



**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 подводного перехода напорного нефтепровода «УПН  
«Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяго-Уса»  
(участок от ДНС-8 до т. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)**

**Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН  
«Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

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

**Книга 3 «Промышленная безопасность»**

**28-02-2НИПИ/2022-МПБ**

**Том 10.3**



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 подводного перехода напорного нефтепровода «УПН  
«Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»  
(участок от ДНС-8 до т. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)**

**Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН  
«Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

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

**Книга 3 «Мероприятия промышленной безопасности»**

**28-02-2НИПИ/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





проектируемого объекта.....	23
2.2.2 Перечень основного технологического оборудования, в котором размещаются опасные вещества .....	27
2.2.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию .....	28
2.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности .....	28
2.3.1 Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ .....	28
2.3.2 Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ .....	28
2.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаро-безопасности проектируемого объекта.....	30
2.3.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности.....	31
2.4 Основные результаты анализа риска.....	33
2.4.1 Анализ основных причин аварий .....	41
2.4.2 Анализ условий возникновения и развития аварий .....	45
2.4.3 Оценка риска аварий.....	52
<b>3 Обеспечение требований промышленной безопасности .....</b>	<b>59</b>
3.1 Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности к эксплуатации проектируемого объекта.....	59
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 .....	59
3.1.2 Сведения о системе управления промышленной безопасностью, включая данные о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности.....	63
3.1.3 Сведения о системе проведения сбора информации о произошедших инцидентах и авариях и анализе этой информации .....	68
3.1.4 Перечень проведенных работ по анализу опасностей и рисков, техническому диагностированию и экспертизе технических устройств .....	71
3.1.5 Сведения о соответствии условий эксплуатации действующего объекта требованиям норм и правил (с указанием нормативов, которым эти условия соответствуют).....	72
3.1.6 Сведения о принятых мерах по предотвращению постороннего вмешательства в деятельность опасного производственного объекта, а также по противодействию возможным террористическим актам.....	73

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

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист

2

3.2	Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности по готовности к действиям по локализации последствий аварий .....	73
3.2.1	Сведения о мероприятиях по локализации и ликвидации последствий аварий на проектируемом объекте .....	74
3.2.2	Сведения о составе противоаварийных сил, аварийно-спасательных и других служб обеспечения промышленной безопасности .....	75
3.2.3	Сведения о финансовых и материальных ресурсах для локализации и ликвидации последствий аварий.....	83
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 .....	83
<b>4</b>	<b>Выводы.....</b>	<b>88</b>
4.1	Обобщенная оценка уровня безопасности с указанием наиболее опасных составляющих объекта и наиболее значимых факторов, влияющих на безопасность .....	88
4.2	Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварии на проектируемом объекте со среднестатистическими показателями риска техногенных происшествий и/или критериями приемлемого риска .....	89
4.3	Перечень планируемых мер, направленных на уменьшение риска .....	90
	<b>Библиография .....</b>	<b>92</b>

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
								3
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

## Аннотация

Настоящая книга разработана в составе Раздела 10 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами» проекта «Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндыская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьга-Уса» (участок от ДНС-8 до г. вр. в товарный нефтепровод «Харьга-Уса»)), 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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

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

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т



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

Первый этап строительства. Строительство дюкерного межпромыслового нефтепровода «УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса».

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

Проектируемые выкидные линии предназначены для транспортировки продукции от добывающих скважин до АГЗУ.

Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

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	
Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»	Н	325x10	902	III	II	4,0

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

Таблица 2 – Проектные мощности проектируемых трубопроводов

Наименование	Назначение	Проектные мощности		
		Добыча жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Добыча нефти, т/сут	Закачка воды, м <sup>3</sup> /сут
Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»	Н	5000	-	-

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемый нефтесборный коллектор по диаметру относится к III классу, по назначению – к категории III.

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

Объем контроля остальных сварных соединений составляет 100% радиографическим методом и 25% дублирующим ультразвуковым.

Испытание проектируемого трубопровода необходимо провести в соответствии с СП 284.1325800.2016 в три этапа.

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

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист

7

Схемы линейных объектов представлены в графической части тома  
28-02-2НИПИ/2022-МПБ.ГЗ.

## 1.2 Перечень опасных составляющих объекта

### 1.2.1 Основные составляющие объекта

Основные составляющие проектируемого объекта «Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до г. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)), представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные составляющие проектируемого объекта

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта	
	Назначение	Проектная мощность
Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»	Транспорт нефти	Подземный. Диаметр и толщина стенки – 325x10мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 902 м Проектные мощности: добыча нефти – 42 т/сут; добыча жидкости – 5000 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.

В соответствии с таблицей 2 приложения 2 Федерального закона от 21.06.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемый объект «Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до г. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)) относится к **четвертому классу опасности**, поскольку суммарное количество обращающихся опасных веществ не превышает пороговое значение 20 тонн.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

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

Наименование трубопровода	Опасное вещество	Кол-во, т	Признаки идентификации							
			Воспламеняющиеся и горючие газы, т	Горючие жидкости, находящиеся на товарно-сырьевых складах и базах	Горючие жидкости, используемые в технологическом процессе или транспортируемые по магистральному трубопроводу	Токсичные вещ-ва, т	Высокотоксичные вещ-ва, т	Окисляющие вещ-ва, т	Взрывчатые вещ-ва, т	Вещества опасные для окружающей среды, т
Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»	Нефть	0,269	-	-	0,269	-	-	-	-	-
<b>Всего на объекте, т</b>		<b>1,990</b>			<b>1,990</b>					

### 1.3 Сведения о месторасположении проектируемого объекта

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

В административном отношении участки работ расположен на территории Баяндыского нефтяного месторождения. Баяндынская площадь расположена в Усинском районе Республики Коми, в 60 км к северо-западу от г. Усинска, в пределах лицензионного участка Денисовской впадины.

Ближайшие населенные пункты – объект расположен в 57 км к северо-западу от г.Усинска, в 45 км к северо-западу от с.Усть-Уса, в 8 км к северо-востоку от с.Щельябож. Проезд на Баяндыское нефтяное месторождение возможен по железной дороге Москва – Усинск до станции Усинск, по автомобильной дороге круглогодичного действия Усинск – Харьяга, далее по профилированной грунтовой автомобильной дороге круглогодичного действия, построенной для обустройства Баяндыского месторождения.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	<b>28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т</b>	Лист
							9

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 участкам изысканий осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск - Харьяга».

**Климатические условия.** Район строительства расположен в атлантико-арктической области умеренного пояса. По климатическому районированию территории Российской Федерации для строительства участок расположен в ID климатическом подрайоне, в I северной строительно-климатической зоне, для которой характерны наименее суровые условия. Согласно ТСН 23-011-2007 район работ относится ко IV (северному) климатическому району. В соответствии с СП 20.13330.2016 (приложение Е) участок изысканий по весу снегового покрова приурочен к V району, по давлению ветра – к III району, по толщине стенки гололеда – к III району. Согласно СП 131.13330.2018 в соответствии с комплексным показателем территория строительства по степени влажности относится к нормальной зоне.

В геоморфологическом отношении район строительства расположен в пределах Печорской низменности, которая представляет собой слабоувалистую заболоченную равнину, сложенную современными аллювиальными отложениями. Район работ находится в долине р. Печора. В тектоническом отношении район работ относится к Колво-Печорской впадине Печорской синеклизы.

Район строительства расположен в пределах Печорской равнины, находящейся в северной части Русской (Восточно-Европейской) равнины. Местность представляет собой слабоувалистую, полого-волнистую заболоченную равнину.

Территория строительства относится к району с умеренно-суровым климатом (ID). По климатическому районированию Республики Коми объект расположен в Северном. Район характеризуется суровой и длительной зимой, прохладным коротким летом, с большой изменчивостью сумм осадков по территории и хорошо выраженной широтной зональностью в распределении термических характеристик.

Рассматриваемая территория относится к зоне влажного климата с весьма развитой циклонической деятельностью. Климат умеренно-континентальный, лето короткое и умеренно-холодное, зима многоснежная, продолжительная и умеренно-суровая. Климат формируется в условиях малого количества солнечной радиации зимой, под воздействием северных морей и интенсивного западного переноса воздушных масс. Вынос теплого морского воздуха,

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

							28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
								10
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

связанный с прохождением атлантических циклонов, и частые вторжения арктического воздуха с Северного Ледовитого океана придают погоде большую неустойчивость в течение всего года.

Основные климатические характеристики приведены в таблице 2 (по данным наблюдений метеостанции Усть-Уса).

Таблица 1 – Основные климатические характеристики

Климатические параметры		Значения м/ст. Усть-Уса	
<u>Климатические параметры холодного периода года</u>			
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,98		минус 46	
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,92		минус 44	
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,98		минус 43	
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,92		минус 41	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,94		минус 21	
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С		минус 53	
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С		7,9	
Продолжительность, суточная и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха	≤0°С	продолжительность	213
		средняя температура	минус 11,6
	≤8°С	продолжительность	278
		средняя температура	минус 7,9
	≤10°С	продолжительность	299
		средняя температура	минус 6,7
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %		83	
Средняя месячная относ. влажность воздуха в 15 ч наиболее холодного месяца, %		83	
Количество осадков за ноябрь – март, мм		151	
Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль		Ю	
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с		4,2	
Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха ≤ 8°С		4,2	
<u>Климатические параметры теплого периода года</u>			
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95		18	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98		23	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
							11

Климатические параметры	Значения м/ст. Усть-Уса
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	20,5
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	34
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С	10,0
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	72
Количество осадков за апрель - октябрь, мм	354
Суточный максимум осадков, мм	64
Преобладающее направление ветра за июнь - август	С
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	4,3

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

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

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

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

Объем снегопереноса обеспеченностью 0,95 составляет 140 м<sup>3</sup>/м пог. Объем снегопереноса за зиму с максимальной продолжительностью метелей - 500 м<sup>3</sup>/м пог. Расчетная толщина снежного покрова обеспеченностью 98% составляет 105 см.

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

							28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			12





территории пучинистых грунтов будет способствовать активизации процессов морозного пучения.

Техногенное воздействие на рассматриваемую территорию постоянно возрастает. Процессы, связанные с будущим строительством, приводят к увеличению мощности сезонного промерзания грунтовых массивов; образованию переувлажненных участков; образованию специфических грунтов – насыпных.

Тип местности по характеру и степени увлажнения – 2.

Район строительства относится к I району, 1Д подрайону климатического районирования для строительства.

Криогенное пучение. На данной территории криогенное пучение при промерзании сезонно-мерзлого слоя проявляется на всех геоморфологических уровнях. При промерзании грунтов криогенное пучение зависит от сочетания основных факторов, определяющих характер и интенсивность его проявления: состав, свойства и сложение грунтов, их предимная влажность и температурный режим промерзания. Криогенное пучение грунтов наиболее активно протекает на обводненных участках всех геоморфологических уровней, сложенных супесчано-суглинистыми отложениями.

#### ***Сейсмические свойства***

В сейсмическом отношении район работ безопасный. Согласно картам ОСР-2015 для массового строительства, приведенным в СП 14.13330.2018, на исследуемой территории расчетная интенсивность сейсмических сотрясений по шкале MSK-64 составляет 5 и менее баллов, ожидаемой на данной площади с вероятностью 10 % (карта А).

По категории опасности процессов, согласно таблицы 5.1 СП 115.13330.2016, территория изысканий относится к умеренно опасной по сейсмичности.

#### ***Техногенные процессы***

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

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

Другие инженерно-геологические процессы и явления (оползни, размывы берегов водотоков и водоемов и др.), требующие разработки инженерной защиты и дополнительных изысканий, на изучаемых участках не обнаружены.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
14

По характеру и степени увлажнения территория относится ко второму типу местности, согласно СП 34.13330.2012 приложение В.

Согласно СП 47.13330.2016, (приложения А), по совокупности факторов, влияющих на условия проектирования, строительства и эксплуатации, объектам изысканий присвоена II категория сложности инженерно-геологических условий (средней сложности).

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

В административном отношении участки работ расположен на территории Баяндыского нефтяного месторождения. Баяндыская площадь расположена в Усинском районе Республики Коми, в 60 км к северо-западу от г. Усинска, в пределах лицензионного участка Денисовской впадины.

Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части данного тома (28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Г1).

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

- для размещения нефтегазопроводов – 24 м;

Результаты расчета площадей земельных участков, предоставленных для размещения линейного объекта и проектируемых площадок объектов приведены в таблице 5-6.

Таблица 5 – Площади земельных участков, предоставленных для размещения линейного объекта

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
				Класс	Категория по назначению	
Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»	Н	325x10	902	Ш	II	4,0

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
							15

В площадь застройки включены:

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

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

Таблица 7 – Ведомость проектируемых сооружений

Пикет трассы	Наименование сооружения, краткая характеристика
Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»	
	Узел подключения временной камеры пуска. Включает в себя задвижки клиновые Ду300, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС). Надземное исполнение.
	Узел подключения временной камеры приема. Включает в себя задвижки клиновые Ду300, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС). Надземное исполнение.

Согласно информации, предоставленной Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации (письмо № 15-47/10213 от 30.04.2020 г.), на территории МО ГО «Усинск», особо охраняемые природные территории Федерального значения, а также территории, зарезервированные под создание новых ООПТ федерального значения, отсутствуют.

Ближайшим к территории строительства ООПТ федерального значения является Национальный парк «Югыд Ва», расположен в 137,8 км юго-восточнее от участка.

Согласно данным, предоставленным ГБУ РК «Центр по ООПТ» в данном районе та действующие и проектируемые особо охраняемые природные территории республиканского и местного значения, а также их охранные зоны отсутствуют.

На основании данных Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Коми и Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 13.09.1994 № 1050 «О мерах по обеспечению выполнения обязательств Российской Стороны, вытекающих из Конвенции о водно-болотных угодьях, имеющих международное значение главным образом в качестве местообитаний водоплавающих птиц, от 2 февраля 1971 года», на территории Республики Коми отсутствуют объекты, входящие в список водно-болотных угодий Российской Федерации, имеющих международное значение главным образом в качестве местообитаний водоплавающих птиц. На основании изложенного водно-болотные угодья на территории объекта отсутствуют.

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

						28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		16

Территории традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера регионального и местного значений в Республике Коми, в том числе в районе строительства отсутствуют.

По сведениям Управления Республики Коми по охране объектов культурного наследия на участке размещения проектируемого объекта, объекты культурного наследия, включенные в единый государственный реестр объектов культурного наследия народов Российской Федерации, выявленные объекты культурного наследия, и объекты, обладающие признаками объекта культурного наследия (в т.ч. археологического) отсутствуют. Земельный участок расположен вне зон охраны и защитных зон объектов культурного наследия

Проектируемые объекты расположены вне водоохранных зон и прибрежных защитных полос водотоков района изысканий.

#### **1.4 Сведения о персонале и населении**

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

Обслуживание проектируемого объекта будет осуществляться существующим персоналом комплексных цехов по добыче нефти и газа (КЦДНГ №3) ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

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.

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).

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

						<b>28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т</b>	Лист
							17
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

#### 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 участки работ расположен на территории Баяндыского нефтяного месторождения. Баяндыская площадь расположена в Усинском районе Республики Коми, в 60 км к северо-западу от г. Усинска, в пределах лицензионного участка Денисовской впадины.

Ближайшие населенные пункты – объект расположен в 57 км к северо-западу от г.Усинска, в 45 км к северо-западу от с.Усть-Уса, в 8 км к северо-востоку от с.Щельябож. Проезд на Баяндыское нефтяное месторождение возможен по железной дороге Москва – Усинск до станции Усинск, по автомобильной дороге круглогодичного действия Усинск – Харьяга, далее по профилированной грунтовой автомобильной дороге круглогодичного действия, построенной для обустройства Баяндыского месторождения.

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 участкам изысканий осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск - Харьяга».

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.

Ближайшими потенциально опасными объектами являются действующие объекты нефтедобычи Баяндыского нефтяного месторождения (кусты скважин и одиночные скважины). Учитывая условия прокладки проектируемых трубопроводов (подземным способом), и расположение существующих объектов нефтепромысла, аварии на ближайших потенциально опасных объектах не могут стать причиной возникновения ЧС на проектируемых трубопроводах.

Перечень преград и сооружений, пересекаемых проектируемыми трубопроводами, представлен в таблице 8.

Пересечения выполнены подземным способом. На основании СП 18.13330.2019 при взаимном пересечении трубопроводов расстояние между ними в свету выдержать не менее

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
18

200мм. Дополнительных мер защиты проектируемой и существующих трасс не требуется. При проведении монтажных работ разработку грунта в местах пересечения необходимо предусмотреть в ручную.

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

По трассам проектируемых выкидных линий проектом предусмотрены узлы подключения к существующим измерительным установкам и к существующим обвязкам добывающих скважин.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

## 2 Результаты анализа безопасности

### 2.1 Характеристика опасных веществ

На опасном производственном объекте «Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до г. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)» обращается пожароопасное вещество нефть (в т.ч. в виде водонефтяной эмульсии). Характеристика опасного вещества приведена в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристика опасного вещества – нефти

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1. Название вещества 1.1. Химическое 1.2. Торговое	Смесь высших предельных углеводородов Нефть	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
2. Вид	Горючая жидкость в технологическом процессе	ФЗ №116-ФЗ
3. Формула: Эмпирическая Структурная	$C_nH_{2n+2}$ $CH_3-CH_2-\dots-CH_2-CH_3$	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
4. Состав: – воды, % масс – серы, % масс. – парафина, % масс – смол, % масс – асфальтенов, % масс; – газовый фактор, м <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, °C (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, °C 6.2. Температура самовоспламенения, °C 6.3. Температура застывания, °C 6.4. Пределы взрываемости, % об.:	Легковоспламеняющаяся жидкость -35 - +34 240-570 (в зависимости от состава нефти) - 8	ГОСТ 30852.19-2002 «Пожаровзрыво-опасность веществ и материалов и средств их тушения» под ред. Д.А. Корольченко,

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

							28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			20

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
– нижний – верхний	2,4 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).	«Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения», т. 1,2, под ред. Баратова А. Н
9. Запах	Запах углеводородов. Зависит от состава нефти (обусловлен наличием сернистых и ароматических соединений в нефти)	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
10. Коррозионная активность	Коррозионное воздействие оказывают сернистые соединения, содержащиеся в нефти, эффект воздействия зависит от их концентрации. Обладает ярко выраженными коррозионно-активными свойствами	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
11. Меры предосторожности	Оборудование и аппараты производственных помещений должны быть герметизированы. Помещения должны быть снабжены приточно-вытяжной вентиляцией. Запрещается обращение с открытым огнем. Искусственное освещение должно быть во взрывопожаро-безопасном исполнении. Не допускается использование инструментов, дающих при ударе искру. При возникновении неисправностей применять меры по их устранению.	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1  «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения», т. 1,2, под ред. Баратова А.Н.
12. Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии	Длительное дыхание паров вызывает головную боль, слабость, сердцебиение. При хроническом воздействии заболеваемость органов дыхания, функциональные нарушения со стороны ЦНС, ЖКТ; при контакте: дерматиты, пигментация, эритема, бородавки, шелушение. Многие химические соединения, содержащиеся в нефти, могут	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1

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

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист

21



Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	оказывать канцерогенное действие. В результате воздействия поражающих факторов аварии на людей возможно: <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> В результате воздействия поражающих факторов аварии на окружающую среду возможно: <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	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.	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
14. Методы перевода вещества в безвредное состояние	Вентиляция помещения, с целью уменьшения концентрации паров сернистых и ароматических соединений в воздухе, создание водяных завес и преград. Методы сбора нефти: ручной; механический. При сборе нефти применяется сорбционный материал. Собранная нефть отдается на комплекс по переработке нефтепродуктов	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
15. Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	Вынести пострадавшего из отравленной атмосферы, освободить от одежды. Покой, тепло. Крепкий сладкий чай, настойка валерианы или пустырника. Глютаминовая	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1

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

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист

22

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	<p>кислота (1,0 г), аскорбиновая кислота (0,1 г), витамин В6 (0,02 г), пангамат натрия (0,01 г). Промывание глаз 2% раствором соды. При потере сознания вдыхание хлора или нашатырного спирта (с ватки). Сердечные средства: раунатин (по 1 мл), кофеин (10%).</p> <p>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.</p>	

## 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 настоящем проекте предусматривается строительство промышленных трубопроводов.

Проектируемые выкидные линии предназначены для транспортировки продукции от добывающих скважин до АГЗУ.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
										23

Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 11.

Таблица 10 – 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	
Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»	Н	325x10	902	III	II	4,0

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемый нефтесборный коллектор по диаметру относится к III классу, по назначению – к категории III.

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

Объем контроля остальных сварных соединений составляет 100% радиографическим методом и 25% дублирующим ультразвуковым.

Испытание проектируемого трубопровода необходимо провести в соответствии с СП 284.1325800.2016 в три этапа.

На первом этапе необходимо провести гидравлические испытания на прочность участков проектируемых трубопроводов:

На первом этапе необходимо провести гидравлическое испытание на прочность участков проектируемого трубопровода:

- на переходе через автомобильные дороги, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи после укладки давлением  $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=6,0$  МПа в течение 6 часов;
- на переходах через водные преграды в русловой части с участками по 1000 м от границ ГГВ 10% обеспеченности после укладки давлением  $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}=5,0$  в течении 12 часов;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
24

- при пересечении с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации до укладки давлением  $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=6,0$  МПа в течение 6 часов;

- узлов линейной и запорной арматуры до крепления на опорах давлением  $1,25 \times R_{раб}=1,25 \times 4,0=5,0$  МПа в течении 6 часов;

- узлов подключения, включая прилегающие участки по 15 м давлением  $1,5 \times R_{раб}=1,5 \times 4,0=6,0$  МПа в течении 12 часов;

На втором этапе необходимо провести пневматическое испытание на прочность всего трубопровода после укладки давлением  $R_{исп}=1,1 \times R_{раб}=4.4$  МПа в течение 12 часов.

После испытания на прочность необходимо произвести проверку проектируемого трубопровода на герметичность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего  $R_{раб.}=4,0$  МПа и выдержки в течение 12 часов.

Кожух защитный до продавливания испытать гидравлическим способом на давление  $R_{раб} =4,0$  МПа в течении 12 часов.

Произвести проверку проектируемых трубопроводов на герметичность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего  $R_{раб}=4,0$  МПа продолжительностью не менее 12 часов.

После строительства необходимо произвести очистку внутренней полости трубопровода силами подрядной организации, выполняющей СМР. После проведения очистки полости трубопровода необходимо провести внутритрубную приборную диагностику.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление осталось неизменным, а при проверке на герметичность не обнаружены утечки. Результаты испытаний оформляются актом.

Настоящим разделом проектной документации предусмотрена подземная прокладка проектируемого нефтепровода методом ГНБ. Рабочее давление проектируемого нефтепровода – 4,0 МПа.

Для строительства прямолинейных участков проектируемого нефтегазопровода проектом принята труба стальная бесшовная повышенной коррозионной стойкости из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 510 Н/мм<sup>2</sup>, минимальным пределом текучести - 372 Н/мм<sup>2</sup>, классом прочности К52 с внутренним двуслойным заводским антикоррозионным покрытием В2 на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации с

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

							28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
								25
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			



## Общие сведения

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

Расчетный срок службы проектируемых технологических и промышленных трубопроводов составляет не менее 20 лет.

Проектом предусмотрена очистка внутренней полости трубопровода после строительства.

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

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

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

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

- крепление надземных частей трубопроводов корпусно-хомутowymi технологическими опорами, расположенными на строительных конструкциях;
- применение отводов гнутых, изготовленных из бесшовных труб, для максимального снижения гидравлического сопротивления;
- применение равнопроходной арматуры;
- применение единого диаметра труб на всём протяжении трасс трубопроводов;
- применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок

### 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 13.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				



- 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;
- для строительства прямолинейных участков проектируемых трубопроводов проектом принята труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной эксплуатационной надежности, с внутренним двухслойным заводским в теплостойком исполнении антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С и наружным трехслойным теплостойким антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена;
- применение отводов гнутых и крутоизогнутых, изготовленных из бесшовных труб, для максимального снижения гидравлического сопротивления;
- для предотвращения термических деформаций, возможных при эксплуатации трубопроводов в силу климатических особенностей месторасположения, на

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				



трубопроводах предусмотрен монтаж отводов гнутых по всей длине трасс трубопроводов;

- для предотвращения вибрации, возможной при эксплуатации трубопроводов, на трубопроводах предусмотрено применение равнопроходной арматуры;
- применение теплоизоляции из негорючих материалов на надземных частях проектируемых трубопроводов для избегания резких перепадов температур;
- очистка внутренней полости трубопровода после строительства;
- принят оптимальный способ прокладки проектируемых промышленных трубопроводов, снижающий неблагоприятные внешние воздействия: подземный способ прокладки с минимальной глубиной 0,5 м - для нефтегазопроводов, 1,0 м - для высоконапорных водоводов;
- выдержаны нормативные расстояния при параллельной прокладке проектируемых трубопроводов относительно существующих коммуникаций;
- в качестве запорной арматуры применяется арматура класс герметичности А;
- контроль за соблюдением графиков планово-предупредительных ремонтов (ППР) оборудования со стороны технических служб обслуживающих цехов с целью своевременного проведения ремонтов;
- опрессовка технологических трубопроводов и аппаратов на герметичность после проведения ремонтов.

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

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

- полная герметизация технологического процесса перекачки продукции;
- в точках подключения проектируемых трубопроводов к скважинам и измерительным установкам предусматриваются узлы отключающих задвижек с обратными клапанами, что ограничивает объем проливов при аварийной разгерметизации трубопроводов;
- обеспечена возможность отключения отдельных нефтегазопроводов запорной арматурой. Для контроля давления предусмотрены манометры показывающие;

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т		Лист
											30

- на нефтесборных коллекторах и выкидных линиях предусматривается установка электроприводной запорной арматуры, обеспечивающей управление задвижкой электроприводной: открыта/закрыта; открыть/закрыть; неисправность; местный/дистанционный;
- в качестве запорной арматуры применяется арматура класс герметичности А;
- патрулирование трасс – визуальные наблюдения с целью своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих целостности и безопасности трубопроводов;
- разработка плана ликвидации аварий с учетом вновь проектируемых объектов и сооружений;
- обучение обслуживающего персонала действия по ликвидации аварийных ситуаций;
- проведение учебных тренировок персонала с отработкой практических действий в случае аварии;
- при направлении рабочих на огневые, газоопасные, восстановительные и ремонтные работы, в обязательном порядке оформляется наряд-допуск, определяются меры безопасности при проведении огневых работ, порядок контроля воздушной среды и средства защиты. Все исполнители проходят инструктаж по соблюдению мер безопасности при выполнении огневых работ на объекте.

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

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

- обеспечена транспортная сеть проектируемого объекта с внешней дорожной сетью посредством грунтовых и асфальтовых дорог круглогодичного действия;
- размещение технологического оборудования на открытых площадках;
- соблюдение нормативных безопасных разрывов между наружными установками, зданиями и сооружениями, с учетом принятых категорий по пожарной и взрывопожарной опасности;
- полная герметизация технологического оборудования и обвязочных трубопроводов;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
										31

- оснащение площадок первичными средствами пожаротушения;
- по периметру основания насыпи площадок обслуживания нефтегазопроводов устраивается минерализованная полоса шириной 1,4м;
- проектной документацией предусматриваются мероприятия по выполнению системы защитного заземления, системы уравнивания потенциалов и снятия статического электричества;
- в качестве естественного заземляющего устройства используются проектируемые фундаменты сооружений, эстакад.;
- проектной документацией предусматривается заземление надземных участков трубопроводов;

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

- назначение ответственных за пожарную безопасность;
- обучение работников организации мерам пожарной безопасности;
- обеспечение обслуживающего персонала спецодеждой и спецобувью с защитными свойствами;
- регулярный инструктаж по противопожарной безопасности с рабочими и ИТР (с записью в журнал инструктажа);
- постоянный контроль над техническим состоянием трубопроводов;
- при пуске в работу или остановке предусматриваются специальные меры, предотвращающие образование в системе пожаровзрывоопасных смесей;
- запрещен обогрев открытым пламенем, промерзших в сильные морозы частей технологического оборудования;
- регулярную проверку состояния пожарной безопасности объекта, наличие и исправность технических средств противопожарной защиты и пожарной техники, принятие срочных мер по устранению выявленных недостатков;
- обеспечение разработки плана действия обслуживающего персонала при возникновении пожара на объекте и проведение один раз в год практических занятий по отработке плана;
- в обязательном порядке оформление наряд-допуска при направлении рабочих на огневые, газоопасные, восстановительные и ремонтные работы, определение мер безопасности при проведении огневых работ, порядок контроля воздушной среды и средств защиты;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
32

- разработка плана тушения пожара – в соответствии с ФЗ №69-ФЗ (в указанном плане особо должны быть отмечены действия руководства объекта и соответствующих служб в случае, если пожар или авария приобретает катастрофический характер, а имеющихся в наличии штатных сил и средств недостаточно).

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

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

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

Предусмотренный уровень контроля и автоматизации достаточен для обеспечения работы технологических установок с минимальным вмешательством обслуживающего персонала (оператора), обеспечивающий контроль и управление с диспетчерского пункта. Получая информацию о состоянии объекта, оператор имеет возможность проанализировать эту информацию и принять соответствующее решение об управляющем воздействии на объект. Информация поступает на диспетчерский инженерный пункт (ДИП) АБК УПН "Баяндынская".

#### Объем контроля и автоматизации

Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»:

- узел береговой задвижки (правый берег);
- КТП – С (2 шт.);
- узел береговой задвижки (левый берег);

#### Узел береговой задвижки (правый берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления до задвижки;
- дистанционный контроль давления в защитном кожухе;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

- контроль загазованности в защитном кожухе;
- дистанционный контроль температуры в шкафу БС;
- контроль загазованности на узле береговой задвижки. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ (ПДК H<sub>2</sub>S) на высоте 1 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м<sup>3</sup> H<sub>2</sub>S). Предусматривается по месту установки датчика загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации;
- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае аварии, а также в случае внештатных ситуаций технологического процесса; в ручном режиме – либо по месту, либо с АРМ-оператора;
- сигнализация состояния задвижки (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

#### КТП – С

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

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

#### Узел береговой задвижки (левый берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления до и после задвижки;
- контроль загазованности на узле береговой задвижки. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ (ПДК H<sub>2</sub>S) на высоте 1 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м<sup>3</sup> H<sub>2</sub>S). Предусматривается по месту установки датчика загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации;
- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае аварии, а также в случае внештатных ситуаций технологического процесса; в ручном режиме – либо по месту, либо с АРМ-оператора;
- сигнализация состояния задвижки (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

## Телемеханизация нефтесборного коллектора

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

Сбор информации и управления рассредоточенными объектами осуществляется системой телемеханики на базе логических контроллеров. Для площадки куста 1 систем телемеханики является существующей. Для площадок узла береговой задвижки (правый берег), узла береговой задвижки (левый берег), камеры приема ОУ система телемеханики является проектируемой, предусматривается установка шкафов телемеханики (СУ ТМ). Система производит съем информации с цифровых, аналоговых, частотных датчиков, передает информацию на сервер системы, передает на объекты команды контроля и управления, организует локальное управление оборудованием на объектах, формирует отчеты. В состав системы, кроме контроллеров, входит программное обеспечение, реализующее получение, передачу, обработку и отображение информации.

Система АСУ ТП построена по трехуровневому иерархическому принципу:

- нижний (полевой) уровень: датчики-преобразователи физических величин (полевое оборудование КИПиА), датчики сигнализации состояния оборудования, исполнительные механизмы, аппаратура местного управления (электроприводные задвижки);
- средний уровень – шкаф СУ ТМ, в состав которого входит программируемый логический контроллер, элементы автоматики, коммутации и защиты;
- верхний уровень - уровень автоматизированного оперативного управления (сервер, рабочие станции, базовое и сервисное программное обеспечение).

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

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

- измерительные приборы, выходной сигнал 4-20мА;
- приборы КИП с выходным сигналом типа «сухой» контакт;
- посты управления и сигнализации;
- ЗРА запорно-регулирующая арматура.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист

35

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

ЗРА позволяет управлять технологическим процессом.

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

Система функционирует автономно, без участия человека.

Функции среднего уровня реализованы контроллерным оборудованием и специализированным программным обеспечением.

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

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

В существующем СУ ТМ установлено:

- контроллер ScadaPack 334;
- защита от перенапряжения PLT-SEC-T3-230-FM Phoenix Contact;
- автоматические выключатели Schneider Electric;
- клеммные зажимы Phoenix Contact пружинного типа;
- промежуточными реле Phoenix Contact;
- источник питания 24В Phoenix Contact;
- источник бесперебойного электропитания APC Smart UPS.

Преобразование интерфейса RS-485 в Ethernet производится контроллером ScadaPack 334 в шкафу телемеханики.

Система предусматривает возможность получения/передачи данных во внешние информационные системы, в т.ч. АБК ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз».

В качестве протоколов/технологии для обмена данными использованы:

- с локальными системами управления протоколы Modbus RTU;
- с внешними информационными системами (АСОДУ) протокол OPC, OPC XML Data Acces XML Messaging.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
36

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

Шкаф СУ ТМ состоит из:

1) ПЛК :

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

2) Дополнительное оборудование:

- барьеры искрозащиты;
- источник бесперебойного питания с АКБ;
- автоматические выключатели, промежуточные реле, лампы, переключатели, кнопки;
- источник питания полевого оборудования 24В.

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

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

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

На верхнем уровне система управления выполняет следующие функции:

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
37



– интерфейс с другими информационными системами.

Верхний уровень представлен серверным шкафом и АРМом оператора.

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

*Решения по информационному обеспечению*

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

*Решения по математическому обеспечению*

Решение по математическому обеспечению разработаны в рамках существующей системы телемеханики Баяндынского нефтяного месторождения.

Для интеграции береговых задвижек в существующую систему телемеханики требуется применить существующие технические решения, ранее разработанные в проекте верхнего уровня АСУТП. Дополнения технических решений в рамках данного проекта не требуются.

Обмена информации между СУ ТМ и диспетчерским пунктом осуществляется по средствам сетей связи. Для площадок узла береговой задвижки (правый берег), узла береговой задвижки (левый берег), организация канала связи предусматривается разделом 4, «Сети связи» (28-02-2НИПИ/2022-ТКР4).

Объем информации, передаваемой в систему телемеханики, приведен в таблице 45.

Таблица 45 – Объем информации передаваемой с площадок в систему телемеханики

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
<b>УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАДВИЖКИ (правый берег)</b>			
Давление линейное	x	x	-
Давление в защитном кожухе	x	x	-
1,2 порог (авария) загазованности H <sub>2</sub> S (обобщенный сигнал)	-	x	-
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть, закрыть;открыта, закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	x	x
Температура в шкафу БС	x	x	-
<b>КТП – С</b>			
Напряжение по фазе А, В, С	x	-	-
Ток фазы А, В, С	x	-	-

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

						<b>28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т</b>	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		<b>38</b>

Расход эл. энергии	x	-	-
<b>УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАДВИЖКИ (левый берег)</b>			
Давление линейное	x	x	-
Загазованность в защитном кожухе	x	x	-
1,2 порог (авария) загазованности H <sub>2</sub> S (обобщенный сигнал)	-	x	-
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть, закрыть;открыта, закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	x	x

### **Технические средства автоматизации**

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

Для контроля технологических параметров предусматривается применение нижеперечисленных датчиков и приборов:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

							<b>28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т</b>	Лист 39
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

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

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

Для кабельных линий, прокладываемых во взрывоопасных зонах предусматривается кабель герметичный с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем КУВЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nх2хS (или аналогичный) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Для кабельных линий прокладываемых вне взрывоопасных зон предусматривается кабель КВВГЭнг(А)-LS-ХЛ/МКЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nх2хS (или аналогичные) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012. Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям. Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018 имеют сечение не менее 1 мм<sup>2</sup>. При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно СП 77.13330.2016.

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

Высота прокладки кабельных трасс по эстакаде в соответствии с СП 18.13330.2010, ПУЭ принята 5 м до проезжей части для переходов через дороги. Для кабельной эстакады и

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

						28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		40

галереи в непроезжей части территории промышленного предприятия высота прокладки кабельной трассы не менее 2,5 м от планировочной отметки земли.

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

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

## 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 16.

Таблица 16 – 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	При производстве работ произошел скачок давления, из-за чего разорвался трубопровод.	Нет данных	1 погибший. Данных об ущербе нет.

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

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист

41

Дата, место аварии	Описание аварии	Причины	Пострадавшие, ущерб
буровая компания»			
11.01.2015 Трасса трубопровода от трюккой УППНиВ до Крымской ЛПДС ЦТОРТ и ЛПА №2 ООО «РН-Краснодар-нефтегаз» 5 км от УППНиВ Троицкой в сторону г. Крымска	Обнаружен выход углеводородного сырья	Локальная сквозная коррозия тела нефтепровода. Недостаточный производственный контроль со стороны эксплуатирующей организации.	Пострадавших нет. Ущерб составляет 1 954 509,51 руб.
07.01.2015 Конденсатопровод Западный Соплес-Вуктыл (Система межпромысловых трубопроводов №5 ЛПУ МТ ООО «Газпром добыча Краснодар» филиал ЛПУМТ)	Было обнаружено пятно диаметром 3 м	При строительстве 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.	Пострадавших нет. Данных об ущербе нет.
07.02.2016 Нефтеcборный трубопровод «Т.ВР.К.30-Т.ВР.К.56» Северо-Тарасовского месторождения, 45 км от г. Тарко-Сале	Разгерметизация промышленного нефтеcборного 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	В режиме эксплуатации подводящего трубопровода Московский НПЗ – ЛПДС «Володарская» участка магистрального кольцевого нефтепродуктопровода	Причиной повреждения нефтепродуктопровода явились механические повреждения трубы, образовавшиеся в результате контакта строительной	Пострадавших нет. Экономический ущерб составил 36 492 тыс. руб.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист

42

Дата, место аварии	Описание аварии	Причины	Пострадавшие, ущерб
магистрального кольцевого нефтепродуктопровода	произошло разрушение трубных секции диаметром 350 мм с утечкой нефтепродукта	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.	
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 видманштеттового 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.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

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

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

- интенсивное развитие коррозионных процессов на нефтепроводах. Недостаточная защищенность нефтепроводов в основном связана с потерей качества пленочного изоляционного покрытия;
- значительный рост случаев несанкционированного подключения к нефтепроводам в целях хищения транспортируемого продукта;
- аварийность по причине брака при строительно-монтажных работах обусловлена отсутствием эффективной системы технического надзора за соблюдением проектных решений в период строительства объектов трубопроводного транспорта и недостаточной оснащенностью строительных организаций специальным оборудованием.

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;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

- применение неисправного оборудования или оборудования с отработавшим нормативным сроком эксплуатации;
- нарушения требований соответствующих инструкций и правил по оборудованию производственных рабочих мест.

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

## 2.4.2 Анализ условий возникновения и развития аварий

### Анализ условий возникновения и развития аварий

К основным причинам, связанным с отказом оборудования относятся:

1) Опасности, связанные с типовыми процессами.

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.

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

						28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		45



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

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

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

- 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;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
46



№ сценария	Схема развития сценария	Поражающий фактор
	термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение	прямое огневое действие
<b>Примечания:</b> При описании схем развития большинства типовых сценариев аварий в качестве инициирующего события не рассматривается образование неплотностей во фланцевых соединениях оборудования и коммуникаций, т.к. при идентичности схем развития аварий, ожидаемые последствия будут менее катастрофичны. Сделанное допущение будет в дальнейшем определять выбор наиболее вероятного сценария аварии не из всего возможного множества аварийных ситуаций, а из представленного перечня аварий с наиболее значительными последствиями.		

### Оценка количества опасных веществ, участвующих в авариях

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

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

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 18).

Таблица 18 – - 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
Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»	902	0,3	5000	42

### Расчет вероятных зон действия поражающих факторов

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

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

											28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата							48

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.

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

#### **Расчет вероятных зон загрязнения промплощадок и территории**

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

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

где  $V_p$  – объем разлившейся жидкости, м<sup>3</sup>.

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

#### **Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлива**

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
49

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

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

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

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

Результаты расчетов определения зон действия поражающих факторов для максимально возможных разливов нефти по трассам нефтегазопроводов представлены в таблице 19.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Таблица 19 - Результаты расчетов определения зон действия поражающих факторов при авариях на проектируемых трубопроводах

Показатели	Наименование трубопровода
	Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»
<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	902
Количество опасных веществ, участвующих в аварии, т	42
Площадь пролива, м <sup>2</sup>	218,88
<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	15,19
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	9,58
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	13,31
Безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м <sup>2</sup> ), м	19,17
Без негативных последствий в течение длительного времени (1,4 кВт/м <sup>2</sup> ), м	35,98

Зоны действия поражающих факторов наиболее опасной аварийной ситуации для составляющих проектируемого объекта представлены в графической части настоящего тома (28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Г5).

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

### 2.4.3 Оценка риска аварий

#### Оценка возможного числа пострадавших

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

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

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

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

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

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

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

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

Возможное число пострадавших, попадающих в случае аварии на проектируемых трубопроводах в зоны безвозвратных и санитарных потерь, приведено в таблице 20.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата				

Таблица 20 – Результаты оценки возможного числа пострадавших на объекте

Наименование трубопровода	Сценарий	Поражающий фактор	Число погибших	Число пострадавших
Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»	C1	Экологическое загрязнение	0	0
	C2	Тепловое излучение	0	1

Ближайшие населенные пункты – объект расположен в 57 км к северо-западу от г.Усинска, в 45 км к северо-западу от с.Усть-Уса, в 8 км к северо-востоку от с.Щельябож.

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 21 представлены характерные частоты аварий основных технологических элементов.

Таблица 21 – Ожидаемые частоты инициирования аварий типового оборудования

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

Для оценки вероятности реализации рассмотренных сценариев аварий использовался метод логических деревьев событий. Сценарий возникновения и развития аварийной ситуации

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т				Лист
													53



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 22).

Таблица 22 – 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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	54

Частичное разрушение нефтесборного коллектора

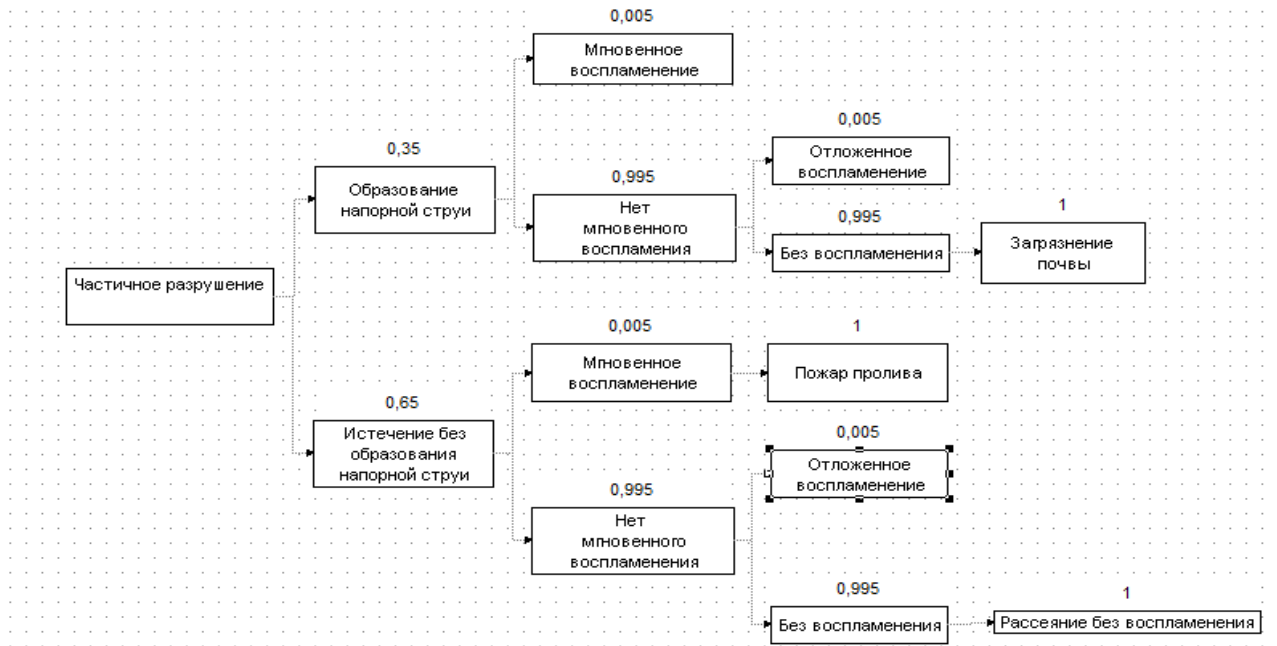


Рисунок 1 - Дерево событий для частичного разрушения оборудования, содержащего нефтяную эмульсию

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

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист

55

ПОЛНОЕ разрушение участка трубопровода

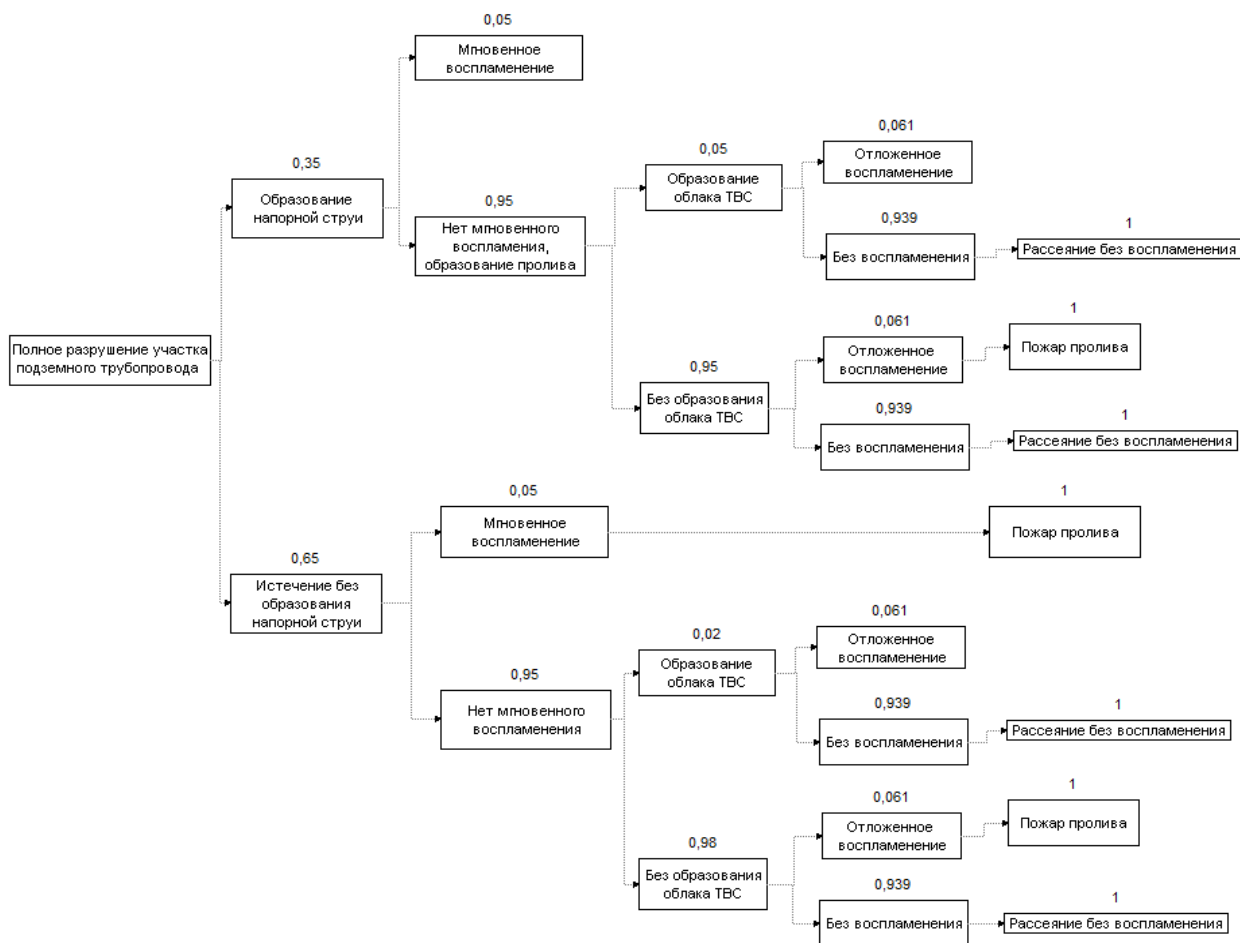


Рисунок 2 - Дерево событий для полного разрушения оборудования, содержащего нефтяную эмульсию

Итоговые частоты реализации сценариев аварийных ситуаций возможных на составляющих проектируемого объекта, представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Итоговые частоты реализации сценариев аварийных ситуаций

Наименование трубопровода	Сценарий	Поражающий фактор	Итоговые частоты
Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»	C1-Ч	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации нефтепровода	5,24E-05
	C2-Ч	Пожар пролива при частичной разгерметизации нефтепровода	5,28E-07
	C1-П	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации нефтепровода	1,49E-06
	C2-П	Пожар пролива при полной разгерметизации нефтепровода	7,46E-08

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист

56

## Оценка индивидуального риска линейного обходчика

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

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

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

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

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

$n$  – количество типов рассматриваемых аварий.

Условная вероятность нахождения людей в зоне аварии определялась исходя из территориально-временного распределения персонала по составляющим нефтяного промысла в течение суток, смены. Принято, что линейный обходчик находится в зоне смертельного поражения опасных факторов аварийных ситуаций в среднем по 40 минут в смену и в зоне санитарного поражения опасных факторов аварийных ситуаций по 2 часа в смену. Суммарный индивидуальный риск поражения линейного обходчика представлен в таблице 24.

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 24 – Суммарный индивидуальный риск поражения линейного обходчика

Персонал	Индивидуальный риск смертельного поражения, 1/год	Индивидуальный риск санитарного поражения, 1/год
Оператор нефти и газа	$4,651 \times 10^{-9}$	$1,04 \times 10^{-8}$

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
										57

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. №					28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

### 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 Баяндыского 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

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
59

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.

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

							28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
								60
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

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

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

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

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

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

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

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

Аттестация специалистов по вопросам безопасности в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» осуществляется по графику утвержденному Главным инженером. Лица, подлежащие аттестации, должны быть ознакомлены с графиком и местом проведения аттестации.

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

						28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		61



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.

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

						28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		62

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

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

						28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		63

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

28-02-2НИПИ/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.	

							28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			65

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

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
66

- 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. №					28-02-2НИПИ/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.

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

							<b>28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т</b>	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			68

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.	

							28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
								69
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).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
							70

### 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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

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

Выбранные мероприятия по воздействию на существенные 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"».
- Приказ Ростехнадзора от 27.12.2012 №784 «Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»».
- Постановление Правительства РФ от 18 декабря 2020 г. № 2168 «Правила организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист 72
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		

- Постановление правительства РФ от 31.12.2020 №2451 «Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации».
- Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 №1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

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

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

Проектом не предусматривается устройство системы контроля и управления доступом.

Проектируемый объект «Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндыская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до г. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)) 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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

локального акта «Положение о пропускном и внутриобъектовом режимах в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

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

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

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

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

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

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

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,

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

согласно ПЛА и ПЛАРН. Графики и программа учебно-тренировочных занятий по выработке навыков выполнения мероприятий по локализации и ликвидации аварий устанавливаются руководством организации. К учебно-тренировочным занятиям по Планам действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций привлекаются руководители, специалисты, НАСФ, а также ПАСФ, осуществляющие деятельность на договорной основе.

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

В ТПП «ЛУКОЙЛ-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 таблице 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

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

						28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		75

ЧС) возложена на начальника ОТ, ПБ и ОС, службы главного механика, главного энергетика и руководителей структурных подразделений ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». Материальные средства для проведения противоаварийных работ находятся в постоянной готовности, их использование не по назначению запрещено.

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

Собственные средства ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» для ликвидации аварийных разливов нефти находятся на складе ППО «ЛУКОЙЛ-Усинсксервис» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в г. Усинске имеется специальная техника и технические средства.

В таблице 25 представлен перечень специальной техники и технических средств ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.

Таблица 25– Перечень специальной техники и технических средств ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов

№ п/п	Наименование оборудования	Тип, марка	Количество
1	Боны	Для течения : 25 м×36 шт., 20 м×40 шт., 10 м×40 шт.	2000 м
2	Боны	Береговой охранник: 25 м×50 шт.	1250 м
3	Нефтесборщик	«Дезми»	11 ед.
4	Нефтесборщик	Канатный	6 ед.
5	Нефтесборщик	Вайкома	2 ед.
6	Нефтесборщик	Диафрагменный	7 шт.
7	Нефтесборщик	Перистальтический	4 шт.
8	Насосы	6" с дизелем «Годвин»	5 шт.
9	Насосы	2" с дизелем «Янмар»	12 шт.
10	Насосы	3" с дизелем «Янмар»	16 шт.
11	Нефтесборщик	«Фойлекс»	4 шт.
12	Насос водяной	Поплавковая помпа	3 шт.
13	Нефтесборщик	Очиститель «Аквагард»	2 ед.
14	ППУ	DMKO	6 шт.
15	Нефтесборщик барабанный	«Аско» «Эластик»	2 шт. 5 шт.
16	Емкости для временного хранения	10 м <sup>3</sup>	
17	Генератор	США	1 шт.
18	Лодка дюралевая	Казанка 6М с подвесным мотором	10 шт.
19	Скорая экологическая помощь	Три автоприцепа с комплектом нефтеуборочного оборудования и вспомогательных материалов	1 комплект

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

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист

76

Мобильный комплекс оборудования, приспособлений и материалов для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (комплектующие скорой экологической помощи) представлен в табл. 26.

Таблица 26 – 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
Нефтьесборщик 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
Нефтьесборщик НС-4	шт.	1
Нефтьесборщик 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 «Geko»	шт.	2
Электрокомпрессор типа «Fiac»	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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист

77



Комплекующие	Ед. изм.	Кол-во
Якорь донный	шт.	20
Якорь береговой для растяжек	шт.	1
Якорь береговой для крепления бонов	шт.	1
Барaban	шт.	1
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.

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

								<b>28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т</b>	Лист 78
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

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.

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 27).

Доставка сил и средств ООО СПАСФ «Природа» осуществляется транспортом с ближайших баз СПАСФ «Природа» (Головные сооружения Баяндыского месторождения) по автодорогам круглогодичного действия (85,0 км).

Таблица 27 - 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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
							79

Наименование технических средств	Кол-во		Наименование технических средств	Кол-во	
	штат	наличие		штат	наличие
Радиостанции носимые взрывозащищенные (собств.)	8	8	<b>Средства обнаружения пострадавших</b>		
Радиостанции стационарные (собств.)	3	3	Оптико-телевизионные антенны	-	-
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.)	2	2
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 «Форсакж-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.)	11	1
Боевая одежда и	-	-	Емкости разборные (10	20	20

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

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист

80

Наименование технических средств	Кол-во		Наименование технических средств	Кол-во	
	штат	наличие		штат	наличие
снаряжение пожарного (комплекты)			м.куб.), собств.		
Ранцевые установки пожаротушения (шт.)	-	-	Контейнер для жидких шламов, ед. (собств.)	1	1
Огнетушители (шт.), собств.	40	40	Сорбент, кг (собств.)	1500	1500
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. Для тушения пожаров, проведения связанных с ними первоочередных аварийно-спасательных работ, а также пожарно-профилактического обслуживания объектов ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» привлекается на договорной основе пожарная часть № 91 Федерального государственного бюджетного учреждения «9 отряд федеральной противопожарной службы государственной противопожарной службы по Республике Коми (договорной)» - договор № 17У3917 от 29 декабря 2017 года (договор автоматически пролонгируется ежегодно).

Участок проектирования находится в районе существующих объектов обустройства Баяндыского месторождения, имеющих круглогодичную транспортную связь с Головными сооружениями Усинского нефтяного месторождения (место дислокации пожарной части ПЧ-91). Пожарная часть укомплектована всеми необходимыми силами и средствами, пожарной техникой, оборудованием, средствами тушения для обеспечения возможности тушения пожаров на проектируемых объектах. Сведения о привлекаемых пожарных подразделениях приведены в табл. 28

Таблица 28 – Сведения о привлекаемых пожарных подразделениях

№ п/п	Подразделение	Место дислокации	Тип техники	Численность личного состава, чел.
1	ПЧ-91 ФГБУ «9 отряд ФПС ГПС по РК»	Головные сооружения Усинского нефтяного	АЦ-7,5-40 – 1 ед. Автомобиль пожарный газоводяного тушения – 1 ед. АЦ-6,0-40 – 1 ед.	17

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

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

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
81

№ п/п	Подразделение	Место дислокации	Тип техники	Численность личного состава, чел.
		месторождения	Станция насосная пожарная ПНС-110 – 2 шт. АЦ 6,0-100 – 2 ед. АЦ 10,0-100 – 1 ед.	

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 Баяндыского 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.

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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
82



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».

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,

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т			Лист
												84

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 произошедшей 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 - 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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист  
85



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. №							Лист
			28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

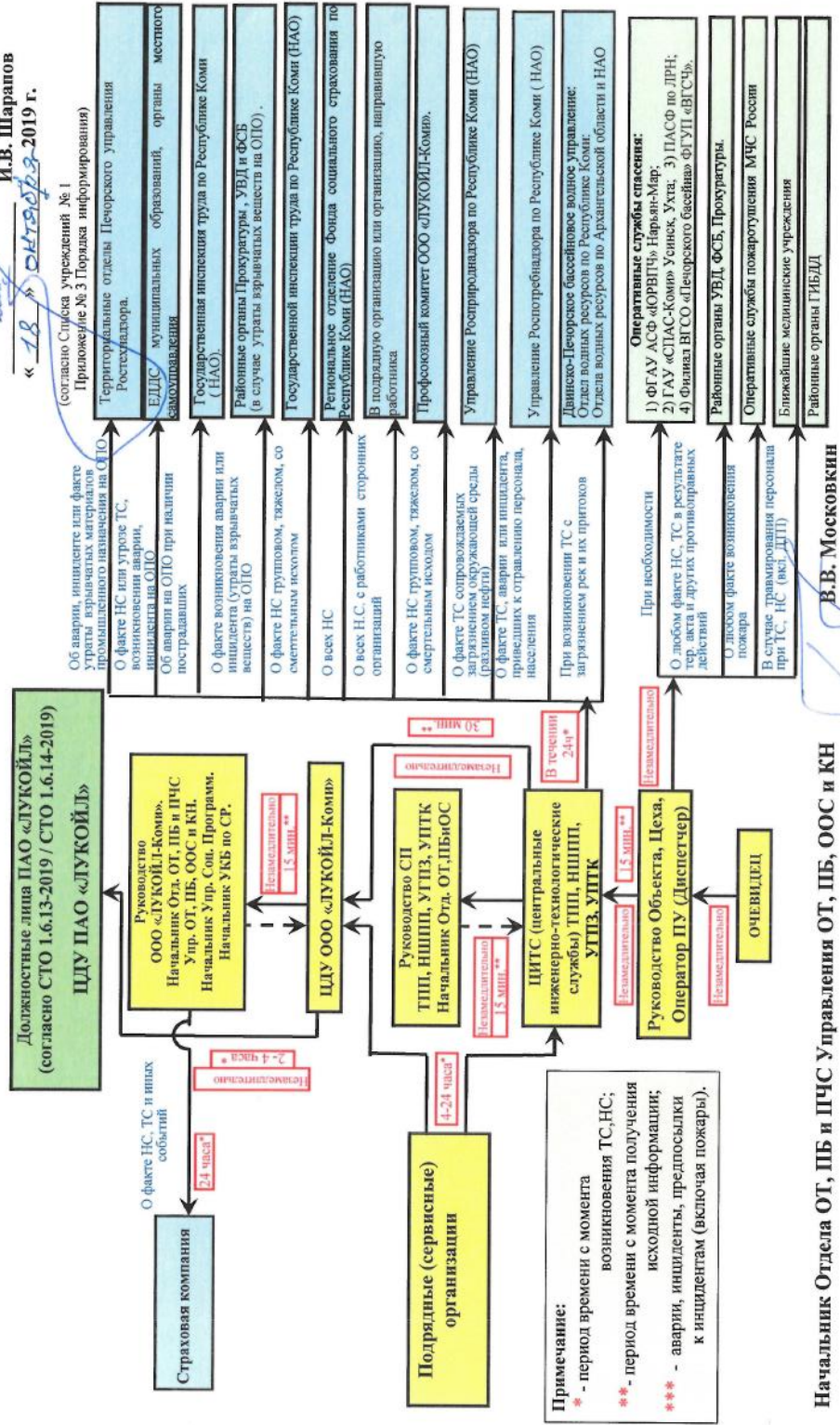
Ивн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

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

**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»  
№ 236 от «18» 10. 2019 г.  
**«УТВЕРЖДАЮ»**  
Первый заместитель генерального  
директора - Главный инженер  
*И.В. Шарапов*  
«18» 10.2019 г.



## 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 подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до г. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)» 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 выкидной линии «к.356 до т.вр. скв.356».

Наиболее опасной является авария, связанная с полной разгерметизацией нефтесборного коллектора «к.3 до т.вр. к.3», с последующим воспламенением пожара пролива.

Данные о вышеуказанных авариях представлены в таблице 29.

Таблица 29 - Сведения о наиболее вероятной и наиболее опасной авариях

Наименование составляющей	Сценарий	Авария	Число погибших	Число пострадавших	Частота аварии
Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»	С1-Ч	Экологическое загрязнение	0	0	2,58E-05
	С2-П	Термическое поражение	0	1	1,14E-07

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т

Лист

88

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

Факторы, определяющие высокую вероятность возможных аварий:

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

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

В качестве критериев приемлемого риска были взяты следующие показатели:

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

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

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

							28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			89

этом на всех объектах ПАО «ЛУКОЙЛ» принято, что риск аварий для производственного персонала ОПО нефтегазовой отрасли на всех этапах жизненного цикла проекта приемлемым, если индивидуальный риск для любого работника не превышает значения  $1,0 \times 10^{-4}$  1/год. Индивидуальный риск проектируемого объекта менее среднестатистического риска по России и менее установленного индивидуального риска для персонала объектов ОАО «ЛУКОЙЛ».

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

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

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

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

						<b>28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т</b>	Лист
							90
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

разливов нефти и нефтепродуктов (ПЛАРН), предусматривающих порядок действий пожарной охраны, аварийно-спасательных формирований и персонала;

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

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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			28-02-2НИПИ/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»

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			28-02-2НИПИ/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»

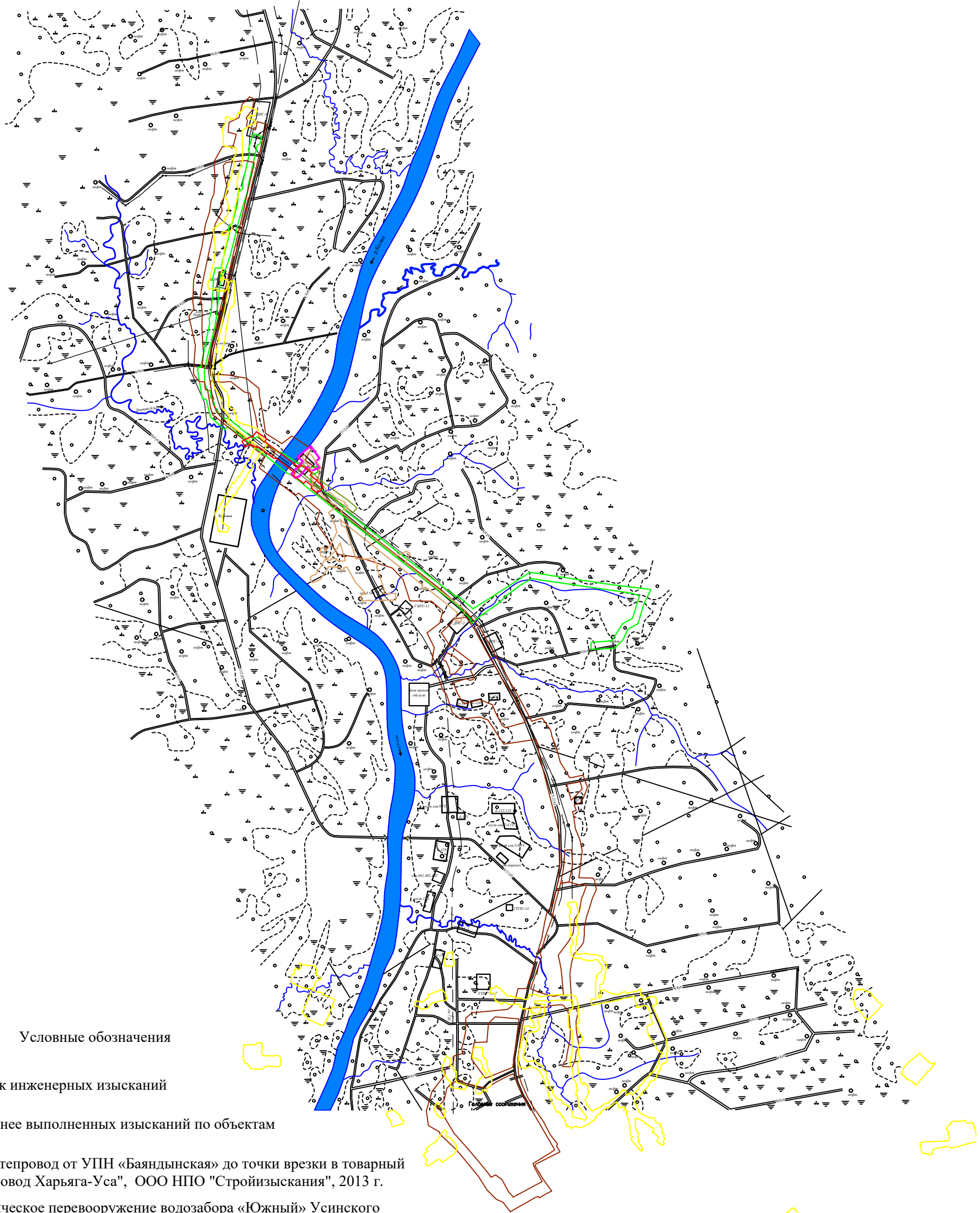
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док		Подп.

- 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. №					28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.



# Ситуационный план



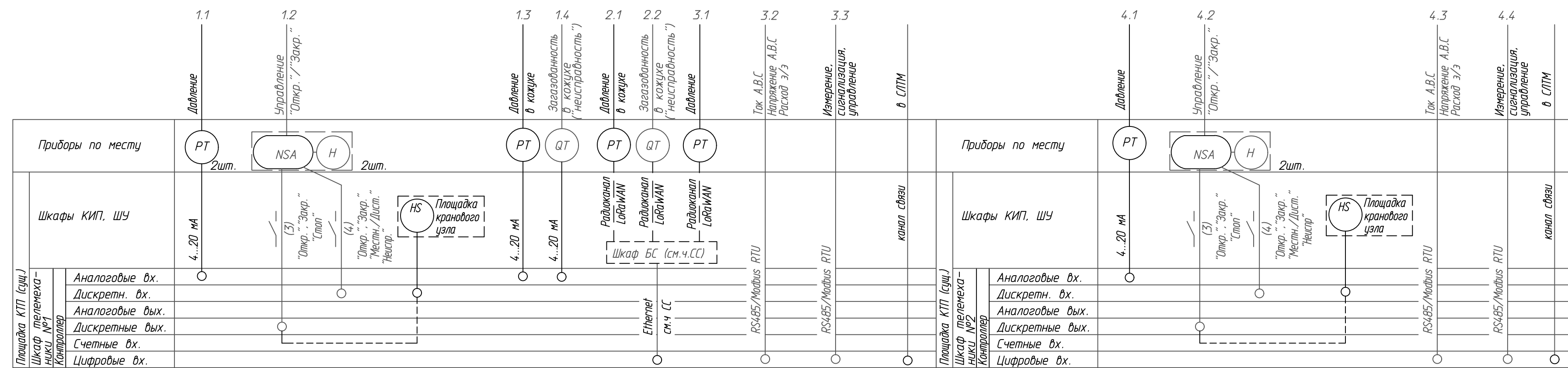
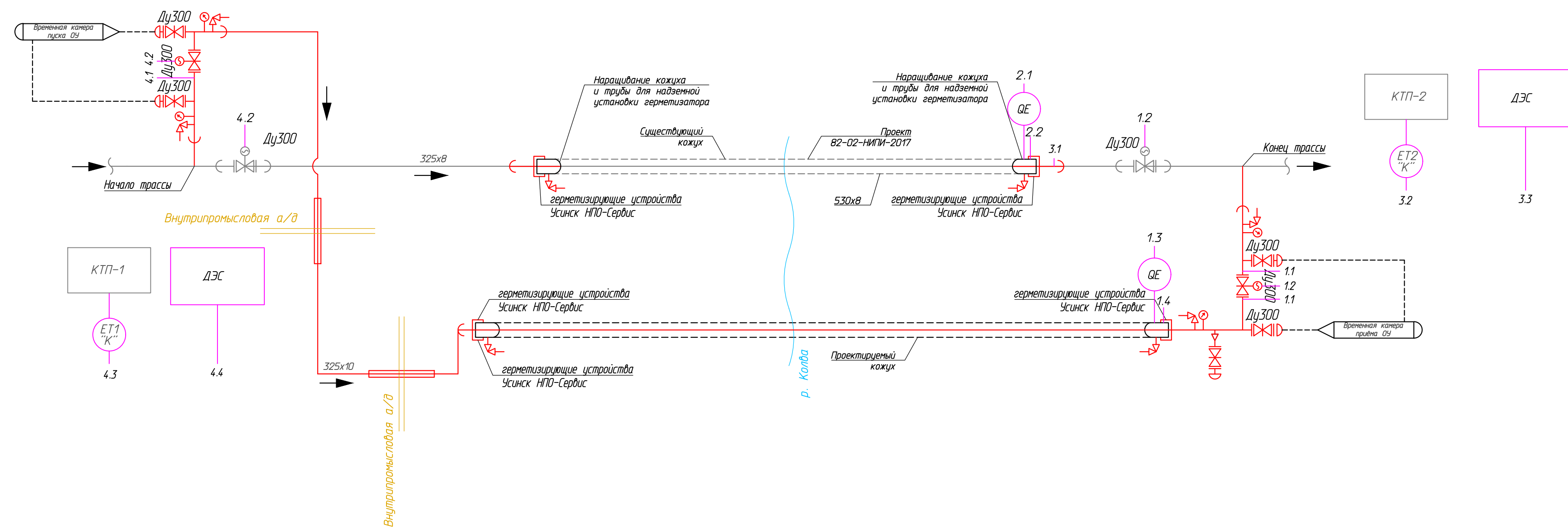
### Условные обозначения

- участок инженерных изысканий
- Граница ранее выполненных изысканий по объектам
- "Нефтепровод от УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод Харьяга-Уса", ООО НПО "Стройизыскания", 2013 г.
- "Техническое перевооружение водозабора «Южный» Усинского месторождения", ООО "СЗИ", 2015 г.
- "Строительство МПГ "ДНС-8-КС-1", ООО "ЮСК", 2016 г.
- «Обустройство Усинского нефтяного месторождения. 9-ая очередь строительства», ООО НИПППД «НЕДРА», 2019 г.
- "Техническое перевооружение низконапорного водовода от т.вр. УПН «Уса» до дюкера р.Колва (участок от БКНС-6 до дюкера) на Усинском нефтяном месторождении", ООО «Сыктывкарская проектно-геологическая партия», 2019 г.
- "Реконструкция ВЛ-6кВ Усинского нефтяного месторождения на 2023 год", ООО "СЗИ", 2021 г.

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

28-02-2НИПИ/2022-МПБ.Г2								
"Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода "УПН "Баяндынская" до точки врезки в товарный нефтепровод "Харьяга-Уса" (участок от ДНС-8 до т. вр. В товарный нефтепровод "Харьяга-Уса")								
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата			
					12.22			
					12.22			
					12.22			
Ситуационный план						Стадия	Лист	Листов
						П		1
						ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		

Схема линейного объекта



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Нефтедобытный коллектор от к.1 до УПН Восточный Ламбейшор
	Задвижка клиновья
	Задвижка клиновья с электроприводом
	Манометр
	Вентиль угловой специальный
	Переход

- Условные обозначения средств автоматизации выполнены по пасою к ГОСТ 21.408-93 РМ4-2-96; по ГОСТ 21.208-2013.
- \* - по ранее разработанной документации ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ" 87-02-НИПИ-2017.

						<b>28-02-2НИПИ/2022-МПБ.ГЗ</b>		
						"Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода "УПН "Баядынская" до точки врезки в товарный нефтепровод "Харьяго-Уса" (участок от ДНС-В до т. вр. В товарный нефтепровод «Харьяго-Уса» )"		
Изм.	Копч.	Лист	№ дж.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Нач. отд.	Новоселова				П		1
Н. контр.	Салдаева					Схема линейного объекта		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"