



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

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный № 284 от 12.02.2018 г.
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы
в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

**«Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского
месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Книга 3 «Промышленная безопасность»

06-01-НИПИ/2021-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 № 284 от 12.02.2018 г.
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы
в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

«Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского
месторождения по ТП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Книга 3 «Промышленная безопасность»

06-01-НИПИ/2021-МПБ

Том 10.3

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

Заместитель Генерального директора –

Главный инженер

Главный инженер проекта

М.А. Желтушко

К.В. Худяев

2021

СОДЕРЖАНИЕ

1	Общие сведения.....	5
1.1	Реквизиты организации	5
1.1.1	Полное и сокращенное наименование организации	5
1.1.2	Наименование вышестоящего органа - министерства или ведомства, компании, концерна (при наличии таковых) с указанием адреса и телефона	5
1.1.3	Фамилии, инициалы и должности руководителей организации.....	5
1.1.4	Полный почтовый адрес, телефон, факс и телетайп организации.....	5
1.1.5	Краткий перечень основных направлений деятельности организации, связанных с эксплуатацией объекта	5
1.1.6	Основные проектные решения	6
1.2	Перечень опасных составляющих объекта.....	8
1.2.1	Основные составляющие объекта	8
1.2.2	Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте.....	9
1.3	Сведения о месторасположении проектируемого объекта	10
1.3.1	Краткая характеристика местности, на которой располагается проектируемый объект	10
1.3.2	Сведения о размерах и границах территории, запретных, санитарно-защитных и охранных зонах проектируемого объекта.....	15
1.4	Сведения о персонале и населении	18
1.4.1	Сведения об общей численности персонала и численности наибольшей работающей смены проектируемого объекта.....	18
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.....	19
2	Результаты анализа безопасности	22
2.1	Характеристика опасных веществ.....	22
2.2	Данные о технологии и аппаратурном оформлении.....	25
2.2.1	Принципиальная технологическая схема с обозначением основного технологического оборудования и кратким описанием технологического процесса по составляющим	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

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

Промышленная безопасность

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	97
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

проектируемого объекта.....	25
2.2.2 Перечень основного технологического оборудования, в котором размещаются опасные вещества	30
2.2.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию	31
2.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности	32
2.3.1 Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ	32
2.3.2 Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ	34
2.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаро-безопасности проектируемого объекта.....	35
2.3.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности.....	37
2.4 Основные результаты анализа риска.....	42
2.4.1 Анализ основной причин аварий	42
2.4.2 Анализ условий возникновения и развития аварий	46
2.4.3 Оценка риска аварий.....	53
3 Обеспечение требований промышленной безопасности	60
3.1 Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности к эксплуатации проектируемого объекта.....	60
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	60
3.1.2 Сведения о системе управления промышленной безопасностью, включая данные о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности.....	64
3.1.3 Сведения о системе проведения сбора информации о произошедших инцидентах и авариях и анализе этой информации	69
3.1.4 Перечень проведенных работ по анализу опасностей и рисков, техническому диагностированию и экспертизе технических устройств	72
3.1.5 Сведения о соответствии условий эксплуатации действующего объекта требованиям норм и правил (с указанием нормативов, которым эти условия соответствуют).....	73
3.1.6 Сведения о принятых мерах по предотвращению постороннего вмешательства в деятельность опасного производственного объекта, а также по противодействию возможным террористическим актам.....	74

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

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

3.2	Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности по готовности к действиям по локализации последствий аварий	76
3.2.1	Сведения о мероприятиях по локализации и ликвидации последствий аварий на проектируемом объекте	76
3.2.2	Сведения о составе противоаварийных сил, аварийно-спасательных и других служб обеспечения промышленной безопасности	77
3.2.3	Сведения о финансовых и материальных ресурсах для локализации и ликвидации последствий аварий	84
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	85
4	Выводы	89
4.1	Обобщенная оценка уровня безопасности с указанием наиболее опасных составляющих объекта и наиболее значимых факторов, влияющих на безопасность	89
4.2	Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварии на проектируемом объекте со среднестатистическими показателями риска техногенных происшествий и/или критериями приемлемого риска	91
4.3	Перечень планируемых мер, направленных на уменьшение риска	92
	Библиография	94

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
								3
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

Аннотация

Настоящая книга разработана в составе Раздела 10 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами» проекта «Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году», выполненного на основании задания на проектирование ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», в соответствии с законодательством и стандартами Российской Федерации в области промышленной безопасности, чрезвычайных ситуаций и охраны окружающей среды.

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

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

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т		Лист
											4

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

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.						06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.		Дата

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

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

В состав ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» входят:

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

1.1.6 Основные проектные решения

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

- 1 этап: Строительство выкидной линии «скв.3411, 3463 до ЗУ к.3461»;
- 2 этап: Демонтаж существующих выкидных линий от скв.3411, 3463;
- 3 этап: Строительство выкидной линии «к. 275 до УЗ-12»;
- 4 этап: Демонтаж существующих выкидных линий от скважин к.275;
- 5 этап: Строительство выкидной линии «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»;
- 6 этап: Демонтаж существующих выкидных линий от скв. 2854, 2865;
- 7 этап: Строительство нефтесборного коллектора «к.3461 до УЗ к.225»;
- 8 этап: Демонтаж существующего нефтесборного коллектора «к.3461 до УЗ к.225».

В настоящем проекте предусматривается строительство промысловых трубопроводов.

На опасном производственном объекте обращаются пожароопасные вещества: нефть (в т.ч. в виде водонефтяной эмульсии).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		6

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

Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1.

Проектируемые выкидные нефтепроводы предназначены для транспортировки продукции от добывающих скважин до замерных установок.

Таблица 1 – Проектируемые трубопроводы и их характеристики

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м	Технологические трубопроводы ГОСТ 32569-2013		Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
				Группа продукта	Категория	Класс	Категория по назначению	
Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461»	Н	89х6	99	А	I	-	-	4,0
Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»	Н	89х6	138	А	I	-	-	4,0
Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»	Н	89х6	265	А	I	-	-	4,0
Нефтеcборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»	Н	114х6	1218	-	-	III	III	4,0

Примечание - Классы и категории промысловых трубопроводов по назначению определены в соответствии с СП 284.1325800.2016, технологических трубопроводов - ГОСТ 32569-2013.
Н –нефтегазопровод.

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 ³ /сут	Добыча нефти, т/сут
Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461»	Н	92	35,2
Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»	Н	22	17
Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»	Н	32	24,3
Нефтеcборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»	Н	92	35,2

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

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

7

Согласно СП 284.132580.2016 нефтесборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225» по диаметру относятся к III классу, по назначению к категории III.

В соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 предусмотрено повышение категории проектируемых выкидных нефтепроводов до категории I при прохождении по территории технологических площадок.

Объем контроля сварных соединений стальных трубопроводов всех категорий составляет 100% радиографическим методом.

За границу промыслового и технологического трубопровода согласно СП 284.132580.2016 – принята бровка отсыпки соответствующих площадок или условная граница участка.

Проектируемые выкидные нефтепроводы по транспортируемой среде в соответствии с ГОСТ 32569-2013 относятся к группе А, подгруппе б, категории I. Испытание на прочность и герметичность проектируемых выкидных нефтепроводов в пределах технологических площадок необходимо проводить в соответствии с ГОСТ 32569-2013 пневматическим способом давлением $R_{исп.} = 1,43 \times R_{расч.} = 1,43 \times 4,0 = 5,72$ МПа в течение не менее 30 мин.

Схемы линейных объектов представлены в графической части тома 06-01-НИПИ/2021-МПБ.ГЗ.

1.2 Перечень опасных составляющих объекта

1.2.1 Основные составляющие объекта

Основные составляющие проектируемого объекта «Строительство промысловых трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году», представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные составляющие проектируемого объекта

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта	
	Назначение	Проектная мощность
Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461»	Транспорт нефти	Подземный. Диаметр и толщина стенки – 89×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 99,0 м Проектные мощности: добыча нефти – 35,2 т/сут; добыча жидкости – 92,0 м ³ /сут
Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»	Транспорт нефти	Подземный. Диаметр и толщина стенки – 89×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа

Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
									8

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта	
	Назначение	Проектная мощность
		Протяженность – 138,0 м Проектные мощности: добыча нефти – 17,0 т/сут; добыча жидкости – 22,0 м ³ /сут
Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»	Транспорт нефти	Подземный. Диаметр и толщина стенки – 89×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 265,0 м Проектные мощности: добыча нефти – 24,3 т/сут; добыча жидкости – 32,0 м ³ /сут
Нефтесборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»	Транспорт нефти	Подземный. Диаметр и толщина стенки – 114×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 1218,0 м Проектные мощности: добыча нефти – 35,2 т/сут; добыча жидкости – 92,0 м ³ /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.

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
Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461»	Нефть	0,398	-	-	0,398	-	-	-	-	-
Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»	Нефть	0,555	-	-	0,555	-	-	-	-	-
Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»	Нефть	1,065	-	-	1,065	-	-	-	-	-
Нефтесборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»	Нефть	7,649	-	-	7,649	-	-	-	-	-
Всего на объекте, т		9,667			9,667					

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

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

9

В соответствии с таблицей 2 приложения 2 Федерального закона от 21.06.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемый объект «Строительство промысловых трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году» относится к **четвертому классу опасности**, поскольку суммарное количество обращающихся опасных веществ не превышает пороговое значение 20 тонн.

1.3 Сведения о месторасположении проектируемого объекта

1.3.1 Краткая характеристика местности, на которой располагается проектируемый объект

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

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, далее по внутрипромысловым подъездам. Проезд наземным транспортом возможен круглогодично. В период с января по апрель в качестве путей сообщения так же используются автозимники.

Ближайший населённый пункт – п. Верхнеколвинск, находится в 8,5 км к югу от района строительства. Административный центр – г. Усинск расположен в 85 км к юго-юго-востоку от территории строительства.

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

Климатическая характеристика. По характеру растительности леса район работ относится к подзоне северной тайги. Территория местами заболочена.

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

						06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
							10
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

Рельеф района изысканий слаборасчленённый, общее понижение наблюдается к долинам рек.

Гидрографическая сеть представлена р. Колва, впадающей в р. Уса, и её притоками р. Селаель, руч. Безымянный.

Согласно СП 131.13330.2020 «Строительная климатология» по карте климатического районирования для строительства участок изысканий относится к подрайону IД.

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

По климатическому районированию территория инженерно-экологических изысканий относится к Усинскому району (II-Б) с умеренно суровой зимой, по термическим условиям летнего периода – ко II поясу умеренно холодного лета (сумма температур воздуха выше 10° составляет от 600° до 900°).

Климат района формируется в условиях малого количества солнечной радиации зимой и повышенного – летом, под воздействием интенсивного западного переноса воздушных масс. Вынос теплого морского воздуха, связанный с прохождением атлантических циклонов, и частые вторжения арктического воздуха придают погоде большую неустойчивость. Удаленность от теплого Атлантического океана и близость обширного Азиатского континента обуславливают в районе изысканий умеренно континентальный климат, характеризующийся продолжительной зимой (около 7 месяцев) с устойчивым снежным покровом и коротким, сравнительно холодным, летом (около 2 месяцев) с незначительным количеством жарких дней.

Годовая амплитуда составляет 33,8°С. Самым теплым месяцем года является июль (средняя месячная температура +14,8°С), самым холодным месяцем – январь (-19°С). Среднегодовая температура воздуха по данным метеостанции Усть-Уса равна -2,9°С. Число дней со средней суточной температурой воздуха выше нуля градусов составляет 151.

По весу снегового покрова - IV район (СП 20.13330.2016). Расчетное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли, принимаемое по данным табл. 10.1 СП 20.13330.2016, для IV снегового района составляет 2,0 кПа.

По средней скорости ветра за зимний период – 4 район (СП 20.13330.2016). По давлению ветра – II район, согласно СП 20.13330.2016 и III район, согласно ПУЭ, изд. 7. Нормативное

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

значение ветрового давления, принимаемое по данным табл. 5 СНиП 2.01.07-85*, для II ветрового района составляет 0,30 кПа (30 кгс/м²); нормативное ветровое давление, соответствующее 10-минутному интервалу осреднения скорости ветра 32 м/с, на высоте 10 м над поверхностью земли, принимаемое по табл. 2.5.1 ПУЭ, изд. 7, для III ветрового района составляет 650 Па.

По толщине стенки гололеда – II район по СП 20.13330.2016 и III район по ПУЭ, изд. 7. Нормативная толщина стенки гололеда, плотностью 0,9 г/см³, принимаемая по табл. 2.5.3 ПУЭ, изд. 7, для III района составляет 20 мм. Толщина стенки гололеда (превышаемая раз в 5 лет), на элементах кругового сечения диаметром 10 мм, расположенных на высоте 10 м над поверхностью земли, принимаемая по СП 20.13330.2016, для района II составляет 5 мм.

Основные климатические характеристики района работ приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Климатические параметры по метеостанции Усть-Уса

<i>Климатическая характеристика холодного периода года</i>	<i>Значение</i>
Температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,98	-46
Температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,92	-44
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,98	-43
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92	-41
Температура воздуха обеспеченностью 0,94	-21
Абсолютная минимальная температура воздуха	-53
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца	7,9
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 0^{\circ}\text{C}$	213, -11,6
То же, $\leq 8^{\circ}\text{C}$	278, -7,9
То же, $\leq 10^{\circ}\text{C}$	299, -6,7
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	83
Средняя месячная относительная 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
<i>Климатическая характеристика теплого периода года</i>	<i>Значение</i>
Барометрическое давление, гПа	1003

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
12

Температура воздуха обеспеченностью 0,95	18
Температура воздуха обеспеченностью 0,99	22
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца	19,8
Абсолютная максимальная температура воздуха	34
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца	10
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	72
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее теплого месяца, %	61
Количество осадков за апрель – октябрь, мм	338
Суточный максимум осадков, мм	50
Преобладающее направление ветра за июнь – август	С
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	3,5

Опасные природные гидрометеорологические процессы и явления. К опасным гидрометеорологическим процессам относится: наводнения, ураганные ветры (смерчи), снежные заносы, гололед, русловые процессы - производящие аккумулятивно-эрозионное воздействие на дно, берега русла и пойму реки.

Наводнения - затопление сооружений, располагаемых в зоне воздействия процесса;

Ураганные ветры (смерчи) – динамическое воздействие на сооружения достигающее разрушительной силы.

Гололед – утяжеление конструкций сооружения вследствие их покрытия льдом, изморозью.

Снежные заносы – большие отложения снежного покрова затрудняющие нормальное функционирование предприятий, транспорта.

На рассматриваемой территории опасные гидрометеорологические процессы и явления, такие как наводнение (затопление), цунами, ураганные ветры, смерчи, снежные лавины и заносы, гололед, селевые потоки и др., не наблюдаются.

Опасные гидрометеорологические процессы на территории строительства, характеризующих климат изыскиваемой территории, следует отметить метели, туманы и грозы: среднее/наибольшее число дней в году с метелью - 64/98, с туманом – 34/47, с грозой – 12/24.

Согласно СНиП 22-01-95 Приложению Б категория опасности природных процессов территория изысканий относится к умеренно опасной.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
13

Инженерно-геологические опасные процессы. Особенности распространения и степень проявления экзогенных геологических процессов тесно связаны с зональными и региональными природными факторами: рельефом, климатическими и мерзлотно-ландшафтными условиями, составом и свойствами грунтов.

В геокриологическом отношении изучаемая территория находится вне зоны распространения многолетнемерзлых пород (ММП).

Сезонное промерзание распространено повсеместно. Грунты, залегающие в зоне сезонного промерзания, обладают свойствами морозного пучения, которое проявляется в неравномерном поднятии слоя промерзающего грунта, сменяющегося осадкой последнего при оттаивании.

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

Сезонное промерзание распространено повсеместно. Грунты, залегающие в зоне сезонного промерзания, обладают свойствами морозного пучения, которое проявляется в неравномерном поднятии слоя промерзающего грунта, сменяющегося осадкой последнего при оттаивании.

Нормативная глубина промерзания грунтов (при однородном сложении) для данного региона, определенная по данным метеостанции «Усть-Уса» (согласно п.5.5.3 СП 22.13330.2016) составляет для насыпных грунтов – 2,5, для глинистых грунтов – 2,1 м.

Процесс морозного пучения происходит во время осенне-зимнего промерзания дисперсных грунтов. Наиболее подвержены данному процессу участки, сложенные с дневной поверхности до глубины сезонного промерзания пылеватыми или глинистыми грунтами. Грунты по лабораторным данным в разной степени подвержены процессам морозного пучения:

Сильнопучинистый – ИГЭ 1,2;

Слабопучинистый – ИГЭ 1а.

Учитывая склонность грунтов к морозному пучению в условиях их полного водонасыщения, следует предусмотреть разработку соответствующих мероприятий, предохраняющих фундаменты опор от воздействия опасных касательных сил морозного пучения.

По категории опасности природных процессов территория изысканий относится к весьма опасной по пучению (таблица 5.1 СП 115.13330.2016). [31]

К неблагоприятным инженерно-геологическим процессам на исследуемом участке относится подтопление территории.

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

							06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			14

Процесс подтопления носит площадной характер. Причинами подтопления являются естественные факторы: превышение приходных статей водного баланса над расходными; высокое стояние уровня подземных вод в паводковый период (близкое к приповерхностному), возможность образования горизонта подземных вод типа «верховодка».

При проектировании сооружений следует предусмотреть мероприятия по защите сооружений от подтопления подземными водами (дренаж, гидроизоляция и т.п.).

По характеру подтопления подземными водами, согласно приложению И СП 11-105-97 часть II, территория участка изысканий относится к району потенциально подтопляемые в результате ожидаемых техногенных воздействий, остальную территория можно отнести к району I-A-2 (сезонно (ежегодно) подтапливаемые).

Согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016 категория опасности по площадной пораженности территории подтоплением – весьма опасная.

При проектировании и строительстве на подтопленных участках рекомендуется провести мероприятия по организации поверхностного стока и созданию системы водоотведения.

Согласно СП 14.13330.2018 Приложение А, интенсивность сейсмического воздействия для района строительства в соответствии с картой общего сейсмического районирования России ОСР-2015 составляет 5 баллов.

По категории опасности природных процессов территория изысканий относится умеренно опасной по сейсмичности (таблица 5.1 СП 115.13330.2016).

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

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

Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части данного тома (06-01-НИПИ/2021-МПБ.Г2).

Для трубопроводов углеводородного сырья создаются санитарные разрывы (санитарные полосы отчуждения). Санитарные разрывы от проектируемых трубопроводов принимаются согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 и составляют 50 м.

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

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

						06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
							15
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

- для размещения выкидных линий – 24 м;
- для размещения нефтесборного коллектора – 36 м.

Результаты расчета площадей земельных участков, предоставленных для размещения линейного объекта, приведены в таблице 6.

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

Наименование и назначение участка	Нормативная площадь участка на период строительства и эксплуатации, га	Площадь участков предоставленных для строительства (в соответствии с Проектом планировки и Проектом межевания территории), га
Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461»	0,204	14,8692
Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»	0,3312	
Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»	0,636	
Нефтесборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»	2,9232	

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

Таблица 7 – Ведомость проектируемых сооружений

Пикет трассы	Наименование сооружения, краткая характеристика
Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461»	
Территория площадки	Узел обвязки добывающей скважины №3411 Ду80. Включает в себя задвижку клиновую Ду80 мм, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС), датчик давления, датчик температуры, спускник Ду25. Надземное исполнение.
Территория площадки	Узел обвязки добывающей скважины №3463 Ду80. Включает в себя задвижку клиновую Ду80 мм, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС), датчик давления, датчик температуры, спускник Ду25. Надземное исполнение.
Территория площадки	Узел подключения к измерительной установке. Включает в себя измерительную установку Циклон, задвижку клиновую с электроприводом Ду100 мм, задвижки клиновые Ду80 мм, клапана обратные поворотные Ду80, манометры, вентиля угловые специальные (ВУС). Надземное исполнение.
Территория площадки	Ёмкость дренажная V=5м ³ . Подземное исполнение.
Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»	

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

							06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			16

Пикет трассы	Наименование сооружения, краткая характеристика
Территория площадки	Узел обвязки добывающей скважины №275 Ду80. Включает в себя задвижку клиновую Ду80 мм, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС), датчик давления, датчик температуры, спускник Ду25. Надземное исполнение.
Территория площадки	Узел подключения к УЗ-12. Включает в себя клапан обратный поворотный Ду80, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС). Надземное исполнение.
Территория площадки	Узел подключения к измерительной установке. Включает в себя измерительную установку Циклон, задвижки клиновые Ду80 мм. Надземное исполнение.
Территория площадки	Ёмкость дренажная V=5м ³ . Подземное исполнение.
Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»	
Территория площадки	Узел обвязки добывающей скважины №2854 Ду80. Включает в себя задвижку клиновую Ду80 мм, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС), датчик давления, датчик температуры, спускник Ду25. Надземное исполнение.
Территория площадки	Узел обвязки добывающей скважины №2865 Ду80. Включает в себя задвижку клиновую Ду80 мм, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС), датчик давления, датчик температуры, спускник Ду25. Надземное исполнение.
Территория площадки	Узел подключения к ЗУ-2865. Включает в себя клапан обратный поворотный Ду80, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС). Надземное исполнение.
Нефтеcборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»	
ПК1+15,5-ПК1+44,5	Переход проектируемого трубопровода через внутрипромысловую дорогу в защитном кожухе Ду350 мм (L=29 м). Подземное исполнение
ПК7+92,0	Пропарочный узел. Включает в себя, вентиль угловой специальный (ВУС). Надземное исполнение.
ПК11+50,0-ПК11+71,0	Переход проектируемого трубопровода через технологический проезд в защитном кожухе Ду350 мм (L=21 м). Подземное исполнение
ПК11+83,7	Узел переподключения трубопроводов от скважин №3497, 225. Включает в себя, задвижку клиновую с электроприводом Ду100 мм, задвижки клиновые Ду100 мм, клапана обратные поворотные Ду100, манометры, вентиля угловые специальные (ВУС). Надземное исполнение.

Проектируемый объект расположен в пределах МО ГО «Усинск» Республики Коми. В соответствии с информационным письмом Минприроды России № 05-12-32/5143 от 20.02.2018 МО ГО «Усинск» не входит в перечень муниципальных образований субъектов Российской Федерации, в границах которых имеются ООПТ федерального значения, их охранные зоны, а также территории, зарезервированные под создание новых ООПТ. Таким образом, в МО ГО

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
							17

«Усинск» районе отсутствуют существующие и планируемые к созданию ООПТ федерального значения и их охранные зоны.

В пределах размещения проектируемых объектов особо охраняемые природные территории регионального значения, а также их охранные зоны отсутствуют.

Ближайшая особо охраняемая природная территория: «Небесанюр» (Небеса-Нюр) – болотный заказник республиканского значения – находится на расстоянии 32 км южнее участка строительства.

По данным, предоставленным администрацией МО ГО «Усинск», в районе работ ООПТ местного значения отсутствуют.

По сообщению администрации МО ГО «Усинск» земли, отнесенные к родовым угодьям коренных малочисленных народов Севера, территорий традиционного природопользования, имеющих установленный правовой режим на участке строительства, отсутствуют.

Территория строительства расположена вне зон охраны и вне защитных зон, объектов культурного наследия расположенных на территории МО ГО «Усинск».

Территория строительства не затрагивает водоохранные зоны и прибрежно-защитные полосы водных объектов. Ближайший водный объект – ручей без названия расположен в 260 м юго-западнее выкидной линии «к. 275 до УЗ-12». Река Колва расположена в 610 м восточнее от выкидной линии «скв. 3411, 3463 до ЗУ к. 3461».

1.4 Сведения о персонале и населении

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

Эксплуатация и обслуживание проектируемых промысловых трубопроводов осуществляется существующим персоналом бригад по добыче нефти и газа КЦДНГ-4 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

Увеличение численности персонала не предусматривается.

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,

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
18

контроля технологического режима работы и для проведения ремонтно-профилактических работ. Техническое обслуживание и устранение нештатных ситуаций выполняется оперативно-выездной бригадой (в составе 2 чел).

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

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

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, далее по внутрипромысловым подъездам. Проезд наземным транспортом возможен круглогодично. В период с января по апрель в качестве путей сообщения так же используются автозимники.

На территории строительства и прилегающих территориях постоянное население отсутствует. Ближайший населённый пункт – п. Верхнеколвинск, находится в 8,5 км к югу от района строительства. Административный центр – г. Усинск расположен в 85 км к юго-юго-востоку от территории строительства.

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 Верхне-Возейского 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.

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

							06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
								19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

Трассы проектируемых трубопроводов водные преграды не пересекают.

Трассы проектируемых трубопроводов пересекают автомобильные дороги.

Проектируемые трубопроводы пересекают искусственные преграды и сооружения.

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

Таблица 8 – Перечень преград и сооружений

Пикет трассы	Преграда/сооружение	Владелец	Исполнение
Нефтеборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»			
ПК1+94.48	ВЛ 6 кВ, 3 пр., провис 7,5м, пересеч. 40°	ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»	подземное
ПК11+79.90	Нефтепровод, Дн114, гл. 1,0м, уг. пересеч. 88°	ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»	подземное
ПК11+81.14	Нефтепровод, Дн114, гл. 1,0м, уг. пересеч. 88°	ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»	подземное

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

Пересечения технологических проездов и дорог в пределах технологических площадок в настоящем проекте предусматривается подземным способом в защитных футлярах с соответствии с требованиями ГОСТ Р 32569-2013. Минимальная глубина заложения футляра составляет не менее 0,5 м от дорожного полотна до верха трубы защитного кожуха. Концы защитного футляра выедены на расстояние не менее 2 м от бровки обочины дороги.

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

- от ВЛ до 35кВ – не менее двух метров до водоводов и не менее 5 метров до нефтепроводов (согласно ПУЭ Издание седьмое);
- от ВЛ от 35кВ до 220кВ – не менее трех метров до водоводов и не менее 10 метров до нефтепроводов (согласно ПУЭ Издание седьмое);
- от существующих подземных трубопроводов при условном диаметре до 150 мм включительно – не менее 5 метров (согласно СП 284.1325800.2016);

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

							06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			20

- от существующих подземных трубопроводов при условном диаметре свыше 150 мм до 300 мм включительно – не менее 8 метров (согласно СП 284.1325800.2016);
- от существующих подземных трубопроводов при условном диаметре свыше 300 мм до 600 мм включительно – не менее 11 метров (согласно СП 284.1325800.2016);
- от существующих подземных трубопроводов при условном диаметре свыше 600 мм до 1400 мм включительно – не менее 14 метров (согласно СП 284.1325800.2016);
- от внутрипромысловых автомобильных дорог – не менее 10 метров от подошвы насыпи земляного полотна (согласно СП 284.1325800.2016).

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

Угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°.

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

2 Результаты анализа безопасности

2.1 Характеристика опасных веществ

На опасном производственном объекте «Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году» 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 -...-CH ₂ -CH ₃	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
4. Состав: – воды, % масс – серы, % масс. – парафина, % масс – смол, % масс – асфальтенов, % масс; – газовый фактор, м ³ /т	Ок.46 0,19 5077 2,14 0,49 150,0	Данные лабораторных исследований
5. Общие данные: 5.1. Молярная масса, г/моль 5.2. Температура кипения, °С (при давлении н.у.) 5.3. Плотность при 20°С, кг/м ³ 5.4. Вязкость, МПа*с при 20°С	Нет данных 80-300 820 7,97	Данные лабораторных исследований
6. Данные о пожаро-взрывоопасности: 6.1. Температура вспышки, °С 6.2. Температура самовоспламенения, °С 6.3. Температура застывания, °С 6.4. Пределы взрываемости, % об.: – нижний – верхний	Легковоспламеняющаяся жидкость -35 - +34 240-570 (в зависимости от состава нефти) - 8 2,4 9,0	ГОСТ 30852.19-2002 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средств их тушения» под ред. Д.А. Корольченко,

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

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

22

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

23

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

24

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

2.2 Данные о технологии и аппаратном оформлении

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

В настоящем проекте предусматривается строительство промышленных трубопроводов. Проектируемые выкидные нефтепроводы предназначены для транспортировки продукции от добывающих скважин до замерных установок.

Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 10.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
							25
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

Таблица 10 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м	Технологические трубопроводы ГОСТ 32569-2013		Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
				Группа продукта	Категория	Класс	Категория по назначению	
Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461»	Н	89х6	99	А	І	-	-	4,0
Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»	Н	89х6	138	А	І	-	-	4,0
Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»	Н	89х6	265	А	І	-	-	4,0
Нефтесборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»	Н	114х6	1218	-	-	Ш	Ш	4,0
Примечание - Классы и категории промысловых трубопроводов по назначению определены в соответствии с СП 284.1325800.2016, технологических трубопроводов - ГОСТ 32569-2013. Н –нефтегазопровод.								

Согласно СП 284.132580.2016 нефтесборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225» по диаметру относится к III классу, по назначению к категории III.

В соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 предусмотрено повышение категории проектируемых выкидных нефтепроводов до категории I при прохождении по территории технологических площадок.

Объем контроля сварных соединений стальных трубопроводов всех категорий составляет 100% радиографическим методом.

За границу промыслового и технологического трубопровода согласно СП 284.132580.2016 – принята бровка отсыпки соответствующих площадок или условная граница участка.

Проектируемые выкидные нефтепроводы по транспортируемой среде в соответствии с ГОСТ 32569-2013 относятся к группе А, подгруппе б, категории I. Испытание на прочность и герметичность проектируемых выкидных нефтепроводов в пределах технологических площадок необходимо проводить в соответствии с ГОСТ 32569-2013 пневматическим способом давлением $R_{исп.} = 1,43 \times R_{расч.} = 1,43 \times 4,0 = 5,72$ МПа в течение не менее 30 мин.

Проектные мощности проектируемых трубопроводов определены в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлены в таблице 11.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
26

Таблица 11 – Проектные мощности проектируемых трубопроводов

Наименование	Назначение	Проектные мощности	
		Добыча жидкости, м ³ /сут	Добыча нефти, т/сут
Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461»	Н	92	35,2
Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»	Н	22	17
Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»	Н	32	24,3
Нефтеесборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»	Н	92	35,2

Решения по выкидным нефтепроводам

Настоящим проектом предусмотрена подземная прокладка проектируемых нефтепроводов, минимальная глубина составляет 0,8 м. Рабочее давление нефтепроводов – 4,0 МПа.

Для строительства прямолинейных участков проектируемых нефтегазопроводов проектом принята труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 338 Н/мм², классом прочности К48, группой коррозионной стойкости - 1, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С и наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

Для фитингов в качестве внутреннего принято двухслойное заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных материалов с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С с системой защиты стыка втулкой. В качестве наружного принято трехслойное полиэтиленовое покрытие на основе термоусаживающихся материалов.

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

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

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

27

Настоящим проектом предусмотрено подключение проектируемых выкидных нефтепроводов к обвязкам существующих добывающих скважины. Перед точкой подключения к добывающей скважины настоящим проектом предусмотрена задвижка фланцевая с выдвижным шпинделем в комплекте с ответными фланцами и крепежом, вентиль пробоотборник, сливное устройство, узел выпуска воздуха, манометр.

По трассам выкидной линии "скв.3411, 3463 до ЗУ к.3461" и выкидной линии "к. 275 до ЗУ-12" предусмотрена установка измерительной установки Циклон 120-4,0.

Проектом предусмотрено подключение трассы выкидной линии "скв.2854, 2865 до ЗУ-2865" к существующему технологическому блоку. На узле подключения предусмотрен клапан обратный поворотный в комплекте с ответными фланцами и крепежом, рассчитанный на давление 4,0 МПа, манометры со шкалой 0-60 кгс/см². Подключения к существующему технологическому блоку предусмотрено выполнить к выходящему штуцеру.

По трассам проектируемых выкидных нефтепроводов проектом предусмотрены узлы подключений к существующим трубопроводам. На узлах подключений предусмотрены клапаны обратные поворотные, задвижки клиновые фланцевые с выдвижным шпинделем в комплекте с ответными фланцами и крепежом, рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометры со шкалой 0-60 кгс/см². Подключения к существующим трубопроводам предусмотрено выполнить при помощи тройников. Запорную арматуру предусмотрено монтировать на технологические опоры под задвижки.

На узлах подключений проектируемых трасс проектом предусмотрена установка узлов выпуска воздуха (вантузов). В качестве выпуска воздуха предусмотрено применение вентилях угловых специальных (ВУС) Ду50 мм, Ру4,0 МПа.

Пересечения технологических проездов и дорог в пределах технологических площадок в настоящем проекте предусматривается подземным способом в защитных футлярах с соответствии с требованиями ГОСТ Р 32569-2013. Минимальная глубина заложения футляра составляет не менее 0,5 м от дорожного полотна до верха трубы защитного кожуха. Концы защитного футляра выведены на расстояние не менее 2 м от бровки обочины дороги.

Настоящим проектом предусмотрено пересечение нефтегазопроводом существующей внутрипромысловый грунтовой дороги. Пересечение выполнено подземным способом в защитном кожухе из труб стальных электросварных прямошовных по ГОСТ 10704-91 с заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена методом продавливания. Толщина стенки защитного кожуха принята 10 мм. При пересечении автомобильной дороги принято заглубление проектируемого трубопровода не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного футляра, концы

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
28

защитного кожуха, устанавливаемого на участке перехода проектируемого трубопровода через автомобильную дорогу, выводятся не менее чем на 5 метров от подошвы насыпи земляного полотна.

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

На каждом полукилометре и углах поворота трасс трубопроводов, на пересечении автомобильных дорог и водных преград с двух сторон, при пересечениях с коммуникациями необходимо установить опознавательные знаки. Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу на расстоянии не более 4 м от его оси.

Общие технические решения

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 для металлических труб.

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;

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

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

29

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

Для предотвращения тепловых потерь и замерзания транспортируемого продукта настоящим проектом предусмотрена тепловая изоляция всех надземных участков проектируемых трубопроводов.

Для тепловой изоляции проектируемых трубопроводов предусмотрено применение полуцилиндров теплоизоляционных съемных из минеральной ваты толщиной 80 мм для трубопроводов Ду80 мм и 100 мм для трубопроводов Ду100 мм.

В качестве покровного слоя предусмотрено использование тонколистовой оцинкованной стали толщиной 0,7 мм.

Для теплоизоляции запорной арматуры по трассам проектируемых трубопроводов предусмотрено применение быстросъемных термочехлов заполненных теплоизоляционным материалом из матов минераловатных.

Теплоизоляция надземных участков трубопроводов предусмотрена в трассовых условиях.

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 12.

Таблица 12 – Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта	
	Назначение	Проектная мощность
Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461»	Транспорт нефти	Подземный. Диаметр и толщина стенки – 89×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 99,0 м Проектные мощности: добыча нефти – 35,2 т/сут; добыча жидкости – 92,0 м ³ /сут
Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»	Транспорт нефти	Подземный. Диаметр и толщина стенки – 89×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 138,0 м Проектные мощности: добыча нефти – 17,0 т/сут;

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

							06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			30

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта	
	Назначение	Проектная мощность
		добыча жидкости – 22,0 м ³ /сут
Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»	Транспорт нефти	Подземный. Диаметр и толщина стенки – 89×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 265,0 м Проектные мощности: добыча нефти – 24,3 т/сут; добыча жидкости – 32,0 м ³ /сут
Нефтеcборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»	Транспорт нефти	Подземный. Диаметр и толщина стенки – 114×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 1218,0 м Проектные мощности: добыча нефти – 35,2 т/сут; добыча жидкости – 92,0 м ³ /сут

2.2.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Данные о распределении опасных веществ по оборудованию проектируемого объекта представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Технологическая площадка		Кол-во опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование оборудования	Плановая длина, м	В единице оборудования	На площадке	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С
Количество нефти						
Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461»	99	0,398	0,398	ГЖ	4,0	+40..+70
Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»	138	0,555	0,555	ГЖ	4,0	+40..+70
Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»	265	1,065	1,065	ГЖ	4,0	+40..+70
Нефтеcборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»	1218	7,649	7,649	ГЖ	4,0	+40..+70
Итого опасного вещества - нефти, т:			9,667			

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

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

31

2.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности

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

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

- материалы, конструкция аппаратов и трубопроводов рассчитаны на обеспечение прочности и надежности эксплуатации в рабочем диапазоне температур от возможной минимальной температуры водонефтяной эмульсии до максимальной;
- выбор оборудования произведен на базе стандартного оборудования, выпускаемого заводами-изготовителями, по техническим характеристикам, удовлетворяющим проведению технологического процесса;
- все оборудование соответствует климатическим характеристикам (снеговые нагрузки, ветровые нагрузки, минимальная температура воздуха) и сейсмичности района размещения проектируемого объекта;
- фундаменты рассчитаны на нагрузку, обеспечивающую безопасность оборудования и трубопроводов;
- все оборудование размещено с соблюдением соответствующих нормативных разрывов между сооружениями, что обеспечивает безопасное обслуживание, пожарную безопасность, а также компактное расположение с целью максимального сокращения отводимой территории;
- система транспорта продукции напорная, что обеспечивает максимальную герметичность системы и минимальные выделения нефти в окружающую среду при нормальных условиях эксплуатации;
- контроль и управление технологическим процессом создан на базе современных средств контроля и автоматизации отечественного производства;
- оборудование оснащено контрольно-измерительными приборами и средствами сигнализации, необходимыми для безопасного ведения процесса;
- для строительства прямолинейных участков проектируемых нефтегазопроводов проектом принята труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 338 Н/мм², классом прочности К48,

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
										32

группой коррозионной стойкости - 1, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С и наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена;

- применение отводов гнутых, изготовленных из бесшовных труб, для максимального снижения гидравлического сопротивления;
- для предотвращения вибрации предусматривается применение равнопроходной арматуры и крепление надземных частей трубопроводов корпусно-хомутовыми технологическими опорами, расположенными на строительных конструкциях;
- применение теплоизоляции из негорючих материалов на надземных частях проектируемых трубопроводов для избегания резких перепадов температур;
- применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок;
- очистка внутренней полости трубопровода после строительства;
- принят оптимальный способ прокладки проектируемых промышленных трубопроводов, снижающий неблагоприятные внешние воздействия: подземный способ прокладки с минимальной глубиной 0,8 м;
- пересечение существующих внутрипромысловых грунтовых дорог нефтегазопроводами предусматривается подземно в защитном кожухе. Толщина стенки защитных кожухов принята 10 мм. Минимальная глубина заложения составляет не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного футляра, концы защитных кожухов выводятся на 5 метров от подошвы насыпи земляного полотна;
- пересечения технологических проездов и дорог в пределах технологических площадок в настоящем проекте предусматривается подземным способом в защитных футлярах. Минимальная глубина заложения футляра составляет не менее 0,5 м от дорожного полотна до верха трубы защитного кожуха. Концы защитного футляра выедены на расстояние не менее 2 м от бровки обочины дороги;
- выдержаны нормативные расстояния при параллельной прокладке проектируемых трубопроводов относительно существующих коммуникаций;

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		33

- нормативное расстояние при пересечении проектируемыми трубопроводами существующих трубопроводов – не менее 350 мм в свету. Угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°;
- для упрощения обслуживания и контроля герметичности, установка запорной арматуры и на трубопроводе предусматривается надземно;
- в качестве запорной арматуры применяется арматура класс герметичности А;
- контроль за соблюдением графиков планово-предупредительных ремонтов (ППР) оборудования со стороны технических служб обслуживающих цехов с целью своевременного проведения ремонтов;
- опрессовка технологических трубопроводов и аппаратов на герметичность после проведения ремонтов;
- для предупреждения разгерметизации подвижных узлов (уплотнений) арматуры осуществляется систематический контроль за их техническим состоянием;
- при пересечении проектируемыми трубопроводами автомобильных дорог на расстоянии не менее 100 метров от оси трубопровода необходимо предусмотреть установку дорожных знаков, запрещающих остановку транспорта;
- на каждом километре и углах поворота трасс трубопроводов, на пересечении автомобильных дорог и водных преград с двух сторон, при пересечениях с коммуникациями необходимо установить опознавательные знаки. Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу на расстоянии не более 4 м от его оси.

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 проектируемых трубопроводов к обвязкам существующих скважин 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;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

- на нефтесборном коллекторе «к. 3461 до УЗ к. 225» и выкидной линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461» предусматривается установка электроприводной запорной арматуры;
- 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;
- преимущественное 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	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
										35

- оснащение площадок первичными средствами пожаротушения;
- 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;
- разработка плана тушения пожара – в соответствии с ФЗ №69-ФЗ (в указанном плане особо должны быть отмечены действия руководства объекта и соответствующих

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

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 пункт (КЦДНГ-4) ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз".

Объем контроля и автоматизации

Объектами автоматизации и телемеханизации являются:

1) Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461»

Добывающие скважины:

- местный и дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе;
- дистанционный контроль давления на буфере;
- дистанционный контроль давления затруба;
- дистанционный контроль температуры в выкидном трубопроводе;

Автоматизированная измерительная установка:

Автоматизация измерительной установки выполнена в объеме заводской поставки.

Объем автоматизации представлен следующими функциями:

- измерение объема сырой нефти, приведенного к стандартным условиям;

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

- измерение объема свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям;

- измерение массы сырой нефти;
- измерение массы сырой нефти без учета воды;
- измерение давления и температуры свободного попутного нефтяного газа;
- измерение давления и температуры сырой нефти.

Емкость дренажная, $V=5 \text{ м}^3$:

- сигнализация верхнего уровня в дренажной емкости.

Узел подключения скважин к коллектору (электроприводная задвижка):

- 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 поста управления на площадке КТП, либо с АРМ-оператора; сигнализация состояния задвижки (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

2) Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»:

Добывающая скважина:

- местный и дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе;
- дистанционный контроль давления на буфере;
- дистанционный контроль давления затруба;
- дистанционный контроль температуры в выкидном трубопроводе;

Автоматизированная измерительная установка:

Автоматизация измерительной установки выполнена в объеме заводской поставки.

Объем автоматизации представлен следующими функциями:

- измерение объема сырой нефти, приведенного к стандартным условиям;
- измерение объема свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям;

- измерение массы сырой нефти;
- измерение массы сырой нефти без учета воды;
- измерение давления и температуры сырой нефти.

Емкость дренажная, $V=5 \text{ м}^3$:

- сигнализация верхнего уровня в дренажной емкости.

3) Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»:

Добывающие скважины:

- местный и дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

- дистанционный контроль давления на буфере;
- дистанционный контроль давления затруба;
- дистанционный контроль температуры в выкидном трубопроводе

4) Нефтеcборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»:

Узел подключения куста к УЗ к.225 (электроприводная задвижка):

- 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 поста управления на площадке КТП, либо с АРМ-оператора; сигнализация состояния задвижки (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

Телемеханизация

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

Организация обмена информации между шкафами телемеханики (СУ КП ТМ) участков Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461», Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12», Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865», Нефтеcборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225» и диспетчерским пунктом предусматривается существующими сетями связи на кустах скважин. Объем информации, передаваемой в систему телемеханики, приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Объем информации, передаваемой с технологических площадок в систему телемеханики

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
СКВАЖИНЫ ДОБЫВАЮЩИЕ			
Давление линейное	x	x	-
Давление буферное	x	x	-
Давление в затрубе	x	x	-
Температура на линии	x	x	-
АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА			

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист 39
------	--------	------	-------	-------	------	------------------------------	------------

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Расход сырой нефти, приведённого к стандартным условиям	x	-	-
Расход свободного попутного нефтяного газа, приведённого к стандартным условиям	x	-	-
Массовый расход сырой нефти	x	-	-
Массовый расход сырой нефти без учёта воды	x	-	-
Давление в коллекторе	x	-	-
Температура в коллекторе	x	-	-
ЕМКОСТЬ ДРЕНАЖНАЯ V=5 м³			
Уровень в емкости (верхний)	-	x	-
ЕМКОСТЬ ДРЕНАЖНАЯ V=5 м³			
Уровень в емкости (верхний)	-	x	-
ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫЕ ЗАДВИЖКИ			
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыта/закрыта; открыть/закрыть; неисправность; местный/дистанционный)	-	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 контроля давления манометры МП (IP65) производства ООО НПО «ЮМАС», Россия или аналогичные;
- для дистанционного измерения давления датчик избыточного давления Метран-150 (1ExdIICT4X, IP66) производства ПГ «Метран», Россия/США или аналогичные;
- для дистанционного измерения температуры преобразователь температуры ТСПУ Метран-286 (1ExdIICT6 X, IP65) производства ПГ «Метран», Россия/США, или аналогичные;
- для контроля уровня жидкости датчик уровня ПМП-052 (Ga/Gb Ex db IIB T4X, IP66) производство ЗАО НПО «Сенсор», Россия, или аналогичные.

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

							06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			40

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 53 до плюс 38 °С.

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

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

В соответствии с требованиями ПУЭ, ВНТП 3-85 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 предусмотрен кабель герметичный с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем КУВЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nx2xS (или аналогичный) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Для кабельных линий, прокладываемых вне взрывоопасных зон предусмотрены кабели КВВГЭнг(А)-LS/МКЭШВнг(А)-LS Nx2xS (или аналогичные) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012. Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям.

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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
41

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

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

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

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 15.

Таблица 15 – Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами

Дата, место аварии	Описание аварии	Причины	Пострадавшие, ущерб
09.01.2014 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», КЦДНГ №7 Харьгинское нефтяное месторождение	На действующем нефтесборном коллекторе произошла разгерметизация фланцевого соединения заглушки пропарочного стояка, с последующим разливом нефтесодержащей жидкости на снежный покров	Разгерметизация фланцевого соединения заглушки пропарочного стояка нефтесборного коллектора произошла вследствие некачественной сборки фланцевого соединения	Пострадавших нет. Площадь загрязнения составила 25 м ² . Экономический ущерб от аварии составил 201366 руб.
11.04.2014 Оренбургская	При производстве работ произошел скачок давления,	Нет данных	1 погибший. Данных об

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
							42

Дата, место аварии	Описание аварии	Причины	Пострадавшие, ущерб
область, ООО «Оренбургская буровая компания»	из-за чего разорвался трубопровод.		ущербе нет.
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 Нефтеборный трубопровод «Т.ВР.К.30-Т.ВР.К.56» Северо-Тарасовского месторождения, 45 км от г. Тарко-Сале	Разгерметизация промышленного нефтеборного коллектора Ду426×10 с последующим возгоранием	Разрушение трубопровода произошло вследствие коррозионного износа, возникшего по причине транспорта газодонефтяной смеси с большим содержанием механических примесей.	Пострадавших нет. Ущерб составляет 4 952 000 руб.
26.11.2016 10 км подводящего трубопровода Московский НПЗ –	В режиме эксплуатации подводящего трубопровода Московский НПЗ – ЛПДС «Володарская» участка	Причиной повреждения нефтепродуктопровода явились механические повреждения трубы,	Пострадавших нет. Экономический ущерб составил

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

43

Дата, место аварии	Описание аварии	Причины	Пострадавшие, ущерб
ЛПДС «Володарская» участка магистрального кольцевого нефтепродуктопровода	магистрального кольцевого нефтепродуктопровода произошло разрушение трубных секции диаметром 350 мм с утечкой нефтепродукта	образовавшиеся в результате контакта строительной техники с трубой при производстве земляных работ для прокладки кабеля связи. Данные повреждения, являясь концентраторами напряжений, инициировали процесс локальной коррозии трубы, привели к образованию трещины и последующему разрушению трубной секции.	36 492 тыс. руб.
18.01.2018 413 км магистрального нефтепровода «Куйбышев-Тихорецк», 1974 г. ввода в эксплуатацию.	В процессе транспортировки нефти в рабочем режиме произошло нарушение целостности нефтепровода с выходом нефти и попаданием ее на территорию с. Красноармейское с последующим возгоранием.	Разрушение кольцевого сварного стыка трубопровода вызвано формированием крупнозернистой структуры 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;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

44

- заводским браком – 12,5% от всех причин аварий на нефтепроводах.

Наиболее частыми причинами возникновения аварийных ситуаций на нефтепроводах явились внешние воздействия при проведении строительных и земляных работ, браки 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;

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

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

45

- 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. 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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
46

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

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
47

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

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

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

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

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

– падение грузоподъемных механизмов;

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

Определение сценариев аварийных ситуаций с участием опасных веществ

В результате анализа ранее определенных событий (причин, факторов), обусловленных конкретным инициирующим событием, в качестве моделей гипотетических аварий к рассмотрению приняты группы сценариев аварий, приведенные в таблице 16.

Таблица 16 – Группы сценариев аварий

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

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 17).

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

						06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		49

Таблица 17 – Максимально возможное количество нефти, разлившейся при авариях на проектируемых нефтегазопроводах

Наименование трубопровода	Длина, м	Диаметр, м	Суточный объем прокачки, т/сут	Максимально возможный разлив нефти при аварии, т
Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461»	99	0,08	35,2	2,598
Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»	138	0,08	17,0	1,617
Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»	265	0,08	24,3	2,584
Нефтеcборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»	1218	0,1	35,2	9,849

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов

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

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

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

В качестве основных поражающих факторов аварий на проектируемом объекте рассматриваются:

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

При анализе воздействия поражающих факторов оценке подвергалось:

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

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

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	50

Расчет вероятных зон загрязнения промплощадок и территории

Результаты расчетов площадей загрязнения при аварийных проливах горючих жидкостей приведены в таблице 18.

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлития

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

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

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

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

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

- $44,5\text{кВт/м}^2$ – разрушение соседних емкостей, для человека – зона безвозвратных потерь (вероятность смертельного исхода 50% при длительности экспозиции 10 сек);
- $10,5\text{кВт/м}^2$ – 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.);
- $7,0\text{кВт/м}^2$ – 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.);

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т		Лист
											51

- 4,2кВт/м² – безопасные для объектов и для человека в брезентовой одежде расстояния, (вероятность ожогов первой степени 10% для людей без спецодежды при длительности экспозиции 30 сек);
- 1,4кВт/м² – безопасные для объектов и человека расстояния, которые характеризуются отсутствием негативных последствий в течение длительного времени.

Результаты расчетов определения зон действия поражающих факторов для максимально возможных разливов нефти по трассам нефтегазопроводов представлены в таблице 18.

Таблица 18 - Результаты расчетов определения зон действия поражающих факторов при авариях на проектируемых трубопроводах

Показатели	Наименование трубопровода			
	Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461»	Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»	Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»	Нефтеоб. коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»
С1 Разлитие опасного вещества без воспламенения				
Разгерметизация трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → загрязнение окружающей природной среды → локализация и ликвидация аварийной ситуации				
Протяженность участка, м	99	138	265	1218
Количество опасных веществ, участвующих в аварии, т	2,598	1,617	2,548	9,849
Площадь пролива, м ²	16,2	10,1	16,1	61,6
С2 Пожар разлития опасного вещества				
Разгерметизация трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлития → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение				
Параметры воспламенения пролива				
Эффективный диаметр пролива, м	4,54	3,58	4,52	8,86
Зона действия поражающих факторов				
Непереносимая боль через 3-5 с Ожог 1-й степени через 6-8 с Ожог 2-й степени через 12-16 с (10,5 кВт/м ²), м	3,27	2,59	3,26	6,34
Непереносимая боль через 20-30 с Ожог 1 степени через 15-20 с Ожог 2 степени через 30-40 с (7,0 кВт/м ²), м	4,63	3,68	4,62	8,86
Безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м ²), м	6,87	5,5	6,85	12,8

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

52

Показатели	Наименование трубопровода			
	Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461»	Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»	Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»	Нефтесб. коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»
Без негативных последствий в течение длительного времени (1,4 кВт/м ²), м	13,51	10,97	13,48	24,26

Зоны действия поражающих факторов наиболее опасной аварийной ситуации для составляющих проектируемого объекта представлены в графической части настоящего тома (06-01-НИПИ/2021-МПБ.Г4).

2.4.3 Оценка риска аварий

Оценка возможного числа пострадавших

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т				Лист
													53

- 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 19.

Таблица 19 – Результаты оценки возможного числа пострадавших на объекте

Наименование трубопровода	Сценарий	Поражающий фактор	Число погибших	Число пострадавших
Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461»	C1	Экологическое загрязнение	0	0
	C2	Тепловое излучение	0	0
Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»	C1	Экологическое загрязнение	0	0
	C2	Тепловое излучение	0	0
Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»	C1	Экологическое загрязнение	0	0
	C2	Тепловое излучение	0	0
Нефтесборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»	C1	Экологическое загрязнение	0	0
	C2	Тепловое излучение	0	1

На территории строительства и прилегающих территориях постоянное население отсутствует. Ближайший населённый пункт – п. Верхнеколвинск, находится в 8,5 км к югу от района строительства. Административный центр – г. Усинск расположен в 85 км к юго-юго-востоку от территории строительства.

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.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
										54
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

Основываясь на анализе имеющейся статистической информации, а также использовании логических схем возникновения крупных аварий из системы «некритических» промежуточных событий в таблице 20 представлены характерные частоты аварий основных технологических элементов.

Таблица 20 – Ожидаемые частоты инициирования аварий типового оборудования

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

Для оценки вероятности реализации рассмотренных сценариев аварий использовался метод логических деревьев событий. Сценарий возникновения и развития аварийной ситуации и аварии на логическом дереве отражается в виде последовательности событий от исходного до конечного события (ветвь дерева событий). При построении логического дерева учитывается условная вероятность реализации различных ветвей логического дерева событий и перехода аварии в ту или иную стадию развития. Для вычисления вероятности конечного события (экологическое загрязнение, пожар пролива) были использованы условные вероятности, приведенные ниже (таблица 21).

Таблица 21 – 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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
							55

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

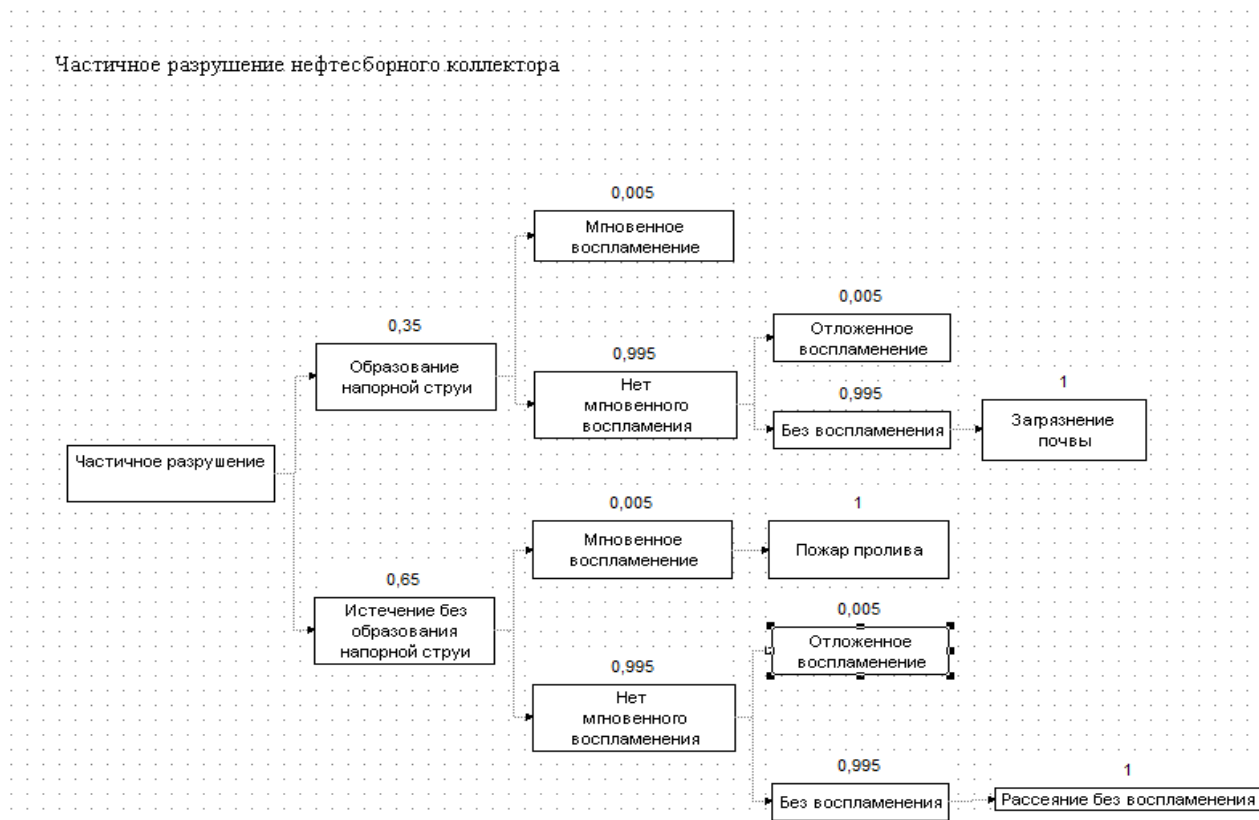


Рисунок 1 - Дерево событий для частичного разрушения оборудования, содержащего нефтяную эмульсию

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

ПОЛНОЕ разрушение участка трубопровода

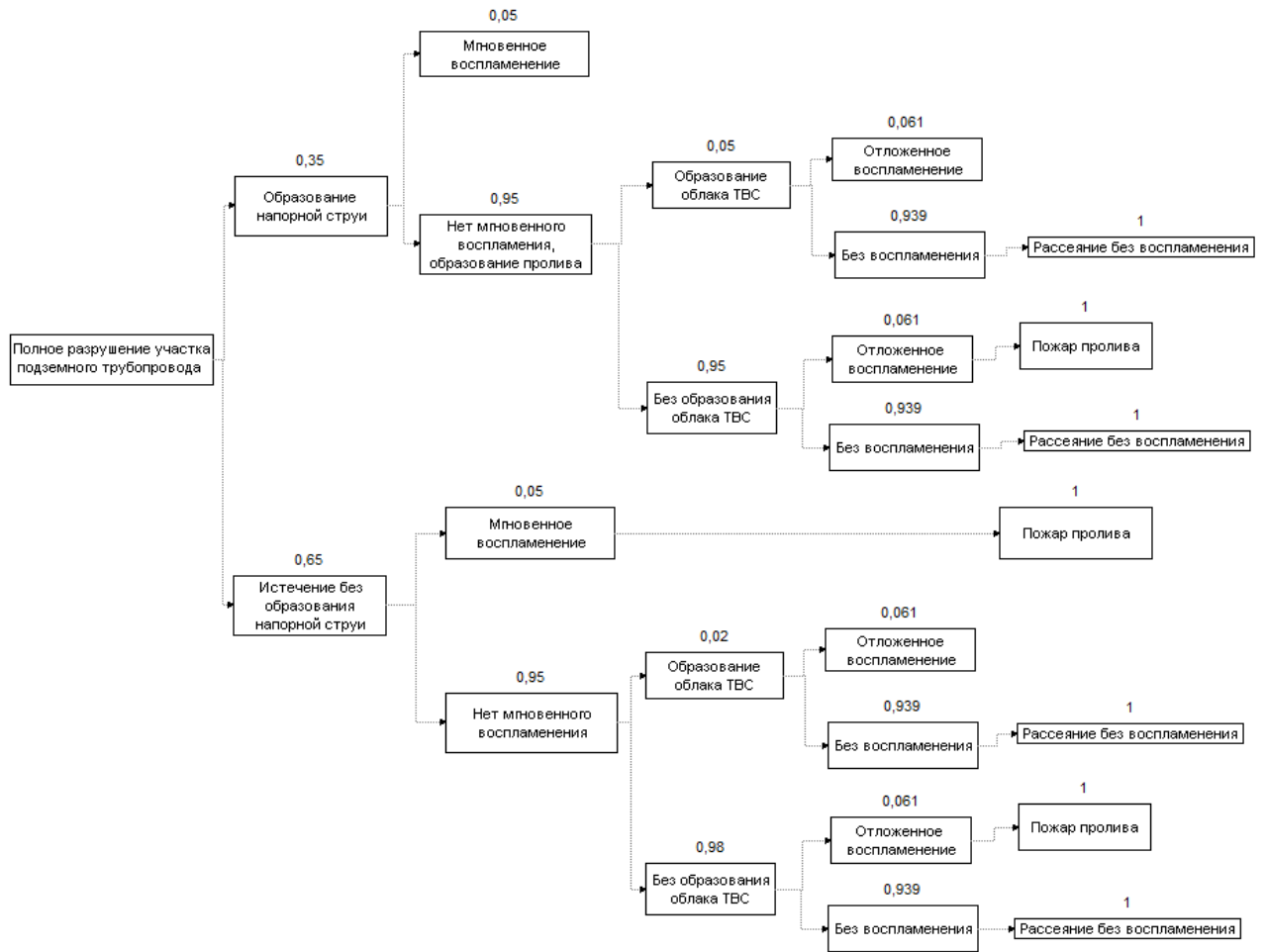


Рисунок 2 - Дерево событий для полного разрушения оборудования, содержащего нефтяную эмульсию

Итоговые частоты реализации сценариев аварийных ситуаций возможных на составляющих проектируемого объекта, представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Итоговые частоты реализации сценариев аварийных ситуаций

Наименование трубопровода	Сценарий	Поражающий фактор	Итоговые частоты
Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461»	C1-Ч	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации нефтепровода	7,74E-05
	C2-Ч	Пожар пролива при частичной разгерметизации нефтепровода	7,80E-07
	C1-П	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации нефтепровода	2,21E-06
	C2-П	Пожар пролива при полной разгерметизации	1,10E-07

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист 57

Наименование трубопровода	Сценарий	Поражающий фактор	Итоговые частоты
		нефтепровода	
Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»	C1-Ч	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации нефтепровода	1,08E-04
	C2-Ч	Пожар пролива при частичной разгерметизации нефтепровода	1,09E-06
	C1-П	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации нефтепровода	3,08E-06
	C2-П	Пожар пролива при полной разгерметизации нефтепровода	1,54E-07
Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»	C1-Ч	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации нефтепровода	2,07E-04
	C2-Ч	Пожар пролива при частичной разгерметизации нефтепровода	2,09E-06
	C1-П	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации нефтепровода	5,91E-06
	C2-П	Пожар пролива при полной разгерметизации нефтепровода	2,95E-07
Нефтеcборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»	C1-Ч	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации нефтепровода	9,53E-04
	C2-Ч	Пожар пролива при частичной разгерметизации нефтепровода	9,60E-06
	C1-П	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации нефтепровода	2,72E-05
	C2-П	Пожар пролива при полной разгерметизации нефтепровода	1,36E-06

Оценка индивидуального риска линейного обходчика

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

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

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

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

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

n – количество типов рассматриваемых аварий.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

58

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 23.

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

Таблица 23 – Суммарный индивидуальный риск поражения линейного обходчика

Персонал	Индивидуальный риск смертельного поражения, 1/год	Индивидуальный риск санитарного поражения, 1/год
Оператор нефти и газа	$6,85 \times 10^{-9}$	$2,06 \times 10^{-8}$

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.

Определение уровня возможных ЧС.

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.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-01-НИПИ/2021-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 Верхне-Возейского 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

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
60

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.	

							06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			61

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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
62

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

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

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

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

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

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

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

						06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		63

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
64

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

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
65

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

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

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

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

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

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

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

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

Основными задачами производственного контроля являются:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
66

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

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
67

- 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. №					06-01-НИПИ/2021-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.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		69

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.	

							06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			70

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

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
71

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.

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

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

72

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».

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						Лист
															73

- 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.

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» разработан и реализован комплекс мер по обеспечению защиты опасного производственного объекта и противодействию к возможным террористическим актам.

Охранные услуги (обеспечение охраны имущества на объектах) ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», согласно договора оказывает ООО «Агентство «ЛУКОМ-А-Север».

Разработан и осуществляется план по обучению и подготовки персонала к пресечению террористической деятельности и обеспечению устойчивой работы опасного производственного объекта.

Издан приказ по Обществу «О защите от возможных террористических актов», о назначении ответственных руководителей структурных подразделений за организацию и проведению проверок защищенности объекта.

Определен порядок взаимодействия с городской/окружной администрацией, ФСБ, полицией, МЧС, медицинскими учреждениями в критических ситуациях.

С целью предотвращения возможных террористических актов на объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» выполняться следующие мероприятия:

- территории площадочных сооружений имеют периметральное ограждения, препятствующие несанкционированному проникновению на территорию посторонних лиц. На въездах предусматривается установка запрещающих знаков;

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

							06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
								74
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

- проводятся дополнительные инструктажи бригад обслуживания, осуществляющих периодический осмотр трассы промышленного нефтепровода;
- отрабатываются действия работников нефтепромысла на случай обнаружения подозрительных предметов, проводятся практические занятия с руководящим составом по вопросам повышения бдительности на объектах нефтедобычи и порядке действий в случае возникновения ЧС с последующим инструктированием всех работников на местах;
- для оперативной связи с персоналом используется сотовая, радио и спутниковая связь.

При въездах на территорию производственных объектов, а также на наиболее важных объектах внутри нефтепромыслов установлены посты, оборудованные специальными средствами охраны. Круглосуточно на всех нефтяных месторождениях охранную деятельность осуществляют передвижные (мобильные) посты ООО Агентство «ЛУКОМ-А-Север».

В целях предупреждения возможных противоправных актов на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ООО «Агентство «ЛУКОМ-А-Север» осуществляет следующие мероприятия:

- особо важные объекты ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» охраняются сторожевой охраной и мобильной вооруженной группой из числа сотрудников Агентства;
- проводится комплексная проверка объектов предприятий на предмет технической укреплённости, и после этого устанавливаются ограждения по периметру предприятий;
- на всех нефтепромыслах установлены КПП с правом досмотра транспорта и грузов. Въезд на промыслы осуществляется по пропускам;
- силами сотрудников Агентства систематически проводится профилактическая работа с целью недопущения террористических актов;
- административные здания ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» круглосуточно охраняются вооруженными сотрудниками Агентства;
- для координации работы Агентства создана дежурная часть;
- силами сотрудников Агентства, а также периодически с сотрудниками милиции проводятся рейды, направленные на предотвращение противоправных актов на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

На объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» организуются и проводятся проверки состояния объектов добычи и транспортировки нефти и газа, технических средств пожаротушения,

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
75

пожарной сигнализации, средств связи, освещения, а также состояния прилегающих к объектам территорий. Запрещена парковка личного и иногороднего транспорта на объектах, а также нахождение работников на промыслах в нерабочее время. Активизирована работа формирований охраны общественного порядка по профилактике и предотвращению правонарушений на территории опасных производственных объектов.

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

эксплуатирующая ОПО организация обучает работников действиям при пожарах, авариях, разливах нефти и нефтепродуктов, оказанию первой помощи пострадавшим.

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

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

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» организовано нештатное аварийно-спасательное формирование (свидетельство на право ведения аварийно-спасательных работ 16/3-5 №09720 от 21.12.2017 г.).

НАСФ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» дислоцируется на территории г. Усинск, на расстоянии 85 км. 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;

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист 77

– резервы финансовых ресурсов.

Заблаговременная подготовка и хранение материальных и технических средств, необходимых для обеспечения работ в исполнительный период (при угрозе или возникновения ЧС) возложена на начальника ОТ, ПБ и ОС, службы главного механика, главного энергетика и руководителей структурных подразделений ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». Материальные 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 24 представлен перечень специальной техники и технических средств ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.

Таблица 24– 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 ³	
17	Генератор	США	1 шт.
18	Лодка дюралевая	Казанка 6М с подвесным мотором	10 шт.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

78

№ п/п	Наименование оборудования	Тип, марка	Количество
19	Скорая экологическая помощь	Три автоприцепа с комплектом нефтеборочного оборудования и вспомогательных материалов	1 комплект

Мобильный комплекс оборудования, приспособлений и материалов для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (комплектующие скорой экологической помощи) представлен в табл. 25.

Таблица 25 – Мобильный комплекс оборудования, приспособлений и материалов для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (комплектующие скорой экологической помощи)

Комплектующие	Ед. изм.	Кол-во
I. Спецоборудование и приспособления		
Вакуумная установка ВАУ-1	шт.	1
Нефтеборщик 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
Нефтеборщик НС-4	шт.	1
Нефтеборщик 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
II. Электротехника		
Мотопомпа типа «Robin»	шт.	1
Мини-электростанция типа «Gecko»	шт.	2
Электрокомпрессор типа «Fiac»	шт.	1
III. Сорбирующий материал и изделия из него		
Сорбент «Лесорб-экстра»	кг	1
Боны сорбирующие сетчатые БСС-10 (1шт)	пм	10
БС-5	шт.	1
БС-10	шт.	1
2БС	шт.	1

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

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

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

79

Комплекующие	Ед. изм.	Кол-во
МБС-6	шт.	1
МБС-12	шт.	1
Пластины ПЛС-50	шт.	1
Рулоны РС-5	шт.	1
IV. Боны заградительные и приспособления для их установки		
Боны заградительные БЗ-10	пм	200
Якорь донный	шт.	20
Якорь береговой для растяжек	шт.	1
Якорь береговой для крепления бонов	шт.	1
Барабан	шт.	1
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
VI. Комплект обеспечения жизнедеятельности		
Комплект жизнедеятельности	комплект	1
– костюмы нефтяника	комплект	15
– аптечка	шт.	1
– полевая мебель	комплект	1
– бидон	шт.	1
VI. Средства транспортировки и хранения		
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» будут также привлекаться 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-

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

							06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			80

энергетического комплекса (ОАК ТЭК 16/2-1) на право ведения аварийно-спасательных работ в чрезвычайных ситуациях (серия 16/2-1 №00954 от 02.04.2015, рег.номер 16/2-1-205).

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

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

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 26).

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

Таблица 26 - Оснащенность СПАСФ «Природа»

Наименование технических средств	Кол-во		Наименование технических средств	Кол-во	
	штат	наличие		штат	наличие
Автотранспорт			Инженерная техника		
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	-	-	Аварийно-спасательный инструмент		
Аварийно-спасательные автомобили	-	-	Гидравл.инстр. (типа Холматро, Спрут и р.) собств.	1	1
Снегоходы (собств./аренда)	6	6	Гидробетоноломы	-	-
Плавсредства			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

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

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

81

Наименование технических средств	Кол-во		Наименование технических средств	Кол-во	
	штат	наличие		штат	наличие
Судна на воздушной подушке, аэролодки (собств.)	2	2	Электросварное оборудование (собств.)	6	6
Спасательные жилеты (собств.)	50	50	Углошлифовальные машинки (собств.)	5	5
Средства связи			Переносные электростанции (собств.)	3	3
Радиостанции носимые взрывозащищенные (собств.)	8	8	Средства обнаружения пострадавших		
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
Водолазное оборудование			Средства защиты органов дыхания и кожи		
Гидрокостюмы, ласты, маски, баллоны, редукторы (комплект)	-	-	Дыхательные аппараты (собств.)	15	15
Переносные компрессоры	-	-	Противогазы (собств.)	40	40
Барокамеры	-	-	Костюмы защитные (собств.)	40	40
Наличие воздушных судов (ВС)			Приборы хим. и рад. контроля		
Вертолеты, самолеты	-	-	Приборы химического контроля (собств.)	3	3
Средства десантирования с ВС			Дозиметры (собств.)	2	2
Парашютно-грузовые системы	-	-	Средства обнаружения и обезвреж. ВВ		
Парашюты	-	-	Металлодетекторы, миноискатели	-	-
Горное, альпинистское снаряжение			Комплекты реанимирования	-	-
Индивидуальные системы	-	-	Минно-розыскные собаки	-	-
Карабин (собств.)	10	10	Медицинское обеспечение		
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
Средства жизнеобеспечения			Другое оборудование и снаряжение		
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

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

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

82

Наименование технических средств	Кол-во		Наименование технических средств	Кол-во	
	штат	наличие		штат	наличие
Оборудование для приготовления пищи (собств.)	3	3	Нефтесборник, ед. (собств.)	20	20
Мешки спальные	20	20	Боновые ограждения, м	4000	4000
Пожарно-техническое оборудования			Вакуумный нефтесборщик, ед. (собств.)	11	1
Боевая одежда и снаряжение пожарного (комплекты)	-	-	Емкости разборные (10 м.куб.), собств.	20	20
Ранцевые установки пожаротушения (шт.)	-	-	Контейнер для жидких шламов, ед. (собств.)	1	1
Огнетушители (шт.), 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. Организация деятельности тушение пожаров, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации решается силами ООО «Пожарная охрана» (п. Верхнеколвинск) на основании заключенного договора №16У3640 от 23.12.2016 г. Расстояние от пожарной части в п. Верхнеколвинск до проектируемого объекта составляет около 10 км.

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

3. Проведение противofонтанных работ на нефтяных и газовых скважинах на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» возлагается на ГКУ «СПАС-КОМИ» (Государственное казенное 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».

ГКУ «СПАС-КОМИ» имеет Свидетельство территориальной комиссии по аттестации аварийно-спасательных служб, аварийно-спасательных формирований и спасателей Республики

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

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

83

Коми № 111 на право ведения поисково-спасательных и противодиверсионных работ (серия 111 №000080 от 26.03.2015, рег.номер 0-111-075).

Доставка сил и средств ГКУ «СПАС-КОМИ» осуществляется автотранспортом с ближайших баз аварийно-спасательного отрядов (г.Усинск), по автодорогам круглогодичного действия, либо с использованием вертолетного транспорта. Фактический адрес Усинского противодиверсионного 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.

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
84

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

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

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

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

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

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

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

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

						06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		85

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, 1 – в НАО). На нефтепромыслах также используется транкинговая радиосвязь (Республика Коми) и подвижная кустовая радиосвязь типа «открытый канал» (Республика Коми, НАО).

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
86

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 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.

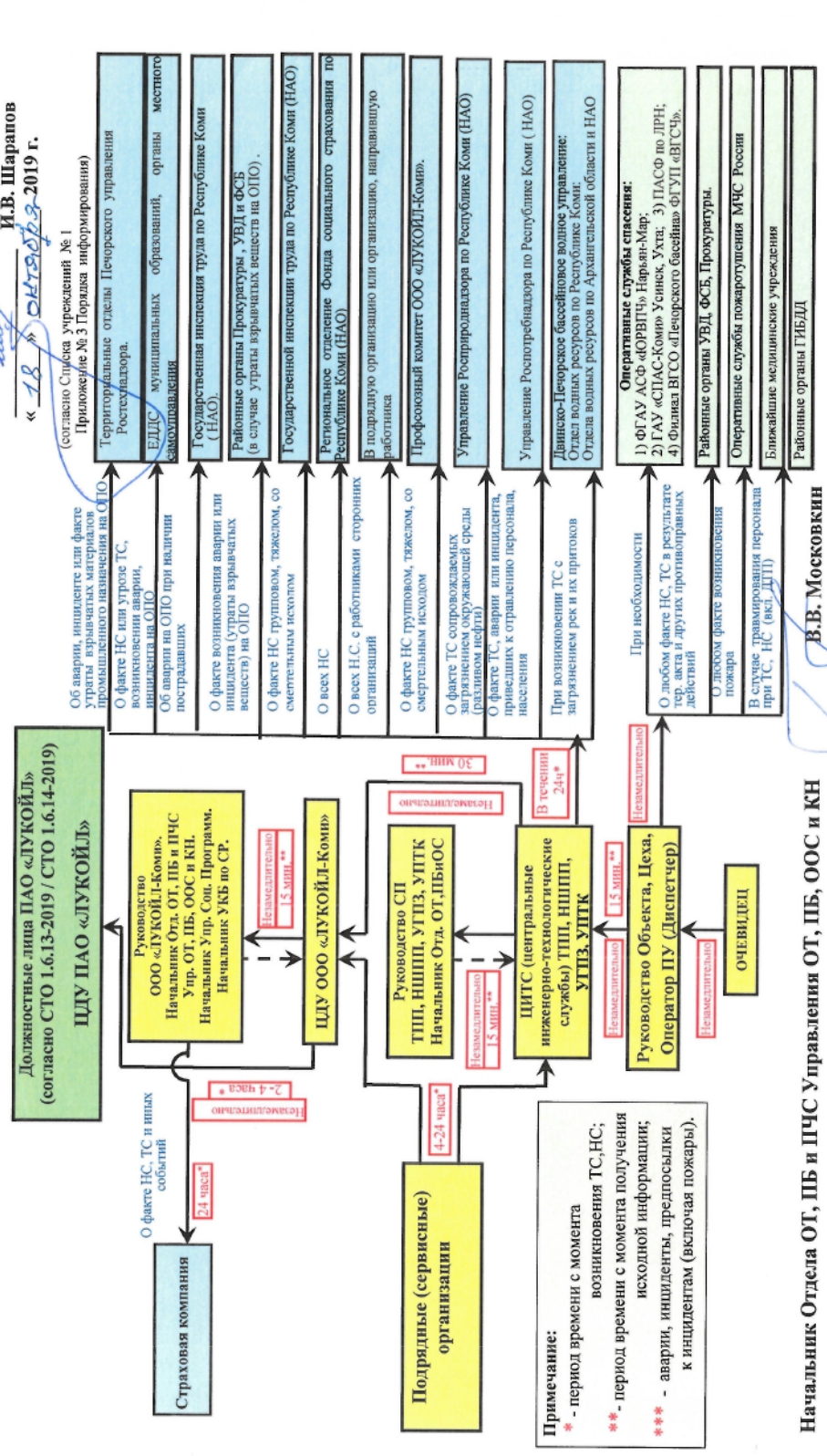
Для оповещения взаимодействующих организаций, в т.ч. территориальных органов МЧС России, администрации близлежащих населенных пунктов, территориальных контролирующих органов используется городская телефонная связь. Для организации связи между участниками работ по ликвидации ЧС используется радиосвязь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

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

						06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		87

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

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



Приложение №1 к Приказу ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» № 236 от «18» 10. 2019 г. «УТВЕРЖДАЮ»
 Первый заместитель генерального директора - Главный инженер
 И.В. Шарапов
 «18» октбря 2019 г.

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

4 Выводы

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

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

Всесторонняя оценка риска аварий, принятых мер по предупреждению аварий и готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии показали, что уровень эксплуатации опасного производственного объекта – «Строительство промысловых трубопроводов Верхне-Возейского месторождения ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году» 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 нефтесборного коллектора «к. 3461 до УЗ к. 225».

Наиболее опасной является авария, связанная с полной разгерметизацией нефтесборного коллектора «к. 3461 до УЗ к. 225», с последующим воспламенением пожара пролива.

Данные о вышеуказанных авариях представлены в таблице 27.

Таблица 27 - Сведения о наиболее вероятной и наиболее опасной авариях

Наименование составляющей	Сценарий	Авария	Число погибших	Число пострадавших	Частота аварии
Нефтесборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»	С1-Ч	Экологическое загрязнение	0	0	9,53E-04
	С2-П	Термическое поражение	0	1	1,36E-06

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

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	89

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.

Факторы, определяющие масштаб последствий аварий:

- наличие больших масс легковоспламеняющихся и горючих углеводородных жидкостей, способных в закрытых объёмах создавать взрывоопасные концентрации паровоздушных смесей;
- компактное расположение оборудования на площадках кустов скважин, способствующее быстрому увеличению масштабов пожаров;
- большое содержание взрывопожароопасного попутного газа в составе нефтяной эмульсии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
								90
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

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

В качестве критериев приемлемого риска были взяты следующие показатели:

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

Стандарт ПАО «ЛУКОЙЛ» «Требования к подготовке предпроектной и проектной документации по обеспечению промышленной безопасности, охраны труда, окружающей среды и готовности к ЧС в соответствии со стандартами ISO 14001 и OHSAS 18001». При этом на всех объектах ПАО «ЛУКОЙЛ» принято, что риск аварий для производственного персонала ОПО нефтегазовой отрасли на всех этапах жизненного цикла проекта приемлемым, 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 - $6,85 \times 10^{-9}$ 1/год, санитарного поражения – $2,06 \times 10^{-8}$ 1/год. Индивидуальный риск для персонала проектируемого объекта менее среднестатистического риска по России и менее установленного индивидуального риска для персонала объектов ПАО «ЛУКОЙЛ».

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

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
91

4.3 Перечень планируемых мер, направленных на уменьшение риска

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

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

- наличие оперативного плана пожаротушения, плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (ПЛА), плана по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (ПЛАРН), предусматривающих порядок действий пожарной охраны, аварийно-спасательных формирований и персонала;
- 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.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т		Лист
											92

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. №					06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

Библиография

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

Взам. инв. №						06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
Подп. и дата							94
Инв. № подл.							
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. ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»
21. ГОСТ 12.0.004-2015 ССБТ «Организация обучения безопасности труда. Общие положения»
22. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»
23. ГОСТ 12.1.007-76* «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»
24. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ «Взрывобезопасность. Общие требования»
25. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ «Пожарная безопасность. Общие требования»
26. ГОСТ 12.1.018-93 ССБТ «Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования»
27. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»
28. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»
29. ГОСТ Р 12.3.047-2012 ССБТ «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
								95
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

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. СП 75.13330.2011 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»
34. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.1-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Руководство»
35. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.2-2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Распределение обязанностей и полномочий»
36. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.4.2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Требования к обучению и проверке знаний работников»
37. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6-2019 «Система управления промышленной безопасности, охраной труда и окружающей среды. Управление рисками и экологическими аспектами»
38. 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»
39. 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»
40. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.8-2019 «Система управления промышленной безопасности, охраной труда и окружающей среды. Планирование мероприятий»
41. 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»
42. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.10-2016 «Система управления промышленной безопасности, охраной труда и окружающей среды. Требования по сбору показателей и формированию отчетности»

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	96

43. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.11-2019 «Предупреждение аварий и чрезвычайных ситуаций, готовность к их ликвидации. Реагирование при возникновении аварии и чрезвычайной ситуации»
44. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.12-2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Порядок организации и проведения проверок»
45. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.13-2019 «Учет и анализ несчастных случаев, профессиональных заболеваний и микротравм на производстве»
46. 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. №					06-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
								97
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

Ведомость документов графической части

<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Примечание</i>
<i>06-01-НИПИ/2021-МПБ.Г1</i>	<i>Ведомость документов графической части</i>	
<i>06-01-НИПИ/2021-МПБ.Г2</i>	<i>Карта-схема. М 1:25000</i>	
<i>06-01-НИПИ/2021-МПБ.Г3</i>	<i>Схема линейного объекта и схема автоматизации. Нефтеборные коллекторы и выкидные линии</i>	
<i>06-01-НИПИ/2021-МПБ.Г4</i>	<i>Нефтеборный коллектор к.3461 до Уз к.225". Ситуация С2. Разгерметизация нефтеборного коллектора с последующим воспламенением</i>	

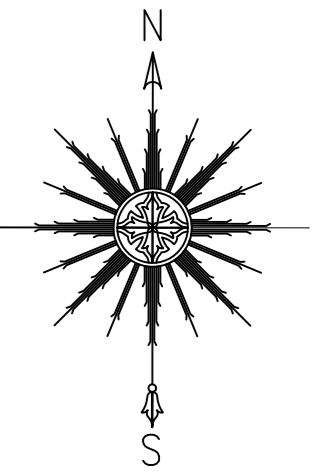
Согласовано

Взам. инв. №

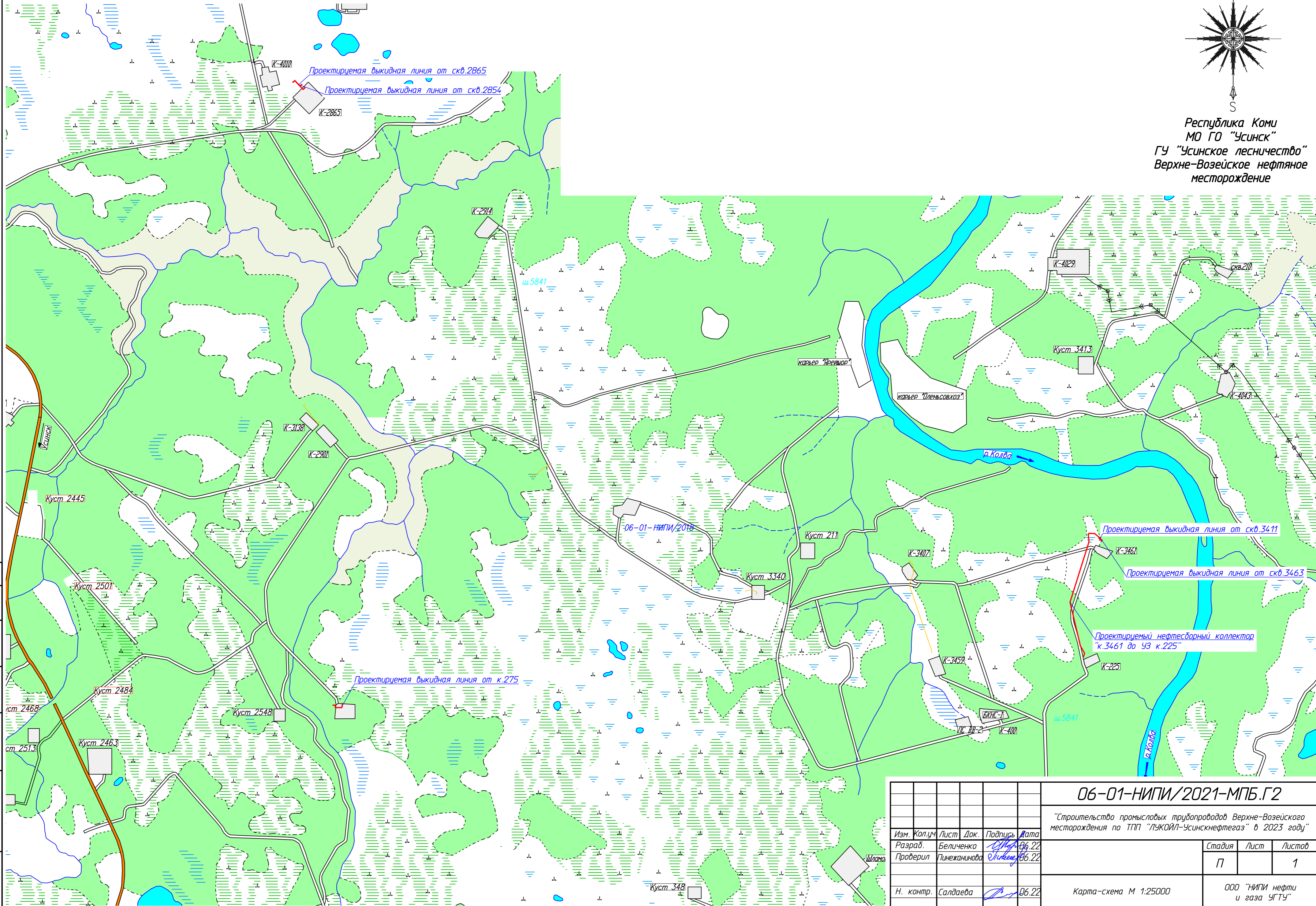
Подпись и дата

Инв. № подл

						<i>06-01-НИПИ/2021-МПБ.Г1</i>		
						<i>"Строительство промысловых трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году"</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Кол.уч</i>	<i>Лист</i>	<i>Док.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Михайлова</i>		<i>[Подпись]</i>		<i>Стадия</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Рук.груп.</i>		<i>Матус</i>		<i>[Подпись]</i>		<i>П</i>		<i>1</i>
<i>Н. контр.</i>		<i>Салдаева</i>		<i>[Подпись]</i>		<i>Ведомость документов графической части</i>		<i>ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"</i>



Республика Коми
МО ГО "Усинск"
ГУ "Усинское лесничество"
Верхне-Возейское нефтяное
месторождение

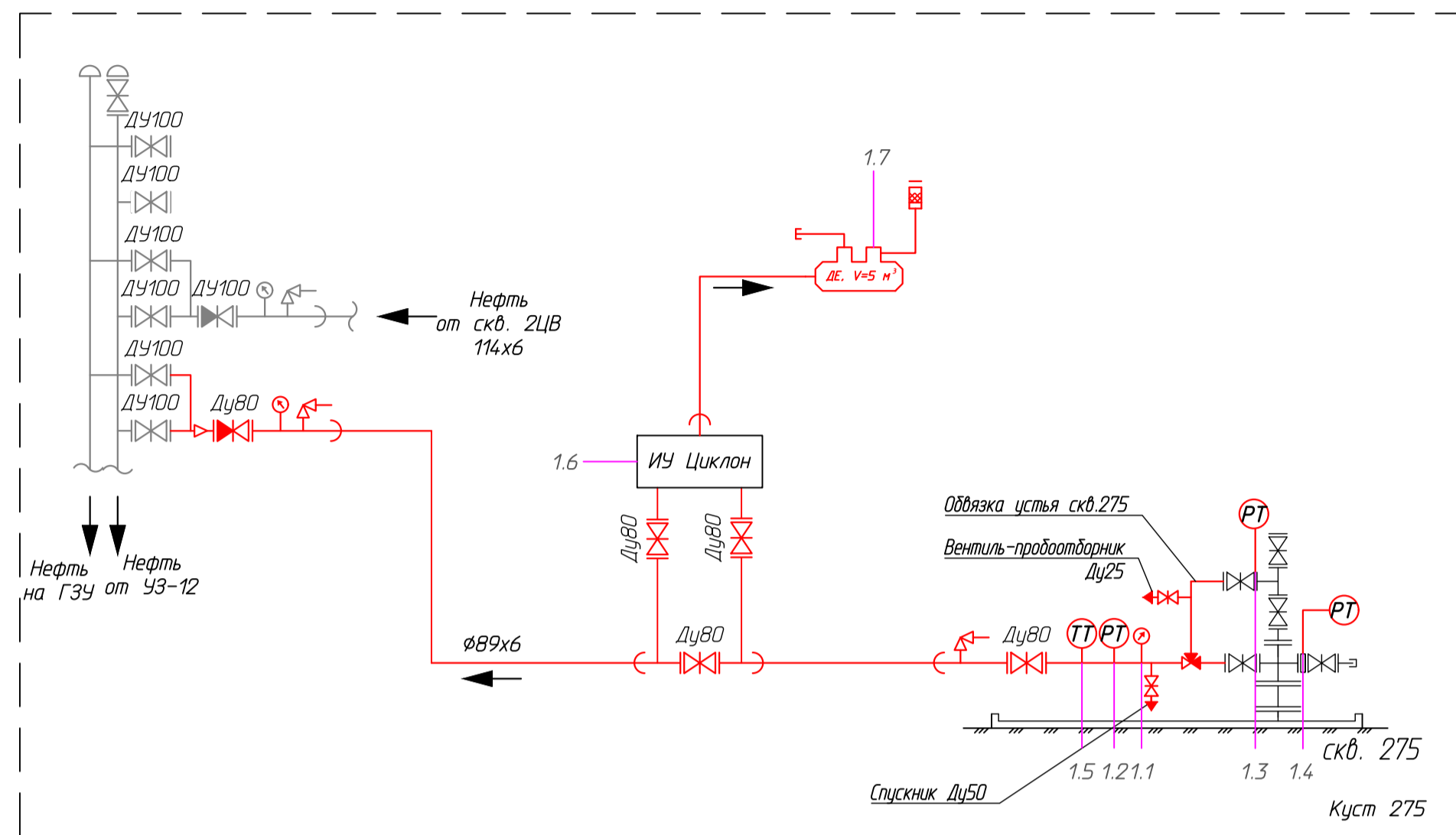


Инв.№ подл. Подпись и дата. Взам. инв.№. Согласовано.

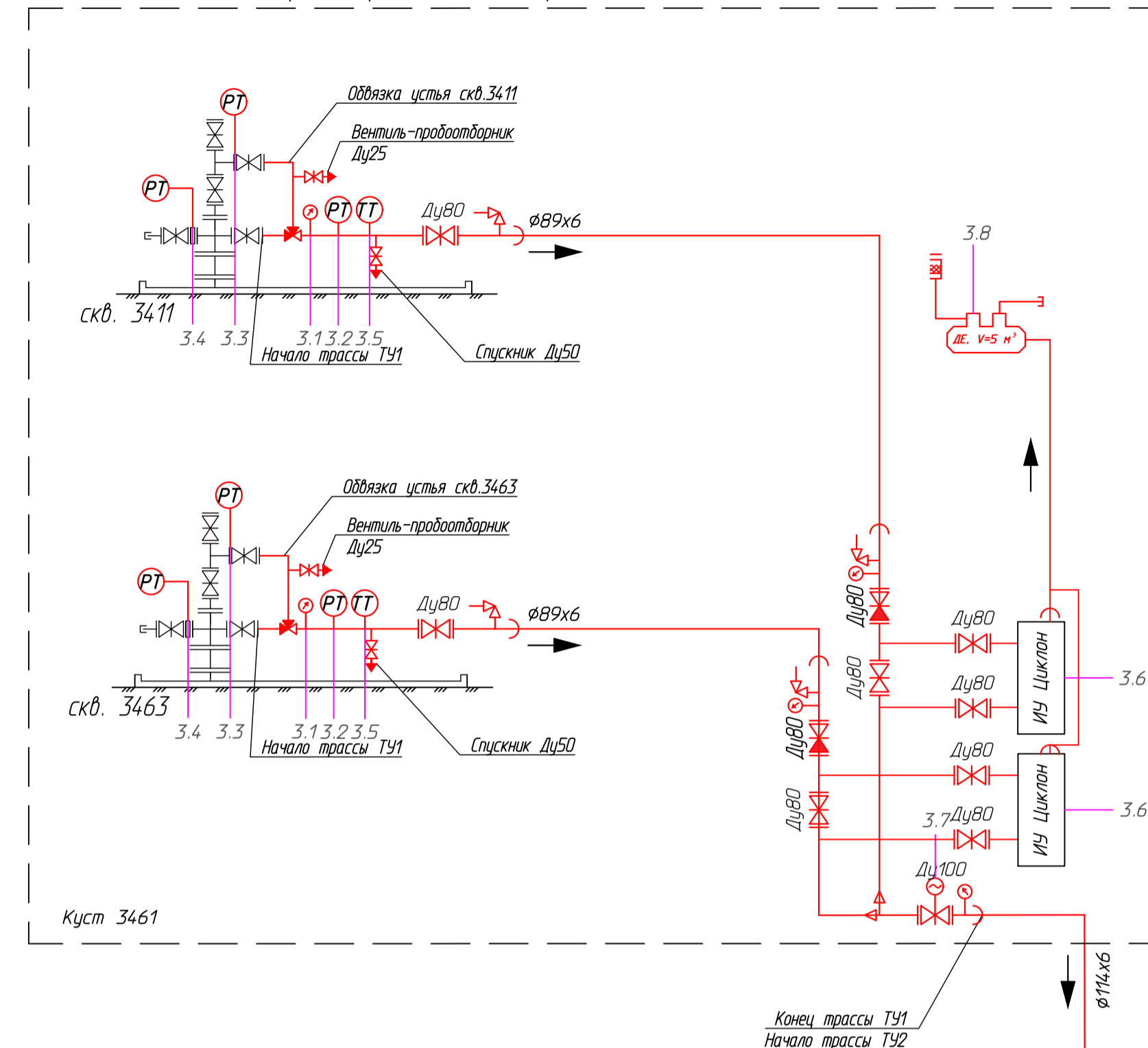
					06-01-НИПИ/2021-МПБ.Г2			
					"Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
				Беличенко	06.22	П		1
Разраб.				Пинежанинова	06.22			
Проверил								
Н. контр.	Салдаева				06.22			
					Карта-схема М 1:25000			
					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"			
					Формат А2			

Схема линейного объекта и схема автоматизации. Нефтедоборные коллекторы и выкидные линии

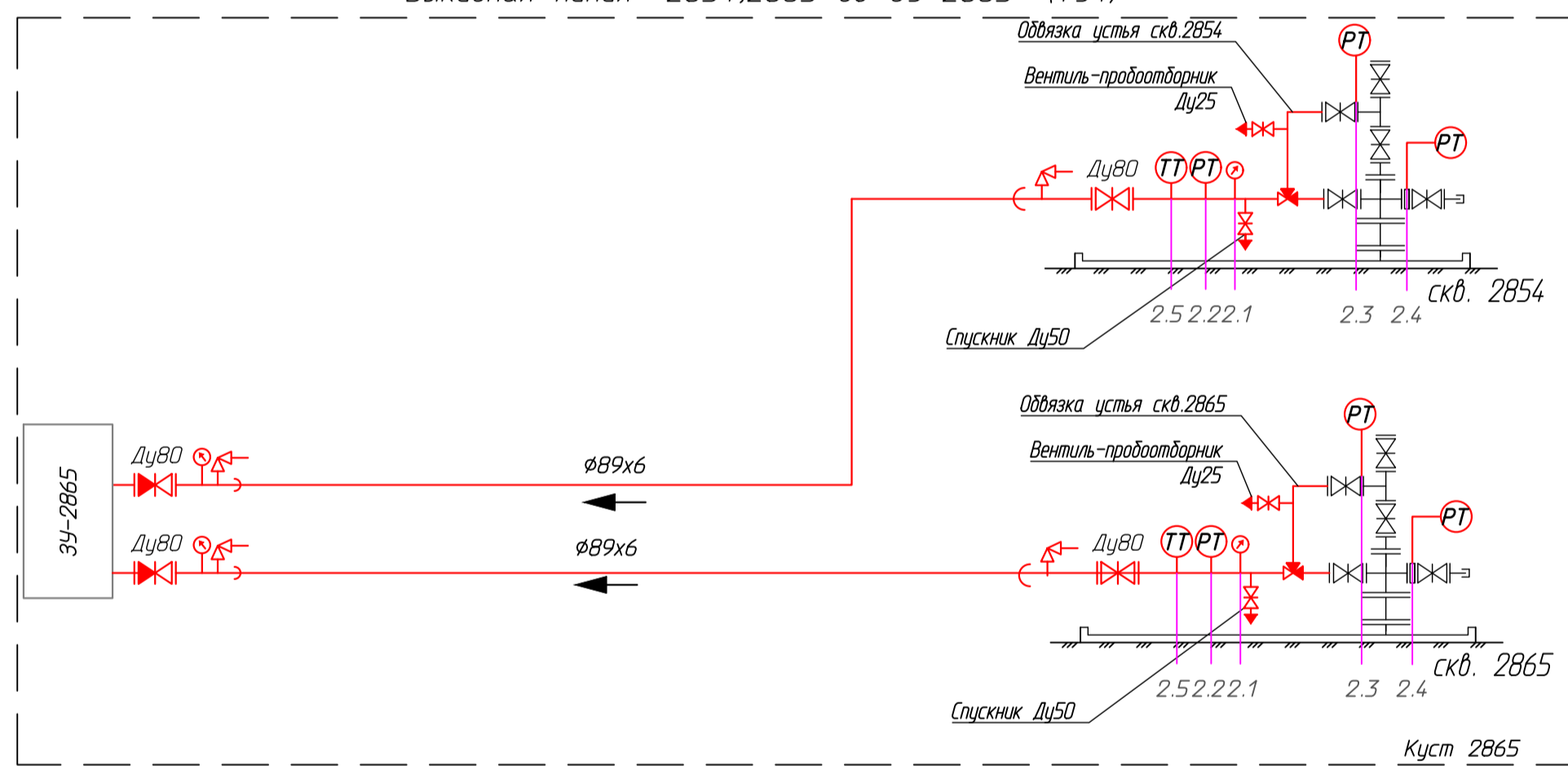
Выкидная линия "к. 275 до 43-12 (ТУ3)



Выкидная линия "скв. 34.11, 34.63 до 34 к.3461" (ТУ1)
Нефтедоборный коллектор "к.3461 до 43 к.225" (ТУ2)

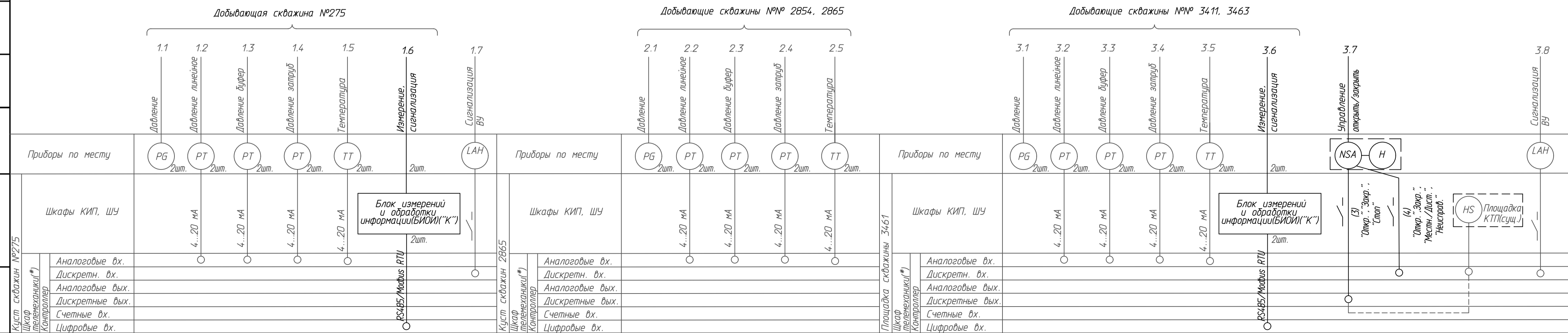
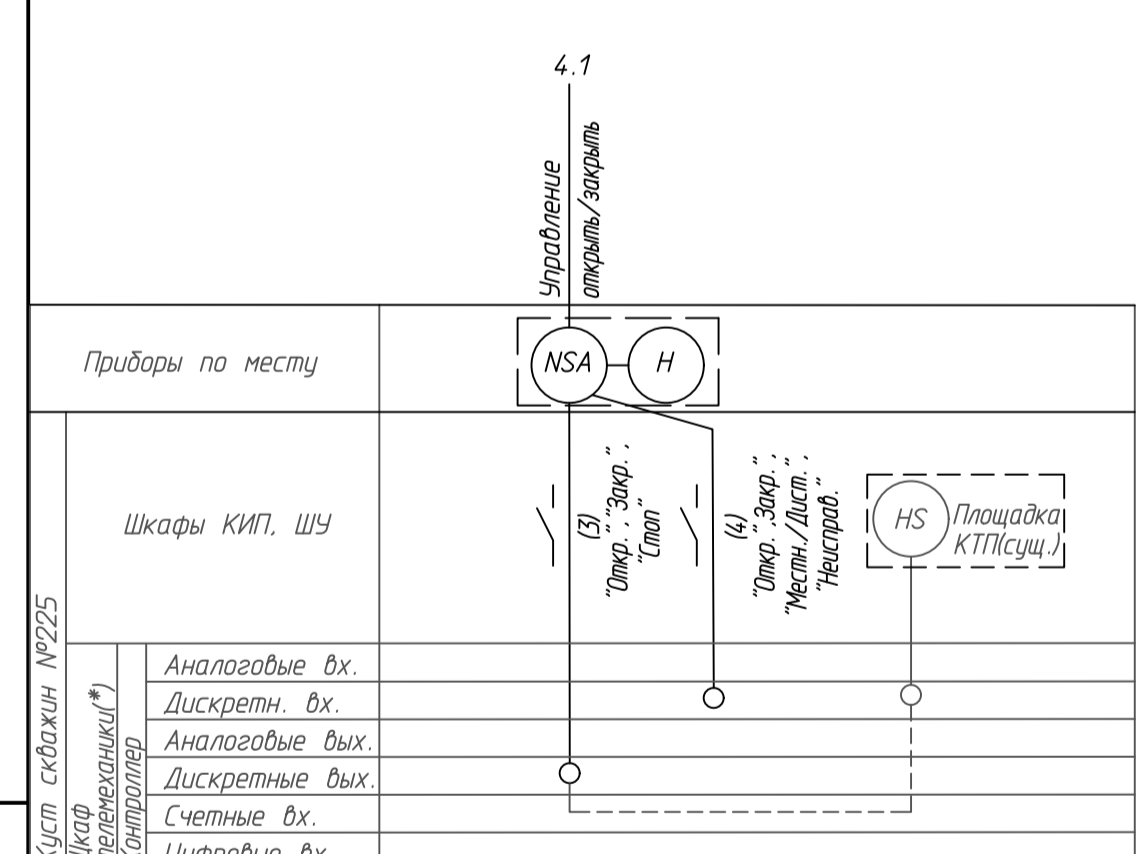
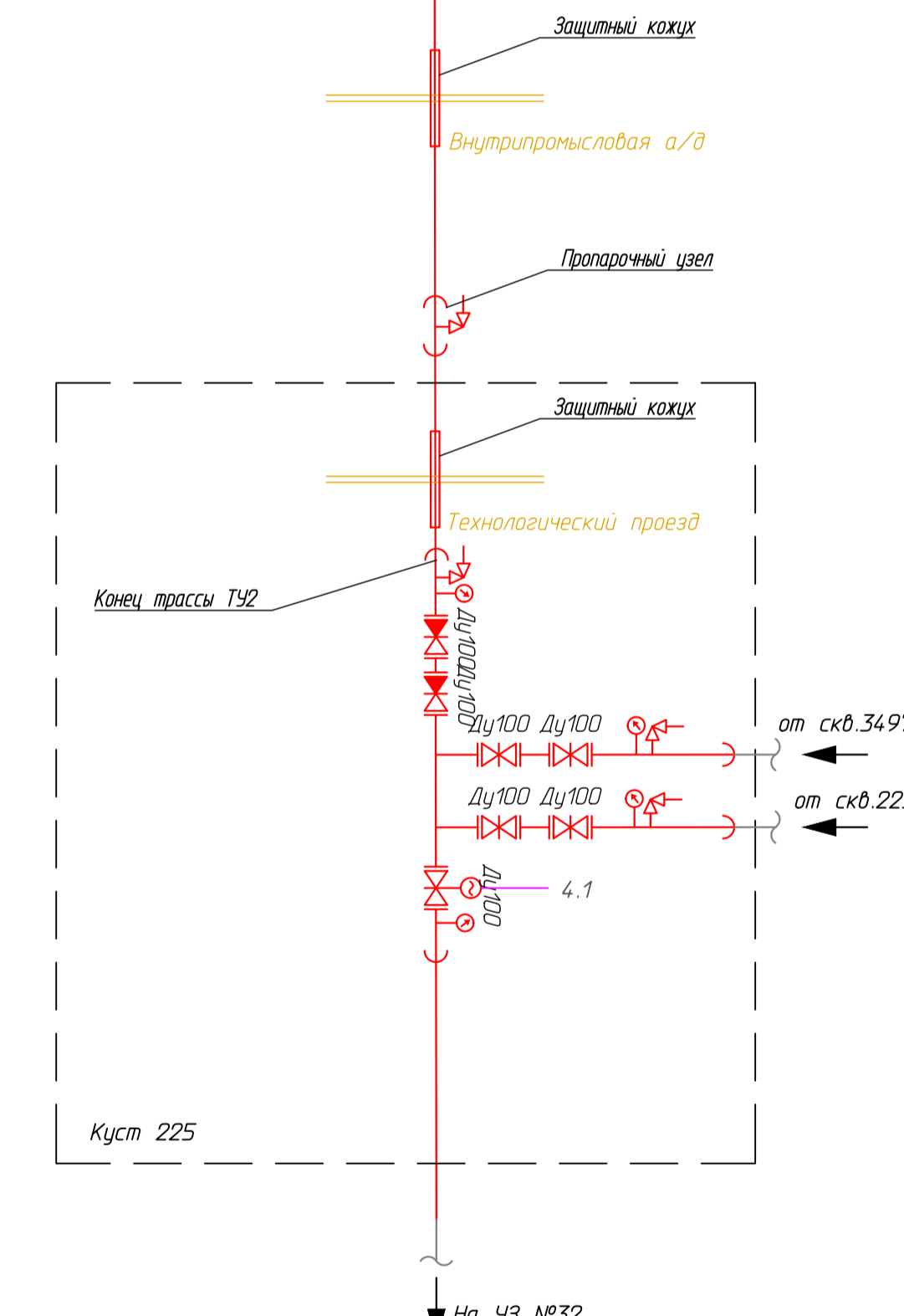


Выкидная линия "2854,2865 до 34-2865" (ТУ4)



Условные обозначения

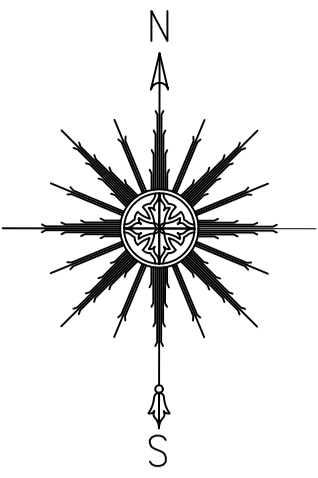
Обозначение	Наименование
	Проектируемый нефтепровод
	Задвижка клиновья
	Затвор обратный
	Манометр
	Вентиль угловой специальный
	Клапан обратный тройниковый
	Задвижка клиновья электроприводная
	Переход
	Датчик давления
	Датчик температуры



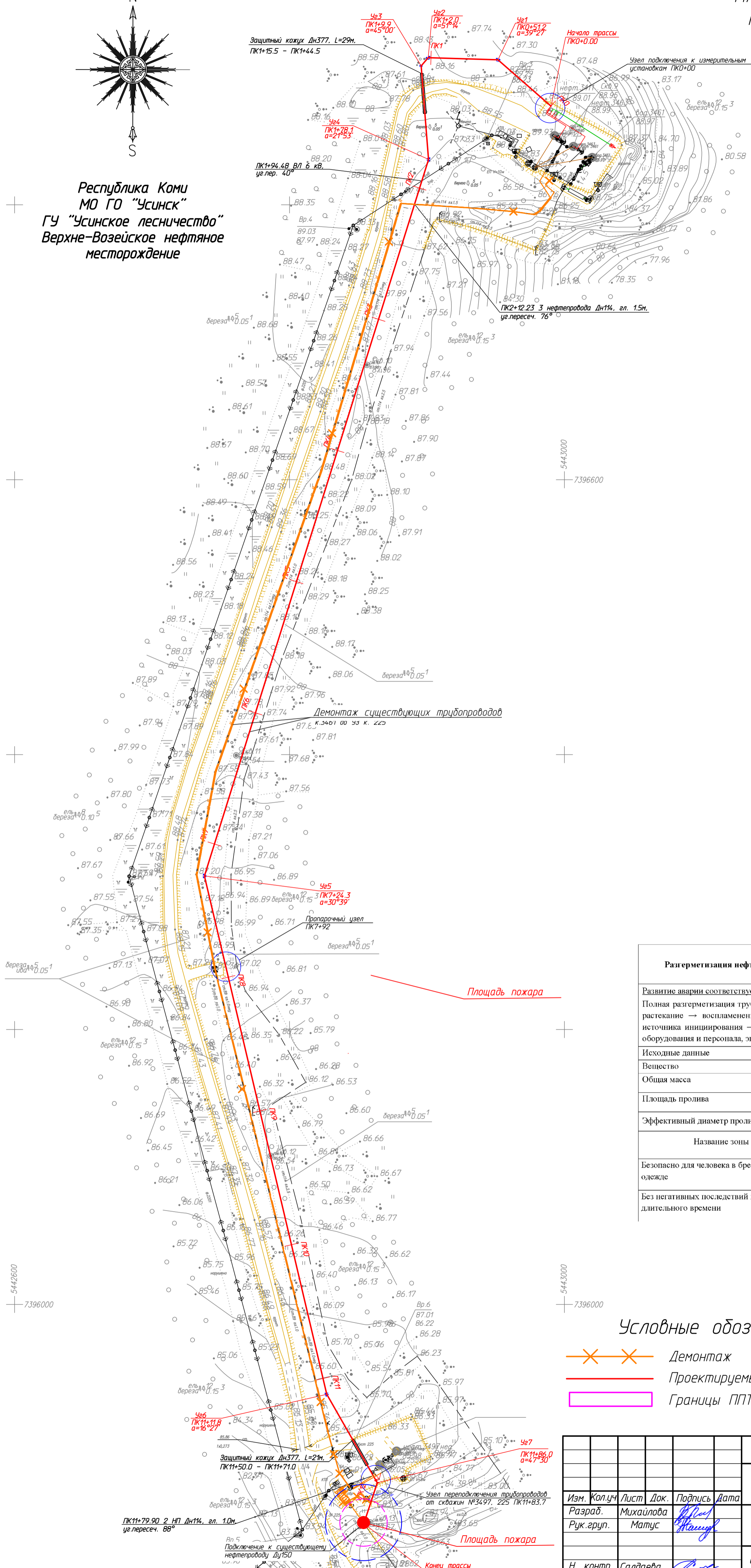
1. Условные обозначения средств автоматизации выполнена по пособию к ГОСТ 21408-93 РМ4-2-96; по ГОСТ 21208-2013.
2. "К" - поставляется в комплекте ИУ.
3. "*" - существующее оборудование.

06-01-НИПИ/2021-МПБ.ГЗ					
Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения на ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году					
Изм.	Колуч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разработчик	Новоселова	06	22		
Проверил	Плеханкина	06	22		
Н. кантр.	Салдаева	06	22		
Схема линейного объекта и схема автоматизации. Нефтедоборные коллекторы и выкидные линии				Стация	Лист
				П	1
ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"				Формат А1	

План трассы трубопровода.
Нефтедоборный коллектор
"к.3461 до Уз к.225"



Республика Коми
МО ГО "Усинск"
ГУ "Усинское лесничество"
Верхне-Возейское нефтяное
месторождение



Ситуация С2
Разгерметизация нефтедоборного коллектора с последующим воспламенением

Развитие аварии соответствует следующей общей схеме:
Полная разгерметизация трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар развития → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение

Исходные данные

Вещество	Нефть
Общая масса	9,849 т
Площадь пролива	61,6м ²
Эффективный диаметр пролива	8,86 м

Название зоны	Интенсивность, кВт/м ²	Размер зоны, м
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2	12,8
Без негативных последствий в течение длительного времени	1,4	24,26

Условные обозначения

- Демонтаж
- Проектируемый нефтегазопровод
- Границы ППТ

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

06-01-НИПИ/2021-МПБ.Г4							
"Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году"							
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата		
Разраб.	Михайлова						
Рук.груп.	Матус						
Н. контр.	Салдаева						
Нефтедоборный коллектор "к.3461 до Уз к.225"					Страница	Лист	Листов
Ситуация С2. Разгерметизация нефтедоборного коллектора с последующим воспламенением					П		1
ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"							