатации действующего объекта требованиям норм и правил (с указанием нормативов, которым эти условия соответствуют)**

Условия эксплуатации объекта должны соответствовать требованиям перечисленных ниже нормативных документов:

- Федеральный закон от 21.07.1997 №ФЗ-116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"».
- 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"».
- Постановление Правительства РФ от 18 декабря 2020 г. № 2168 «Правила организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности».
- Постановление правительства РФ от 31.12.2020 №2451 «Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации».

- Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 №1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

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

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

Проектом не предусматривается устройство системы контроля и управления доступом.

Проектируемый объект «Реконструкция дюкерного перехода «Харьга-Терминал «Уса» Секция 3» по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» не будет внесен в перечень объектов топливно-энергетического комплекса. Категория опасности, предусмотренная ст. 5 Федерального закона от 21.07.2011 №256-ФЗ «О безопасности топливно-энергетического комплекса» проектируемому объекту не присваивается. В соответствии с СП 132.13330.2011 объекту присвоен 3 класс (низкая значимость). При разработке мероприятий по обеспечению антитеррористической защищенности принимались следующие реализованные средства защиты объекта в соответствии с присвоенным классом:

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

ООО «Агенство «ЛУКОМ-А-Север» осуществляет охранные услуги и услуги по обслуживанию технических систем безопасности на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», в соответствии с договором от 27.11.2017г. №142/06/06Y2397. Доступ физических лиц, транспортных средств и грузов на объекты ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» регулируются действием локального акта «Положение о пропускном и внутриобъектовом режимах в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
60

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

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

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

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

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

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

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

С обслуживающим персоналом проводятся ежемесячные тренировки по графику проведения учебно-тренировочных занятий, которые утверждаются главным инженером, согласно ПЛА и ПЛАРН. Графики и программа учебно-тренировочных занятий по выработке навыков выполнения мероприятий по локализации и ликвидации аварий устанавливаются руководством организации. К учебно-тренировочным занятиям по Планам действий по

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				



предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций привлекаются руководители, специалисты, НАСФ, а также ПАСФ, осуществляющие деятельность на договорной основе.

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

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» создано нештатное аварийно-спасательное формирование - НАСФ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» (свидетельство об аттестации на право ведения аварийно-спасательных работ, регистрационный № 16/3-5-46 от 21.12.2017 г.). Личный состав - 22 человека.

НАСФ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» дислоцируется на территории г. Усинск. Доставка сил и средств НАСФ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» осуществляется по дороге круглогодичного действия.

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

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

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

Заблаговременная подготовка и хранение материальных и технических средств, необходимых для обеспечения работ в исполнительный период (при угрозе или возникновения ЧС) возложена на начальника ОТ, ПБ и ОС, службы главного механика, главного энергетика и руководителей структурных подразделений ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». Материальные

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
							62



Таблица 20 – Мобильный комплекс оборудования, приспособлений и материалов для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (комплектующие скорой экологической помощи)

Комплектующие	Ед. изм.	Кол-во
<b>I. Спецоборудование и приспособления</b>		
Вакуумная установка ВАУ-1	шт.	1
Нефтесборщик НС-6	шт.	1
Разборный резервуар РР-3	шт.	1
Распылитель сорбента Р-1	шт.	3
Распылитель сорбента Р-2	шт.	3
Установка для сжигания отходов	шт.	1
Полог защитный 100 м3	шт.	1
Мотоблок типа «Салют»	шт.	1
Бензопила типа «Jonsered»	шт.	1
Рукав всасывающий	шт.	1
Рукав напорный	шт.	1
Канистра	шт.	1
Лампа паяльная	шт.	1
Вакуумная установка ВАУ-2	шт.	3
Нефтесборщик НС-4	шт.	1
Нефтесборщик НС-5 (насос «гном», рукав, ствол)	шт.	1
Разборный резервуар РР-5	шт.	1
Разборный резервуар РР-7	шт.	10
Приемно-раздаточное устройство ПРУ	шт.	1
Кусторез типа «Jonsered»	шт.	1
Катамаран	шт.	1
<b>II. Электротехника</b>		
Мотопомпа типа «Robin»	шт.	1
Мини-электростанция типа «Gecko»	шт.	2
Электрокомпрессор типа «Fias»	шт.	1
<b>III. Сорбирующий материал и изделия из него</b>		
Сорбент «Лесорб-экстра»	кг	1
Боны сорбирующие сетчатые БСС-10 (1шт)	пм	10
БС-5	шт.	1
БС-10	шт.	1
2БС	шт.	1
МБС-6	шт.	1
МБС-12	шт.	1
Пластины ПЛС-50	шт.	1
Рулоны РС-5	шт.	1
<b>IV. Боны заградительные и приспособления для их установки</b>		
Боны заградительные БЗ-10	пм	200
Якорь донный	шт.	20
Якорь береговой для растяжек	шт.	1
Якорь береговой для крепления бонов	шт.	1
Барабан	шт.	1

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

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

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист

64

Комплекующие	Ед. изм.	Кол-во
Канат	м	600
Комплект инструмента:	комплект	1
- лопаты штыковые	шт.	10
- лопаты для сбора нефти	шт.	10
- ведра	шт.	3
- кувалда	шт.	1
- топор	шт.	1
- грабли	шт.	3
<b>VI. Комплект обеспечения жизнедеятельности</b>		
Комплект жизнедеятельности	комплект	1
- костюмы нефтяника	комплект	15
- аптечка	шт.	1
- полевая мебель	комплект	1
- бидон	шт.	1
<b>VI. Средства транспортировки и хранения</b>		
Прицеп типа СЗАП-8357	шт.	2
Контейнер для оборудования	шт.	2

Доставка средств ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» осуществляется транспортом по дорогам общего пользования. Для выполнения работ по ЛЧС(Н) с использованием инженерной техники привлекается вспомогательный персонал – водители подвижного состава.

В ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» для предупреждения и ликвидации ЧС природного и техногенного характера в зоне деятельности ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» возможно привлечение аварийно-спасательные формирования согласно заключенным договорам.

1. Профессиональное аварийно-спасательное формирование ООО Специализированное профессиональное аварийно-спасательное формирование «Природа» (ООО СПАСФ «Природа»), согласно договору с ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (договор № 17У2947 от 03 октября 2017 года, автоматически пролонгируется ежегодно).

ООО СПАСФ «Природа» имеет Свидетельство отраслевой комиссии Минэнерго России по аттестации аварийно-спасательных служб (формирований) и спасателей топливно-энергетического комплекса (ОАК ТЭК 16/2-1) на право ведения аварийно-спасательных работ в чрезвычайных ситуациях (серия 16/2-1 №00954 от 02.04.2015, рег.номер 16/2-1-205).

Основные виды проводимых ООО СПАСФ «Природа» поисково-спасательных работ: ликвидация (локализация) на суше и внутренних водах (за исключением внутренних морских вод) разливов нефти и нефтепродуктов.

Количество личного состава ООО СПАСФ «Природа» – 38 человек, из них аттестованных спасателей – 29. Режим дежурства – круглосуточный. Количество спасателей в дежурной смене – 14 человек. Период работы в отрыве от базы – 3 суток.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
65

Место дислокации ООО СПАСФ «Природа»:

1. Республика Коми, г. Усинск, ул. Приполярная, д.6А
2. Республика Коми, Усинский район, Головные сооружения
3. Ненецкий автономный округ, пос.Харьягинский

Время сбора дежурной смены АСФ – Ч + 40 минут. Готовность к отправке в район ЧС – Ч + 120÷150 минут. Перечень техники и технических средств СПАСФ «Природа», привлекаемых для выполнения работ по ЛЧС(Н) на объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» приведен в паспорте ПАСФ (таблица 21).

Доставка сил и средств ООО СПАСФ «Природа» осуществляется транспортом с ближайших баз СПАСФ «Природа» (Головные сооружения Усинского месторождения) по автодорогам круглогодичного действия

Таблица 21 - Оснащенность СПАСФ «Природа»

Наименование технических средств	Кол-во		Наименование технических средств	Кол-во	
	штат	наличие		штат	наличие
<b>Автотранспорт</b>			<b>Инженерная техника</b>		
Легковые автомобили (собств./аренда)	8/4	8/4	Подъемные краны (собств.)	2	2
Грузовые автомобили (собств./аренда)	14/4	14/4	Трактора, бульдозеры (собств.)	3	3
Автобусы (собств./аренда)	2/2	2/2	Экскаваторы (собств./аренда)	5/2	5/2
Мотоциклы	-	-	<b>Аварийно-спасательный инструмент</b>		
Аварийно-спасательные автомобили	-	-	Гидравл.инстр. (типа Холматро, Спрут и р.) собств.	1	1
Снегоходы (собств./аренда)	6	6	Гидробетоноломы	-	-
<b>Плавсредства</b>			Гидродомкраты (собств.)	15	15
Катера, моторные лодки (собств./аренда)	12	12	Гидропилы (собств.)	-	-
Весельные лодки (собств.)	3	3	Бензопилы (собств.)	10	10
Плоты спасательные	-	-	Гидроножницы (собств.)	1	1
Судна на воздушной подушке, аэролодки (собств.)	2	2	Электросварное оборудование (собств.)	6	6
Спасательные жилеты (собств.)	50	50	Углошлифовальные машинки (собств.)	5	5
<b>Средства связи</b>			Переносные электростанции (собств.)	3	3
Радиостанции носимые взрывозащищенные (собств.)	8	8	<b>Средства обнаружения пострадавших</b>		
Радиостанции стационарные (собств.)	3	3	Оптико-телевизионные антенны	-	-

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

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист

66

Наименование технических средств	Кол-во		Наименование технических средств	Кол-во	
	штат	наличие		штат	наличие
Радиостанции автомобильные (собств.)	3	3	Акустические приборы	-	-
Пейджеры	-	-	Электромагнитные приборы	-	-
Спутниковые системы связи (собств.)	4	4	Поисковые собаки	-	-
Мобильные телефоны (собств.)	40	40	Бинокль, подзорная труба (собств.)	2	2
<b>Водолазное оборудование</b>			<b>Средства защиты органов дыхания и кожи</b>		
Гидрокостюмы, ласты, маски, баллоны, редукторы (комплект)	-	-	Дыхательные аппараты (собств.)	15	15
Переносные компрессоры	-	-	Противогазы (собств.)	40	40
Барокамеры	-	-	Костюмы защитные (собств.)	40	40
<b>Наличие воздушных судов (ВС)</b>			<b>Приборы хим. и рад. контроля</b>		
Вертолеты, самолеты	-	-	Приборы химического контроля (собств.)	3	3
<b>Средства десантирования с ВС</b>			Дозиметры (собств.)		
Парашютно-грузовые системы	-	-	<b>Средства обнаружения и обезвреж. ВВ</b>		
Парашюты	-	-	Металлодетекторы, миноискатели	-	-
<b>Горное, альпинистское снаряжение</b>			Комплекты реанимирования		
Индивидуальные системы	-	-	Минно-розыскные собаки	-	-
Карабин (собств.)	10	10	<b>Медицинское обеспечение</b>		
Зажимы (собств.)	-	-	Аппарат мешок АМБУ (собств.)	2	2
Веревка (м), собств.	1000	1000	Медицинская сумка (собств.)	2	2
Лебедки (собств.)	3	3	Носилки (собств.)	2	2
<b>Средства жизнеобеспечения</b>			<b>Другое оборудование и снаряжение</b>		
Вагон-дом передвижной (собств.)	35	35	Установка по переработке нефтешламов, (собств.)	2	2
Палатки (собств.)	4	4	Установка для сжигания отходов «Форсаж-1» (собств.)	1	1
Оборудование для приготовления пищи (собств.)	3	3	Нефтесборник, ед. (собств.)	20	20
Мешки спальные	20	20	Боновые ограждения, м	4000	4000
<b>Пожарно-техническое оборудования</b>			Вакуумный нефтесборщик, ед. (собств.)		
Боевая одежда и снаряжение пожарного (комплекты)	-	-	Емкости разборные (10 м.куб.), собств.	20	20
Ранцевые установки пожаротушения (шт.)	-	-	Контейнер для жидких шламов, ед. (собств.)	1	1
Огнетушители (шт.),	40	40	Сорбент, кг (собств.)	1500	1500

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

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист

67

Наименование технических средств	Кол-во		Наименование технических средств	Кол-во	
	штат	наличие		штат	наличие
собств.					
Мотопомпы пожарные (шт.), собств.	15	15	Траншеекопатель (собств.)	1	1
Пожарные рукава (м) 50мм/65мм/80мм (м)		300/-/300	Насосы центробежные, диафрагменные (собств.)	21	21
Стволы пожарные ручные (шт.), собств.	15	15			
Пенообразователи (шт.)	-	-			
Огнетушитель. порошок (шт.), собств.	10	10			

2. Организация деятельности тушение пожаров, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации решается силами ООО «Пожарная охрана» (п. Верхнеколвинск) на основании заключенного договора №16У3640 от 23.12.2016 г.

При необходимости привлечения дополнительных сил и средств пожарных подразделений, к тушению возгораний привлекаются силы и средства 91-ПЧ ФКУ «9-ый отряд ФПС ГПС по РК», расположенной на территории Головных сооружений Усинского месторождения.

3. Проведение противofонтанных работ на нефтяных и газовых скважинах на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» возлагается на ГАУ «СПАС-КОМИ» (Государственное автономное учреждение Республики Коми «Профессиональная аварийно-спасательная служба»), согласно договору № 09/17-НПП/16У3006 от 22.12.2016 г. на комплексное обслуживание по проведению противofонтанных работ на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

ГАУ «СПАС-КОМИ» имеет Свидетельство территориальной комиссии по аттестации аварийно-спасательных служб, аварийно-спасательных формирований и спасателей Республики Коми № 111 на право ведения поисково-спасательных и противofонтанных работ (серия 111 №000080 от 26.03.2015, рег.номер 0-111-075).

Доставка сил и средств ГАУ «СПАС-КОМИ» осуществляется автотранспортом с ближайших баз аварийно-спасательного отрядов (г.Усинск), по автодорогам круглогодичного действия, либо с использованием вертолетного транспорта. Фактический адрес Усинского противofонтанного АСО: 169711, г.Усинск, ул. Парковая 20 кв.1-3.

В режиме повседневной деятельности организовано круглосуточное дежурство дежурными сменами в количестве 3-4 чел. Дежурство осуществляется посменно в две смены с 12 - часовым режимом работы с 08.00 до 20.00 и с 20.00 до 08.00. Готовность к действиям дежурной смены «Ч»+0.10, с автономностью действий до 5 суток.

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

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист

68

При введении ГОТОВНОСТИ № 1 в ходе самостоятельных действий или в составе сводного АСО выделяет 8 чел. с готовностью к действиям «Ч»+2.00, с автономностью действий до 10 суток.

4. В случае необходимости оказания медицинских услуг привлекается Общество с ограниченной ответственностью «Институт управления медицинскими рисками и оптимизации страхования (ООО «МЕДИС»)) согласно договора №10У0711.

5. При необходимости для доставки средств по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» привлекается автотранспортная и специальная техника с ООО «Ространс» и ООО «Автогазкомплект» согласно договоров на оказание услуг по обеспечения транспортом и спецтехникой.

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

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

Резерв финансовых средств для локализации и ликвидации последствий возможных аварий на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» создан в соответствии с Приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» № 349 от 06.05.2019 «О создании резерва финансовых средств для ликвидации чрезвычайных ситуаций». Финансовые резервы ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» для предупреждения и ликвидации ЧС формируются при организации страхования имущественных и других интересов с Программой страховой защиты ПАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних предприятий.

Резерв материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций создан исходя из прогнозируемых видов и масштабов чрезвычайных ситуаций, предполагаемого объема работ по их ликвидации, а также максимально возможного использования имеющихся сил и средств для ликвидации чрезвычайных ситуаций.

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

Резерв материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций используются при проведении аварийно-спасательных и других неотложных работ по устранению непосредственной опасности для жизни и здоровья людей, для развертывания и содержания

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

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т



временных пунктов проживания и питания пострадавших граждан, оказания им единовременной материальной помощи и других первоочередных мероприятий, связанных с обеспечением жизнедеятельности пострадавшего населения.

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

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

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

Схема оповещения о техногенных событиях I, II, III уровня опасности и несчастных случаях произошедших на производственных объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» представлена на рисунке 3.

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» создана единая оперативно-диспетчерская система управления (ЦИТС), входящая в структуру ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», которая оснащена средствами связи и оповещения, а также электронной почтой. Основной пункт управления размещен в административном здании ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» по адресу г. Усинск, ул.Транспортная 4, запасной пункт управления КЦДНГ-1 (Усинское нефтяное месторождение), а пункты управления цеховых подразделений на местах постоянной дислокации.

Ответственным за сбор и передачу достоверной информации о чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера являются начальники смен ЦИТС ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

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

						09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		70

Контроль за сбором, обработкой и передачей информации о чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера, а также обеспечение представления в центральную диспетчерскую службу (ЦДУ) ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» донесений по чрезвычайным ситуациям, возникшим на подведомственных объектах возложен на начальника ЦИТС ТПП.

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

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

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

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

В соответствии со «Схемой оповещения» и «Порядком информирования о техногенных событиях», введенными в действие Приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» № 836 от 18.10.2019 -

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

						09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		71

ЦДУ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» является ответственной за передачу информации о ТС (Техногенных событиях) в ЦДУ ПАО «ЛУКОЙЛ», ЦИТС структурных подразделений являются ответственными за передачу информации о ТС в ЕДДС (базовых городов Усинск, Ухта, Нарьян-Мар).

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

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

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

Оповещение населения производится по сети проводного вещания по эфиру радиовещания, телевидению, ч/з официальный портал администрации МОГО «Усинск», а также с помощью электросирен и уличных громкоговорителей.

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

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

						09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		72

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

**Схема оповещения  
о техногенных событиях I, II, III уровня опасности\*\*\*  
и несчастных случаях (включая ДТП)  
произошедших на производственных объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»  
в том числе с работниками подрядных (сервисных) организаций**

Приложение №1 к Приказу ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»  
№ 836 от «18» 10 2019 г.

«УТВЕРЖДАЮ»

Первый заместитель генерального  
директора - Главный инженер

И.В. Шаранов  
«18» 10 2019 г.

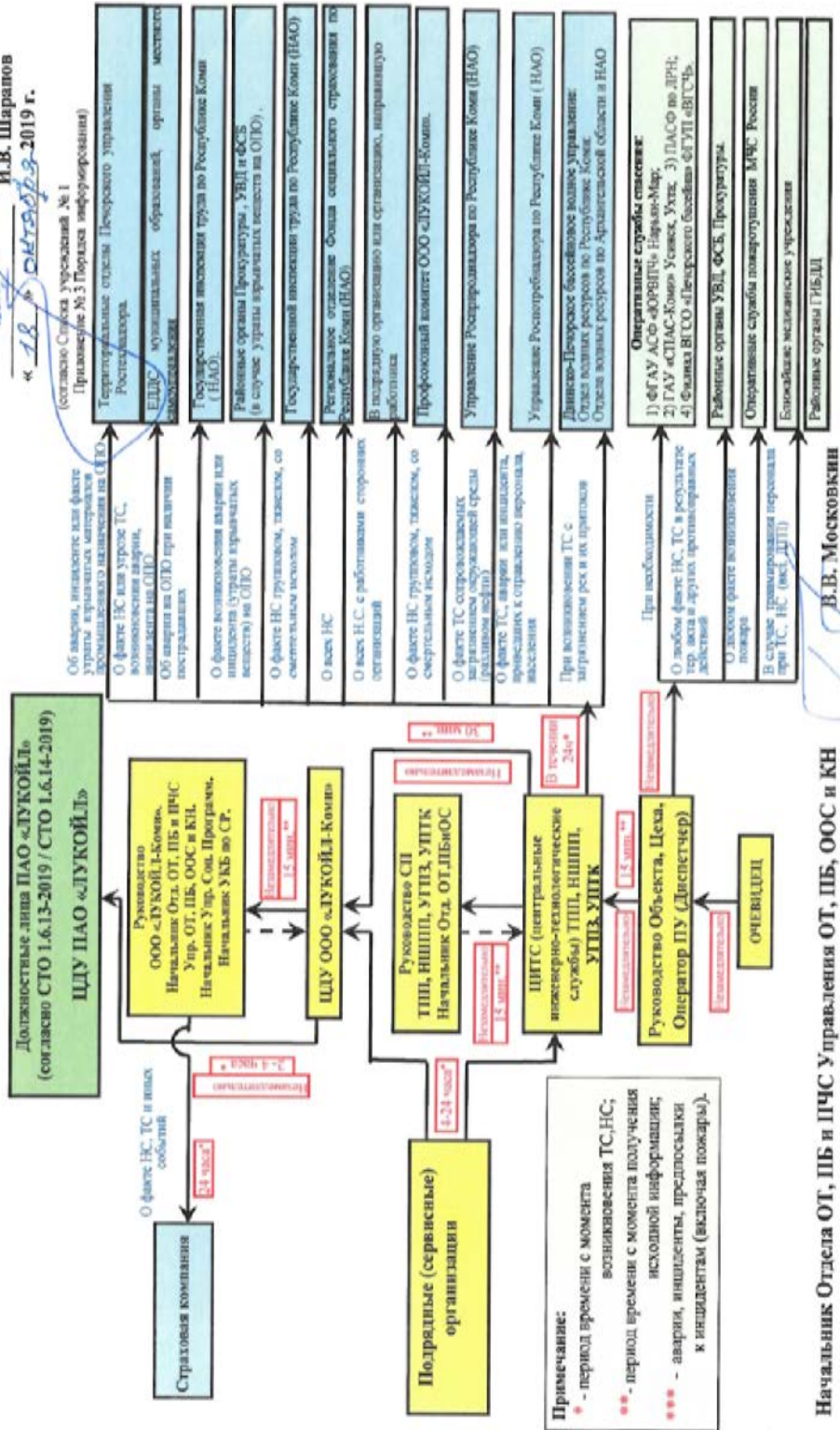


Рисунок 3 - Схема оповещения о техногенных событиях I, II, III уровня опасности и несчастных случаях произошедших на производственных объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

## 4 Выводы

### 4.1 Обобщенная оценка уровня безопасности с указанием наиболее опасных составляющих объекта и наиболее значимых факторов, влияющих на безопасность

В данной книге рассмотрены условия эксплуатации оборудования, проведен подробный анализ выполняемых операций. Выполнен анализ возможных причин возникновения и развития аварийных ситуаций. Проведены расчеты возможных зон поражения и оценка количества персонала и населения, попадающих в зоны действия поражающих факторов.

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 – «Реконструкция дюкерного перехода «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 3» по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» соответствует требованиям промышленной безопасности и эксплуатации опасного производственного объекта.

Нефть, которая обращается на проектируемом объекте, является пожаровзрывоопасным веществом. Она способна вызывать стойкое загрязнение окружающей природной среды и воспламеняться от различных источников зажигания (открытого пламени, искр, сильных разрядов электричества, теплового воздействия и др.).

Наиболее вероятным сценарием аварии на проектируемом объекте является загрязнение в результате частичной разгерметизации нефтепровода.

Наиболее опасной является авария, связанная с полной разгерметизацией нефтепровода, с последующим воспламенением пожара пролива.

Данные о вышеуказанных авариях представлены в таблице 22.

Таблица 22 - Сведения о наиболее вероятной и наиболее опасной авариях

Наименование составляющей	Сценарий	Авария	Число погибших	Число пострадавших	Частота аварии
Нефтегазопровод «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 3	С1-Ч	Экологическое загрязнение	0	0	5,08E-04
	С2-П	Термическое поражение	0	1	7,24E-07

Исходя из толкования понятия «риск», как меры опасности, оцениваемой вероятностью возникновения источника ЧС и ущербом, нанесенным неблагоприятным событием, следует

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		74

выделить следующие опасные факторы, влияющие на показатели риска на проектируемом объекте:

Факторы, определяющие высокую вероятность возможных аварий:

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

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

В качестве критериев приемлемого риска были взяты следующие показатели:

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

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,

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

							<b>09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т</b>	Лист
								75
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

если индивидуальный риск для любого работника не превышает значения  $1,0 \times 10^{-4}$  1/год. Индивидуальный риск проектируемого объекта менее среднестатистического риска по России и менее установленного индивидуального риска для персонала объектов ОАО «ЛУКОЙЛ».

Индивидуальный риск смертельного поражения персонала для проектируемого объекта составляет -  $8,87 \times 10^{-9}$  1/год, санитарного поражения –  $2,66 \times 10^{-8}$  1/год. Индивидуальный риск для персонала проектируемого объекта менее среднестатистического риска по России и менее установленного индивидуального риска для персонала объектов ПАО «ЛУКОЙЛ».

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

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

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

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

#### 4.3 Перечень планируемых мер, направленных на уменьшение риска

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

На данной стадии эксплуатации объекта в качестве основных мер 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;

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

							09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			76

- периодическое обновление ПЛА и ПЛАС, по которым необходимо регулярно проводить обучение и тренировки персонала;
- контроль со стороны должностных лиц за соблюдением обслуживающим персоналом объекта требований нормативных документов и инструкций;
- качественное обучение персонала по вопросам профессиональной деятельности и промышленной безопасности, организации его допуска к работе и своевременная аттестация.

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;
- установка предупредительных знаков и надписей, в том числе по пожарной опасности;
- 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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
77



## Библиография

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»

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

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

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
							80
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

*Ведомость документов графической части*

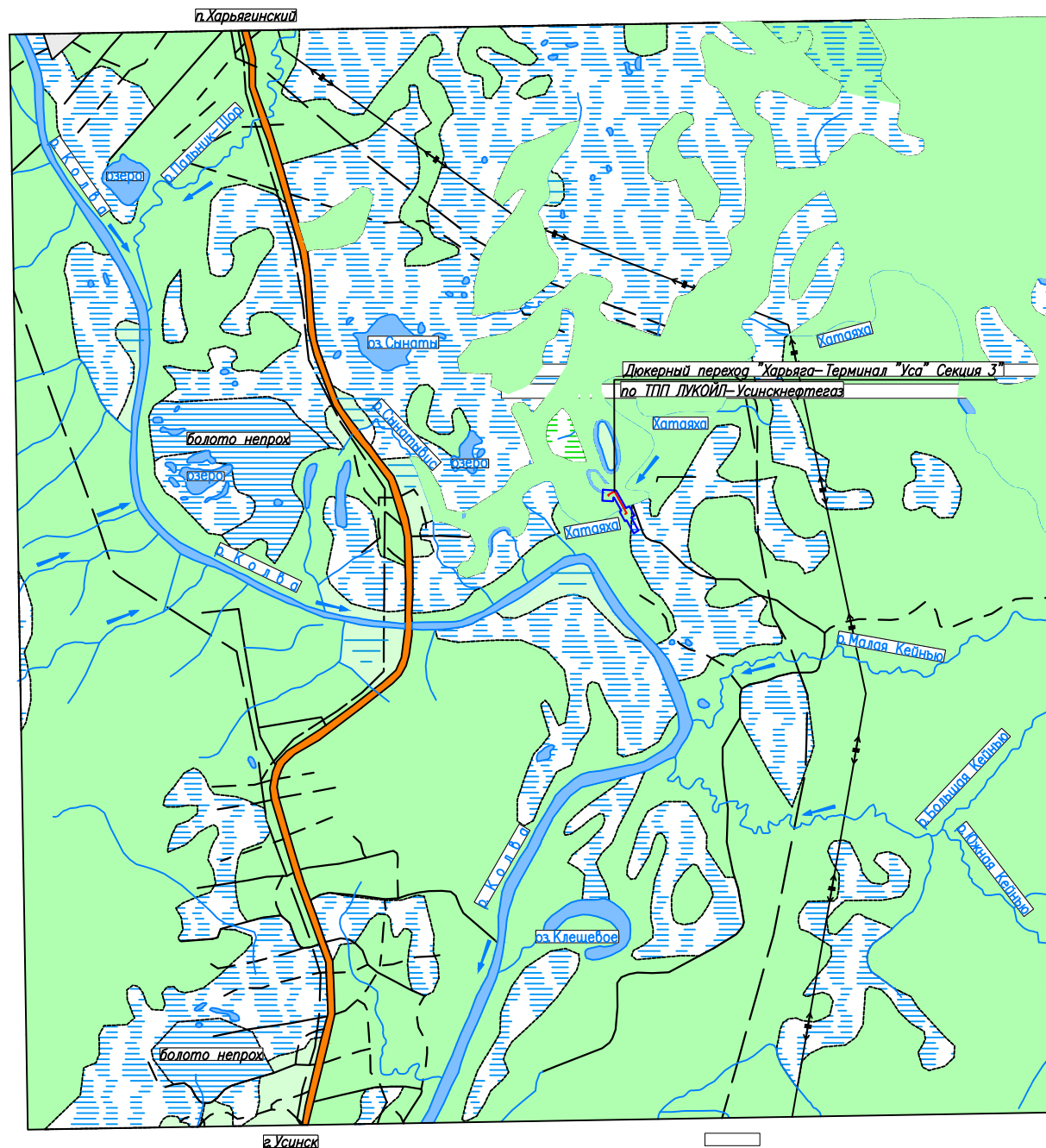
<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Примечание</i>
09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Г	Ведомость документов графической части	
09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Г1	Ситуационный план. Масштаб 1:100000	
09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Г2	Схема линейного объекта	

Согласовано

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

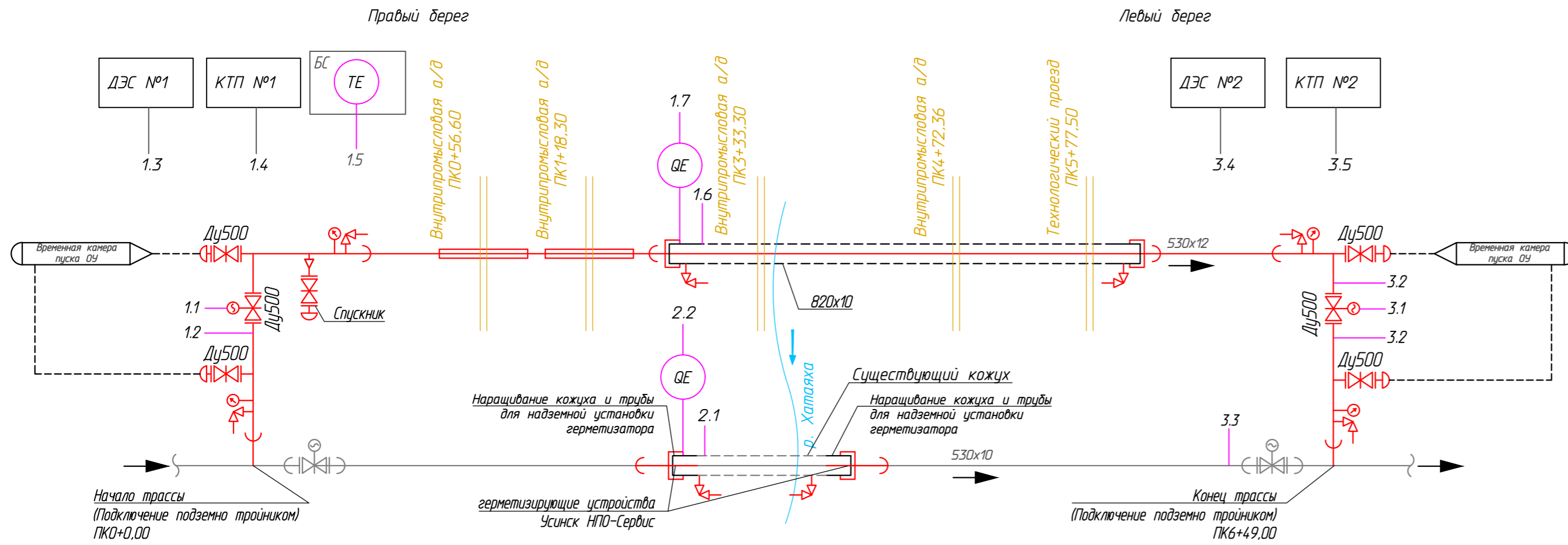
09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Г					
<i>“Реконструкция дюкерного перехода “Харьяга-Терминал “Уса” Секция 3” по ТПП ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз”</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Кол.уч.</i>	<i>Лист</i>	<i>Док.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>
Разраб.		Михайлова			
Рук.груп.		Матус			
Н. контр.		Салдаева			
Ведомость документов графической части					ООО “НИПИ нефти и газа УГТУ”
			Стадия	Лист	Листов
			П		1

# Ситуационный план



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

						<b>09-12-2НИПИ/2022-МПБ.Г1</b>		
						"Реконструкция дюкерного перехода "Харьяга-Терминал "Уса" Секция 3" по ТПП ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз"		
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Кусова			12.22			
Проверил		Новоселова			12.22			
Н. контр.		Салдаева			12.22	Ситуационный план Масштаб 1:100000		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Нефтеборный коллектор
	Задвижка клиновья
	Задвижка клиновья с электроприводом
	Манометр
	Вентиль угловой специальный
	Переход

Приборы по месту	1.1		1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	2.1	2.2		
	Управление "Откр."/ "Закр."	Э1.1										
Шкафы КИП, ШУ	NSA 101		РТ 101	ДЭС №1	КТП №1	Ток А.В.С. Напряжение А.В.С. Расход 3/3	Температура	Давление в кожухе 0-6.3 МПа	Загазованность в кожухе (ДВК) ("неисправность")	Давление в кожухе	Загазованность в кожухе (ДВК) ("неисправность")	в СПТМ
Площадка КИП (сущ.)	Площадка кранового узла		4...20 мА	RS485/Modbus RTU	RS485/Modbus RTU		4...20 мА	Радиоканал LoRaWAN	Радиоканал LoRaWAN	Радиоканал LoRaWAN	Радиоканал LoRaWAN	канал связи (сущ.)*
Шкаф телемеханики №1 (сущ.)	"Откр."/ "Закр."/ "Стоп"							Шкаф БС (см. часть СС)				
Шкаф телемеханики №2 (сущ.)	"Откр."/ "Закр."/ "Стоп"											
Контроллер	"Откр."/ "Закр."/ "Стоп"											
Аналоговые вх.												
Дискретные вх.												
Аналоговые вых.												
Дискретные вых.												
Счетные вх.												
Цифровые вх.												

Приборы по месту	3.1		3.2	3.3*	3.4	3.5
	Управление "Откр."/ "Закр."	Э2.1				
Шкафы КИП, ШУ	NSA 201		РТ 201	РТ 301	ДЭС №2	КТП №2
Площадка КИП (сущ.)	Площадка кранового узла		4...20 мА	4...20 мА	RS485/Modbus RTU	RS485/Modbus RTU
Шкаф телемеханики №1 (сущ.)	"Откр."/ "Закр."/ "Стоп"					
Шкаф телемеханики №2 (сущ.)	"Откр."/ "Закр."/ "Стоп"					
Контроллер	"Откр."/ "Закр."/ "Стоп"					
Аналоговые вх.						
Дискретные вх.						
Аналоговые вых.						
Дискретные вых.						
Счетные вх.						
Цифровые вх.						

1. Условные обозначения средств автоматизации выполнены по пособию к ГОСТ 21.408-93 РМ4-2-96; по ГОСТ 21.208-2013.  
 2. \* - по ранее разработанной документации ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ" Г-01-НИПИ-2018-1-1-СТМ.

09-12-2НИПИ-2022-МПБ.Г2			
Реконструкция докерного перехода "Харьяга-Терминал" "Уса" Секция 3" по ТПП ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз			
Изм.	Колч.	Лист № дж.	Подп.
Разраб.	Суркова	12.22	
Проверил	Новоселова	12.22	
Н. контр.	Салдаева	12.22	
Нефтепровод "Харьяга-Терминал" "Уса" Секция 3		Стадия	Лист
		п	1
Схема линейного объекта		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

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

Согласовано