



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

**(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)**

---

**«Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь  
строительства»**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 13 «Иная документация в случаях, предусмотренных  
федеральными законами»**

**Книга 2 «Промышленная безопасность»**

**06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ**

**Том 13.2**



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

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

«Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь  
строительства»

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

Раздел 13 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными  
законами»

Книга 2 «Промышленная безопасность»

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ

Том 13.2

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

Обозначение	Наименование	Примечание
06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ-С	Содержание тома 13.2	1 л.
06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Промышленная безопасность.	
	Текстовая часть.	132 л.
06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г	Графическая часть	10 л.
	Общее количество листов документов,	
	включенных в томе 13.2	143 л.

Согласовано			

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

<b>06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ-С</b>					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Михайлова			
Рук.груп.		Магус			
Н. контр.		Салдаева			
ГИП		Худяев			
Содержание тома 13.2			Стадия	Лист	Листов
			П		1
			ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

## Содержание

<b>1</b>	<b>Общие сведения .....</b>	<b>5</b>
1.1	Реквизиты организации .....	5
1.1.1	Полное и сокращенное наименование организации .....	5
1.1.2	Наименование вышестоящего органа - министерства или ведомства, компании, концерна (при наличии таковых) с указанием адреса и телефона .....	5
1.1.3	Фамилии, инициалы и должности руководителей организации .....	5
1.1.4	Полный почтовый адрес, телефон, факс и телетайп организации .....	5
1.1.5	Краткий перечень основных направлений деятельности организации, связанных с эксплуатацией объекта .....	5
1.1.6	Основные проектные решения .....	6
1.2	Перечень опасных составляющих объекта .....	7
1.2.1	Основные составляющие объекта .....	7
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
1.4	Сведения о персонале и населении .....	16
1.4.1	Сведения об общей численности персонала и численности наибольшей работающей смены проектируемого объекта .....	16
1.4.2	Перечень крупных близлежащих организаций и населенных пунктов, которые могут оказаться в зонах действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии, с указанием численности персонала и населения .....	16
<b>2</b>	<b>Результаты анализа безопасности .....</b>	<b>19</b>
2.1	Характеристика опасных веществ .....	19
2.2	Данные о технологии и аппаратурном оформлении .....	27
2.2.1	Принципиальная технологическая схема с обозначением основного технологического оборудования и кратким описанием технологического процесса по составляющим проектируемого объекта .....	27
2.2.2	Перечень основного технологического оборудования, в котором размещаются опасные	

Согласовано			

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	Промышленная безопасность		
						Стадия	Лист	Листов
						П	1	132
						ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		
						Текстовая часть		

вещества .....	35
2.2.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию .....	37
2.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности .....	40
2.3.1 Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ .....	40
2.3.2 Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ .....	43
2.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаро-безопасности проектируемого объекта.....	45
2.3.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности.....	49
2.4 Основные результаты анализа риска.....	64
2.4.1 Анализ известных аварий.....	64
2.4.2 Анализ условий возникновения и развития аварий .....	73
2.4.3 Оценка риска аварий.....	90
<b>3 Обеспечение требований промышленной безопасности .....</b>	<b>98</b>
3.1 Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности к эксплуатации проектируемого объекта.....	98
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 .....	98
3.1.2 Сведения о системе управления промышленной безопасностью, включая данные о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности.....	102
3.1.3 Сведения о системе проведения сбора информации о произошедших инцидентах и авариях и анализе этой информации .....	107
3.1.4 Перечень проведенных работ по анализу опасностей и рисков, техническому диагностированию и экспертизе технических устройств .....	109
3.1.5 Сведения о соответствии условий эксплуатации действующего объекта требованиям норм и правил (с указанием нормативов, которым эти условия соответствуют).....	111
3.2 Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности по готовности к действиям по локализации последствий аварий .....	112
3.2.1 Сведения о мероприятиях по локализации и ликвидации последствий аварий на проектируемом объекте .....	112

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

2

3.2.2	Сведения о составе противоаварийных сил, аварийно-спасательных и других служб обеспечения промышленной безопасности .....	113
3.2.3	Сведения о финансовых и материальных ресурсах для локализации и ликвидации последствий аварий.....	119
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....	120
<b>4</b>	<b>Выводы.....</b>	<b>124</b>
4.1	Обобщенная оценка уровня безопасности с указанием наиболее опасных составляющих объекта и наиболее значимых факторов, влияющих на безопасность .....	124
4.2	Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварии на проектируемом объекте со среднестатистическими показателями риска техногенных происшествий и/или критериями приемлемого риска .....	126
4.3	Перечень планируемых мер, направленных на уменьшение риска .....	127
	<b>Библиография .....</b>	<b>129</b>

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

## Аннотация

Настоящая книга разработана в составе Раздела 13 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами» проекта «Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства», 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.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	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](mailto:postman@lk.lukoil.com)

### 1.1.3 Фамилии, инициалы и должности руководителей организации

Директор

ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» В.В. Гайдуков

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

ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

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

Телефон/факс (82144) 5-56-00

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

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

Предметом деятельности ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» является:

- разведка нефтяных и газовых месторождений;
- добыча нефти и газа;

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							5
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					



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

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

В состав ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» входят:

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

#### 1.1.6 Основные проектные решения

Настоящей проектной документацией предусматривается:

- Обустройство куста скважин № 4084;
- Строительство нефтесборного коллектора от к. 4084 до т.вр. к.4084;
- Строительство выкидной линии «скв.3455 до т.вр. скв.3455»;
- Строительство выкидной линии «скв.3509 до т.вр. скв.3509»;
- Строительство выкидной линии «скв.3578 до т.вр. скв.3578».

Функциональным назначением проектируемого объекта является добыча и транспортировка добываемой жидкости.

Объект входит в систему нефтесбора Верхневозейского нефтяного месторождения комплексного цеха добычи нефти и газа №4 (КЦДНГ-4) ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Автоматизация и управление технологическим процессом добычи и транспорта скважинной продукции Верхневозейского месторождения позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

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

						<b>06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т</b>	Лист
							6
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

## 1.2 Перечень опасных составляющих объекта

### 1.2.1 Основные составляющие объекта

Перечень основного технологического оборудования проектируемого объекта «Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства» представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Основные опасные составляющие проектируемого объекта

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта		
	Назначение	Состав	Проектная мощность
1. Площадка куста скважин №4084	Добыча нефти	<p>Добычающие скважины №№ 312, 4083, 4086, 3600, 4085, 3610, 4088, 4092, 4094, 4098, 4097, 4091.</p> <p>Нагнетательные скважины №№ 3606, 4093, 4096, 4087, 4089, 409.</p> <p>Водозаборные скважины №10ВЗ, №11ВЗ.</p> <p>Измерительная установка - 1 шт.</p> <p>Аппаратурный блок ИУ - 1 шт.</p> <p>Блок дозирования реагентов – 1 шт.</p> <p>Аппаратурный блок БДР - 1 шт.</p> <p>Емкость дренажная V=5 м<sup>3</sup>-1шт.</p> <p>БНГ – 1 шт.</p> <p>КТП - 1 шт.</p> <p>Блок фильтров – 1 шт.</p>	<p>Дебиты добывающих скважин:</p> <p>Скв. №312 – 41,8 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 33,2 т/сут по нефти;</p> <p>Скв. №4083 – 80,5 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;</p> <p>Скв. №4086 – 80,5 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;</p> <p>Скв. №3600 – 80,5 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;</p> <p>Скв. №4085 – 80,5 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;</p> <p>Скв. №3610 – 80,5 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;</p> <p>Скв. №4088 – 33,5 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 26,5 т/сут по нефти;</p> <p>Скв. №4092 – 31,4 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 24,9 т/сут по нефти;</p> <p>Скв. №4094 – 56,9 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 44,5 т/сут по нефти;</p> <p>Скв. №4098 – 56,9 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 44,5 т/сут по нефти;</p> <p>Скв. №4097 – 56,9 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 44,5 т/сут по нефти;</p> <p>Скв. №4091 – 56,9 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 44,5 т/сут по нефти.</p> <p>Приемистость нагнетательных скважин: скв.3606 - 134,16 м<sup>3</sup>/сут. (116,66 м<sup>3</sup>/сут. с учетом 15% запаса), максимальная - 402,5м<sup>3</sup>/сут. (350 м<sup>3</sup>/сут. с учетом 15% запаса); скв.4093 - 134,16 м<sup>3</sup>/сут. (116,66 м<sup>3</sup>/сут. с учетом 15% запаса), максимальная - 402,5м<sup>3</sup>/сут. (350 м<sup>3</sup>/сут. с учетом 15% запаса).</p>

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

7

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта		
	Назначение	Состав	Проектная мощность
			скв.4096 - 134,16 м3/сут. (116,66 м3/сут. с учетом 15% запаса), максимальная - 402,5м3/сут. (350 м3/сут. с учетом 15% запаса); скв.4087 - 134,16 м3/сут. (116,66 м3/сут. с учетом 15% запаса), максимальная - 402,5м3/сут. (350 м3/сут. с учетом 15% запаса); скв.4089 - 134,16 м3/сут. (116,66 м3/сут. с учетом 15% запаса), максимальная - 402,5м3/сут. (350 м3/сут. с учетом 15% запаса); скв.4090 - 134,16 м3/сут. (116,66 м3/сут. с учетом 15% запаса), максимальная - 402,5м3/сут. (350 м3/сут. с учетом 15% запаса). Дебиты водозаборных скважин: №10ВЗ - 402,5м3/сут (350 м3/сут с учетом 15% запаса); №11ВЗ – 402,5м3/сут (350 м3/сут с учетом 15% запаса).
Транспорт продукции скважин до ИУ	Выкидные трубопроводы от устьев скважин до ИУ	Подземно, Ø89×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Общая протяженность 1284 м	
2. Линейная часть	Транспорт продукции скважин	Нефтесборный коллектор от ИУ до условной границы проектирования (ось обвалования куста скважин)	Подземно, Ø219×8 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность: 54 м
		Нефтесборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084	Подземно, Ø219×8 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 3928 м (плановая по ПК) Протяженность – 3968,6 м (с учетом компенсаторов) Проектные мощности по нефти – 581,6 т/сут; по жидкости – 736,8 м <sup>3</sup> /сут.

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

8

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта		
	Назначение	Состав	Проектная мощность
		Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв.3509	Подземно, Ø89×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 2110 м (плановая по ПК) Протяженность – 2159,27 м (с учетом компенсаторов) Проектные мощности по нефти – 15,0 т/сут; по жидкости – 115,0 м <sup>3</sup> /сут.
		Выкидная линия от к.3578 д т.вр. скв.3578	Подземно, Ø89×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 998 м (плановая по ПК) Протяженность – 1013,0 м (с учетом компенсаторов) Проектные мощности по нефти – 15,0 т/сут; по жидкости – 95,0 м <sup>3</sup> /сут.
		Выкидная линия скв.3455 до т.вр. скв.3455	Подземно, Ø89×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 74 м (плановая по ПК) Протяженность – 106,06 м (с учетом компенсаторов) Проектные мощности по нефти – 40,07 т/сут; по жидкости – 51,5 м <sup>3</sup> /сут.

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

Сведения о одновременном размещении опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте, представлены в таблице 2.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Таблица 2 – Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на объекте

Наименование вещества	Признаки идентификации								
	Кол-во, т	Воспламеняющиеся и горючие газы, т	Горючие жидкости, находящиеся на товарно-сырьевых складах и базах	Горючие жидкости, используемые в технологическом процессе или транспортируемые по магистральному трубопроводу, т	Токсичные вещ-ва, т	Высокотоксичные вещ-ва, т	Окисляющие вещ-ва, т	Взрывчатые вещ-ва, т	Вещества опасные для окружающей среды, т
<b>Кусты скважин</b>									
Нефть	6,0583			6,0583					
Попутный газ	1,7333	1,7333							
<b>Нефтегазопроводы</b>									
Нефть	117,6504			117,6504					
Попутный газ	33,6477	33,6477							
<b>Всего на проектируемом объекте, т</b>		<b>35,381</b>		<b>123,709</b>					

По признаку наличия опасных веществ проектируемый объект «Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства» относится к **третьему классу опасности**: наличие горючих жидкостей, используемых в технологическом процессе в количествах более 20 т, но менее 200 т (приложение 2 табл. 2 №116-ФЗ от 21.06.1997г.).

### 1.3 Сведения о месторасположении проектируемого объекта

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

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	<b>06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т</b>	Лист
							10

Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части настоящего тома (06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г1).

**Климатические условия.** Район согласно Приложения А СП 131.13330.2020 относится к ID климатическому подрайону строительства. Климатический подрайон ID характеризуется продолжительностью холодного периода года (со средней суточной температурой воздуха ниже 0°C) 190 дней в году и более.

Климат умеренно-континентальный, формируется в условиях малого количества солнечной радиации зимой, под влиянием северных морей и интенсивного западного переноса воздушных масс. Территория района большую часть года находится под воздействием арктических воздушных масс и циклонической деятельности. Прохождения циклонов с Атлантики и частые вторжения арктического воздуха с Северного ледовитого океана обуславливают значительную неустойчивость в погоде в течение всего года. Наиболее развита циклоническая деятельность зимой и осенью, летом она ослабевает. Зимой циклоны приносят с собой пасмурную погоду с частыми снегопадами и метелями, летом – пасмурную, прохладную и дождливую. В целом, климат Усинского района характеризуется как умеренно-континентальный с коротким и прохладным летом и длинной холодной и многоснежной зимой с устойчивым снежным покровом.

Таблица 3 – Климатические параметры

Параметр	Значение
<i>Теплый период года</i>	
Барометрическое давление, гПа	1003
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95	18
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98	23
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	20,5
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	34
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С	10,0
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	72
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %	59
Количество осадков за апрель-октябрь, мм	354
Суточный максимум осадков, мм	64
Преобладающее направление ветра за июнь-август	С
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	4,3
<i>Холодный период года</i>	

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

						<b>06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т</b>	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		11

Параметр		Значение	
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью	0,98	-47	
	0,92	-45	
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью	0,98	-44	
	0,92	-41	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,94		-27	
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С		-53	
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С		8,3	
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха	≤0°С	продолжительность	211
		средняя температура	-11,4
	≤8°С	продолжительность	277
		средняя температура	-7,7
	≤10°С	продолжительность	297
		средняя температура	-6,5
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		166	
Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль		Ю	
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с		4,5	
Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха ≤ 8 °С		3,9	

Таблица 4 - Сводная ведомость нагрузок

Параметр		Значение
Район по весу снегового покрова		V
Нормативное давление снегового покрова на поверхность земли, кПа		2,5
Район по давлению ветра		III
Нормативное давление, кПа		0,38
Район по толщине стенки гололеда		III
Нормативное значение толщины стенки гололеда, мм		10
Район по ветровому давлению (по ПУЭ 7)		III
Нормативное давление, Па		650
Район по толщине стенки гололеда (по ПУЭ 7)		III
Нормативное значение толщины стенки гололеда, мм		20
Район по среднегодовой продолжительности гроз в часах		20 - 40
Район по пляске проводов		умеренный

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

12

### Опасные природные гидрометеорологические процессы и явления.

На рассматриваемой территории возможны следующие опасные гидрометеорологические процессы и явления: ураганные ветры, ливневые дожди, гололед, снежные заносы, туман, метели, грозы, град, ледяной дождь. Цунами, лавины, селевые потоки в пределах района изысканий не наблюдаются.

Критерии учета опасных гидрометеорологических процессов и явлений при проектировании согласно приложению В СП 11-103-97 сведены в таблицу 5.

Таблица 5 - Критерии учета опасных гидрометеорологических процессов и явлений

Процессы, явления	Количественные показатели проявления процессов и явлений	Проявление в пределах участка изысканий
Наводнение	Затопление на глубину более 1,0 м при скорости течения воды более 0,7 м/с	Проявляется
Ветер	Скорость более 30 м/с, для побережий морей более 35 м/с, при порывах более 40 м/с	Не проявляется Наибольшая наблюдаемая скорость ветра - 25 м/с (август 2018 г., июнь 2021 г.)
Дождь	Слой осадков более 30 мм за 12 часов и менее в селевых и ливнеопасных районах Более 50 мм за 12 часов и менее на остальной территории 100 мм за 2 суток и менее, 150 мм за 4 суток и менее, 250 мм за 9 суток и менее, 400 мм за 14 суток и менее	Проявляется 63,7 мм за 7 часов (июнь 2012 г.)
Ливень	Слой осадков более 30 мм за 1 ч и менее	Не проявляется
Гололед	Отложение льда на проводах толщиной стенки более 25 мм	Проявляется Диаметр 37 мм, вес 248 г. (май 1970 г.)
Селевые потоки	Угрожающие населению и объектам народного хозяйства	Не проявляется
Снежные лавины	То же	Не проявляется
Смерч	Любые	Не проявляется
Русловой процесс	Аккумулятивно-эрозионное воздействие на дно, берега русла и пойму реки, нарушающее устойчивость или нормальные условия эксплуатации размещаемых здесь сооружений	Не проявляется

**Опасные инженерно-геологические процессы.** Среди инженерно-геологических процессов и явлений, негативно влияющих на инженерно-геологическую обстановку на участке изысканий при инженерно-геологических изысканиях выявлены процессы заболачивания, подтопления и пучения грунтов в зоне сезонного промерзания.

Причинами *заболачивания* являются: зона избыточного увлажнения, затрудненный поверхностный сток, равнинный рельеф, близкое залегание подземных вод.

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

						<b>06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т</b>	Лист
							13
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		



Болота низинного типа, мохово-травяные, сложены торфами мощностью 0,10-1,50 м (по данным бурения и архивным материалам).

Тип болот по характеру передвижения строительной техники согласно п. 9.1 СНиП Ш-42-80 – II (болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и передвижение строительной техники только по щитам, сланям или дорогам, обеспечивающим снижение удельного давления на поверхность залежи до 0,01 МПа).

При проектировании и строительстве на болотах с участками развития торфа рекомендуется устройство дренажа, уплотнение основания временной или постоянной нагрузкой с устройством дренажа; на участках развития торфа с мощностью более 2,0 м рекомендуются свайные фундаменты, либо устройство фундаментов (столбчатых, ленточных и т. п.) на песчаной, гравийной, щебеночной подушке.

Так же одним из основных процессов, осложняющих инженерно-геологические условия площадок, является *подтопление*.

Под подтоплением понимается процесс подъема уровня грунтовых вод выше некоторого критического положения, а также формирования верховодки и (или) техногенного водоносного горизонта, приводящий к ухудшению инженерно-геологических условий территории строительства, агро-мелиоративной и экологической обстановки. Подтопление обусловлено превышением приходных статей водного баланса над расходными, под влиянием комплекса природных и техногенных факторов.

Учитывая гидрогеологические особенности участка работ, и в соответствии с п. 5.4.8 СП 22.13330.2016 по глубине залегания подземных вод территория изысканий относится к естественно подтопленной (уровень подземных вод менее 3 метров).

При проектировании и строительстве на подтопленных участках рекомендуется провести следующие мероприятия: организация поверхностного стока, создание надежной системы водоотведения, общее водопонижение, методы борьбы с утечками и т. д.

В пределах участка изысканий грунты могут проявлять *пучинистые свойства*. Нормативная глубина сезонного промерзания по СП 22.13330.2016 п.5.5.3 составляет для песков пылеватых – 2,45 м, для суглинков – 2,02 м.

Морозное пучение грунтов следует рассматривать как опасный процесс. Напряжения, возникающие в грунтах при пучении, способны вызвать деформации сооружений. Непосредственно на инженерные сооружения процесс морозного пучения воздействует через касательные и нормальные силы пучения. При последующем оттаивании пучинистого грунта происходит его осадка.

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

						06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							14
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

Противопучинные мероприятия для зданий и сооружений назначают, если устойчивость сооружения, рассчитанная на действие сил морозного пучения, не обеспечивается нагрузкой от сооружения и силами заанкеривания фундамента в грунтах. Противопучинные мероприятия должны быть направлены на снижение касательных сил пучения и разработку конструктивных особенностей сооружений позволяющих удерживать их от выпучивания. При проектировании необходимо предусмотреть противопучинные мероприятия: инженерно-мелиоративные (тепломелиорация и гидромелиорация); конструктивные; физико-химические (гидрофобизация грунтов, добавки полимеров, засоление и др.); комбинированные (СП 116.13330.2012).

Мероприятиями, направленными на нейтрализацию и недопущение процессов пучения, являются:

- выполнение землеройных работ в теплое время года с целью исключения замачивания и дальнейшего промораживания грунтов естественного основания;
- подготовка грунтов естественного основания фундаментов путем отсыпки песчано-гравийной смеси с послойным уплотнением мощностью не менее 0,5 м;
- производство работ по сведению древостоя и корчевке только в холодное время года.

В соответствии с картами А, В, С общего сейсмического районирования (ОСР-97) СП 14.13330.2018 рассматриваемый участок характеризуется сейсмичностью менее 6 баллов.

Результаты комплексных инженерных изысканий по оценке опасности природных процессов в соответствии с СП 115.13330.2016 представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Результаты оценки опасных природных воздействий

Наименование объекта (площадь, га)	Наименование опасного процесса	Площадная пораженность на участке изысканий (%)	Категория опасности процессов
1	2	3	4
Участок изысканий	Морозное (криогенное) пучение	25-75%	опасные
	Подтопление	менее 50 %	умеренно опасные

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата				

## 1.4 Сведения о персонале и населении

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

Объект входит в систему нефтесбора Верхневозейского нефтяного месторождения комплексного цеха добычи нефти и газа №4 (КЦДНГ-4) ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Автоматизация и управление технологическим процессом добычи и транспорта скважинной продукции Верхневозейского месторождения позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Персонал находится на объекте эпизодически для визуального осмотра объектов и оборудования, оперативной регулировки оборудования, ремонта.

Эксплуатация и техническое обслуживание проектируемого оборудования будет осуществляться существующим персоналом бригады по добыче нефти и газа №4 (Возейское, Верхневозейское НМ) КЦДНГ №4 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». Дополнительный персонал для обслуживания проектируемого объекта не предусматривается. Максимальная численность персонала при обслуживании проектируемого объекта составляет 2 человека.

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

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

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

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

Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части настоящего тома (06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г1).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

16

На прилегающей к проектируемому объекту территории население отсутствует. В случае реализации аварий на проектируемом объекте, поражения населения ближайших населенных пунктов не ожидается.

Ближайшими потенциально опасными объектами являются действующие объекты нефтедобычи Верхневозейского месторождения. Аварии на ближайших потенциально опасных объектах не могут стать причиной возникновения ЧС на проектируемом объекте в виду своей удаленности.

Настоящим проектом предусмотрено пересечение трассой проектируемого нефтесборного коллектора ручей. Шомэсьель и ручей Безымянный.

Проектируемые трубопроводы пересекают искусственные преграды и сооружения. Перечень преград и сооружений, пересекаемых проектируемыми трубопроводами, представлен в томе 2.2 (06-04-2НИПИ/2022-1-ПЗУ2).

Проектом предусмотрено подземное пересечение внутрипромысловых автомобильных дорог и технологических проездов. Пересечения выполнены закрытым способом в защитном кожухе из труб стальных электросварных прямошовных с заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена. Толщина стенки защитного кожуха принята 10 мм. При пересечении дороги принято заглубление проектируемого трубопровода не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного кожуха, концы которого выводятся не менее чем на 5 метров от подошвы насыпи земляного полотна.

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

Пересечения с ручьем Безымянный на ПК27+76,11 – ПК28+27,11 и ручьем Шамэсьель на ПК11+44,5 – ПК11+97,5 по трассе нефтесборного коллектора от к.4084 до т.вр. к.4084 в данном проекте предусмотрено надземным способом в защитном футляре Ду700 из труб стальных электросварных прямошовных. Толщина стенки защитного кожуха принята 10 мм. Для прокладки трубопроводов внутри защитных кожухов предусмотрено применение колец диэлектрических полиуретановых. Для герметизации межтрубного пространства и исключения вероятности попадания транспортируемой нефти в водный объект согласовано применение устройства сальникового уплотнения на концах защитного кожуха.

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

						06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							17
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

Настоящим проектом выдержаны нормативные расстояния от ВЛ 6 – 220кВ – не менее высоты опоры ВЛ до нефтесборного коллектора.

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

Настоящим проектом выдержано нормативное расстояние при пересечении проектируемыми трубопроводами:

- существующих трубопроводов – не менее 350 мм в свету;
- существующих кабелей – не менее 0,5 м в свету;

Пересечения со всеми коммуникациями выполнены в соответствии с действующими нормами и правилами. Угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения проектируемых трубопроводов частично или полностью вдоль трасс установлена охранная зона в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопроводов с каждой стороны.

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 22.0.07-2022 от источников техногенной ЧС на проектируемом объекте гипотетически не возможны.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

## 2 Результаты анализа безопасности

### 2.1 Характеристика опасных веществ

На опасном производственном объекте «Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства» обращаются пожароопасные вещества: нефть (в т.ч. в виде водонефтяной эмульсии), попутный нефтяной газ. Характеристика опасных веществ приведена в таблицах 7-8.

Таблица 7 – Характеристика опасного вещества – нефти

Наименование параметра	Параметр	Источник
1. Название вещества 1.1. Химическое 1.2. Торговое	Смесь высших предельных углеводородов Нефть	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
2. Формула: Эмпирическая Структурная	$C_nH_{2n+2}$ CH <sub>3</sub> -CH <sub>2</sub> -...-CH <sub>2</sub> -CH <sub>3</sub>	
3. Состав, масс. %: – серы, – парафина, – газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	0,15-0,44 5,35-8,8 260,8	Данные лабораторных исследований
4. Общие данные: 4.1. Молекулярная масса 4.2. Температура кипения, °С (при давлении н.у.) 4.3. Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup> 4.4. Вязкость, мПа·с при 20°С	н.д. н.д. 824 7,52-8,4	Данные лабораторных исследований
5. Данные о пожаро-взрывоопасности: 5.1. Температура вспышки, °С 5.2. Температура самовоспламенения, °С 5.3. Температура застывания, °С 5.4. Пределы взрываемости, %: – нижний – верхний	-35 - +34 475 – 750 - 11,98 2,4 9,0	ГОСТ 6356-75 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 20287-91
6. Данные о токсической опасности 7.2. ПДК в воздухе рабочей	II-й класс опасности (по сероводороду) 10	ГОСТ 12.1.005-88

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

19

Наименование параметра	Параметр	Источник
зоны сероводорода, мг/м <sup>3</sup> 7.3. ПДК в воздухе рабочей зоны сероводорода в смеси с углеводородами C1 - C5, мг/м <sup>3</sup>	3	
7. 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
8. Запах	Специфический запах нефтепродуктов и сероводорода. Зависит от состава нефти (обусловлен наличием сернистых и ароматических соединений в нефти)	Химическая энциклопедия в 5 томах. Том 3. «Большая Российская энциклопедия». М., 1992
9. Коррозионная активность	Коррозионное воздействие оказывают сернистые соединения, содержащиеся в нефти, эффект воздействия зависит от их концентрации. Обладает ярко выраженными коррозионно-активными свойствами	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
10. Меры предосторожности	Оборудование производственных помещений должны быть герметизированы. Помещения должны быть снабжены приточно-вытяжной вентиляцией. Запрещается обращение с открытым огнем. Искусственное освещение должно быть во взрывопожаробезопасном исполнении. Не допускается использование инструментов, дающих при ударе искру. При возникновении 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.
11. 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, угри, бородавки,	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

20

Наименование параметра	Параметр	Источник
	<p>шелушение.</p> <p>Многие химические соединения, содержащиеся в нефти, могут оказывать канцерогенное действие. В результате воздействия поражающих факторов аварии на людей возможно:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- токсическое отравление человека парами нефти и продуктами ее неполного сгорания при пожарах;</li> <li>- термические ожоги при воспламенении нефти;</li> <li>- поражение человека воздушной ударной волной и осколками разрушенного оборудования.</li> </ul> <p>В результате воздействия поражающих факторов аварии на окружающую среду возможно:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- загрязнение земельных и водных ресурсов нефтью;</li> <li>- загрязнение атмосферы летучими низкомолекулярными углеводородами при свободном испарении нефти;</li> <li>- загрязнение атмосферы продуктами неполного сгорания нефти.</li> </ul>	
12. Средства защиты	<p>При работе с высокими концентрациями (зачистка цистерн, баков и т.д.)</p> <p>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, спец. обувь, ее стирка и очистка.</p>	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
13. 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;</p>	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

21



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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

22

Таблица 8 – Характеристика опасного вещества – попутного нефтяного газа

Наименование параметра	Параметр	Источник
1. Название вещества 1.1. Химическое 1.2. Торговое	Смесь легких углеводородов Попутный нефтяной газ	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
2. Формула	смесь $C_nH_{2n+2}$ , $CO_2$ , $N_2$ , $H_2S$	-
3. Состав, % : - сероводород - другие	0,1-3,07 н.д.	Данные лабораторных исследований
4. Общие данные Молекулярная масса г/моль температура кипения, °С Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup>	н.д. 1,097	Данные лабораторных исследований
5. Данные о пожаровзрывоопасности 5.1. Температура вспышки, °С 5.2. Температура воспламенения, °С 5.3. Пределы взрываемости, %об.: – нижний – верхний	Горючий газ - 540 – 650 1,8 15,0	ГОСТ 31369-2008 (ИУС 3-2009)
6. Данные о токсической опасности: 3.1. ПДК в воздухе рабочей зоны (сероводород в смеси с углеводородами C1 – C5), мг/м <sup>3</sup> 6.2. Класс токсической опасности (сероводород) 6.3. Пороговая токсодоза (сероводород), мг·мин/л 6.4. Летальная токсодоза (сероводород), мг·мин/л	3 II 1,0 15,0	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
7. Реакционная способность	Химические свойства попутного нефтяного газа определяются наличием в ее составе различных групп углеводородов, $CO_2$ , сероводорода. При нормальных условиях неакционноспособно.	«Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения», т. 1,2, под ред. Баратова А.Н.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

23

Наименование параметра	Параметр	Источник
	Образует с воздухом взрывоопасную смесь	
8. Запах	При наличии сероводорода имеет характерный резкий неприятный запах тухлых яиц. При высоких концентрациях запах сероводорода не чувствуется	-
9. Коррозионная активность	Коррозионная активность высокая. Обусловлена наличием сероводорода и углекислого газа	-
10. Меры предосторожности	Оборудование и аппараты производственных помещений должны быть герметизированы. Помещения должны быть снабжены приточно-вытяжной вентиляцией. Запрещается обращение с открытым огнем. Искусственное освещение должно быть во взрыво-пожаробезопасном исполнении. Не допускается использование инструментов, дающих при ударе искру. При загорании метана применимы следующие средства пожаротушения: распыляемая вода, объемное тушение, порошки ПСБ, ПФ. Необходимо соблюдать правила личной гигиены. Ежегодный медицинский контроль	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1 «Пожаровзрыво-опасность веществ и материалы и средства их тушения», т. 1,2, под ред. Баратова А.Н.
11. Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии	Углеводороды, входящие в состав нефтяных газов могут оказывать сравнительно слабое наркотическое действие. Основной компонент - метан является фармакологически «инертным» и принадлежит к группе, получившей название «простых удушающих газов». Присутствие метана в высоких концентрациях во вдыхаемом воздухе не вызывает общего отравления. Если концентрация достаточно высока, в результате разовьется гипоксия или асфиксия. Из-за своей низкой плотности метан может накапливаться в плохих	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

24

Наименование параметра	Параметр	Источник
	<p>проветриваемых помещениях, создавая удушливую атмосферу. Сероводород относится к веществам с остронаправленным механизмом действия, требующее автоматического контроля за его содержанием в воздухе. Сильный нервный яд, вызывающий смерть от остановки дыхания. Раздражает дыхательные пути и глаза. При высоких концентрациях запах не чувствуется, так как сероводород быстро парализует нервные клетки слизистой оболочки носовой полости человека. Главные опасности связаны:</p> <p>1) с возможной утечкой и воспламенением/взрывом газа с последующим воздействием тепловой радиации/ударной волны на людей;</p> <p>2) с удушьем при 15-16% снижении содержания кислорода в воздухе, вытесненного газом.</p> <p>В результате воздействия поражающих факторов аварии на окружающую среду возможно:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- загрязнение атмосферы летучими низкомолекулярными углеводородами, сероводородом;</li> <li>- загрязнение атмосферы продуктами неполного сгорания газа.</li> </ul>	
12. Средства защиты	<p>Фильтрующий противогаз, тщательная защита глаз, герметичные очки, спецодежда. Рекомендации по использованию СИЗОД в среде с возможным выделением сероводорода</p> <p>1. Для сероводорода в основном используется марка фильтрующего элемента СИЗОД «В». Отличительная окраска- серая.</p> <p>2. При концентрации сероводорода в воздухе рабочей зоны до 5 ПДК используются фильтрующие полумаски: У-2ГП-КД, Уралец-ГП-В и КД, Кама-2000-КД, Нева-В, У-2ГП-В, Стрела-10203, Кама-2000, ГП-В, Лепесток-40-2В, Лепесток-100-2В,</p>	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

25

Наименование параметра	Параметр	Источник
	<p>Лотос-2В и полумаска Силнер с патроном В1 или АВЕК (ЕН) и с патроном В1-Р3(ЕН).</p> <p>При концентрациях сероводорода в воздухе рабочей зоны до 10-15 ПДК, при выполнении работ различной тяжести в различных климатических зонах, используются респираторы фильтрующие РПГ-67,РПГ-99с патроном марки В.</p> <p>3. При концентрациях сероводорода до 50 ПДК применяются фильтрующие респираторы с полумасками РУ-60М, РУ-99, Силнер с патронами В1 (ЕН), КД, а также серии 6000 с патроном 6002 марки ВЕ (ЕН).</p> <p>4. Фильтрующие респираторы с лицевой частью в виде панорамной маски серии 6000 с патроном 6002-ВЕ(ЕН) и САРИ с коробкой В2 (ЕН) и с патронами К2Е2-Р3 (ЕН) могут использоваться до 100 ПДК.</p> <p>5. Промышленные фильтрующие противогазы с лицевой частью в виде шлема-маски ШМ-62У или МГП, а также панорамной маской ППМ-88 маски используются от 50 до 100 ПДК. Промышленные фильтрующие противогазы применяют при объемной доле свободного кислорода в воздухе не менее 18% и суммарной объемной доле пара и газообразных вредных примесей не более 0,5%. При высоких концентрациях фильтрующие противогазы мало пригодны (короткий срок годности).</p> <p>6. При высоких концентрация (выше 100 ПДК) используются:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- шланговые дыхательные аппараты типа ПШ-1 ПШ-1-А, ПШ-1-Б, ПШ-2, АШДС Силейр, Кесаф и т.п.;</li> <li>- аппараты с принудительной фильтрацией типа Автофлоу или Профлоу с коробками В2 (ЕН) и Е2 (ЕН).</li> </ul>	
14. Меры первой помощи пострадавшим от воздействия	В случае удушья вынести пострадавшего на открытый воздух, вызвать медицинского работника.	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

26

Наименование параметра	Параметр	Источник
поражающих факторов при аварии	<p>Давать с перерывами (3-4 подушки в час) кислород. При остановке дыхания немедленно применить искусственное дыхание до восстановления самостоятельного дыхания.</p> <p>Срочная госпитализация.</p> <p>При термических ожогах вынести пострадавшего на свежий воздух, покой, тепло, освободить от одежды, приложить холод на 20-30 мин в случае ожоговых пузырей или накрыть сухой чистой тканью в случае нарушения целостности ожоговых пузырей и кожи вызвать скорую помощь.</p>	промышленности», том 1

## 2.2 Данные о технологии и аппаратурном оформлении

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

#### Добыча нефти

На кусте скважин №4084 расположены двенадцать проектируемых добывающих скважин (№№ 312, 4083, 4086, 3600, 4085, 3610, 4088, 4092, 4094, 4098, 4097, 4091), шесть нагнетательных скважин (№№ 3606, 4093, 4096, 4087, 4089, 409) и две водозаборные скважины (№10ВЗ, №11ВЗ).

Дебиты скважин приняты, согласно исходных данных ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» и составляют:

Скв. №312 – 41,8 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 33,2 т/сут по нефти;

Скв. №4083 – 80,5 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;

Скв. №4086 – 80,5 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;

Скв. №3600 – 80,5 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;

Скв. №4085 – 80,5 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;

Скв. №3610 – 80,5 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;

Скв. №4088 – 33,5 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 26,5 т/сут по нефти;

Скв. №4092 – 31,4 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 24,9 т/сут по нефти;

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Скв. №4094 – 56,9 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 44,5 т/сут по нефти;

Скв. №4098 – 56,9 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 44,5 т/сут по нефти;

Скв. №4097 – 56,9 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 44,5 т/сут по нефти;

Скв. №4091 – 56,9 м<sup>3</sup>/сут по жидкости и 44,5 т/сут по нефти.

Объемное содержание парафина 5,35 – 8,8%.

Содержание сероводорода в газе 0,1 - 3,07% об.

Газовый фактор 260,8 м<sup>3</sup>/т. Обводненность продукции – 5%.

Технологическим процессом для куста скважин №4084 предусмотрено:

– механизированный способ добычи продукции скважин с помощью установок погружных электроцентробежных насосов типа УЭЦН, с расположением станции управления на площадке КТП;

– транспортировка нефтегазовой эмульсии от устьев скважин до измерительной установки (ИУ);

– замер количественных показателей нефтегазовой эмульсии в измерительной установке;

– транспортировка нефтяной эмульсии от измерительной установки условной границы проектирования (оси обвалования);

– сброс дренажа из обвязки измерительной установки и блока дозирования реагентов в случае проведения аварийных и ремонтных работ осуществляется в дренажную емкость с последующей откачкой дренажа автотранспортом;

– закачка реагентов из блока дозирования реагентов (БДР) в затрубное пространство скважин и в нефтесборный коллектор от измерительной установки.

Основные технологические решения по добыче нефти для куста скважин №4084 отражены в принципиальной технологической схеме объекта проектирования в графической части данного тома (06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г2).

Согласно Технических условий на проектирование, устья скважин оборудованы тройниковыми незамерзающими обратными клапанами (соответственно способу эксплуатации), а также предусмотрена возможность установки средств контроля давления.

В связи с наличием в продукции скважин Верхневозейского нефтяного месторождения сероводорода, в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденных приказом №534 от 15.12.2020 г. настоящим проектом предусмотрены устройства контроля скорости коррозии.

В состав сооружений и основного оборудования для обустройства площадки куста скважин №4084 входят:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
28

- погружная установка электроцентробежного насоса (12 шт.);
- арматура фонтанная АФК1Э-65х35 К1 ХЛ1 (12 шт.) с рабочим давлением 35 МПа. До установки на устье, фонтанная арматура должна быть опрессована в собранном виде на пробное давление, предусмотренное паспортом;
- механизм депарафинизации скважин типа МДС-010 (12 шт.);
- автоматизированная измерительная установка (1 шт.);
- емкость подземная дренажная типа ЕП-5 V=5 м3;
- выкидные трубопроводы Ду80 мм от фонтанных арматур скважин до измерительной установки;
- нефтесборный коллектор Ду200 мм от измерительной установки до условной границы проектирования;
- дренажные трубопроводы Ду50 мм от измерительной установки и блока дозирования реагентов до емкости дренажной;
- трубопроводы подачи реагентов Ду25 мм в затрубное пространство скважин и в нефтесборный коллектор от измерительной установки;

Согласно ГОСТ 32569-2013 и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности выкидные трубопроводы от устьев скважин до измерительной установки, нефтесборный коллектор от измерительной установки до условной границы проектирования, трубопроводы подачи реагентов относятся к группе А, подгруппе б, категории I. Дренажные трубопроводы относятся к группе А, подгруппе б, категории II. Согласно Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности ТР ТС 032/2013 трубопроводы и арматура: выкидные трубопроводы от устьев скважин до измерительной установки; трубопроводы подачи реагента, дренажные линии относятся к 1 группе, категории II. Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемый нефтегазопровод по диаметру относится к III классу, по назначению нефтегазопровод относится к категории II.

Все технологическое оборудование для сбора и транспорта добываемой продукции на кустах скважин запроектировано на максимальное давление 4,0 МПа, в стойком к СКР исполнении. Арматура, принятая данной проектной документацией, имеет класс герметичности затвора А согласно ГОСТ Р 9544-2015.

Проектом принята подземная прокладка трубопроводов выкидных линий, нефтесборного коллектора и дренажного трубопровода и надземная прокладка для трубопроводов подачи реагентов. Для технологических трубопроводов используются трубы бесшовные из стали марки 20А, повышенной коррозионной стойкости, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием. Наружное трехслойное антикоррозионное покрытие на основе

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

						<b>06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т</b>	Лист
							29
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		



экструдированного полиэтилена. Для трубопроводов подачи реагентов используются трубы бесшовные холоднодеформированные из стали марки 20А.

### **Система ППД**

В настоящей проектной документации предусматривается строительство системы поддержания пластового давления куста скважин № 4084. Технологическая схема системы ППД представлена в графической части данного тома (06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.ГЗ).

Приемистость нагнетательных скважин принята согласно исходным данным на проектирование обустройства строительства (реконструкции) эксплуатационных скважин Верхневозейского нефтяного месторождения, утвержденных И.о. заместителя директора по геологии и разработке ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» М.О. Куропаткиным 05.07.2022г. (Приложение 1) и составляет:

скв.3606 - 134,16 м3/сут. (116,66 м3/сут. с учетом 15% запаса), максимальная - 402,5м3/сут. (350 м3/сут. с учетом 15% запаса);

скв.4093 - 134,16 м3/сут. (116,66 м3/сут. с учетом 15% запаса), максимальная - 402,5м3/сут. (350 м3/сут. с учетом 15% запаса);

скв.4096 - 134,16 м3/сут. (116,66 м3/сут. с учетом 15% запаса), максимальная - 402,5м3/сут. (350 м3/сут. с учетом 15% запаса);

скв.4087 - 134,16 м3/сут. (116,66 м3/сут. с учетом 15% запаса), максимальная - 402,5м3/сут. (350 м3/сут. с учетом 15% запаса);

скв.4089 - 134,16 м3/сут. (116,66 м3/сут. с учетом 15% запаса), максимальная - 402,5м3/сут. (350 м3/сут. с учетом 15% запаса);

скв.4090 - 134,16 м3/сут. (116,66 м3/сут. с учетом 15% запаса), максимальная - 402,5м3/сут. (350 м3/сут. с учетом 15% запаса).

Дебиты водозаборных скважин приняты согласно исходным данным и составляют:

№10В3 - 402,5м3/сут (350 м3/сут с учетом 15% запаса);

№11В3 – 402,5м3/сут (350 м3/сут с учетом 15% запаса).

Проектируемая система заводнения для площадки куста скважин №4084 предусмотрена по схеме: водозаборные скважины с высоконапорными насосами - высоконапорные водоводы – блок фильтров ППД с узлом переключения задвижек - высоконапорные водоводы - нагнетательные скважины.

Режим работы водозаборных скважин – 2 рабочие.

Данная проектная документация предусматривает обустройство водозаборных скважин №№10В3, 11В3, обустройство нагнетательных скважин №№3606,4093,4096,4087,4089,4090, строительство блока фильтров с узлом переключения задвижек, строительство высоконапорных

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	30

водоводов от скв.10ВЗ,11ВЗ до блока фильтров с узлом переключения задвижек, строительство высоконапорных водоводов от блока фильтров с узлом переключения задвижек до нагнетательных скважин №№3606,4093,4096,4087,4089,4090, строительство дренажного трубопровода от блока фильтров до амбара для хранения сточных вод.

Подбор насоса, монтаж устьевой арматуры и обустройство подземной части водозаборных скважин данной проектной документацией не предусмотрено.

Каждая обустраиваемая водозаборная скважина оборудована:

- отключающей задвижкой Ду 80, Ру25МПа, климатическое исполнение ХЛ1 – 1 шт;
- прибором учета воды - датчик расхода жидкости «ВЗЛЕТ МР» (УРСВ-722 Ех) (1Exd[ib]ПС Т6 Gb X, IP65), или аналогичного, согласно опросному листу рабочей документации, с системой телемеханики осуществляющей сбор, хранение и передачу информации;
- вентилем - пробоотборником Ду15, Ру 21МПа – 1 шт;
- вентилем - спускником, Ду50, Ру21МПа, климатическое исполнение ХЛ1 -1 шт.

Каждая обустраиваемая нагнетательная скважина оборудована:

- обратным клапаном Ду 65, Ру25МПа, климатическое исполнение ХЛ1 (входит в состав устьевой арматуры);
- задвижкой дроссельной штуцерной Ду 65, Ру25МПа, (входит в состав устьевой арматуры) климатическое исполнение ХЛ1 - предназначен для ступенчатого регулирования расхода жидкости;
- отключающей задвижкой Ду 80, Ру25МПа, климатическое исполнение ХЛ1;
- вентилем - спускником Ду 50, Ру21МПа, климатическое исполнение ХЛ1;
- вентилем - пробоотборником Ду15, Ру 21МПа – 1 шт. (только для скв. №4090);
- прибором учета воды - датчик расхода жидкости «ВЗЛЕТ МР» (УРСВ-722 Ех) (1Exd[ib]ПС Т6 Gb X, IP65), или аналогичного, согласно опросному листу рабочей документации, с системой телемеханики осуществляющей сбор, хранение и передачу информации.

Узел переключения задвижек представляет собой обвязку задвижек для переключения потоков, предусмотрен открытого типа и включает в себя:

- отключающие задвижки Ду 100, Ру25МПа, климатическое исполнение ХЛ1 – 3 шт.;
- вентили – спускники Ду 50, Ру21МПа, климатическое исполнение ХЛ1 – 2 шт.

Блок фильтров ППД (БФППД) запроектирован закрытого типа (в блок-боксе), полной заводской комплектации. Система очистки фильтрующих элементов – обратная промывка.

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

						06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		31

Транспортировка промывочной воды от блока фильтров предусматривается в амбар. Отстоявшаяся вода откачивается автотранспортом и вывозится на КСП-74 с последующей закачкой в систему ППД.

Для предотвращения замерзания трубопроводов обвязок водозаборных и нагнетательных скважин, трубопроводов узла переключения задвижек и трубопроводов подключения блока фильтров ППД предусматривается их тепловая изоляция и электрообогрев.

Согласно ГОСТ 32569-2013 табл. 5.1 проектируемый водовод системы ППД, наружным диаметром 89мм, 114мм относится к группе транспортируемой среды В, категория I. Согласно Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности] и ТР ТС 032/2013 проектируемый водовод системы ППД относится к 2 группе рабочих сред и не категоризируется.

Все технологическое оборудование запроектировано на максимальное рабочее давление 21,0МПа в климатическом исполнении ХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

Для строительства обвязок водозаборных и нагнетательных скважин, трубопроводов подключения блока фильтров с узлом переключения задвижек, подземных водоводов и дренажа от блока фильтров ППД принимаются трубы стальные бесшовные из стали марки 09Г2С. Предусмотрено наружное трехслойное антикоррозионное покрытие.

#### **Промысловые трубопроводы**

В настоящем проекте предусматривается строительство нефтесборных коллекторов и выкидных линий. Верхневозейского месторождения. Принципиальная технологическая схема и схема автоматизации нефтесборного коллектора и выкидных линий представлена на чертеже 06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г4.

Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность плановая м	Протяженность с удлинителями м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
					Класс	Категория по назначению	
Нефтесборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084	Н	219x8	3928	3968,6	III	II	4,0
Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв.3509	Н	89x6	2110	2159,27	III	II	4,0

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист  
32

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность плановая м	Протяженность с удлинителями м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
					Класс	Категория по назначению	
Выкидная линия от к.3578 д т.вр. скв.3578	Н	89х6	998	1013,0	III	II	4,0
Выкидная линия скв.3455 до т.вр. скв.3455	Н	89х6	74	106,06	III	II	4,0
Примечание: Н - нефтепровод							

Проектные мощности проектируемых трубопроводов определены в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Проектные мощности проектируемых трубопроводов

Наименование	Назначение	Проектные мощности	
		Добыча жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Добыча нефти, т/сут
Нефтеcборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084	Н	736,8	581,6
Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв.3509	Н	115,0	15,0
Выкидная линия от к.3578 д т.вр. скв.3578	Н	95,0	15,0
Выкидная линия скв.3455 до т.вр. скв.3455	Н	51,5	40,07
Примечание: Н- нефтепровод			

В транспортируемом нефтегазовом флюиде объемная концентрация содержания сероводорода составляет 0,1 - 3,07%. Проектируемые нефтепроводы требуется выполнить в исполнении, стойком к сульфидно-коррозионному растрескиванию. Также для защиты трубопроводов от локальной коррозии предусмотрено применение внутреннего антикоррозионного покрытия трубопровода.

Настоящим проектом предусмотрена подземная прокладка проектируемых нефтеcборных коллекторов и выкидных линий с минимальным заглублением 0,8 м до верха трубы. Рабочее давление проектируемых трубопроводов – 4,0 МПа.

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

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

33

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемые трубопроводы по диаметру (Ду200 и Ду80) относятся к III классу, по назначению – ко II категории.

Для строительства прямолинейных участков проектируемых трубопроводов проектом принята труба стальная бесшовная горячедеформированная, с минимальным пределом прочности 470 Н/мм<sup>2</sup> и минимальным пределом текучести - 338 Н/мм<sup>2</sup>, класса прочности K48, повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, прошедшая испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и испытания на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А, с гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже KCU=34,3 Дж/см<sup>2</sup> (3,5 кгс с/см<sup>2</sup>) при температуре испытания минус 60°С. Внутреннее двухслойное заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до +80 °С, с системой защиты стыка втулкой. Наружное трехслойное антикоррозионное покрытие на основе экструдированного полиэтилена (для подземной прокладки).

Настоящим проектом на трассе нефтесборного коллектора от к.4084 до т.вр. к.4084 предусмотрены

- узел пуска СОД на ПК0+63,70;
- узлы береговых задвижек на ПК10+82,0 и ПК27+10,0;
- узлы береговых задвижек на ПК13+3,0 и ПК29+56,0;
- узел приема СОД на ПК39+28,0.

В начале трассы выкидной линии скв.3509 до т.вр.скв.3509 настоящим проектом предусмотрен узел обвязки добывающей скважины. По трассе выкидной линии предусмотрены узлы измерительной установки от скважин 3509, 3542 на ПК1+77,63 и ПК0+10,54, узел подключения от скв. 3542 на ПК0+72,77, узел подключения от скв. 3542 на ПК20+37,27.

В начале трассы выкидной линии скв.3578 до т.вр.скв.3578 настоящим проектом предусмотрен узел обвязки добывающей скважины. По трассе выкидной линии предусмотрены узел измерительной установки от скважин 3578 на ПК1+77,63 и ПК0+10,54, узел подключения к существующей гребенке на ПК9+98,0.

В начале трассы выкидной линии скв.3455 до т.вр.скв.3455 настоящим проектом предусмотрен узел обвязки добывающей скважины 3455. По трассе выкидной линии предусмотрены узел измерительной установки от скважин 3455 на ПК0+10,54, узел подключения к существующей гребенке на ПК0+73,94.

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

34

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

Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества, представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Перечень технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта		
	Назначение	Состав	Проектная мощность
1. Площадка куста скважин №4084	Добыча нефти	<p>Добывающие скважины №№ 312, 4083, 4086, 3600, 4085, 3610, 4088, 4092, 4094, 4098, 4097, 4091.</p> <p>Нагнетательные скважины №№ 3606, 4093, 4096, 4087, 4089, 409.</p> <p>Водозаборные скважины №10ВЗ, №11ВЗ.</p> <p>Измерительная установка - 1 шт.</p> <p>Аппаратурный блок ИУ - 1 шт.</p> <p>Блок дозирования реагентов – 1 шт.</p> <p>Аппаратурный блок БДР - 1 шт.</p> <p>Емкость дренажная V=5 м<sup>3</sup>-1шт.</p> <p>БНГ – 1 шт.</p> <p>КТП - 1 шт.</p> <p>Блок фильтров – 1 шт.</p>	<p>Дебиты добывающих скважин:</p> <p>Скв. №312 – 41,8 м3/сут по жидкости и 33,2 т/сут по нефти;</p> <p>Скв. №4083 – 80,5 м3/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;</p> <p>Скв. №4086 – 80,5 м3/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;</p> <p>Скв. №3600 – 80,5 м3/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;</p> <p>Скв. №4085 – 80,5 м3/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;</p> <p>Скв. №3610 – 80,5 м3/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;</p> <p>Скв. №4088 – 33,5 м3/сут по жидкости и 26,5 т/сут по нефти;</p> <p>Скв. №4092 – 31,4 м3/сут по жидкости и 24,9 т/сут по нефти;</p> <p>Скв. №4094 – 56,9 м3/сут по жидкости и 44,5 т/сут по нефти;</p> <p>Скв. №4098 – 56,9 м3/сут по жидкости и 44,5 т/сут по нефти;</p> <p>Скв. №4097 – 56,9 м3/сут по жидкости и 44,5 т/сут по нефти;</p> <p>Скв. №4091 – 56,9 м3/сут по жидкости и 44,5 т/сут по нефти.</p> <p>Приемистость нагнетательных скважин:</p> <p>скв.3606 - 134,16 м3/сут. (116,66 м3/сут. с учетом 15% запаса), максимальная - 402,5м3/сут. (350 м3/сут. с учетом 15% запаса);</p> <p>скв.4093 - 134,16 м3/сут. (116,66 м3/сут. с учетом 15% запаса), максимальная - 402,5м3/сут. (350 м3/сут. с учетом 15% запаса).</p>

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№доку	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							35

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта		
	Назначение	Состав	Проектная мощность
			скв.4096 - 134,16 м3/сут. (116,66 м3/сут. с учетом 15% запаса), максимальная - 402,5м3/сут. (350 м3/сут. с учетом 15% запаса); скв.4087 - 134,16 м3/сут. (116,66 м3/сут. с учетом 15% запаса), максимальная - 402,5м3/сут. (350 м3/сут. с учетом 15% запаса); скв.4089 - 134,16 м3/сут. (116,66 м3/сут. с учетом 15% запаса), максимальная - 402,5м3/сут. (350 м3/сут. с учетом 15% запаса); скв.4090 - 134,16 м3/сут. (116,66 м3/сут. с учетом 15% запаса), максимальная - 402,5м3/сут. (350 м3/сут. с учетом 15% запаса). Дебиты водозаборных скважин: №10ВЗ - 402,5м3/сут (350 м3/сут с учетом 15% запаса); №11ВЗ – 402,5м3/сут (350 м3/сут с учетом 15% запаса).
Транспорт продукции скважин до ИУ	Выкидные трубопроводы от устьев скважин до ИУ	Подземно, Ø89×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Общая протяженность 1284 м	
2. Линейная часть	Транспорт продукции скважин	Нефтесборный коллектор от ИУ до условной границы проектирования (ось обвалования куста скважин)	Подземно, Ø219×8 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность: 54 м
		Нефтесборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084	Подземно, Ø219×8 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 3928 м (плановая по ПК) Протяженность – 3968,6 м (с учетом компенсаторов) Проектные мощности по нефти – 581,6 т/сут; по жидкости – 736,8 м <sup>3</sup> /сут.

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

36

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта		
	Назначение	Состав	Проектная мощность
		Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв.3509	Подземно, Ø89×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 2110 м (плановая по ПК) Протяженность – 2159,27 м (с учетом компенсаторов) Проектные мощности по нефти – 15,0 т/сут; по жидкости – 115,0 м <sup>3</sup> /сут.
		Выкидная линия от к.3578 д т.вр. скв.3578	Подземно, Ø89×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 998 м (плановая по ПК) Протяженность – 1013,0 м (с учетом компенсаторов) Проектные мощности по нефти – 15,0 т/сут; по жидкости – 95,0 м <sup>3</sup> /сут.
		Выкидная линия скв.3455 до т.вр. скв.3455	Подземно, Ø89×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 74 м (плановая по ПК) Протяженность – 106,06 м (с учетом компенсаторов) Проектные мощности по нефти – 40,07 т/сут; по жидкости – 51,5 м <sup>3</sup> /сут.

### 2.2.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Данные о распределении опасных веществ по оборудованию представлены в таблице 12.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

37



Таблица 12 – Распределение опасных веществ по оборудованию

Технологическая площадка			Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование блока, площадки	Наименование оборудования, № по схеме	Количество единиц оборудования	В единице оборудования	На площадке /блоке	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С

**Распределение опасных веществ по оборудованию**

**Количество нефти**

Площадка куста № 4084	Арматура устьевая фонтанная	12	0,222	2,019	ЛВЖ	До 4,0	10
	Автоматизированная измерительная установка	1	2,019	2,019	ЛВЖ	До 4,0	10
	Выкидные трубопроводы от фонтанной арматуры до ЗУ	1284	0,222	2,019	ЛВЖ	До 4,0	10
Нефтеcборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084	Нефтеcборный коллектор от ИУ до границы площадки куста	54	104,079	104,079	ЛВЖ	До 4,0	10
	Линейная часть нефтегазопровода	3968,6					
Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв.3509	Линейная часть нефтегазопровода	2159,27	8,939	8,939	ЛВЖ	До 4,0	10
Выкидная линия от к.3578 до т.вр. скв.3578	Линейная часть нефтегазопровода	1013	4,194	4,194	ЛВЖ	До 4,0	10
Выкидная линия скв.3455 до т.вр. скв.3455	Линейная часть нефтегазопровода	106	0,439	0,439	ЛВЖ	До 4,0	10
<b>Итого опасного вещества – нефти, т:</b>				<b>123,709</b>			
<b>из них:</b>							
<b>в трубопроводах</b>				<b>119,670</b>			
<b>в сосудах и резервуарах</b>				<b>4,039</b>			

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

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист  
38

Технологическая площадка		Количество опасного вещества, т			Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование блока, площадки	Наименование оборудования, № по схеме	Количество единиц оборудования	В единице оборудования	На площадке /блоке	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С
<b>Количество газа</b>							
Площадка куста № 4084	Арматура устьевая фонтанная	12	0,063	0,578	ГГ	До 4,0	10
	Автоматизированная измерительная установка	1	0,578	0,578	ГГ	До 4,0	10
	Выкидные трубопроводы от фонтанной арматуры до ЗУ	1284	0,063	0,578	ГГ	До 4,0	10
Нефтеоборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084	Нефтеоборный коллектор до границы площадки	54	29,777	29,777	ГГ	До 4,0	10
	Линейная часть нефтегазопровода	3968,6					
Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв.3509	Линейная часть нефтегазопровода	2159,27	2,557	2,557	ЛВЖ	До 4,0	10
Выкидная линия от к.3578 до т.вр. скв.3578	Линейная часть нефтегазопровода	1013	1,200	1,200	ЛВЖ	До 4,0	10
Выкидная линия скв.3455 до т.вр. скв.3455	Линейная часть нефтегазопровода	106	0,114	0,114	ЛВЖ	До 4,0	10
<b>Итого опасного вещества – попутного газа, т:</b>				<b>35,381</b>			
<b>из них:</b>							
<b>в трубопроводах</b>				<b>34,225</b>			
<b>в сосудах и резервуарах</b>				<b>1,156</b>			
<b>06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т</b>							
							Лист
							39
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

## 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 и физико-химическим свойствам рабочей среды;
- все оборудование соответствует климатическим характеристикам (снеговые нагрузки, ветровые нагрузки, минимальная температура воздуха) и сейсмичности района размещения проектируемого объекта;
- все используемое оборудование и технические устройства имеют сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и соответствующие разрешения на применение;
- все используемые материалы, оборудование и изоляционные покрытия рассчитаны на применение в транспортировке агрессивных сред с содержанием сероводорода (СКР исполнение).
- система сбора и транспорта продукции скважины напорная, что обеспечивает максимальную герметичность системы и минимальные выделения нефти в окружающую среду при нормальных условиях эксплуатации;
- герметизация системы сбора и транспорта нефти, предусматривающая установку отсекающей арматуры (задвижка Ду80, Ру4,0 МПа) на выкидном трубопроводе и установки устьевой фонтанной арматуры АФК1Э-65х35 на устье добывающих скважин;
- расчетное давление основного технологического оборудования и трубопроводов превышает рабочее давление;
- устья скважин оборудованы тройниковыми незамерзающими обратными клапанами (соответственно способу эксплуатации), пропарочными задвижками;
- вся арматура имеет класс герметичности затвора А;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
										40

- для ликвидации АСПО на устьевой арматуре предусматривается механизм депарафинизации скважин;
- предусмотрена ликвидация АСПО с внутренних стенок выкидного нефтепровода, нефтесборного коллектора, технологического оборудования посредством передвижной парогенераторной установкой (ППУ) или мобильным агрегатом депарафинизации (АДП), подключенным к пропарочным штуцерам;
- фундаменты рассчитаны на нагрузку, обеспечивающую безопасность оборудования и трубопроводов;
- для защиты от коррозии технологического оборудования, эксплуатируемого в условиях воздействия сернистого водорода, применяются ингибиторы коррозии и специальные покрытия, а также осуществляется контроль коррозионного состояния оборудования (установка датчика скорости коррозии);
- 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;
- контроль и управление технологическими процессами объектов создается на базе современных средств контроля и автоматизации отечественного/зарубежного производства, удовлетворяющих лучшим международным стандартам и соответствующих Российским нормам и правилам;
- оборудование оснащено контрольно-измерительными приборами и средствами сигнализации, необходимыми для безопасного ведения процесса;
- для контроля избыточного давления в технологических трубопроводах и оборудовании в межтрубном пространстве скважин предусмотрена установка показывающих манометров;
- защита оборудования, трубопроводов и арматуры антикоррозионными покрытиями;
- для строительства прямолинейных участков проектируемых трубопроводов проектом принята труба стальная бесшовная горячедеформированная, повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, из высококачественной стали, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием, и наружным трехслойным антикоррозионным покрытием;
- применение отводов гнутых и крутоизогнутых, изготовленных из бесшовных труб для максимального снижения гидравлического сопротивления;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

- для предотвращения вибрации, возможной при эксплуатации трубопроводов, на трубопроводах предусмотрено применение равнопроходной арматуры;
- трубопроводы и запорная арматура подлежат тепловой изоляции из негорючих материалов;
- очистка внутренней полости трубопровода после строительства;
- применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок;
- для электрохимической защиты вышеперечисленных трубопроводов проектной документацией предусматривается установка протекторной защиты;
- принят оптимальный способ прокладки проектируемых промышленных трубопроводов, снижающий неблагоприятные внешние воздействия: подземный способ прокладки с минимальной глубиной 0,8 м;
- пересечения внутрипромысловых автомобильных дорог и технологических проездов в настоящем проекте предусматривается подземным способом в защитных кожухах. При пересечении дороги принято заглубление проектируемого трубопровода не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного кожуха, концы которого выводятся не менее чем на 5 метров от подошвы насыпи земляного полотна;
- пересечения с ручьем Безымянный на ПК27+76,11 – ПК28+27,11 и ручьем Шамэсьель на ПК11+44,5 – ПК11+97,5 по трассе нефтесборного коллектора от к.4084 до т.вр. к.4084 предусмотрено надземным способом в защитном футляре Ду700 из труб стальных электросварных прямошовных. Толщина стенки защитного кожуха принята 10 мм. Для прокладки трубопроводов внутри защитных кожухов предусмотрено применение колец диэлектрических полиуретановых. Для герметизации межтрубного пространства и исключения вероятности попадания транспортируемой нефти в водный объект согласовано применение устройства сальникового уплотнения на концах защитного кожуха;
- выдержаны нормативные расстояния при параллельной прокладке проектируемых трубопроводов относительно существующих коммуникаций;
- выдержаны нормативные расстояния от ВЛ 6 – 220кВ – не менее высоты опоры ВЛ до нефтесборного коллектора;
- нормативное расстояние при пересечении проектируемыми трубопроводами существующих трубопроводов – не менее 350 мм в свету. Угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

42

- для упрощения обслуживания и контроля герметичности, установка запорной арматуры на трубопроводе предусматривается надземно;
- контроль за соблюдением графиков планово-предупредительных ремонтов (ППР) оборудования со стороны технических служб обслуживающих цехов с целью своевременного проведения ремонтов;
- для предупреждения разгерметизации подвижных узлов (уплотнений) арматуры осуществляется систематический контроль за их техническим состоянием.

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

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

- полная герметизация технологического процесса перекачки продукции;
- сооружения проектируемого объекта оборудованы системой закрытого дренажа углеводородов, в которую производятся все выпуски из технологических аппаратов;
- для сбора утечек по периметру приустьевой площадки скважины предусмотрен металлический поддон с бортиками;
- отключение установок погружных электронасосов на скважинах в ручном и автоматическом режимах при отклонении параметров технологического процесса от заданных;
- контроль работы электрического погружного центробежного насоса ведется со станций управления с системами обратной связи;
- любой технологический аппарат может быть отсечен от других с помощью запорной арматуры;
- управление центральной задвижкой, первыми от устья боковыми задвижками, установленными на струнах фонтанной арматуры, управление насосом УЭЦН дистанционное и автоматическое;
- вентиляционный патрубок дренажной емкости, совмещенный с трубопроводом на свечу рассеивания оснащен предохранителем огневым, предназначенным для предотвращения проникновения пламени внутрь;
- включению аварийной вытяжной вентиляции в технологическом блоке измерительной установки при превышении концентрации горючих веществ в воздухе 10 % НКПР;

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

- отключению оборудования измерительной установки при достижении концентрации горючих газов 50 % НКПР в технологическом блоке ИУ и при пожаре;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация предусматривается у входа в помещение и внутри помещения с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- для предотвращения загрязнений окружающей среды в случае аварийного выброса нефти вокруг площадки куста скважин сооружено обвалование высотой 1 м и шириной по верху не менее 0,5 м;
- возможность отключения скважин от общей нефтегазосборной сети месторождения при помощи электроприводной запорной арматуры, расположенной на общем коллекторе и на фонтанной арматуре добывающих скважин с передачей сигнала в операторную;
- для упрощения обслуживания и контроля герметичности, установка запорной арматуры и обратных клапанов на нефтесборном коллекторе предусматривается надземно. Узлы линейной арматуры размещаются на отсыпанных площадках в ограждении, укомплектованы приборами контроля.

Организационные мероприятия направленные на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ:

- 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;
- патрулирование трасс – визуальные наблюдения с целью своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих целостности и безопасности трубопроводов;
- 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;

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

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

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

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист  
44

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

Обращающиеся на составляющих проектируемого объекта опасные вещества относятся к категории ГЖ, которые при аварийной разгерметизации технологического оборудования, испаряясь, могут создавать с кислородом воздуха взрывоопасные парогазовоздушные смеси, что требует принятия определенных инженерных решений для обеспечения взрывопожаробезопасности объекта.

Характеристика объектов по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристика запроектированных объектов по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности

Наименование объекта	Категория и группа смеси	Класс пожароопасных и взрывоопасных зон (ПУЭ)	Категория по пожарной и взрывопожарной опасности (ФЗ № 123, ст. 24-27)	Класс технологической среды по взрывопожароопасности (ФЗ № 123, ст. 16)
Приустьевая площадка добывающей скважины	ПА-ТЗ	В-Іг	Ан	пожаровзрывоопасная
Фундамент под подъемный агрегат				
Автоматизированная измерительная установка – технологический блок	ПА-ТЗ	В-Іа	А	пожаровзрывоопасная
Автоматизированная измерительная установка – аппаратный блок	-	-	Д	пожаробезопасная
Блок дозирования реагентов – технологический блок	ПА-ТЗ	В-Іа	А	пожаровзрывоопасная
Блок дозирования реагентов – аппаратный блок	-	-	Д	пожаробезопасная

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							45



Наименование объекта	Категория и группа смеси	Класс пожароопасных и взрывоопасных зон (ПУЭ)	Категория по пожарной и взрывопожарной опасности (ФЗ № 123, ст. 24-27)	Класс технологической среды по взрывопожароопасности (ФЗ № 123, ст. 16)
Емкость дренажная	ПА-ТЗ	В-Г	Ан	пожаровзрывоопасная
Блок фильтров	-	-	Д	пожаробезопасная
КТП (типа «киоск»)	-	П-III	Вн	пожароопасная

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:

- для обеспечения быстрого реагирования на внештатные ситуации предусматриваются автодороги, связывающие все проектируемые объекты с производственной базой промысла;
- преимущественное размещение технологического оборудования на открытых площадках;
- на площадке куста обеспечен свободный доступ ко всем зданиям и сооружениям;
- проезды на площадке запроектированы из условия обеспечения подъезда пожарных машин к зданиям, сооружениям и оборудованию;
- габариты проезжей части внутриплощадочных проездов приняты не менее 3,5 м;
- соблюдение нормативных безопасных разрывов между наружными установками, зданиями и сооружениями, с учетом принятых категорий по пожарной и взрывопожарной опасности; во избежание возможности перехода пожара от одного сооружения к другому;
- полная герметизация технологического оборудования и обвязочных трубопроводов;
- оснащение площадок первичными средствами пожаротушения;
- применение в максимально возможных объемах блочного и блочно-комплектного оборудования и установок;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист  
46

- определение категорий производственных зданий, установок по взрывопожарной и пожарной опасности, а также классы взрывоопасных и пожароопасных зон и соответственно им определены степени защиты, применяемого электрооборудования;
- степень огнестойкости зданий и строительных конструкций принята в соответствии с СП 2.13130.2020;
- в зданиях и помещениях с категорией «А» по взрывопожарной опасности для снижения избыточного давления взрыва предусматриваются легкосбрасываемые ограждающие конструкции (ЛСК);
- все производственные здания оборудованы постоянно действующей естественной вентиляцией, в помещениях с возможным выделением углеводородов и вредных веществ предусмотрена дополнительно механическая вентиляция периодического действия;
- предусматривается автоматическое отключение вентиляции при пожаре;
- эстакады для прокладки электрических кабелей, конструкции площадок и опор для размещения технологического оборудования выполняются из негорючих материалов;
- установка огнепреградителей на трубопроводах «дыхания» дренажных емкостей, связанных с атмосферой;
- тепловая изоляция проектируемого оборудования и трубопроводов предусмотрена из негорючих материалов;
- вокруг проектируемой площадки куста предусмотрено устройство противопожарной полосы (вырубка лесных насаждений);
- предусматриваются мероприятия по выполнению системы защитного заземления, системы уравнивания потенциалов и снятия статического электричества;
- в качестве естественного заземляющего устройства используются проектируемые фундаменты сооружений, эстакад. В дополнение к естественному заземлителю проектной документацией предусмотрен наружный контур заземления;
- для предотвращения появления разности потенциалов на сторонних проводящих частях проектной документацией предусматривается основная система уравнивания потенциалов;
- для защиты от заносов высоких потенциалов, защиты от статического электричества все металлические трубопроводы на вводе в сооружения присоединяются к заземляющему устройству;
- для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и предотвращения возгораний, вызванных длительно протекающими токами утечки, проектом предусматривается

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
										47

применение дифференциальных автоматических выключателей с дифференциальным током отключения равным 30мА;

– защита от прямых ударов молнии дыхательных клапанов ёмкостей и взрывоопасных зон над ними выполняется проектируемыми прожекторными мачтами с молниеприемниками;

– сооружения, не оборудованные стержневыми молниеотводами, защищаются от ПУМ посредством строительных металлоконструкций, образующих крышу здания и конструкций, имеющих контакт с землей, которые выполняют функции молниеприемника и молниеотвода;

– предусмотрены системы обнаружения пожара (система пожарной сигнализации), оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре;

– во взрывоопасных зонах оборудование систем противопожарной защиты принято во взрывозащищенном исполнении.

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

- назначение ответственных за пожарную безопасность;
- обучение работников организации мерам пожарной безопасности при эксплуатации объекта;
- 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 оборудования и 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;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист  
48

- в обязательном порядке оформление наряд-допуска при направлении рабочих на огневые, газоопасные, восстановительные и ремонтные работы, определение мер безопасности при проведении огневых работ, порядок контроля воздушной среды и средств защиты;
- разработка плана тушения пожара – в соответствии с ФЗ №69-ФЗ (в указанном плане особо должны быть отмечены действия руководства объекта и соответствующих служб в случае, если пожар или авария приобретает катастрофический характер, а имеющихся в наличии штатных сил и средств недостаточно).

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

Контроль и управление технологическими процессами объектов создается на базе современных средств контроля и автоматизации отечественного/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. Расположение диспетчерского пункта для куста скважин №4084 раздел проекта «Сети связи» (06-04-2НИПИ/2022-1-ИОС5).

#### Контроль и автоматизации

Для куста скважин №4084 объектами автоматизации и телемеханизации являются:

- добывающая скважина (12 шт.);
- автоматизированная измерительная установка ИУ (1 шт.);
- блок дозирования реагентов БДР (1 шт.);
- МДС (12 шт.);
- КТП (1 шт.);
- емкость дренажная V=5 м<sup>3</sup>;
- электроприводная задвижка на общем коллекторе на выходе с куста (1 шт.);
- нагнетательная скважина (6 шт.);
- водозаборная скважина (2 шт.);

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

- блок фильтров (БФППД) закрытого типа.
- добывающие скважины №№3509, 3542, 3578, 3455 (всего 4 шт.);
- переход через руч. Шомэсьель;
- переход через руч. без названия;
- дренажная емкость V=5м3 (2 шт.);
- МДС;
- КТП.

Добывающие скважины

Добыча нефти на скважине осуществляется механизированным способом с помощью погружных электроцентробежных насосов типа УЭЦН с установкой устьевой арматуры.

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- местный и дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе скважины;
- дистанционный контроль давления в затрубе скважины;
- контроль состояния насоса;
- контроль значения тока двигателя и сигнализация недогрузки и перегрузки по току;
- деблокировка аварии;
- работа по заданной программе;
- сигнализация давления на приеме насоса, температуры двигателя, сопротивление изоляции кабеля и электродвигателя;
- отключение УЭЦН при пожаре на площадке куста скважин, в измерительной установке (технологический блок и аппаратный блок), в блоке дозирования реагентов;
- отключение УЭЦН при загазованности в технологическом блоке измерительной установки;
- отключение УЭЦН при аварийном максимальном и аварийном минимальном давлении на выкидном трубопроводе от устья скважины;
- отключение УЭЦН при закрытии задвижки на нефтесборном коллекторе.

Автоматизированная измерительная установка

Автоматизация измерительной установки выполнена в объеме заводской поставки.

Объем автоматизации представлен следующими функциями:

- дистанционное измерение дебита по нефти, воде и газу;
- контроль давления в коллекторе;
- контроль и управление переключателем скважин;
- контроль несанкционированного доступа в помещение замерной установки;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

- местное и дистанционное измерение температуры в помещении замерной установки;
- сигнализация аварии в замерной установке;
- контроль загазованности в помещении замерной установки;
- включению аварийной вытяжной вентиляции в технологическом блоке измерительной установки при превышении концентрации горючих веществ в воздухе 10 % НКПР;
- отключению оборудования измерительной установки при достижении концентрации горючих газов 50 % НКПР в технологическом блоке ИУ и при пожаре;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация предусматривается у входа в помещение и внутри помещения с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- автоматическое отключение вентиляции при пожаре согласно ГОСТ 12.4.009-83.

#### Блок дозирования реагентов БДР

Автоматизация блока дозирования реагентов выполнена в объеме заводской поставки.

Объем автоматизации представлен следующими функциями:

- дистанционное измерение расхода, давления, температуры, уровня реагента;
- местное и дистанционное измерение температуры в помещении блока;
- состояние насоса реагента;
- управление двигателем дозирочного насоса;
- дистанционное измерение уровня реагента в расходном баке реагента;
- сигнализация низкого уровня реагента в емкости реагента;
- сигнализация пожара в блоке;
- сигнализация несанкционированного доступа;
- контроль загазованности в помещении БДР;
- включению аварийной вытяжной вентиляции в технологическом блоке при превышении концентрации горючих веществ в воздухе 10 % НКПР;
- отключению оборудования при достижении концентрации горючих газов 50 % НКПР в технологическом блоке и при пожаре;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация предусматривается у входа в помещение и внутри помещения с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- автоматическое отключение вентиляции при пожаре согласно ГОСТ 12.4.009-83.

#### Дренажная емкость

Проектом предусматривается:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

51

- сигнализация верхнего уровня в емкости;

#### Электроприводная задвижка

Проектом предусматривается:

- управление задвижкой электроприводной на общем коллекторе на выходе с куста: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае аварии (аварийном максимальном и аварийном минимальном давлении после задвижки ( $P_{max}/P_{min}$ )), при пожаре на площадке куста скважин, в измерительной установке, в блоке дозирования реагентов; в ручном режиме – либо по месту, либо с поста управления на площадке КТП, либо с АРМ-оператора диспетчерского пункта;

- сигнализация состояния (открыто/закрыто/неисправность).

#### КТП

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

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

#### МДС

- работа МДС в автоматическом режиме;
- защита и контроль параметров работы МДС (положение скребка, провис, напряжение питающей сети выше (ниже) уставки, обрыв фазы, перегрузка по максимальному току фазы, перегруз мощности на валу, непроход препятствия вверх, непроход препятствия вниз, обрыв проволоки, неисправность контроллера);
- отключение МДС при останове ЭЦН;
- выбор значений уставок: режим запуска от ЭЦН, время до пуска после включения ЭЦН, время опускания скребка, глубина отстоя скребка от верха скважины, период чистки, число попыток поиска верха скважины, число попыток прохода препятствий вверх, число попыток прохода препятствия вниз, время до автоматического пуска.

#### Нагнетательная скважина

- местный и дистанционный контроль давления до и после штуцера;
- дистанционное измерение температуры воды, поступающей на скважину;
- дистанционное измерение расхода воды на скважину.

#### Водозаборная скважина

- местный и дистанционный контроль давления на устье скважины;
- дистанционное измерение расхода;

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

- отключение УЭЦН при пожаре на площадке куста скважин, в измерительной установке (технологический блок и аппаратный блок);
- отключение УЭЦН при аварийном максимальном и аварийном минимальном давлении на выкидном трубопроводе от устья скважины.

Блок фильтров (БФППД) закрытого типа.

Объем автоматизации представлен следующими функциями:

- местный контроль давления до и после каждого фильтра;
- дистанционный контроль давления после каждого фильтра и на коллекторе.

Добывающая скважина №3578

- местный и дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе;
- дистанционный контроль давления в буфере и затрубе;
- контроль состояния насоса;
- контроль значения тока двигателя и сигнализация недогрузки и перегрузки по току;
- деблокировка аварии;
- работа по заданной программе;
- сигнализация давления на приеме насоса, температуры двигателя, сопротивление изоляции кабеля и электродвигателя;
- дистанционный контроль расхода;
- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме –
- автоматическое закрытие в случае аварии, а также в случае внештатных ситуаций технологического процесса; в ручном режиме – либо по месту, либо с АРМ-оператора;
- сигнализация состояния задвижки (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

Добывающие скважины №№3509, 3542, 3455:

- дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе;
- дистанционный контроль давления в буфере и затрубе;
- дистанционный контроль расхода;
- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме –
- автоматическое закрытие в случае аварии, а также в случае внештатных ситуаций технологического процесса; в ручном режиме – либо по месту, либо с АРМ-оператора;
- сигнализация состояния задвижки (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

КТП (скв.3578):

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							53
Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					



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

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

Переход через руч. Шомэсфель:

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления в проектируемом защитном кожухе;
- дистанционная сигнализация уровня в проектируемом защитном кожухе.

Переход через руч. без названия:

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления в проектируемом защитном кожухе;
- дистанционная сигнализация уровня в проектируемом защитном кожухе.
- МДС
- работа МДС в автоматическом режиме;
- защита и контроль параметров работы МДС (положение скребка, провис, напряжение питающей сети выше (ниже) уставки, обрыв фазы, перегрузка по максимальному току фазы, перегруз мощности на валу, не проход препятствия вверх, не проход препятствия вниз, обрыв проволоки, неисправность контроллера);
- отключение МДС при останове ЭЦН;
- выбор значений уставок: режим запуска от ЭЦН, время до пуска после включения ЭЦН, время опускания скребка, глубина отстоя скребка от верха скважины, период чистки, число попыток поиска верха скважины, число попыток прохода препятствий вверх, число попыток прохода препятствия вниз, время до автоматического пуска.

Дренажная емкость

- местный контроль уровня.

**Телемеханизация куста скважин**

Сбор информации и управления рассредоточенными объектами осуществляется 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

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

						<b>06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т</b>	Лист
							54
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

системы, кроме контроллеров, входит программное обеспечение, реализующее получение, передачу, обработку и отображение информации.

Система функционирует автономно, без участия человека.

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

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

Организация обмена информации между СУ ТМ площадок скважин и диспетчерским пунктом предусматривается разделом 5, подразделом 5 «Сети связи» (06-04-2НИПИ/2022-1-ИОС5). Объем информации, передаваемой в систему телемеханики, приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Объем информации, передаваемой с куста скважин №1 в систему телемеханики

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
<b>СКВАЖИНА С ЭЦН</b>			
Дебит скважины по жидкости (м <sup>3</sup> /сут)	X	-	-
Давление линейное	X	X	-
Состояние ПЭД (включен, отключен, авария)	X	X	X
Напряжение по фазам А, В, С	X	X	-
Ток фаз А, В, С ПЭД	X	X	-
Сопротивление изоляции	X	X	-
Загрузка ПЭД	X	X	-
Частота выходная	X	-	-
Давление на входе ПЭД	X	X	-
Температура жидкости на входе ПЭД	X	X	-
Температура ПЭД	X	X	-
Вибрация по осям ПЭД	X	X	-
Частота турбинного вращения	X	-	-
Причина последнего отключения	X	-	-
Дата и время последнего отключения	X	-	-
Наработка с момента последнего запуска	X	-	-
Установка защиты от недогрузки (ЗСП)	X	-	X

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

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист  
55

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Установка защиты от перегрузки (ЗП)	х	-	х
Аварийный останов	-	-	х
МДС			
Напряжение фаз А, В, С	х	х	-
Ток фаз А, В, С	х	х	-
Коэффициент мощности	х	-	-
Мощность активная	х	х	-
Время до изменения режима или глубина положения скребка от верха скважины	х	-	-
Время опускания	х	-	-
Глубина отстоя скребка от верха скважины	х	-	-
Период очистки	х	-	-
Число попыток прохода препятствия вверх	х	-	-
Число попыток прохода препятствия вниз	х	-	-
Время до автоматического пуска	х	-	-
Порог препятствия вверх от тока номинального	х	-	-
Останов при провисе	х	-	-
БДР			
Расход реагента (г/т, по уровню в емкости)	х	х	-
Расход реагента накопленный, за сутки	х	-	-
Давление реагента	х	х	-
Уровень реагента	х	х	-
Температура реагента	х	х	-
Состояние насоса заправки реагента (включен/отключен)	-	х	-
Частотное управление двигателем дозирующего насоса	х	х	х
Состояние дозирующего насоса (включен/отключен)	-	х	х
Сигнализация неотключения ТЭН при минимальном уровне реагента в емкости	-	х	-
Несанкционированный доступ	-	х	-

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

56

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Сигнализация загазованности	-	x	-
Пожарная сигнализация	-	x	-
<b>КТП</b>			
Напряжение по фазе А, В, С	x	-	-
Ток фазы А, В, С	x	-	-
Пожарная сигнализация	-	x	-
Несанкционированный доступ	-	x	-
<b>АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ЗАМЕРНАЯ УСТАНОВКА</b>			
Дебит скважины по нефти (т/сут)	x	-	-
Дебит скважины по воде (т/сут)	x	-	-
Объемный расход скважины по жидкости (м3/сут)	x	-	-
Объемный расход скважины по газу (м3/сут)	x	-	-
Объемный расход скважины по газу при Н.У. (м3/сут)	x	-	-
Плотность жидкости	x	-	-
Обводненность нефти	x	-	-
Давление в общем коллекторе	x	x	-
Положение ПСМ	-	x	x
Время замера	-	x	x
Режим работы (ручной, автоматический)	-	x	x
Несанкционированный доступ	-	x	-
Температура в БТ	x	x	-
Температура в БА	x	x	-
Сигнализация загазованности в БТ	-	x	-
Пожарная сигнализация	-	x	-
Аварийный останов	-	-	x
<b>ДРЕНАЖНАЯ ЕМКОСТЬ</b>			
Уровень в емкости (верхний)	-	x	-
<b>ПРОЧИЕ</b>			

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

57

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть/закрыть; открыта/закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	х	х
Пожар на кусте скважин	-	х	-
Неисправность охранно-пожарной сигнализации	-	х	-
Температура в шкафу БС	х	х	-
<b>СКВАЖИНА ВОДОЗАБОРНАЯ</b>			
Давление в трубопроводе от скважины	х	х	-
Состояние ПЭД (включен, отключен, авария)	х	х	х
Напряжение по фазам А, В, С	х	х	-
Ток фаз А, В, С ПЭД	х	х	-
Сопротивление изоляции	х	х	-
Загрузка ПЭД	х	х	-
Частота выходная	х	-	-
Давление на входе ПЭД	х	х	-
Температура жидкости на входе ПЭД	х	х	-
Температура ПЭД	х	х	-
Вибрация по осям ПЭД	х	х	-
Частота турбинного вращения	х	-	-
Причина последнего отключения	х	-	-
Дата и время последнего отключения	х	-	-
Наработка с момента последнего запуска	х	-	-
Расход воды на скважину (м <sup>3</sup> /ч)	х	х	-
Расход воды на скважину накопленный за сутки	х	-	-
<b>СКВАЖИНА НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ</b>			
Давление в трубопроводе, линейное	х	х	-
Расход воды на скважину (м <sup>3</sup> /ч)	х	х	-
Расход воды на скважину накопленный за сутки	х	-	-
<b>БЛОК ФИЛЬТРОВ</b>			

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист  
58

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Давление на фильтрах/коллекторе	х	х	-
СКВАЖИНА №3578			
Дебит скважины по жидкости (м <sup>3</sup> /сут)	х	-	-
Давление линейное	х	х	-
Давление буфер	х	х	-
Давление затруб	х	х	-
Состояние ПЭД (включен, отключен, авария)	х	х	х
Напряжение по фазам А, В, С	х	х	-
Ток фаз А, В, С ПЭД	х	х	-
Сопротивление изоляции	х	х	-
Загрузка ПЭД	х	х	-
Частота выходная	х	-	-
Давление на входе ПЭД	х	х	-
Температура жидкости на входе ПЭД	х	х	-
Температура ПЭД	х	х	-
Вибрация по осям ПЭД	х	х	-
Частота турбинного вращения	х	-	-
Причина последнего отключения	х	-	-
Дата и время последнего отключения	х	-	-
Наработка с момента последнего запуска	х	-	-
Установка защиты от недогрузки (ЗСП)	х	-	х
Установка защиты от перегрузки (ЗП)	х	-	х
Аварийный останов	-	-	х
СКВАЖИНЫ №№3509, 3542, 3455			
Дебит скважины по жидкости (м <sup>3</sup> /сут)	х	-	-
Давление линейное	х	х	-
Давление буфер	х	х	-
Давление затруб	х	х	-

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

59

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
КТП (скв.3578)			
Напряжение по фазе А, В, С	x	-	-
Ток фазы А, В, С	x	-	-
Расход эл. энергии	x	-	-
Несанкционированный доступ	-	x	-
Пожарная сигнализация			
МДС			
Напряжение фаз А, В, С	x	x	-
Ток фаз А, В, С	x	x	-
Коэффициент мощности	x	-	-
Мощность активная	x	x	-
Время до изменения режима или глубина положения скребка от верха скважины	x	-	-
Время опускания	x	-	-
Глубина отстоя скребка от верха скважины	x	-	-
Период очистки	x	-	-
Число попыток прохода препятствия вверх	x	-	-
Число попыток прохода препятствия вниз	x	-	-
Время до автоматического пуска	x	-	-
Порог препятствия вверх от тока номинального	x	-	-
Останов при провисе	x	-	-
Переход через руч. Шомэсбель			
Давление в проектируемом кожухе	x	-	-
Уровень в проектируемом кожухе	-	x	-
Переход через руч. без названия			
Давление в проектируемом кожухе	x	-	-
Уровень в проектируемом кожухе	-	x	-
ПРОЧИЕ			

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

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

60

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть/закрыть; открыта/закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	х	х

ТИ – телеизмерение, ТС – телесигнализация, ТУ – телеуправление.

### Технические средства автоматизации

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

Для контроля технологических параметров предусматривается применение нижеперечисленных датчиков и приборов:

- для контроля давления манометры МП (IP65) производства ООО НПО «ЮМАС», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

- для дистанционного измерения давления – датчик избыточного давления АИР-10Н (0Ex ia ПА ТЗ Ga X, IP67) производства ООО НПП «Элемер», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

- для сигнализации уровня датчик уровня ПМП-052 (0ExiaПВТ4GaX, IP66) производство ЗАО НПО «Сенсор», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

- для дистанционного измерения расхода воды датчик расхода жидкости «ВЗЛЕТ МР» (УРСВ-722 Ex) (1Exd[ib]ПС Т6 Gb X, IP65), производства ГК «ВЗЛЕТ», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

- для беспроводной передачи данных от сигнализатора уровня и электроконтактного манометра одноканальный автономный измеритель-коммутатор аналоговых (токовых и резистивных) сигналов производства ООО «РОССМА» Россия, или аналог;

- электроконтактный манометр ЭКМ-160-Ex (0Ex ia ПВ Т6 Ga) производство ООО НПО «ЮМАС», г. Москва или аналог согласно опросному листу рабочей документации.

- для измерения массы нефти счетчик количества жидкости СКЖ (1ExdПВТ4, IP67) производство ООО НПО «НТЭС», Россия или аналог согласно опросному листу рабочей документации.

- для местного измерения уровня УПВ (ПGa/Gb с Т6, IP65) производство ООО «КСР-2», Россия или аналог согласно опросному листу рабочей документации.

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

						06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							61
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		



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

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

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

Заземление средств автоматизации и телемеханизации выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ. По месту приборы заземляются согласно требованиям изготовителей приборов. Присоединение к заземляющему устройству осуществляется при помощи провода в желто-зеленой изоляции ПуГВ 1x6 и полосы Б2 4x20 (СтЗкп ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89). Монтаж выполняется согласно инструкции по монтажу зануления и защитного заземления ТИ4.25088.17000. Сопротивление заземляющего устройства площадок составляет не более 4,0 Ом.

В соответствии с требованиями ПУЭ, ГОСТ Р 58367-2019 электроснабжение средств автоматизации и телемеханики на площадках скважин предусматривается по 1-й категории надежности электроснабжения (см.06-04-2НИПИ/2022-1-ИОС1). Дополнительно в шкафу телемеханики предусматривается установка источника бесперебойного питания 1500 VA с АКБ. Время работы от АКБ не менее 1 часа.

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 КИПиА, прокладываемых во взрывоопасных зонах предусматривается кабель герметичный с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем КУВЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nx2xS/КУВЭКШВнг(А)-LS-ХЛ Nx2xS (или аналогичный) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Для кабельных линий КИПиА, прокладываемых вне взрывоопасных зон предусматривается кабель КВВГЭнг(А)-LS-ХЛ/МКЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nx2xS/МКЭКШВнг(А)-LS-ХЛ Nx2xS (или аналогичные) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012. Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям. Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018 имеют сечение не менее 1 мм<sup>2</sup>. При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно СП 77.13330.2016.

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

						06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							62
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям. Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018 имеют сечение не менее 1 мм<sup>2</sup>. При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно СП77.13330.2016.

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

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

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

Прокладка внешних искробезопасных и искроопасных цепей, в соответствии с ПУЭ и ГОСТ 22782.5-78\*, осуществляется отдельными кабелями.

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

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

						06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		63

Таблица 15 – Вид взрывозащиты электрооборудования

Наименование объекта	Радиус взрывоопасной зоны, м	Категория взрывоопасных зон, по ПУЭ, по СП 423.1325800.2018	Категория и группа смеси по СП 423.1325800.2018	Минимальный вид взрывозащиты электрооборудования	Вид взрывозащиты электро-оборудования
Приустьевая площадка (доб. скв)	3	В1г, 1	ПАТЗ	1Ex ПАТЗ 1Gb ПАТЗ	датчик избыточного давления АИР-10Н (0Ex ia ПА ТЗ Ga X)  Коробки клеммные 1ExdIIВТ4
Автоматическая замерная установка	помещение	В1а, 1а	ПАТЗ	1Ex ПАТЗ 1Gb ПАТЗ	Коробки клеммные 1ExdIIВТ4  электроприводная задвижка 1Exd(e)IIСТ4  светильник 1ExdIIВТ4  датчик уровня ПМП-052 Ga/Gb Ex db IIВ ТЗ
Блок дозирования реагентов	помещение	В1а, 1а	ПАТЗ		
Емкость дренажная	5	В1г, 1г	ПАТЗ		

## 2.4 Основные результаты анализа риска

### 2.4.1 Анализ известных аварий

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

Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами приведен в таблице 16.

Взам. инв. №	2.4 Основные результаты анализа риска					
	2.4.1 Анализ известных аварий					
Подп. и дата	<u>Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами</u>					
	Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами приведен в таблице 16.					
Инв. № подл.						
	Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата
06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						Лист
						64

Таблица 16 – Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами

Дата, место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии	Число пострадавших
09.01.2014 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», КЦДНГ №7 Харьгинское нефтяное месторождение	На действующем нефтесборном коллекторе произошла разгерметизация фланцевого соединения заглушки пропарочного стояка, с последующим разливом нефтесодержащей жидкости на снежный покров	Разгерметизация фланцевого соединения заглушки пропарочного стояка нефтесборного коллектора произошла вследствие некачественной сборки фланцевого соединения	Пострадавших нет. Площадь загрязнения составила 25 м <sup>2</sup> . Экономический ущерб составил 201 366,0 руб.
17.03.2014 Республика Коми, НШУ «Яреганефть» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»	Во время ремонта паронагнетательной скважины №30Н на опытно-промышленном участке №5, лесной квадрат №271 в процессе ликвидации прихвата насосно-компрессорных труб произошёл выброс пара с примесью нефти, в результате которого было загрязнено около 1,5 га прилегающей территории.	1. Демонтаж фонтанной арматуры производился в незаглушенной скважине. 2. Не производился контроль за уровнем жидкости глушения в скважине.	Пострадавших нет. Загрязнено около 1,5 га прилегающей территории. Экономический ущерб составил 250 300,0 руб.
4.03.2014 Республика Татарстан, в 8 км от села Новошемшинск, скважина №3771, ОАО «Шешмайол», ЗАО «Пионер-2000»	При подъеме УБТ произошло разворачивание вышки буровой установки, ее деформация и падение.	1. Отсутствие контроля за качеством сварных соединений при изготовлении буровой установки Идель-125 со стороны завода изготовителя (при изготовлении вышки буровой установки были допущены дефекты на сварном соединении). 2. Установка якорей ветровых оттяжек с нарушением требований Руководства по эксплуатации. 3. Ненадлежащее проведение рабочей комиссией пуска буровой установки в эксплуатацию. Неполный состав комиссии: отсутствовали представители заказчика и представитель Ростехнадзора	Смертельно травмирован помощник бурильщика. Экономический ущерб составил 7 485 597,0 руб.
26.03.2014	Произошел	1. Нарушением утвержденной	Пострадавших

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

65

Дата, место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии	Число пострадавших
Республика Башкортостан, ООО «Башнефть-Добыча», скважина №537 Метелинского месторождения ЦДНГ-1 НГДУ «Уфанефть»	неконтролируемый выброс нефти и попутного газа на скважине Метелинского нефтяного месторождения.	схемы оборудования устья скважины для проведения работ по свабированию для вызова притока нефти. 2.Использование неисправного герметизирующего устройства кабеля (лубрикатора). 3.Отсутствие у ООО «Башнефть – Добыча» Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлениях (ГНВП), согласованной противодонной службой.	нет. Экономический ущерб составил 1 164 000,0 руб.
11.04.2014 Оренбургская область, ООО «Оренбургская буровая компания»	При производстве работ произошел скачок давления, из-за чего разорвался трубопровод.	Нет данных	1 погибший. Данных об ущербе нет.
10.04.2014 Республика Коми, ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», МОГО «Усинск»	Произошло возгорание на скважине.	Нет данных	Пострадавших нет. Данных об ущербе нет.
21.05.2014 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», пункт сбора и подготовки нефти установки подготовки нефти «Уса»	На резервуарном парке установки подготовки нефти «Уса» произошел взрыв в технологическом резервуаре РВС-5000, повлекший его разрушение и возгорание нефти. Пожар распространился еще на 2 рядом стоящих резервуара.	Разрушение произошло вследствие интенсивного термического воздействия. вызванного самовоспламенением пиррофорных отложений, образовавшихся в процессе эксплуатации резервуара. Отсутствие анализа и прогнозирования рисков аварий, связанных с образованием пиррофорных отложений, и мероприятий по их предупреждению.	Пострадавших нет. Экономический ущерб составил 53 914 000, руб.
14.07.2014 ОАО «Верхнеочонскнефтегаз»	На скважине W-4 Верхнеочского нефтегазоконденсатного месторождения при проведении спуско-подъемных операций произошел неконтролируемый выброс газа.	Не выявление факта интенсивного поглощения бурового раствора, а также неслаженные действия персонала буровой бригады при выполнении работ по герметизации устья скважины	Пострадавших нет. Данных об ущербе нет.
08.09.2014 ЯНАО, Ямал СПГ, газовое	При проведении буровых работ возникло газопроявление с	Уточняются	Пострадало 9 человек. Данных об

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

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

66

Дата, место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии	Число пострадавших
месторождение, кустовая площадка №47	последующим возгоранием газа.		ущербе нет.
23.10.2014 ХМАО, Сыровское месторождение	Рабочие производили запуск бурового насоса. Из-за образовавшегося в трубе высокого давления вырвало заглушку.	Уточняются	Погиб один человек. Данных об ущербе нет.
09.01.2015 Ямал, Северо-Губкинское месторождение, ОАО «ЛУКОЙЛ»	Произошло возгорание вследствие выброса газозвдушной смеси при проведении работ подрядной организацией ООО «КРС «Евразия» (входит в Eurasia Drilling Company, EDC). При ведении работ по освоению скважины №1004Г куста №37 с использованием подъемного агрегата для ремонта скважин АПР-60/80, произошел гидроудар, с последующим разрушением срывного патрубка переводника (не заводского изготовления) на линии для разрядки скважины, выбросом газозвдушной среды, возгоранием и падением АПР-60/80 на буровую установку Уралмаш 3000ЭУК-1М. Произошло возгорание буровой с последующим деформированием основания и падением вышки на скважину № 1006г, что привело к разрушению фонтанной арматуры и возгоранию.	Технические причины: 1. Разрушение срывного патрубка переводника в результате гидроудара на линии для разрядки скважины. Организационные причины: 1. Отсутствие контроля наличия документов, подтверждающих соответствие применяемых технических устройств и материалов. 2. Нарушение технологического процесса пропарки бригадой КРС, выразившееся в неправильной последовательности отогрева устьевого арматуры и линии для разрядки скважины. 3. Отсутствие дублирующей задвижки или шарового крана на задвижке ГРП.	Пострадавших нет. Экономический ущерб составил 477 306,9 руб.
11.01.2015 Трасса трубопровода от Троицкой УППНиВ до Крымской ЛПДС ЦТОРТ и ЛПА №2	Обнаружен выход углеводородного сырья	Локальная сквозная коррозия тела нефтепровода. Недостаточный производственный контроль со стороны эксплуатирующей	Пострадавших нет. Экономический ущерб составил 1 954 509,5 руб.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

67

Дата, место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии	Число пострадавших
ООО «РН-Краснодарнефтегаз»		организации.	
7.01.2015 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.
26.01.2015 ДНС-1 УНПА Север-Талинка ОАО «РН-Няганьнефтегаз»	При откачке дренажной емкости ДЕ-1 в сепарационную установку после слива нефтесодержащей жидкости произошло воспламенение ГВС в дренажном колодце с последующим возгоранием насосного блока.	Эксплуатация агрегата насосного АХП 45/31 без фильтра и КИП, в результате чего произошло попадание в рабочее колесо полупогружного насоса, повлекшее образование искры в момент работы насоса без жидкости	Пострадавших нет. Экономический ущерб составил 664 400,0 руб.
28.01.2015 ТПП "РИТЭК-Уралойл"	Открытое фонтанирование с возгоранием. При проведении работ по перфорации колонны на скважине произошел выброс попутного газа с последующим возгоранием.	Технические причины: 1. Неуравновешенность пластового давления гидростатическим давлением столба жидкости. 2. Использование неисправного противовыбросового оборудования (ПВО) для обеспечения герметичности устья скважины. Организационные причины аварии: 1. Неслаженные действия буровой бригады при первых признаках газонефтеводопроявления.	Пострадавших нет. Экономический ущерб составил 14 243 702,0 руб.
19.02.2015 Оренбургская область,	На нефтяном месторождении Зайкинское-	Устанавливается	Ожоги получил один человек

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

68

Дата, место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии	Число пострадавших
Зайкинское-Зоринское месторождение	Зоринское вспыхнул пожар.		Данных об ущербе нет.
03.03.2015 ГПГУ №6 ЗАО «САНЕКО»	В результате разгерметизации фильтра газа в машинном отделении ГПГУ и попадания газа в помещение аппаратного блока через негерметичную стену и кабельные каналы произошел взрыв ГВС в газопоршневой энергетической установке	Конструкция и оборудование эксплуатируемой установки, предусмотренные проектом, не соответствуют требованиям промышленной безопасности, а именно не герметизированы кабельные проходы в стенах между отделениями установки, не предусмотрена вентиляция аппаратного отделения, установлено оборудование не во взрывозащищенном исполнении.	Смертельно травмирован электромонтер. Экономический ущерб составил 13 974 000 руб.
29.03.2015 ЗАО «Сибирская сервисная компания», Скважина №204 куста №2 Малоичского нефтяного месторождения	Открытое фонтанирование. При бурении скважины произошел прихват бурильного инструмента. После отстрела прихваченной части, произошел неконтролируемый выброс газонефтяной смеси.	Технические причины: 1. Неуровновешенность пластового давления гидростатическим давлением столба жидкости. 2. Отсутствие необходимых предохранительных устройств в колонне бурильных труб (шарового крана). Организационные причины аварии: 1. Необученность персонала действиям, предусмотренными планами мероприятий локализации аварий, при нефтегазоводопроявлениях.	Пострадавших нет. Экономический ущерб составил 19 148 031 руб.
22.05.2015 Скважина №5248 Дачно-Репинского месторождения ООО «Башнефть-Добыча»	Выброс нефтесодержащей жидкости с последующим возгоранием при осуществлении капитального ремонта	Срез винтов РК73-8953-350-Т100-КЗ (разделитель колонн) в результате эксплуатации данного оборудования в условиях максимальных нагрузок.	Смертельно травмированы два рабочих. Экономический ущерб составил 243 000руб.

#### Анализ основных причин произошедших аварий

Чрезвычайно важное значение при осуществлении деятельности по добыче и транспортировке нефти должно отводиться управлению (контролю) риском аварийности на потенциально опасных производственных объектах. Этот риск не может быть сведен к нулю благодаря превентивным мероприятиям (которым, необходимо уделять первостепенное

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

69



внимание), так как существуют объективные факторы, имеющие вероятностную природу и приводящие к внеплановым потерям. К таким факторам можно отнести:

- природные стихийные бедствия;
- техногенные аварии и катастрофы;
- ошибки персонала;
- вторичные эффекты, происходящие на сопредельных опасных объектах;
- преднамеренные акты (поджоги, спланированные взрывы и т. д.);
- ошибки, допущенные на стадии проектирования и строительства;
- неизвестные или достоверно не прогнозируемые на данный момент "механизмы" и причинно-следственные связи ухудшения состояния оборудования;
- недостаток финансовых средств для обновления производственных фондов.

Одной из основных причин аварий на "площадных" объектах и объектах добычи является нарушение правил ведения огневых работ персоналом и нарушение параметров ведения технологических процессов. Менее частые причины аварий: некачественная молниезащита и самовозгорание.

По статистическим данным Ростехнадзора Российской Федерации основными причинами возникновения аварийных ситуаций являются:

- более 30% - нарушения технологической и производственной дисциплины, то есть неосторожные и несанкционированные действия исполнителей работ;
- 28% - неправильная организация работ;
- 17% - неэффективность или отсутствие производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности;
- 16% - неудовлетворительное состояние основных производственных фондов и недостаточные инвестиции в обновление технических средств.

На основании анализа сведений об имевших место авариях на трубопроводах, следует выделить следующие причины разрывов трубопроводов, из них основными можно считать следующее:

- коррозия металла;
- заводской брак в трубах, дефекты, связанные со строительно-монтажными работами;
- механические повреждения.

Как показывают статистические данные по авариям, происходящим на трубопроводах, самыми опасными являются аварии, возникшие из-за внешних воздействий техногенного характера, к которым относятся повреждение трубопровода землеройной или другой техникой.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист  
70

В результате такого воздействия происходит разрыв трубопровода на полное сечение («гильотинный разрыв»). В литературных источниках имеются сведения, что в настоящее время одним из главных факторов, резко повысившим риск аварий на трубопроводном транспорте и приведшем, по существу, к большинству аварий с тяжелыми последствиями – старение, моральный и полный физический износ трубопроводов.

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

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

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

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

Большинство аварий и случаев смертельного травматизма можно предотвратить при постоянном мониторинге реального состояния опасных производственных объектов, своевременном проведении мероприятий по их техническому обслуживанию, ремонту и

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

реконструкции, а также по соблюдению безопасных режимов работы. Уровень травматизма и аварийности на объектах нефтяной промышленности определяется высокой степенью износа трубопроводов, низкими темпами внедрения современных технологий, недостаточным оснащением надежными системами автоматики и телемеханики.

Наиболее опасными объектами при добыче углеводородного сырья являются: скважины, оборудование скважин; нефтепромысловые трубопроводы; нефтестабилизационные производства; газокomppressorные станции; установки подготовки и перекачки нефти; установки предварительного сброса воды; товарно-сырьевые резервуарные парки; дожимные насосные станции; блочные кустовые насосные станции; автоматические газораспределительные станции, цеха сбора, подготовки и транспортировки газа.

Учитывая то, что в технологическом процессе на объектах нефтехимической, нефтеперерабатывающей и нефтедобывающей промышленности обращаются аналогичные вещества в схожих условиях, можно считать обобщенные причины аварий характерными для нефтяной промышленности в целом. Основываясь на результатах отчета о научно-исследовательской работе «Комплексная оценка природных и техногенных рисков для населения, выполненного Всероссийским научно-исследовательским институтом по проблемам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям» (ВНИИ ГОЧС), а также анализе сведений приведенных в периодической литературе определены основные причины произошедших аварий на технологическом оборудовании, нефтепроводах объектов нефтепродуктообеспечения.

Обобщенный анализ аварий на емкостном оборудовании, приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Основные причины разрушения емкостного оборудования

Причины разрушения	Относительное количество (%)
Механические разрушения в результате гидроиспытаний, дефектов сварного шва, концентраций напряжений в зоне упорного уголка, при осадках основания фундамента и др.	46,2
Хрупкие разрушения при низких температурах	15,4
Воздействие поражающих факторов взрыва	15,4
Коррозия	10,8
Воздействие высоких температур при пожаре	7,7
Землетрясение	3,0
Человеческий фактор (включая диверсионный акт)	1,5

Обобщенный анализ аварий на трубопроводах приведен в таблице 18.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							72
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Таблица 18 – Основные причины разрушения емкостного оборудования

Причины разрушения	Относительное количество (%)
Механические разрушения при постороннем воздействии	16
Разгерметизация в режиме промышленной эксплуатации	20
Несанкционированная врезка	28
Коррозионное разрушение металла	14
Разрушения вследствие некачественного проведения ремонтных работ, нарушения техники безопасности, ошибочных действий персонала	22

## 2.4.2 Анализ условий возникновения и развития аварий

### Определение возможных причин и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий.

Проектируемый объект является объектом повышенной опасности, т.к. связан с обращением больших объемов ЛВЖ и горючих газов, обладающей взрывопожароопасными свойствами и создающих реальную угрозу возникновения источника чрезвычайных ситуаций.

Концентрация на ограниченной территории больших объемов взрыво- и пожароопасных веществ, коррозионная активность нефти, создают дополнительную опасность разгерметизации системы.

Промысловый трубопровод так же является источником повышенной опасности из-за большого количества сварных и фланцевых соединений, запорной и регулирующей арматуры. Быстрое перекрытие технологических потоков может привести к гидравлическим ударам с последующим разрушением трубопроводов и оборудования.

Реализация энергетического потенциала опасных веществ в нежелательном и неуправляемом режиме (пожары, взрывы) по причинам техногенного и природного характера может создать комплекс поражающих факторов для людей, промышленной инфраструктуры и экологии.

К основным причинам, связанным с отказом оборудования относятся:

1) Опасности, связанные с типовыми процессами.

Основными процессами являются процессы добыча и транспортировка нефтяной эмульсии. Данные процессы характеризуются повышенной температурой, высоким давлением, наличием большого количества ГЖ, высокой интенсивностью перекачки нефти.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

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. 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.

4) Ошибочные действия персонала.

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, выше нормативного);
- механическое повреждение.

5) Внешнее воздействие природного и техногенного характера

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 не наблюдалось;
- диверсии и террористические акты, акты вандализма (для района расположения проектируемого объекта маловероятны).

К основным факторам, способствующим возникновению и развитию аварий на проектируемом оборудовании и трубопроводах относятся:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист  
74

- наличие в нефти большого количества агрессивных примесей, абразивных частиц, пластовой воды, что обуславливает повышенный коррозионный износ трубопровода;
- 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;
- непосредственный контакт трубопровода с природной средой, чем обусловлена более высокая степень их уязвимости от агрессивного воздействия с ее стороны по сравнению с другими технологическими объектами;
- высокая производительность и значительная протяженность отдельных участков трубопроводов (между линейными задвижками), что обуславливает в случае аварии выброс за короткий промежуток времени в окружающую среду больших количеств взрывоопасных веществ;
- непредсказуемость местоположения потенциального разрыва относительно точки территории, в которой определяется риск;
- механическое повреждение трубопровода при проведении СМР;
- нарушение технологической и трудовой дисциплины, неосторожные или несанкционированные действия работников при проведении СМР.

**Определение типовых сценариев возможных аварий.**

Анализ возможных причин возникновения аварий на проектируемом объекте и свойств присутствующих опасных веществ позволил выявить возможные сценарии развития аварийных ситуаций. Возможны следующие типовые сценарии развития аварий для следующих групп оборудования:

- устьевая арматура добывающей скважины;
- измерительная установка;
- выкидной трубопровод от устьевой арматуры до измерительной установки;
- линейная часть нефтепровода.

В результате анализа ранее определенных событий (причин, факторов), обусловленных конкретным иницирующим событием, в качестве моделей гипотетических аварий к рассмотрению приняты группы сценариев аварий, приведенные в таблице 19.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Таблица 19 – Группы сценариев аварий

№ сценария	Схема развития сценария	Поражающий фактор
С1 Пролив опасного вещества без воспламенения	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → загрязнение окружающей природной среды → локализация и ликвидация аварийной ситуации	Экологическое загрязнение
С2 Пожар разлива опасного вещества в открытом пространстве	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлива → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение	Экологическое загрязнение, тепловое загрязнение + прямое огневое действие
С3 Взрыв ТВС в открытом пространстве	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода → истечение опасного вещества → образование топливо-воздушной смеси и его распространение → взрыв ТВС при наличии источника зажигания → термическое поражение персонала, сооружений и оборудования, экологическое загрязнение	Экологическое загрязнение + воздушная ударная волна, тепловое излучение
С4. Пожар разлива в помещении	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода в помещении → выброс пожароопасного вещества и его растекание в пределах помещения → воспламенение пролива при условии наличия источника инициирования → пожар пролива → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение	Экологическое загрязнение, тепловое загрязнение + прямое огневое действие
С5. Взрыв ТВС в помещении	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода в помещении → образование паровоздушной смеси (ПВС) → сгорание в режиме взрыва при наличии источника инициирования → разрушение здания, помещения, оборудования и поражение персонала ударной волной и осколками	Экологическое загрязнение + воздушная ударная волна, тепловое излучение

Последствия реализации того или иного сценария определяются местом их возникновения, объемом и характером выброшенного вещества, наличием и надежностью систем противоаварийной защиты.

Перечень основных сценариев возможных аварий, принятых к количественному расчету для проектируемого оборудования, представлен в таблице 20.

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

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист  
76

Таблица 20 – Перечень основных сценариев возможных аварий

Наименование оборудования	Сценарии				
	C1	C2	C3	C4	C5
Фонтанная арматура добывающих скважин (ФА)	+	+	+	-	-
Выкидные нефтепроводы от добывающих скважин до измерительной установки (Втр)	+	+	-	-	-
Измерительная установка (ИУ)	+	-	-	+	+
Линейная часть нефтепровода (НСК/ВЛ)	+	+	+	-	-

**Обоснование физико-математических моделей и методов расчета, применяемых при оценке риска.**

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							77



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

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

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

Для количественной оценки риска промышленного объекта использовались методики, приведенные в таблице 21.

Таблица 21 – Перечень методик, используемых для количественной оценки риска

Наименование используемых моделей и методов	Комментарии
ГОСТ Р 27.310-95. Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения	Используется для определения частот реализации сценариев возможных аварий.
ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования	Определение вероятности возникновения пожара на пожаровзрывоопасном объекте, определение интенсивности отказа элементов.
ГОСТ Р 12.3.047-2012 Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля	Определение радиуса зон поражения при пожарах проливов.

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

78

Наименование используемых моделей и методов	Комментарии
СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности Утвержден приказом МЧС России от 25.03.2009 г. № 182.	Определение последствий при взрывах ТВС, интенсивности теплового излучения при пожарах.
Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах Утверждена приказом МЧС России от 10.07.2009 г. № 404.	Определение количества вещества при истечении из отверстия. Определение условной вероятности при построении деревьев событий. Определение радиуса зон поражения при авариях.
Руководство по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» Утвержден приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 г. № 387	Методические принципы, термины и понятия анализа риска, общие требования к процедуре оценки риска и оформлению результатов.
Руководство по безопасности "Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей" Утвержден приказом Ростехнадзора от 28.11.2022 г. № 412	Расчет параметров ударной волны, зон поражения и разрушения при взрыве облаков топливно-воздушных смесей.
Руководство по безопасности "Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ" Утвержден приказом Ростехнадзора от 02.11.2022 г. № 385	Расчет концентрации, массы ОБ во взрывоопасных пределах и зон поражения при пожаре-вспышке и взрыве ТВС
Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на технологических трубопроводах, связанных с перемещением взрывопожароопасных жидкостей» Утвержден приказом Ростехнадзора от 28.11.2022 г. № 411	Оценка риска аварий на технологических трубопроводах взрывопожароопасных жидкостей.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

79

## Оценка количества опасных веществ, участвующих в авариях.

Определение количества опасных веществ, участвующих в авариях на проектируемом оборудовании и трубопроводах, проводилось при расчете последствий для каждого сценария в соответствии с действующими нормативами.

Расчёт количества опасных веществ, обращающихся в оборудовании или на нефтесборном коллекторе, проводится, исходя из количества опасного вещества (нефти), которое одновременно находится или может находиться на опасном производственном объекте (п.1 Приложения 2 ФЗ от 21.07.1997 №116-ФЗ).

При разгерметизации оборудования на кустах скважин, в соответствии с положениями ГОСТ Р 12.3.047-2012, предполагалось, что в аварии участвует вся масса опасных веществ находящихся в оборудовании + масса веществ, поступающих из всех смежных блоков в течение 5 минут (в зависимости от наличия межблочной отключающей арматуры с дистанционным приводом, наличия резервирования арматуры с дистанционным приводом и времени ее закрытия). Расчеты ведутся по максимальным показателям дебита скважин.

Прогнозирование объема разлива нефти при аварии на линнйной части нефтесборного коллектора/выкидной линии проводилось из расчета 25% максимального объема прокачки в течение 6 часов и объем нефтепродукта между запорными задвижками на прорванном участке трубопровода (п.7 «Правил 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, утв. Постановления Правительства РФ №2451 от 31.12.2020).

Количество опасных веществ на открытом воздухе, участвующих во взрыве топливовоздушных смесей (ТВС), рассчитывалось исходя из массы газовой фазы вышедшей из аварийного аппарата и смежных блоков в течение времени необходимого на отсечение аварийного блока + масса опасных веществ испарившихся с поверхности пролива за 3600 сек., с учетом коэффициента участия во взрыве ТВС - 0,1.

Количество опасных веществ, участвующих во взрыве топливовоздушных смесей (ТВС) в помещении, рассчитывалось исходя из массы газовой фазы вышедшей из аварийного аппарата и смежных блоков за 300 сек + масса опасных веществ испарившихся с поверхности пролива за 5 минут, при условии, что общая масса ТВС не превысит верхний концентрационный предел распространения пламени в помещении. При этом во внимание принималась работа аварийной и общеобменной вентиляции.

Данные о количествах опасных веществ (нефти, ПНГ - попутного нефтяного газа) участвующих в рассматриваемых сценариях аварий проектируемого объекта приведены в

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							80
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

таблицах 22-23. Для расчетов зон поражения по всем сценариям аварий принимаются аварии с максимально возможным количеством опасных веществ.

Таблица 22 – Количества опасных веществ, участвующих в рассматриваемых сценариях аварий на территории куста скважин

Аварийное оборудование	Сценарий	Поражающий фактор	Количество опасного вещества, кг	
			Участвующего в аварии	Участвующего в создании поражающих факторов
<b>Куст скважин № 4084</b>				
Арматура устьевая фонтанная	С1-ФА	Загрязнение площадки и ОС при разгерметизации устьевой арматуры	221,5 (нефть)	221,5 (нефть)
	С2-ФА	Пожар разлива при полной разгерметизации фонтанной арматуры скважины с последующим воспламенением	221,5 (нефть)	221,5 (нефть)
	С3-ФА	Взрыв ТВС при разгерметизации устьевой арматуры	63,4 (ПНГ)	6,3 (ПНГ)
Измерительная установка	С1-ИУ	Загрязнение площадки и ОС при разгерметизации замерной установки	2019,4 (нефть)	2019,4 (нефть)
	С4-ИУ	Пожар разлива при полной разгерметизации замерной установки	2019,4 (нефть)	2019,4 (нефть)
	С5-ИУ	Взрыв ТВС с возникновением пожара пролива при полной разгерметизации замерной установки	577,8 (ПНГ)	57,8 (ПНГ)
Выкидные трубопроводы	С1-Втр	Загрязнение площадки и ОС при разгерметизации выкидного трубопровода	221,5 (нефть)	221,5 (нефть)
	С2-Втр	Пожар разлива при полном разрушении выкидного трубопровода с последующим воспламенением	221,5 (нефть)	221,5 (нефть)

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	<b>06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т</b>	Лист
							81

Таблица 23 – Количество опасных веществ (по участкам между задвижками), участвующих в рассматриваемых сценариях аварий на проектируемых нефтесборных коллекторах/выкидных линиях

Пикет	Расстояние между задвижками, м	Диаметр, м	Суточный объем прокачки, т/сут	Максимально возможный разлив нефти при аварии, т (Сценарии С1-НСК/ВЛ, С2-НСК/ВЛ)	Максимально возможное количество выделившегося попутного нефтяного газа при аварии, т (Сценарий С3-НСК/ВЛ)
<b>Нефтесборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084</b>					
Площадка куста	54	0,2	581,6	40,460	11,576
ПК 0+00,0 - ПК1+4,85	104,85				
ПК1+4,85 - ПК10+82	977,15	0,2	581,6	61,632	17,633
ПК10+82 - ПК13+3,0	221	0,2	581,6	42,068	12,036
ПК13+3,0 - ПК27+10,0	1407	0,2	581,6	72,754	20,815
ПК27+10,0 - ПК29+56,0	246	0,2	581,6	42,715	12,221
ПК29+56,0 - ПК39+28,0	972	0,2	581,6	61,499	17,595
<b>Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв.3509</b>					
ПК 0+00,0 - ПК0+39	39	0,08	15	1,099	0,314
ПК 0+00,0 - ПК0+10,54	10,54	0,08	15	0,981	0,281
ПК0+10,54 - ПК0+72,77	62,23	0,08	15	1,195	0,342
ПК 0+39,0- ПК7+23,9	684,9	0,08	15	3,773	1,079
ПК7+23,9 - ПК20+37,27	1313,37	0,08	15	6,375	1,824
<b>Выкидная линия от к.3578 д т.вр. скв.3578</b>					
ПК 0+00,0 - ПК0+42,0	42	0,08	15	1,111	0,318
ПК0+42,0 - ПК9+98	956	0,08	15	4,895	1,400
<b>Выкидная линия скв.3455 до т.вр. скв.3455</b>					
ПК 0+00,0 - ПК0+45,68	45,68	0,08	40,07	2,693	0,771

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

82

Пикет	Расстояние между задвижками, м	Диаметр, м	Суточный объем прокачки, т/сут	Максимально возможный разлив нефти при аварии, т (Сценарии С1-НСК/ВЛ, С2-НСК/ВЛ)	Максимально возможное количество выделившегося попутного нефтяного газа при аварии, т (Сценарий С3-НСК/ВЛ)
ПК0+45,68 - ПК0+73,94	28,26	0,08	40,07	2,621	0,750

### Расчет вероятных зон действия поражающих факторов.

Определение зон поражения при горении и взрыве облаков топливно-воздушных смесей осуществлялось с помощью Программных модулей «Риск-пожар-производство» и «Риск-нефть-трубопровод» Программного комплекса «Студия анализа риска», разработанного ООО НПО «ДИАР». Программный комплекс разработан в соответствии с требованиями и положениями «Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», введенных в действие приказом МЧС РФ от 10.07.2009 г. №404, с учетом положений СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной безопасности», ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля» и Руководства по безопасности "Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей".

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

- загрязнение промплощадки и сооружений;
- образование воздушной ударной волны при взрывных превращениях облаков топливно-воздушных смесей (ТВС);
- образование зоны термического поражения при пожарах.

В качестве основных поражающих факторов аварий на проектируемом объекте рассматриваются:

- избыточное давление во фронте воздушной ударной волны;
- прямое огневое воздействие и тепловой поток с поверхности пламени при пожарах.

При анализе воздействия поражающих факторов оценке подвергалось:

- воздействие на здания, сооружения и оборудование (степень разрушения);
- воздействие на человека (тяжесть поражения).

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

							06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			83

### Расчет вероятных зон загрязнения промплощадок и территории.

Расчеты площадей загрязнения при разгерметизации технологического оборудования на территории площадок скважин, производились исходя из предположения, что лужа пролива ограничена обваловками или бордюрами площадок, либо разливается на неограниченной территории. Полагалось, что жидкость разливается по спланированной поверхности слоем высотой 0,05 м.

Разлив опасного вещества в помещении ограничивается площадью помещения.

Для расчетов площадей загрязнения при реализации аварий на линейной части нефтепровода принималось, что в любой момент времени пролившаяся жидкость имеет форму плоской круглой лужи постоянной толщины. Площадь пролива опасного вещества принималась исходя из типа подстилающей поверхности, в соответствии с формулой П.3.27 Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, утвержденной приказом МЧС России от 10.07.2009 № 404: на неограниченную подстилающую поверхность:

$$F_{пр} = f_p * V$$

где  $F_{пр}$  – площадь пролива,  $m^2$

$f_p$  - коэффициент разлития,  $m^{-1}$

$V$  – объем пролившейся нефти,  $m^3$

- неспланированное грунтовое покрытие (коэффициент разлития –  $5 m^{-1}$ );

- спланированное грунтовое покрытие (коэффициент разлития –  $20 m^{-1}$ ).

Результаты расчетов площадей загрязнения при аварийных проливах горючих жидкостей приведены в таблице 24.

Таблица 24 - Результаты определения площадей загрязнения при аварийных проливах горючих жидкостей

Наименование оборудования/ трубопровода	Максимально возможный разлив нефти при аварии, т	Площадь пролива, $m^2$
	Сценарии С1, С2-	
<b>Куст скважин №4084</b>		
Фонтанная арматура	0,2215	5,377
Измерительная установка	2,0194	16,5 (в пределах помещения)
Выкидной трубопровод	0,2215	5,377
<b>Нефтеcборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084</b>		
Площадка куста. ПК 0+00,0 -ПК1+4,85	40,460	245,510

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

84

Наименование оборудования/ трубопровода	Максимально возможный разлив нефти при аварии, т	Площадь пролива, м <sup>2</sup>
ПК1+4,85 - ПК10+82	61,632	373,983
ПК10+82 - ПК13+3,0	42,068	255,267
ПК13+3,0 - ПК27+10,0	72,754	441,469
ПК27+10,0 - ПК29+56,0	42,715	259,192
ПК29+56,0 - ПК39+28,0	61,499	373,174
<b>Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв.3509</b>		
ПК 0+00,0 -ПК0+39	1,099	6,668
ПК 0+00,0 -ПК0+10,54	0,981	5,953
ПК0+10,54 -ПК0+72,77	1,195	7,252
ПК 0+39,0-ПК7+23,9	3,773	22,893
ПК7+23,9 -ПК20+37,27	6,375	38,681
<b>Выкидная линия от к.3578 д т.вр. скв.3578</b>		
ПК 0+00,0 -ПК0+42,0	1,111	6,744
ПК0+42,0 - ПК9+98	4,895	29,703
<b>Выкидная линия скв.3455 до т.вр. скв.3455</b>		
ПК 0+00,0 -ПК0+45,68	2,693	65,376
ПК0+45,68 - ПК0+73,94	2,621	63,625

### Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлития.

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

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

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

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

85



- $44,5\text{кВт/м}^2$  – 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.);
- $4,2\text{кВт/м}^2$  – безопасные для объектов и для человека в брезентовой одежде расстояния, (вероятность ожогов первой степени 10% для людей без спецодежды при длительности экспозиции 30 сек);
- $1,4\text{кВт/м}^2$  – безопасные для объектов и человека расстояния, которые характеризуются отсутствием негативных последствий в течение длительного времени.

#### **Расчет вероятных зон действия поражающих факторов взрывов ТВС в открытом пространстве**

В случае реализации данного сценария зона действия поражающих факторов равна окружности радиусом R, центром которой является место разгерметизации технологического оборудования. Границы зоны действия на здания и сооружения (величина радиуса), определяющей степень их разрушения, характеризуются значениями избыточных давлений по фронту ударной волны.

Размер зоны поражения ударной волной человека на открытой площадке определялся по перепаду давления во фронте ударной волной при бесконечно большой длительности импульса. Поражение людей определяется по воздействию отраженной ударной волны и обломков разрушенных конструкций.

Критериальными значениями повреждения зданий, сооружений и конструкций в случае реализации данного сценария являются следующие параметры:

- зона полного разрушения – разрушение и обрушение всех элементов зданий и сооружений (100кПа);
- зона сильного разрушения – 50-% разрушение зданий и сооружений (53кПа);
- зона среднего разрушения – обрушение отдельных элементов зданий и сооружений (28кПа);

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист  
86

- зона слабого разрушения – умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.) (12кПа);
- нижний порог повреждения человека (5 кПа);
- зона частичного разрушения застекления – разбито 10% стекол (3кПа).

**Расчет вероятных зон действия поражающих факторов (тепловое излучение) при пожарах пролива горючих жидкостей, нефти в помещениях**

При анализе поражающих факторов в случае пожара в помещении оценке подвергалось воздействие теплового потока на помещение. При этом рассчитывались:

- максимальная среднеобъемная температура, °С;
- максимальное значение усредненной температуры перекрытий, °С;
- максимальное значение усредненной температуры стен, °С;
- время воздействия, мин (без противопожарных мероприятий).

**Расчет вероятных зон действия поражающих факторов взрывов ТВС в помещении**

Критериальными значениями избыточного давления в случае реализации данного сценария являются следующие параметры (таблица А.4 ГОСТ Р 12.3.047-2012):

- 100 кПа – полное разрушение зданий;
- 53 кПа – 50%-ное разрушение зданий;
- 28 кПа – средние повреждения зданий;
- 12 кПа – умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)
- 5 кПа – нижний порог повреждения человека волной давления;
- 3 кПа – малые повреждения (разбита часть остекления).

Зоны действия поражающих факторов рассчитаны для наиболее опасных сценариев – по максимальному количеству опасного вещества, которое может выйти из оборудования при авариях на проектируемом оборудовании/ трубопроводах.

Результаты определения зон действия поражающих факторов при авариях на проектируемых объектах представлены в таблицах 25-26.

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

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист  
87

Таблица 25 – Результаты определения зон действия поражающих факторов при авариях на площадке куста скважин № 4084

Параметры	Оборудование		
	ФА	ИУ	Втр
<b>Возгорание пролива (сценарий С2)</b>			
Расчет параметров испарения			
Общая масса вещества, участвующего в создании поражающих факторов, (кг)			
- нефти	221,5	2019,4	221,5
- газа	6,3	57,8	-
Площадь пожара, м <sup>2</sup> (зона действия открытого пламени)	5,377	16,5	5,377
Расчет параметров воспламенения пролива			
Эффективный диаметр пролива, м	2,6	-	2,6
Непереносимая боль через 3-5 с Ожог 1-й степени через 6-8 с Ожог 2-й степени через 12-16 с (10,5 кВт/м <sup>2</sup> ) на расстоянии, м	1,9	-	1,9
Непереносимая боль через 20-30 с Ожог 1-й степени через 15-20 с Ожог 2-й степени через 30-40 с Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин (7,0 кВт/м <sup>2</sup> ) на расстоянии, м	2,7	-	2,7
Безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м <sup>2</sup> ) на расстоянии, м	4,1	-	4,1
Без негативных последствий в течение длительного времени (1,4 кВт/м <sup>2</sup> ) на расстоянии, м	8,3	-	8,3
<b>Взрыв ТВС в открытом пространстве (сценарий С3)</b>			
Расчет избыточного давления			
Полное разрушение зданий (100кПа) (м)	-	-	-
50%-ное разрушение зданий (53кПа) (м)	-	-	-
Средние повреждения зданий (28кПа) (м)	-	-	-
Умеренные повреждения зданий (12кПа) (м)	-	-	-
Нижний порог повреждений человека волной давления (5кПа) (м)	5,0 (3,2кПа)	-	-
Разбита часть остекления (3кПа) (м)	6,62	-	-
<b>Пожар в помещении (сценарий С4)</b>			
Максимальная среднеобъемная температура, оС	-	более 1000	-
Максимальное значение усредненной температуры перекрытий, оС	-	более 1000	-

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

88

Параметры	Оборудование		
	ФА	ИУ	Втр
Максимальное значение усредненной температуры стен, оС	-	850	-
Время продолжительности пожара без противопожарных мероприятий, мин	-	308	-
<b>Взрыв ТВС в помещении (сценарий С5)</b>			
Полное разрушение (100 кПа)	-	+	-
50%-ное разрушение (53 кПа)	-	+	-
Средняя степень разрушения (28 кПа)	-		-
Умеренные повреждения (12 кПа)	-	+	-
Нижний порог повреждения человека (5 кПа)	-	+	-
Малые повреждения (разбита часть остекления) (3 кПа)	-	+	-

Таблица 26 – Результаты определения зон действия поражающих факторов при авариях на нефтесборных коллекторах/выкидных линиях

Параметры	Нефтесборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084. ПК13+3,0 - ПК27+10,0	Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв.3509. ПК7+23,9 - ПК20+37,27	Выкидная линия от к.3578 д т.вр. скв.3578. ПК0+42,0 - ПК9+98	Выкидная линия скв.3455 до т.вр. скв.3455. ПК 0+00,0 - ПК0+45,68
<b>Возгорание пролива (сценарий С2-НСК)</b>				
Расчет параметров пролива				
Общая масса вещества участвующих в создании поражающих факторов (нефти, т),	72,754	6,735	4,895	2,693
Объем пролива, (м <sup>3</sup> )	88,294	7,736	5,941	3,269
Площадь пожара, м <sup>2</sup> (зона действия открытого пламени)	441,469	38,681	29,703	63,379
Расчет параметров воспламенения пролива				
Эффективный диаметр пролива, м	23,7	7,0	6,2	9,0
Непереносимая боль через 3-5 с . Ожог 1-й степени через 6-8 с. Ожог 2-й степени через 12-16 с (10,5 кВт/м <sup>2</sup> ) на расстоянии, м	12,7	5,0	4,4	6,4
Непереносимая боль через 20-30 с. Ожог 1-й степени через 15-20 с. Ожог 2-й степени через 30-40 с Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин (7,0 кВт/м <sup>2</sup> ) на расстоянии, м	17,3	7,0	6,2	9,0
Безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м <sup>2</sup> ) на расстоянии, м	25,2	10,3	9,1	13,0

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

89

Параметры	Нефтеборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084. ПК13+3,0 - ПК27+10,0	Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв.3509. ПК7+23,9 - ПК20+37,27	Выкидная линия от к.3578 до т.вр. скв.3578. ПК0+42,0 - ПК9+98	Выкидная линия скв.3455 до т.вр. скв.3455. ПК 0+00,0 - ПК0+45,68
Без негативных последствий в течение длительного времени (1,4 кВт/м <sup>2</sup> ) на расстоянии, м	47,4	19,8	17,6	24,6
<b>Взрыв ТВС в открытом пространстве (сценарий СЗ-НСК)</b>				
Расчет избыточного давления				
Общая масса вещества, участвующего в создании поражающих факторов (газа, кг)	208,1	18,2	14,0	7,7
Полное разрушение зданий (100кПа) (м)	-	-	-	-
50%-ное разрушение зданий (53кПа) (м)	-	-	-	-
Средние повреждения зданий (28кПа) (м)	-	-	-	-
Умеренные повреждения зданий (12кПа) (м)	-	-	-	-
Нижний порог повреждений человека волной давления (5кПа) (м)	16,0 (3,8кПа)	-	-	-
Разбита часть остекления (3кПа) (м)	28,79	7,0 (1,7 кПа)	6,5 (1,5 кПа)	5,4 (1,2 кПа)

Зоны действия поражающих факторов наиболее опасных аварийных ситуаций возможных на составляющих проектируемого объекта представлены в графической части настоящего раздела (06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г5 – 06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г9).

### 2.4.3 Оценка риска аварий

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

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

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	90

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

В соответствии с п. 43 Приказа МЧС РФ от 10.07.2009 №404 уровень социального пожарного риска нормируется по поражению не менее десяти человек в течение года. Уровень социального пожарного риска в соответствии с Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности нормируется только для людей находящихся в селитебной зоне вблизи объекта. Т.к. риск поражения персонала сторонних организаций и населения отсутствует и ожидаемое число пострадавших, при реализации наиболее крупных аварий, составит не более 2 человек, то расчет социального риска не проводится.

#### Определение вероятностей (частот) возникновения аварий.

Любой сценарий начинается с инициирующего события (утечки различной интенсивности или воспламенения паровоздушной среды внутри оборудования, там, где это возможно), которое может возникнуть с некоторой частотой.

Основываясь на анализе имеющейся статистической информации, а также использовании логических схем возникновения крупных аварий из системы «некритических» промежуточных событий в таблице 27 представлены характерные частоты аварий.

Таблица 27 – Ожидаемые частоты инициирования аварий типового оборудования

Категория оборудования (аварии)	Частота аварии, 1/год	Источник данных
Полная разгерметизация арматуры скважины при эксплуатации	$9,0 \cdot 10^{-5}$	Приказ МЧС РФ от 10.07.2009 №404 СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2019
Полная разгерметизация нефтепровода (межпромыслового, промыслового, магистрального)	$2,7 \cdot 10^{-5}/\text{км}$	
Полная разгерметизация технологического трубопровода	$2,4 \cdot 10^{-7}/\text{м}$	
Полная разгерметизация замерной установки	$1,0 \cdot 10^{-4}$	

Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах разработана в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 22.03.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и постановлением Правительства Российской Федерации от 22.07.2020 №1084 «О порядке проведения расчетов по оценке пожарного риска».

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

						06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							91
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

При разгерметизации оборудования и разлиии нефтегазовой эмульсии полагалось (согласно табл. П1.2 указанной методики), что:

- вероятность мгновенного воспламенения двухфазной смеси при среднем расходе истечения (1-50 кг/с) – 0,035;
- вероятность мгновенного воспламенения двухфазной смеси при полном разрыве – 0,200;
- вероятность последующего воспламенения при отсутствии мгновенного воспламенения двухфазной смеси при среднем расходе истечения (1-50 кг/с) – 0,036;
- вероятность последующего воспламенения при отсутствии мгновенного воспламенения двухфазной смеси при полном разрыве – 0,240;
- условная вероятность сгорания с образованием избыточного давления при образовании горючего газопаровоздушного облака и его последующим воспламенением при среднем расходе истечения (1-50 кг/с) – 0,240;
- условная вероятность сгорания с образованием избыточного давления при образовании горючего газопаровоздушного облака и его последующем воспламенении при полном разрыве – 0,600.

Итоговые частоты реализации сценариев аварийных ситуаций возможных на проектируемом оборудовании и трубопроводах, представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Итоговые частоты реализации сценариев аварийных ситуаций

Оборудование	Сценарий	Последствия аварии	Частота, 1/год
<b>Куст скважин № 4084</b>			
Арматура устьевая фонтанная	С1-ФА	Экологическое загрязнение при разгерметизации фонтанной арматуры	6,57E-04
Арматура устьевая фонтанная	С2-ФА	Пожар разлиия при полной разгерметизации фонтанной арматуры скважины с последующим воспламенением	1,91E-04
Арматура устьевая фонтанная	С3-ФА	Взрыв ТВС при полном разрушении фонтанной арматуры с отложенным воспламенением	1,24E-04
Измерительная установка	С1-ИУ	Экологическое загрязнение при разгерметизации измерительной установки	6,08E-05
Измерительная установка	С4-ИУ	Пожар разлиия при полной разгерметизации оборудования в замерной установке	2,77E-05
Измерительная установка	С5-ИУ	Взрыв ТВС с возникновением пожара пролива при полной разгерметизации оборудования в замерной установке	1,15E-05
Выкидные трубопроводы	С1-Втр	Экологическое загрязнение при разгерметизации выкидного трубопровода	1,87E-04

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

92

Оборудование	Сценарий	Последствия аварии	Частота, 1/год
Выкидные трубопроводы	С2-Втр	Пожар разлития при полном разрушении выкидного трубопровода с последующим воспламенением	9,00E-05
<b>Нефтеcборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084</b>			
НСК от куста скважин	С1-НСК	Экологическое загрязнение при разгерметизации нефтеcборного коллектора	6,51E-05
НСК от куста скважин	С2-НСК	Пожар разлития при полном разрушении нефтеcборного коллектора с последующим воспламенением	4,20E-05
НСК от куста скважин	С3-НСК	Взрыв ТВС при разгерметизации устьевой арматуры с отложенным воспламенением	2,06E-09
<b>Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв.3509</b>			
НСК от куста скважин	С1-НСК	Экологическое загрязнение при разгерметизации нефтеcборного коллектора	3,54E-05
НСК от куста скважин	С2-НСК	Пожар разлития при полном разрушении нефтеcборного коллектора с последующим воспламенением	2,29E-05
НСК от куста скважин	С3-НСК	Взрыв ТВС при разгерметизации устьевой арматуры с отложенным воспламенением	1,12E-09
<b>Выкидная линия от к.3578 д т.вр. скв.3578</b>			
НСК от куста скважин	С1-НСК	Экологическое загрязнение при разгерметизации нефтеcборного коллектора	1,66E-05
НСК от куста скважин	С2-НСК	Пожар разлития при полном разрушении нефтеcборного коллектора с последующим воспламенением	1,07E-05
НСК от куста скважин	С3-НСК	Взрыв ТВС при разгерметизации устьевой арматуры с отложенным воспламенением	5,25E-10
<b>Выкидная линия скв.3455 до т.вр. скв.3455</b>			
НСК от куста скважин	С1-НСК	Экологическое загрязнение при разгерметизации нефтеcборного коллектора	1,74E-06
НСК от куста скважин	С2-НСК	Пожар разлития при полном разрушении нефтеcборного коллектора с последующим воспламенением	1,12E-06
НСК от куста скважин	С3-НСК	Взрыв ТВС при разгерметизации устьевой арматуры с отложенным воспламенением	5,50E-11

### Оценка возможного числа пострадавших

Автоматизация и управление технологическим процессом добычи и транспортировки скважинной продукции Верхневозейского месторождения позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

93



Персонал находится на объекте эпизодически для визуального осмотра объектов и оборудования, оперативной регулировки оборудования, ремонта.

Эксплуатация и техническое обслуживание проектируемого оборудования будет осуществляться существующим персоналом бригады по добыче нефти и газа №4 (Возейское, Верхневозейское НМ) КЦДНГ №4 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». Дополнительный персонал для обслуживания проектируемого объекта не предусматривается. Максимальная численность персонала при обслуживании проектируемого объекта составляет 2 человека.

Аварии на ближайших потенциально опасных объектах не могут стать причиной возникновения ЧС на проектируемых трубопроводах в виду своей удаленности.

Ближайший населённый пункт – п. Верхнеколвинск, находится в 8,5 км к югу от района работ. Административный центр – г. Усинск расположен в 85 км к юго-юго-востоку от исследуемой территории. На прилегающей к проектируемому объекту территории население отсутствует. Мирное и гражданское население в зоны риска возможных аварий не попадает. Сторонние организации, расположенные вне территории проектируемых объектов, в зону действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии не попадают.

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 на кустах скважин и 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);

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
94

– в случае пожара в зданиях зоны поражающих факторов не выходит за пределы аварийного помещения, поэтому опасному воздействию будет подвергаться только находящийся в нем персонал;

– 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 в зоны безвозвратных и санитарных потерь, приведено в таблице 29.

Таблица 29 – Результаты оценки возможного числа пострадавших на объекте

Оборудование	Сценарий	Поражающий фактор	Число погибших	Число пострадавших
<b>Куст скважин № 4084</b>				
Арматура устьевая фонтанная	C1-ФА	Экологическое загрязнение	0	0
	C2-ФА	Тепловое излучение	0	1
	C3-ФА	Термическое поражение	0	0
Измерительная установка	C1-ИУ	Экологическое загрязнение	0	0
	C4-ИУ	Тепловое излучение	0	1
	C5-ИУ	Термическое поражение	1	1
Выкидной трубопровод	C1-Втр	Экологическое загрязнение	0	0
	C2-Втр	Тепловое излучение	0	1
<b>Нефтеборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084</b>				
НСК от куста скважин	C1-НСК	Экологическое загрязнение	0	0
	C2-НСК	Тепловое излучение	0	2
	C3-НСК	Термическое поражение	0	1
<b>Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв.3509</b>				
НСК от куста скважин	C1-НСК	Экологическое загрязнение	0	0
	C2-НСК	Тепловое излучение	0	1
	C3-НСК	Термическое поражение	0	0
<b>Выкидная линия от к.3578 до т.вр. скв.3578</b>				
НСК от куста скважин	C1-НСК	Экологическое загрязнение	0	0
	C2-НСК	Тепловое излучение	0	1
	C3-НСК	Термическое поражение	0	0
<b>Выкидная линия скв.3455 до т.вр. скв.3455</b>				
НСК от куста скважин	C1-НСК	Экологическое загрязнение	0	0
	C2-НСК	Тепловое излучение	0	1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	<b>06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т</b>	Лист
							95

Оборудование	Сценарий	Поражающий фактор	Число погибших	Число пострадавших
	СЗ-НСК	Термическое поражение	0	0

### Оценка индивидуального риска оператора нефти и газа

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

$$R_{и} = i=1 \sum n Q_{Vi} * Q_{ВПi} * Q_{Hi},$$

где n – количество типов рассматриваемых аварий;

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

$Q_{Hi}$  – 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.

Частоты реализации сценариев аварийных ситуаций рассмотрены выше. Условная вероятность нахождения людей в зоне аварии определялась исходя из территориально-временного распределения персонала по составляющим нефтяного промысла в течение суток, смены. Принято, что оператор нефти и газа 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 оператора нефти и газа представлен в таблице 30.

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  $1,0 \cdot 10^{-6}$  1/год – для населения.

Таблица 30 – Суммарный индивидуальный риск поражения персонала

Персонал опасного производственного объекта	Индивидуальный риск смертельного поражения, 1/год	Индивидуальный риск санитарного поражения, 1/год
Оператор нефти и газа	$2,49 \cdot 10^{-8}$	$3,74 \cdot 10^{-7}$

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

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	96

### Определение уровня возможных ЧС

В соответствии с классификацией Постановления Правительства РФ от 21.05.2007 г. №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» на проектируемом объекте возможны чрезвычайные ситуации муниципального характера (зона чрезвычайной ситуации не выходит за пределы территории одного муниципального образования, при этом количество людей, погибших и (или) получивших ущерб здоровью, составляет не более 50 человек либо размер материального ущерба составляет не более 12 млн.рублей).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

### 3 Обеспечение требований промышленной безопасности

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

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

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

Профессиональная подготовка персонала характеризуется следующими принципами:

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Правительства РФ № 1365 от 25.10.2019, «Правилам обучения по охране труда и проверки знания требований охраны труда», утв. Постановлением Правительства РФ № 2464 от 24.12.21, 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.

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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист  
99

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.

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист  
100

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.

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

Виды профессионального обучения:

- подготовка новых рабочих;
- переподготовка рабочих;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				



- обучение рабочих вторым профессиям;
- повышение квалификации рабочих.

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

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

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

Созданная в ПАО «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 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

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

						06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т		Лист
								102

№ 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;
- 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;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист  
103

- 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:

- 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;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист  
104

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;
- 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»;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист  
105

- 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 отделов ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» мероприятий по предупреждению несчастных случаев, аварий и инцидентов, улучшение условий труда на рабочих местах, оказание организационной помощи по выполнению запланированных мероприятий;
- участие в разработке и пересмотре инструкций по промышленной безопасности и охране труда для работников, стандартов и положений, системы стандартов промышленной безопасности;
- разработка программы и проведение вводного инструктажа по промышленной безопасности и охране труда со всеми вновь принимаемыми на работу;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

- 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 «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». Порядок учета и анализа несчастных случаев и профессиональных заболеваний на производстве регламентирован СТО ЛУКОЙЛ 1.6.13-2022 «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».

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист  
107

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 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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

«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).

### **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:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист  
109



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.

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 поддержание 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».

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
110

### 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 15.12.2020 №533 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств"».
- Приказ Ростехнадзора от 21.12.2021 №444 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»».
- Постановление Правительства РФ от 18 декабря 2020 г. № 2168 «Правила организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности».
- Постановление правительства РФ от 31.12.2020 №2451 «Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации».
- Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 №1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

### 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 «ЛУКОЙЛ» и организациях группы ЛУКОЙЛ создаются:

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
112

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

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

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» создано нештатное аварийно-спасательное формирование - НАСФ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» (свидетельство об аттестации на право ведения поисково-спасательных работ № 03789, регистрационный № 16/3-5-46 от 12.10.2020 г.).

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

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

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист  
113

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

Таблица 31– Перечень специальной техники и технических средств ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов

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

Мобильный комплекс оборудования, приспособлений и материалов для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (комплекующие скорой экологической помощи) представлен в табл. 32.

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

114

Таблица 32 – Мобильный комплекс оборудования, приспособлений и материалов для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (комплектующие скорой экологической помощи)

Комплектующие	Ед. изм.	Кол-во
<b>I. Спецоборудование и приспособления</b>		
Вакуумная установка ВАУ-1	шт.	1
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
<b>II. Электротехника</b>		
Мотопомпа типа «Robin»	шт.	1
Мини-электростанция типа «Gecko»	шт.	2
Электрокомпрессор типа «Fias»	шт.	1
<b>III. Сорбирующий материал и изделия из него</b>		
Сорбент «Лесорб-экстра»	кг	1
Боны сорбирующие сетчатые БСС-10 (1шт)	пм	10
БС-5	шт.	1
БС-10	шт.	1
2БС	шт.	1
МБС-6	шт.	1
МБС-12	шт.	1
Пластины ПЛС-50	шт.	1
Рулоны РС-5	шт.	1
<b>IV. Боны заградительные и приспособления для их установки</b>		
Боны заградительные БЗ-10	пм	200
Якорь донный	шт.	20
Якорь береговой для растяжек	шт.	1
Якорь береговой для крепления бонов	шт.	1
Барабан	шт.	1
Канат	м	600

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

115

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

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

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

1. Профессиональное аварийно-спасательное формирование ООО Специализированное профессиональное аварийно-спасательное формирование «Природа» (ООО СПАСФ «Природа»), согласно договору с ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (договор № 22У1177 от 01 июля 2022 года, автоматически пролонгируется ежегодно).

ООО СПАСФ «Природа» имеет Свидетельство отраслевой комиссии Минэнерго России по аттестации аварийно-спасательных служб (формирований) и спасателей топливно-энергетического комплекса (ОАК ТЭК 16/2-1) на право ведения аварийно-спасательных работ в чрезвычайных ситуациях № 04044 (рег.номер 16/2-1-205 от 15.03.2021г.).

Основные виды проводимых ООО СПАСФ «Природа» аварийно-спасательных работ: поисково-спасательные работы, работы по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории РФ, за исключением внутренних морских вод РФ и территориального моря РФ.

Количество личного состава ООО СПАСФ «Природа» – 63 человек, из них аттестованных спасателей – 47. Режим дежурства – круглосуточный. Количество спасателей в дежурной смене– 20 человек. Период работы в отрыве от базы – 3 суток.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

116

Место дислокации ООО СПАСФ «Природа» (адрес юридический/почтовый): Республика Коми, г. Усинск, ул.Приполярная, д.6а. Зона ответственности: опасные производственные объекты ТЭК, расположенные в Республике КОМИ и Ненецком автономном округе.

Время сбора дежурной смены АСФ – Ч + 90 минут. Готовность к отправке в район ЧС – Ч + 10 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 33).

2. Для тушения пожаров, проведения связанных с ними первоочередных аварийно-спасательных работ, а также пожарно-профилактического обслуживания объектов ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в районе размещения проектируемого объекта привлекается на договорной основе ООО «Пожарная охрана» (договор № 21У1965 от 27 декабря 2021 года, автоматически пролонгируется ежегодно).

Участок проектирования находится в районе существующих объектов обустройства Верхневозейского нефтяного месторождения, имеющих круглогодичную транспортную связь п. Верхнеколвинск (место дислокации пожарной части ООО «Пожарная охрана»).

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» (договор № 21У1970 от 06 декабря 2021 года, автоматически пролонгируется ежегодно)», расположенной на территории Головных сооружений Усинского месторождения.

Пожарные части укомплектованы всеми необходимыми силами и средствами, пожарной техникой, оборудованием, средствами тушения для обеспечения возможности тушения пожаров на проектируемых объектах.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				



Таблица 33 - Оснащенность СПАСФ «Природа»

IV. ОСНАЩЕННОСТЬ <sup>1</sup>								
Наименование	Количество		Права владения	Наименование	Количество		Права владения	
	по нормам	в наличии			по нормам	в наличии		
<b>Автотранспорт</b>				<b>Плавсредства</b>				
Легковые автомобили / из них оснащенные спец.сигналами	9/1	9/1	Собств./ аренда	Моторные лодки	10	10	Собств.	
Грузовые автомобили / из них оснащенные спец.сигналами	23/0	23/0	Собств./ аренда	Весельные лодки, плавучие шлюпки спасательные	10	10	Собств.	
Автобусы / из них оснащенные спец.сигналами	7/0	7/0	Собств./ аренда	Суда на воздушной подушке, аэронавты	2	2	Собств.	
Пожарные автомобили (основные/специальные)	-	-	-	Спасательные буксирные суда	1	1	Аренда	
Аварийно-спасательные машины (снегоболото) / из них оснащенные спец.сигналами	10/0	10/0	Собств./ аренда	Специальные жетоны / спасательные круги	50/3	50/3	Собств.	
Транспортные средства повышенной проходимости	4/0	4/0	Собств./ аренда	Суда, катера и плавсредства, предназначенные для работ по ДРЧ	3	3	Собств./ аренда	
Медицинские автомобили / из них оснащенные спец.сигналами	-	-	-	<b>Средства для ликвидации разлинов нефти</b>				
<b>Индустриальная техника</b>				Битовые агрегаты	4000	4000	Собств.	
Подъемные краны (КМУ)	2/0	2/0	Собств./аренд	Резервуары разбрызгивае. емкости	50	50	Собств.	
Тракторы, бульдозеры, экскаваторы	9/0	9/0	Собств./аренд	Навесы цефробеж., дифф., перистальч.	21	21	Собств.	
<b>Летательные аппараты</b>				Сорбенты, нефтесорбционн	31	31	Собств.	
Беспилотные летательные аппараты	1	1	Собств.	Устройства для распыления сорбентов	2	2	Собств.	
Вертолеты	-	-	-	Сорбент	1700	1700	Собств.	
Самолеты	-	-	-	<b>Имущество вещного снабжения</b>				
<b>Средства связи</b>				Шлем защитный (пластмассовый)	63	63	Собств.	
Радиостанции портативные УКВ	10	10	Собств.	Шлем защитный (брезентовый)	-	-	Собств.	
Радиостанции стационарные	1	1	Собств.	Подшлемник	63	63	Собств.	
Ультразвуковой телефон	1	1	Собств.	Ручки (брезентовые)	63	63	Собств.	
Спутниковый телефон	6	6	Собств.	Салфетки	63	63	Собств.	
<b>Средства обнаружения пострадавших</b>				Рюкзак	10	10	Собств.	
Оптико-телевизионные системы	-	-	-	Одежда летняя	63	63	Собств.	
Акустические приборы	-	-	-	Одежда зимняя	63	63	Собств.	
<b>Средства индивидуальной защиты</b>				<b>Имущество для подводно-технических и судоподъемных работ</b>				
Дыхательные аппараты	-	-	-	Средства для подводных работ с грузом	-	-	-	
Фильтрующие самоспасатели	10	10	Собств.	Подъемный гидравлический инструмент	-	-	-	
Приборы для фильтрации	55	55	Собств.	Средства водоотлива	-	-	-	
Респиратор Р-2	55	55	Собств.	Переносные электростанции	-	-	-	
Костюмы защитные (Д-Т)	10	10	Собств.	<b>Горное, альпинистское снаряжение</b>				
Самоспасатель фильтрующий	10	10	Собств.	Комплект снаряжения КСС-30	-	-	-	
<b>Приборы химического и радиационного контроля</b>				Альпинистские страховочные системы	-	-	-	
Дозиметры-радиометры (ДД-1)	2	2	Собств.	Защиты альпинистские	-	-	-	
Метрический комплект с лазерным термометром	-	-	Собств.	Веревка (м)	1000	1000	Собств.	
<b>Аварийно-спасательный инструмент</b>				Лебедка	3	3	Собств.	
Битовалы (Перфоратор)	3	3	Собств.	<b>Средства обнаружения и обезвреживания взрывчатых веществ</b>				
Гидравлический аварийно-спасательный инструмент	1	1	Собств.	Металлодетекторы, минисканеры	-	-	-	
Грузовые средства: дократ.-лебедка	10	10	Собств.	Комплексы разминирования	-	-	-	
Переносные электростанции	2	2	Собств.	<b>Медицинское имущество</b>				
Безопасная	10	10	Собств.	Набор, упаковка, комплект для оказания первой помощи (КИМЗ/ИПП-11)	1	1	Собств.	
Пилонцы для резки болтов-проболоды	1	1	Собств.	Санитарная сумка	1	1	Собств.	
Линк спасательный с карабином	14	14	Собств.	Инвентарь санитарные	2	2	Собств.	
Электро- и газосварочное оборудование	4	4	Собств.	Набор перевязочных средств противохимической	14	14	Собств.	
Углекислотные баллоны	4	4	Собств.	<b>Средства жизнеобеспечения</b>				
<b>Пожарно-техническое оборудование</b>				Меню спальные	-	-	-	
Качалы боевой одежды и снаряжения пожарных	-	-	-	Оборудование для приготовления пищи	-	-	-	
Грузовой фонарь	2	2	Собств.	Средства освещения	1	1	Собств.	
Сигнальные	30	30	Собств.	<b>Служебные животные</b>				
Индивидуальные (наименование) фонари	-	-	Собств.	Собаки служебной кинологической службы				
<b>Средства десантно-парашютного назначения</b>				Собаки иных специальностей				
Парашютно-трусовые системы	-	-	-	<b>Другие оборудование и снаряжение</b>				
Парашюты	-	-	-	Установка по переработке нефти, плавлен	3	3	Собств.	
				Установка термич. обезжирк. отложений	7	7	Собств.	
				Фронтальные погружонки	4	4	Собств.	
				Тренировочные, грузобуры	3	3	Собств.	

Генеральный директор ООО СПАСФ «Природа» Курченко А.Б.  
 Начальник СПАСФ Великий Д.В.

<sup>1</sup> Наименование аварийно-спасательных средств может быть изменено в зависимости от их наличия.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист  
 118

3. Проведение противofонтанных работ на нефтяных и газовых скважинах на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» возлагается на ГАУ «СПАС-КОМИ» (Государственное автономное учреждение Республики Коми «Профессиональная аварийно-спасательная служба»), согласно договору №19У3046 от 15.012.2020 г. на комплексное обслуживание по проведению противofонтанных работ на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

ГАУ «СПАС-КОМИ» имеет Свидетельство территориальной комиссии по аттестации аварийно-спасательных служб, аварийно-спасательных формирований и спасателей Республики Коми № 111 на право ведения поисково-спасательных и противofонтанных работ № 03660 (рег.номер 0-111-075 от 19.12.2019г.).

Доставка сил и средств ГАУ «СПАС-КОМИ» осуществляется автотранспортом с ближайших баз аварийно-спасательного отрядов, по автодорогам круглогодичного действия, либо с использованием вертолетного транспорта.

Количество личного состава ГАУ «СПАС-КОМИ» – 160 человек, из них аттестованных спасателей – 126. В режиме повседневной деятельности организовано круглосуточное дежурство дежурной смены в количестве 20 чел. Готовность к отправке в район ЧС: Ч + 120 минут, с автономностью действий до 10 суток.

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

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

Резерв финансовых средств для локализации и ликвидации последствий возможных аварий на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» создан в соответствии с Приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» № 51 от 25.01.2022 г. «О создании резерва финансовых средств для ликвидации последствий аварийных и чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

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

Резерв материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций размещается на объектах, предназначенных для их хранения и откуда возможна их оперативная доставка в зоны

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							119

чрезвычайных ситуаций, на объектах 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**

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

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 1.

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист  
120

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.

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

121

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).

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

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

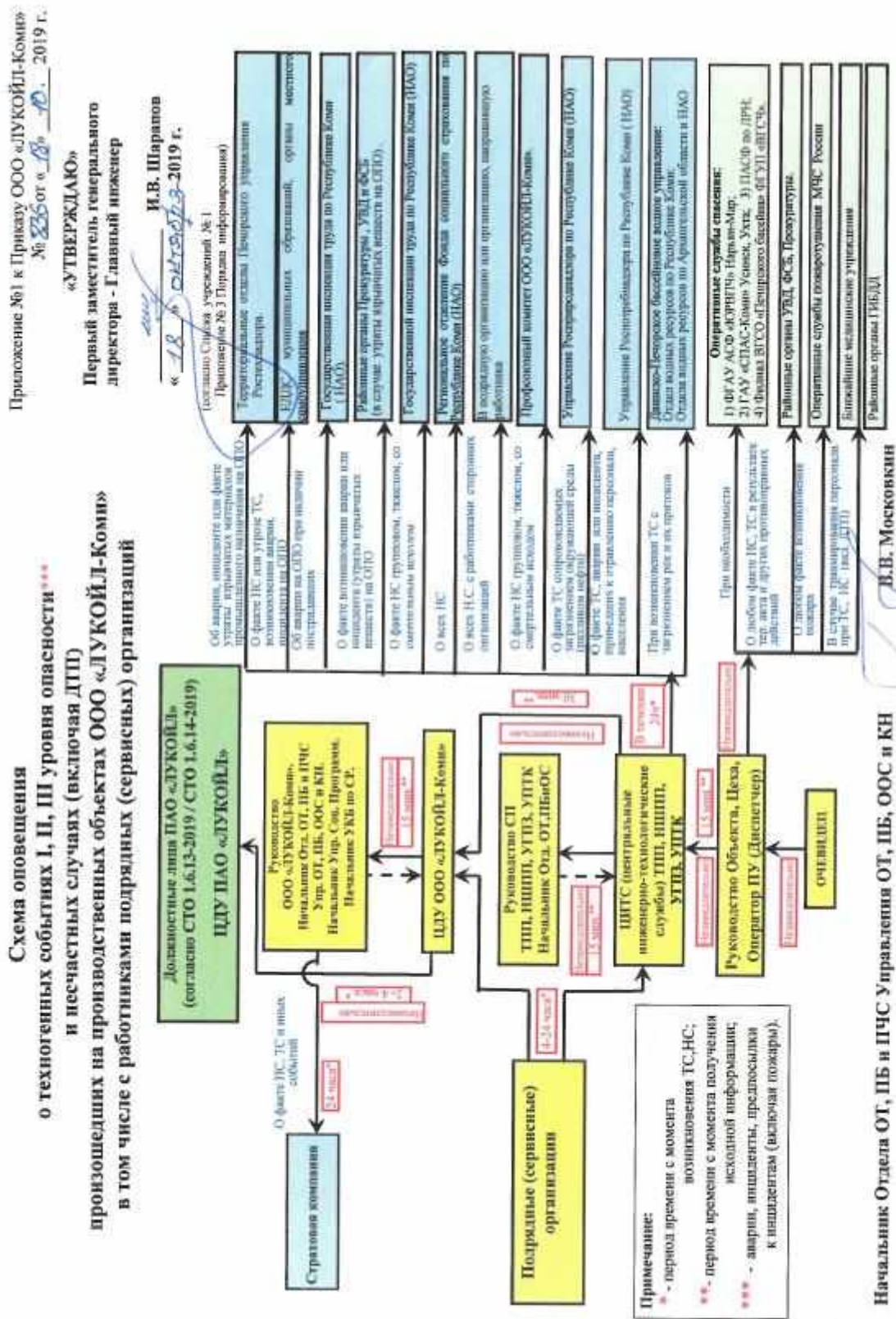
Лист

122

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Рисунок 1 – 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

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

Анализ возможных последствий аварий показал, что:

- наиболее вероятным сценарием аварии на проектируемом объекте является экологическое загрязнение площадки скважины нефтью в результате разгерметизации устья добывающей скважины;
- на площадках куста скважин наиболее опасным (с учетом размеров зон поражения) является сценарий аварии, связанный с разгерметизацией устья добывающей скважин и последующим пожаром пролива;
- наиболее значительными потери среди персонала будут при взрыве ТВС при полном разрушении оборудования в блоке замерной установки;
- с точки зрения разлива максимально возможного количества опасных веществ для проектируемого объекта является сценарий аварии, связанный с разгерметизацией нефтесборного коллектора от к. 4084 до т.вр. к.4084;
- на линейной части проектируемого объекта (нефтесборный коллектор/выкидные линии) наиболее опасным является сценарий, связанный с разгерметизацией трубопровода и последующим пожаром пролива.

Данные о вышеуказанных авариях представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Сведения о наиболее вероятной и наиболее опасной авариях

Наименование составляющей	Сценарий	Авария	Число погибших	Число пострадавших	Частота аварии
Куст скважин № 4084. Фонтанная арматура	С1-ФА	Экологическое загрязнение	0	0	6,57E-04
Куст скважин № 4084. Фонтанная арматура	С2-ФА	Пожар пролива	0	1	1,91E-04
Куст скважин № 4084. Замерная установка	С5-ИУ	Взрыв ТВС	1	1	1,15E-05

Взам. инв. №	Подп. и дата						Лист	
		06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						124
Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

Наименование составляющей	Сценарий	Авария	Число погибших	Число пострадавших	Частота аварии
Нефтеcборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084;	C1-НСК	Экологическое загрязнение	0	0	6,51E-05
	C2-НСК	Пожар пролива	0	2	4,20E-05

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

Факторы, определяющие высокую вероятность возможных аварий:

- ошибки персонала при ведении технологического процесса операций добычи и транспортировки нефти, профилактических и ремонтных работ и, особенно при производстве сварочных работ на оборудовании и территории площадки скважины;
- отказы технологического оборудования (локальные утечки через фланцевые соединения, сварные швы, запорную арматуру, торцевые уплотнения насосов и т. п.), которые при несвоевременном устранении и локализации могут привести к развитию аварийной ситуации и полному разрушению оборудования;
- высокая производительность системы добычи и сбора нефти и газа.
- 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;
- 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 углеводородных жидкостей, способных в закрытых объёмах создавать взрывоопасные концентрации паровоздушных смесей;
- компактное расположение оборудования на проектируемых площадках, способствующее быстрому увеличению масштабов пожаров;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						Лист
															125



- большое содержание взрывопожароопасного попутного газа в составе нефтяной эмульсии.

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

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 – «Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства» соответствует требованиям промышленной безопасности и эксплуатации опасного производственного объекта.

В качестве критериев приемлемого риска были взяты следующие показатели:

- среднестатистический риск по Российской Федерации (риск летального исхода по причине несчастных случаев и травм по данным составляет  $1,3 \cdot 10^{-4}$  1/год);
- стандарт ПАО «ЛУКОЙЛ» «Требования к подготовке предпроектной и проектной документации по обеспечению промышленной безопасности, охраны труда, окружающей среды и готовности к ЧС в соответствии со стандартами ISO 45000». При этом на всех объектах ПАО «ЛУКОЙЛ» принято, что риск аварий для производственного персонала ОПО нефтегазовой отрасли на всех этапах жизненного цикла проекта приемлемым, если индивидуальный риск для любого работника не превышает значения  $1,0 \cdot 10^{-4}$  1/год;
- «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (№123-ФЗ от 22.07.08г.) устанавливает величину допустимого индивидуального пожарного риска в зданиях, сооружениях, строениях и на территориях производственных объектов не более  $1,0 \cdot 10^{-6}$  1/год.

Индивидуальный риск смертельного поражения персонала для проектируемого объекта составляет –  $2,49 \cdot 10^{-8}$  1/год, санитарного поражения –  $3,74 \cdot 10^{-7}$  1/год. Индивидуальный риск для персонала проектируемого объекта менее среднестатистического риска по России и менее установленного индивидуального риска для персонала объектов ПАО «ЛУКОЙЛ», а также не превышает установленного «Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности

Следует отметить, что вблизи проектируемого объекта отсутствуют селитебные зоны и места массового скопления людей, а также сторонние организации. Таким образом, индивидуальный пожарный риск для людей в селитебных зонах, персонала сторонних организаций отсутствует и не превышает установленного Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности.

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

						06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							126
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

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

Таким образом, показатели риска на проектируемом объекте не превышают установленных значений. Риск смертельного поражения персонала других организаций и населения не превышает  $1 \times 10^{-6}$  1/год. Безопасность населения и окружающей природной среды проектными решениями обеспечивается.

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

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

Основные технические мероприятия, направленные на уменьшение риска аварий приведены в разделе 2.3 данной книги. 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.

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
127

– внедрение культуры безопасности.

С целью снижения вероятности возможных аварий, необходимо:

– осуществление регулярного планового контроля за техническим состоянием оборудования и коммуникаций, систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализации, соблюдением технологических процессов;

– выполнение периодических испытаний технологического оборудования и трубопроводов;

– осуществление планового технического обслуживания, ремонта, технического освидетельствования оборудования и трубопроводов, приборов контроля и средств автоматики, электрооборудования, оборудования систем пожаротушения;

– контроль состояния антикоррозионной и теплоизоляционной защиты технологического оборудования и трубопроводов;

– контроль состояния опорных конструкций технологического оборудования и трубопроводов;

– контроль состояния средств молниезащиты и заземления;

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

– наличие аварийного запаса труб, деталей, арматуры, средств контроля и автоматики.

С целью уменьшения последствий аварий, необходимо:

– осуществление постоянного контроля состояния противопожарного оборудования, в т.ч. первичных средств пожаротушения;

– поддержание в постоянной готовности сил и средств аварийно-ремонтной службы к ликвидации последствий аварийных ситуаций на объекте;

– контролировать готовность добровольной пожарной дружины и всего персонала к действиям в экстремальных условиях;

– осуществлять оперативное оповещение рабочих и служащих предприятия и населения об аварии и рекомендуемых мерах защиты.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
128

## 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»
15. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							<b>06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т</b>	Лист
										129
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

16. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №536 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением"

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

18. Приказ Ростехнадзора от 21.12.2021 №444 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»"

19. Приказ Ростехнадзора от 03.11.2022 №387 «Руководство по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»

20. Приказ Ростехнадзора от 28.11.2022 №412 «Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей»

21. Приказ Ростехнадзора от 02.11.2022 №385 «Руководство по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ»

22. Приказ Ростехнадзора от 28.11.2022 №411 «Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на технологических трубопроводах, связанных с перемещением взрывопожароопасных жидкостей»

23. ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»

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

25. ГОСТ 12.0.004-2015 ССБТ «Организация обучения безопасности труда. Общие положения»

26. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

27. ГОСТ 12.1.007-76\* «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»

28. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ «Взрывобезопасность. Общие требования»

29. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ «Пожарная безопасность. Общие требования»

30. ГОСТ 12.1.018-93 ССБТ «Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования»

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист  
130

31. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»
32. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»
33. ГОСТ Р 12.3.047-2012 ССБТ «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»
34. СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуации людей при пожаре. Требования пожарной безопасности»
35. СП 486.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и системами пожарной сигнализации. Требования пожарной безопасности»
36. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»
37. СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности»
38. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.1-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Руководство»
39. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.2-2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Распределение обязанностей и полномочий»
40. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.4.2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Требования к обучению и проверке знаний работников»
41. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6-2019 «Система управления промышленной безопасности, охраной труда и окружающей среды. Управление рисками и экологическими аспектами»
42. 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»
43. 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»
44. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.8-2019 «Система управления промышленной безопасности, охраной труда и окружающей среды. Планирование мероприятий»
45. 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»

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

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

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

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

49. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.13-2022 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Учет и анализ несчастных случаев, профессиональных заболеваний и микротравм на производстве»

50. 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. №					06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

*Ведомость документов графической части*

<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Примечание</i>
06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г	Ведомость документов графической части	
06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г1	Ситуационный план. Масштаб 1:25000	
06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г2	Технологическая схема куста скважин №4084 и схема автоматизации	
06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г3	Технологическая схема системы ППД куста №4084	
06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г4	Принципиальная технологическая схема и схема автоматизации нефтесборного коллектора и выкидных линий	
06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г5	Куст скважин №4084. Ситуация С2. Разгерметизация фонтанной арматуры с последующим воспламенением. Ситуация С3. Разгерметизация фонтанной арматуры с последующим взрывом ТВС.	
06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г6	Нефтесборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к. 4048. План трассы трубопровода ПК26+00-ПК39+28. Ситуация С2. Разгерметизация НСК с последующим воспламенением. Ситуация С3. Разгерметизация НСК с последующим взрывом ТВС.	
06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г7	Выкидная линия скв.3509 до т.вр. скв.3509 куста №3509. План трассы трубопровода. Ситуация С2. Разгерметизация НСК с последующим воспламенением. Ситуация С3. Разгерметизация НСК с последующим взрывом ТВС.	
06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г8	Выкидная линия скв. 3578 до т.вр. скв. 3578 куста №3623. План трассы трубопровода. Ситуация С2. Разгерметизация НСК с последующим воспламенением. Ситуация С3. Разгерметизация НСК с последующим взрывом ТВС.	
06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г9	Выкидная линия скв. 3455 до т.вр. скв. 3455 куста №3340. План трассы трубопровода. Ситуация С2. Разгерметизация НСК с последующим воспламенением. Ситуация С3. Разгерметизация НСК с последующим взрывом ТВС.	

Согласовано

Взам. инв. №

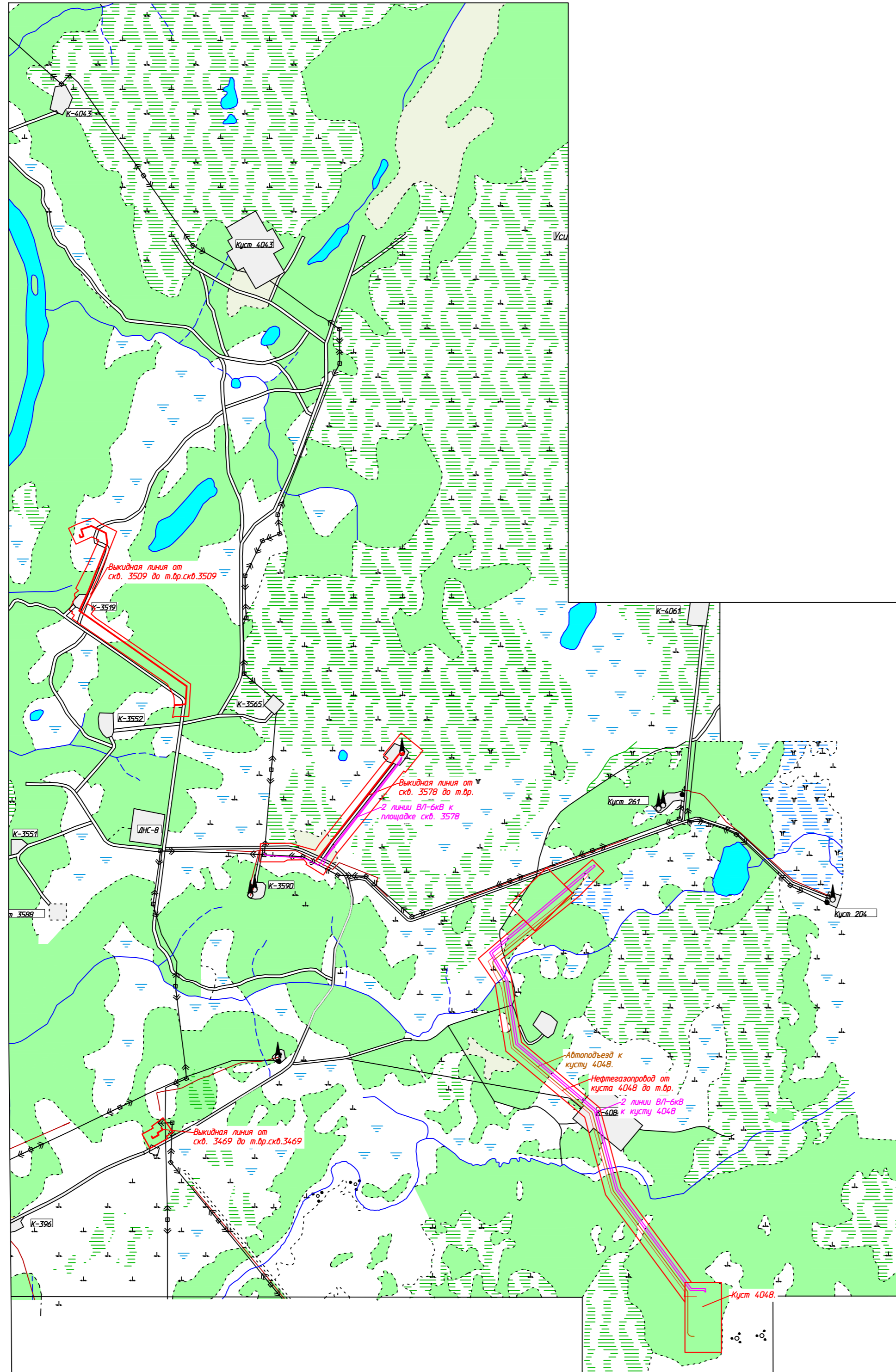
Подпись и дата

Инв. № подл

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г					
Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства					
<i>Изм.</i>	<i>Кол.уч</i>	<i>Лист</i>	<i>Док.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>
Разраб.		Михайлова			
Рук.груп.		Матус			
Н. контр.		Салдаева			
Ведомость документов графической части				<i>Стадия</i>	<i>Лист</i>
				П	1
Ведомость документов графической части				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

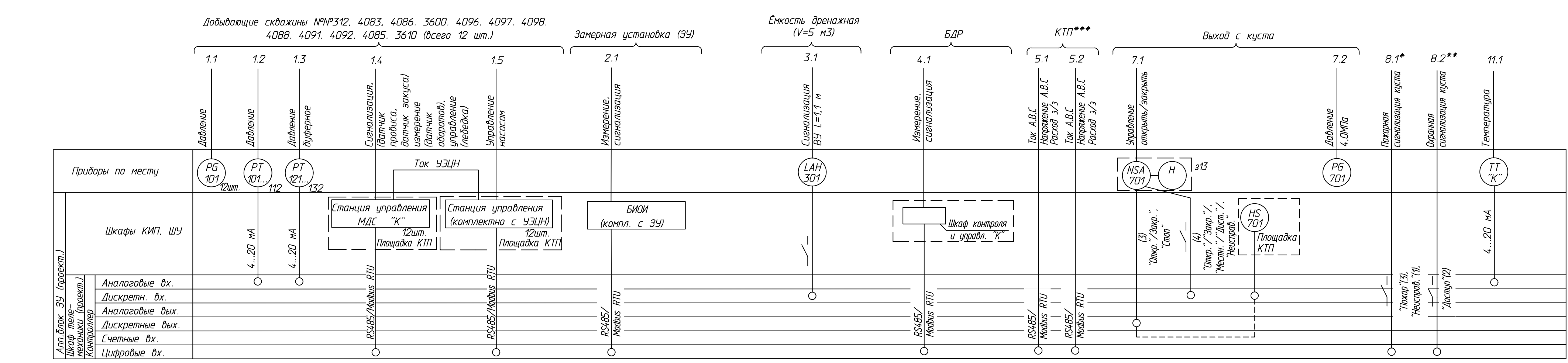
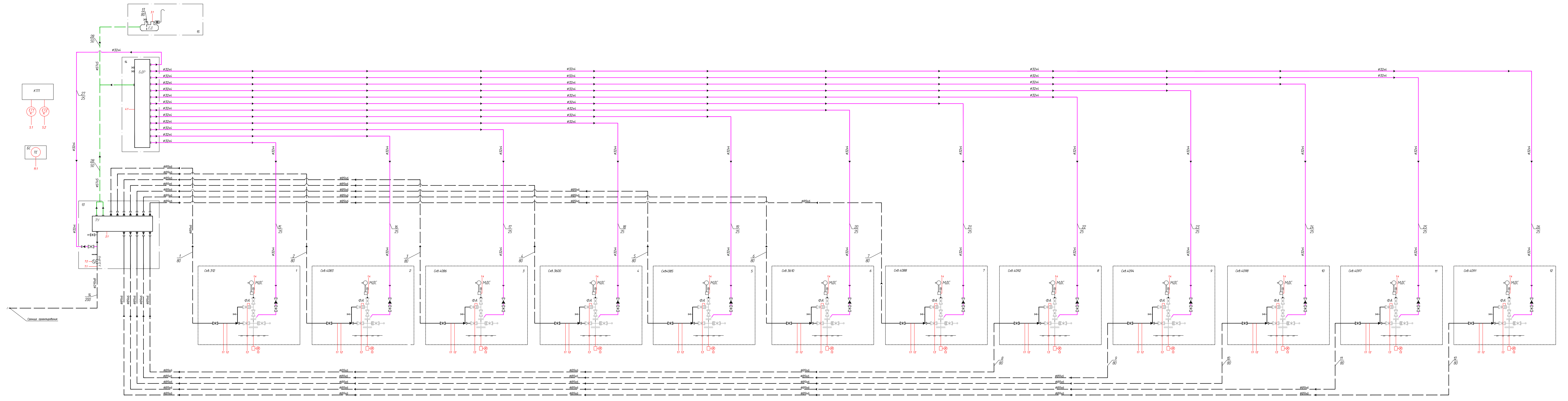


Ситуационный план.  
Масштаб 1:25000



					06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г1				
					"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"				
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов	
Разраб.						П		1	
Проверил	Новоселова								
Н. контр.	Салдаева					Ситуационный план Масштаб 1:25000		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

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



**Характеристика трубоработы**

Обозначение	Наименование материала	Класс прочности	Рабочее давление, МПа	Испытательное давление, МПа	Дополнительные указания
1-12	Нормальная сталь	I	4,0	5,72	* для применения в
13-14	Нормальная сталь	I	4,0	5,72	
15-17	Резина	I	4,0	5,72	
18	Дюбель	II	опт.	0,2	

**Видимость технологических узлов**

Номер узла на схеме	Наименование технологического узла	Категория надежности по классификации РКС	Степень ответственности узла	Класс надежности по РКС	Группа процессов по классификации надежности
1-12	Обвязка радиатора	А	II	В-IV	
13	Автоматизированный контрольный блок	А	III	В-IV	
14	Блок управления	А	IV	В-IV	
15	Система автоматики	А	-	В-IV	

**Условные обозначения**

Обозначение	Наименование	Обозначение	Наименование
NI	Датчик	—	Нормальная сталь
II	Датчик с микропроцессором	—	Дюбель
III	Контроль температуры	—	Характеристика
IV	Датчик температуры	—	
V	Температура	—	
VI	Температура	—	
VII	Температура	—	
VIII	Температура	—	
IX	Температура	—	
X	Температура	—	
XI	Температура	—	
XII	Температура	—	

- Примечания:**
- Испытательные данные на прочность приняты согласно п. 13.2.1 ГОСТ 32569-2013
  - Трубопроводы технологические системы. Требования к устройству и эксплуатации на аварийности и классификация надежности РКС = 64,90%
  - Дополнительные указания на надежность приняты согласно п. 13.5.3 ГОСТ 32569-2013
  - Трубопроводы технологические системы. Требования к устройству и эксплуатации на аварийности и классификация надежности РКС = 64,90%
  - Для испытаний на прочность приняты данные 5% от Р<sub>р</sub> в мануале на не более 0,2 МПа в мануале. Надежность работы не менее 10 лет. Для системы на надежность работоспособность не менее 2% и для системы на время работы 0,1% в час. 21.008-03 РМ-2-06
  - Условные обозначения по ГОСТ 13864-80, по ГОСТ 2.785-70, по ГОСТ 2.780-70
  - Спецификация и комплектация на технологические трубопроводы условно не показаны.

06-04-2MFM/2022-1-MKB/2

Область ответственности: разработка проектной документации 2

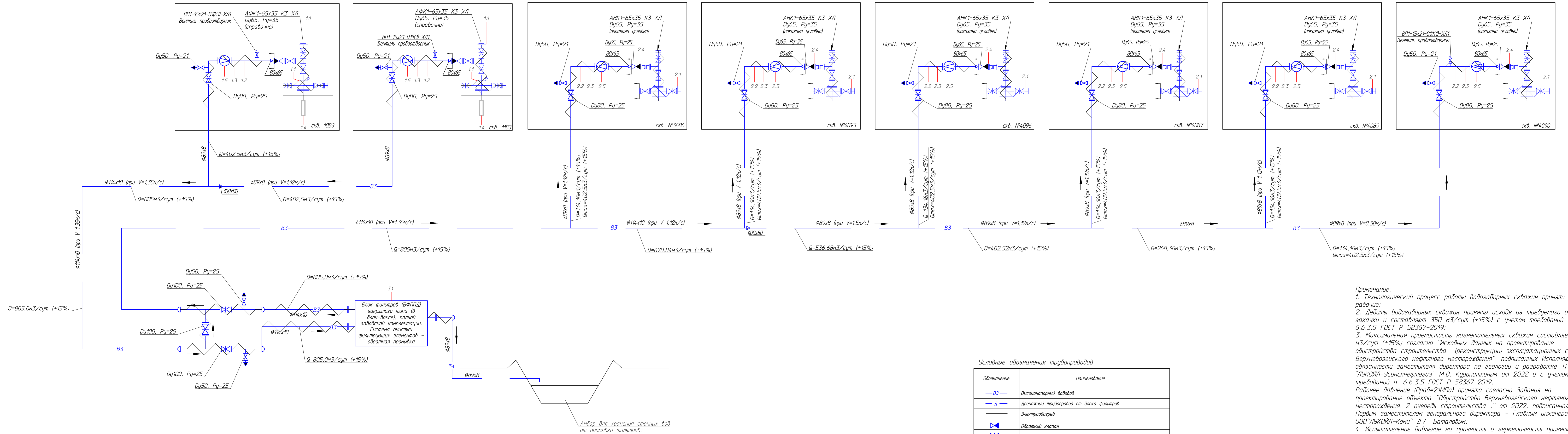
Исполнитель: ООО ТИИИ

Исполнитель	Специальность	Аван	Аван
Исполнитель	Специальность	И	И

Технологическая схема теплового пункта №4084 и схема обвязки радиаторов

Лист 1 из 1

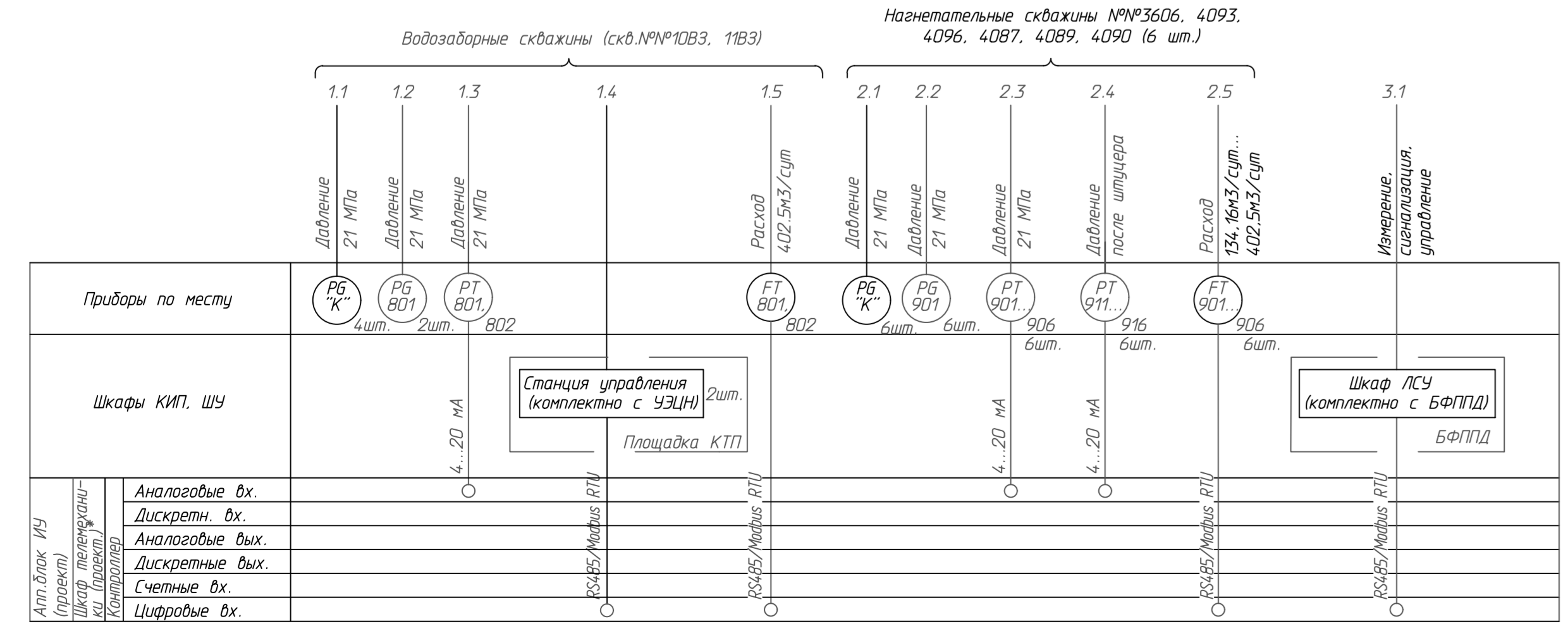
Технологическая схема системы ППД куста №4084



- Примечание:
1. Технологический процесс работы водозаборных скважин принят: 2 рабочие;
  2. Дебиты водозаборных скважин приняты исходя из требуемого объема закачки и составляют 350 м<sup>3</sup>/сут (+15%) с учетом требований п. 6.6.3.5 ГОСТ Р 58367-2019;
  3. Максимальная приемистость нагнетательных скважин составляет 350 м<sup>3</sup>/сут (+15%) согласно "Исходных данных на проектирование обустройства строительства (реконструкции) эксплуатационных скважин Верхневозейского нефтяного месторождения", подписанных Исполняющим обязанности заместителя директора по геологии и разработке ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" М.О. Куропаткиным от 2022 и с учетом требований п. 6.6.3.5 ГОСТ Р 58367-2019;
  4. Рабочее давление (P<sub>раб</sub>=21МПа) принято согласно Задания на проектирование объекта "Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства." от 2022, подписанного Первым заместителем генерального директора - Главным инженером ООО "ЛУКОЙЛ-Ками" Д.А. Баталовым;
  5. Испытательное давление на прочность и герметичность принято согласно п.6.51 "Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности" Риск = 1,5Р<sub>раб</sub>;
  6. Расчетная толщина стенки трубы принята согласно расчету по ГОСТ 32388-2013, сталь 09Г2С;
  7. Очистка воды предусмотрена с помощью блока фильтров ППД в блок-джек полной заводской готовности.
1. ЗДШ входит в состав устьевой арматуры нагнетательной скважины, требования п.6.31 ФЭ №534 выполняются.

Условные обозначения трубопроводов

Обозначение	Наименование
— B3 —	Высокадапорный водовод
— Д —	Дренажный трубопровод от блока фильтров
—	Электроподогрев
⊠	Обратный клапан
⊠	Задвижка
⊠	Приборы КИПА
⊠	Спускник
→	Направление движения потока
⊠	Фильтр
⊠	Задвижка штурмана
⊠	Граница проектирования



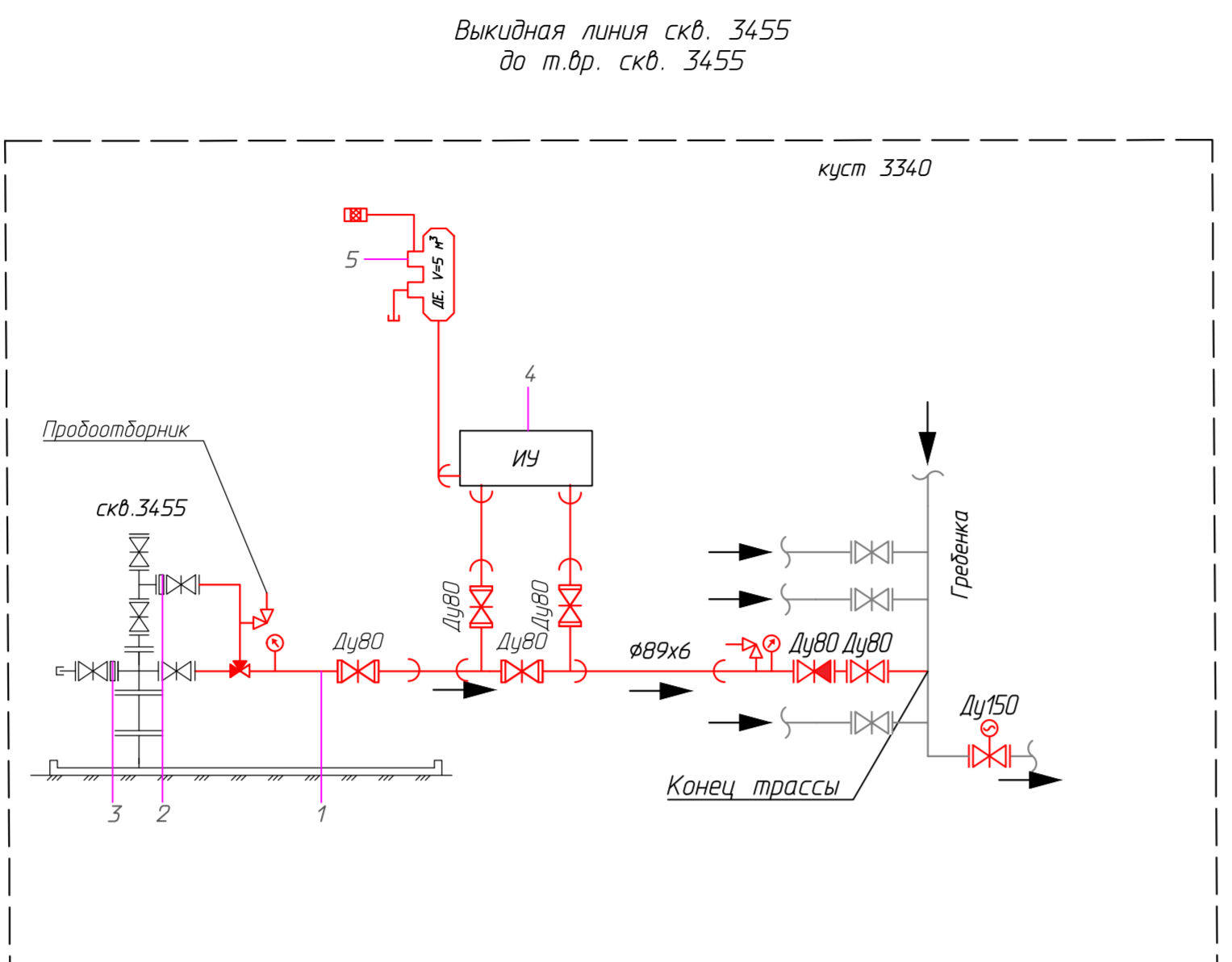
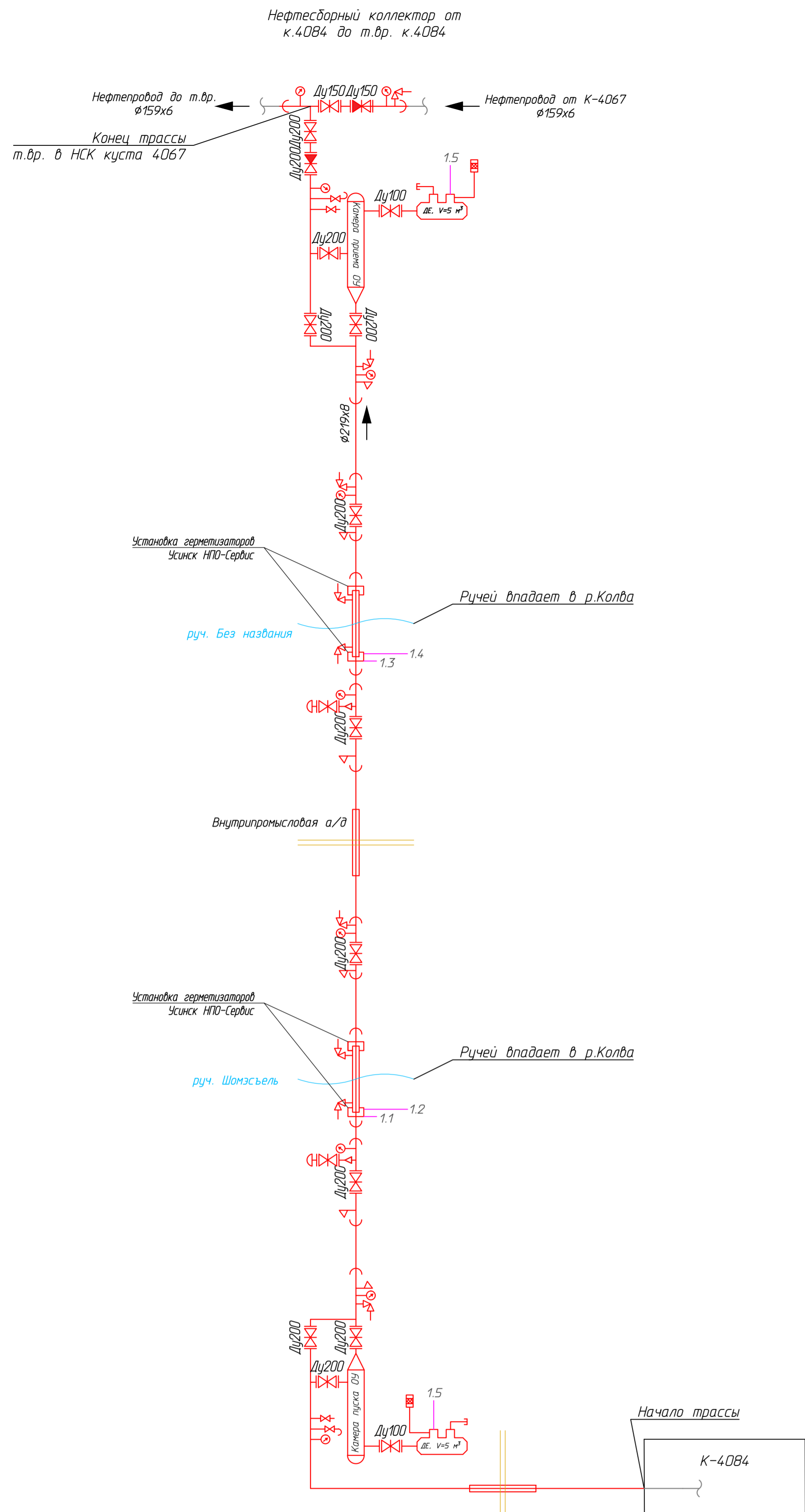
Аналоговые вх.	Дискретные вх.	Аналоговые вых.	Дискретные вых.	Счетные вх.	Цифровые вх.
4...20 мА	4...20 мА	4...20 мА	4...20 мА	4...20 мА	4...20 мА

06-04-2НИИПИ/2022-1-МПБ ГЗ					
Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства					
Имя	Инициалы	Лист	№ документа	Дата	Вид
Разработчик	Заказчик	Лист	№ документа	Дата	Вид
Проектировщик	Лицензия	Лист	№ документа	Дата	Вид
Исполнитель	Согласовано	Лист	№ документа	Дата	Вид
Генеральный директор	Согласовано	Лист	№ документа	Дата	Вид

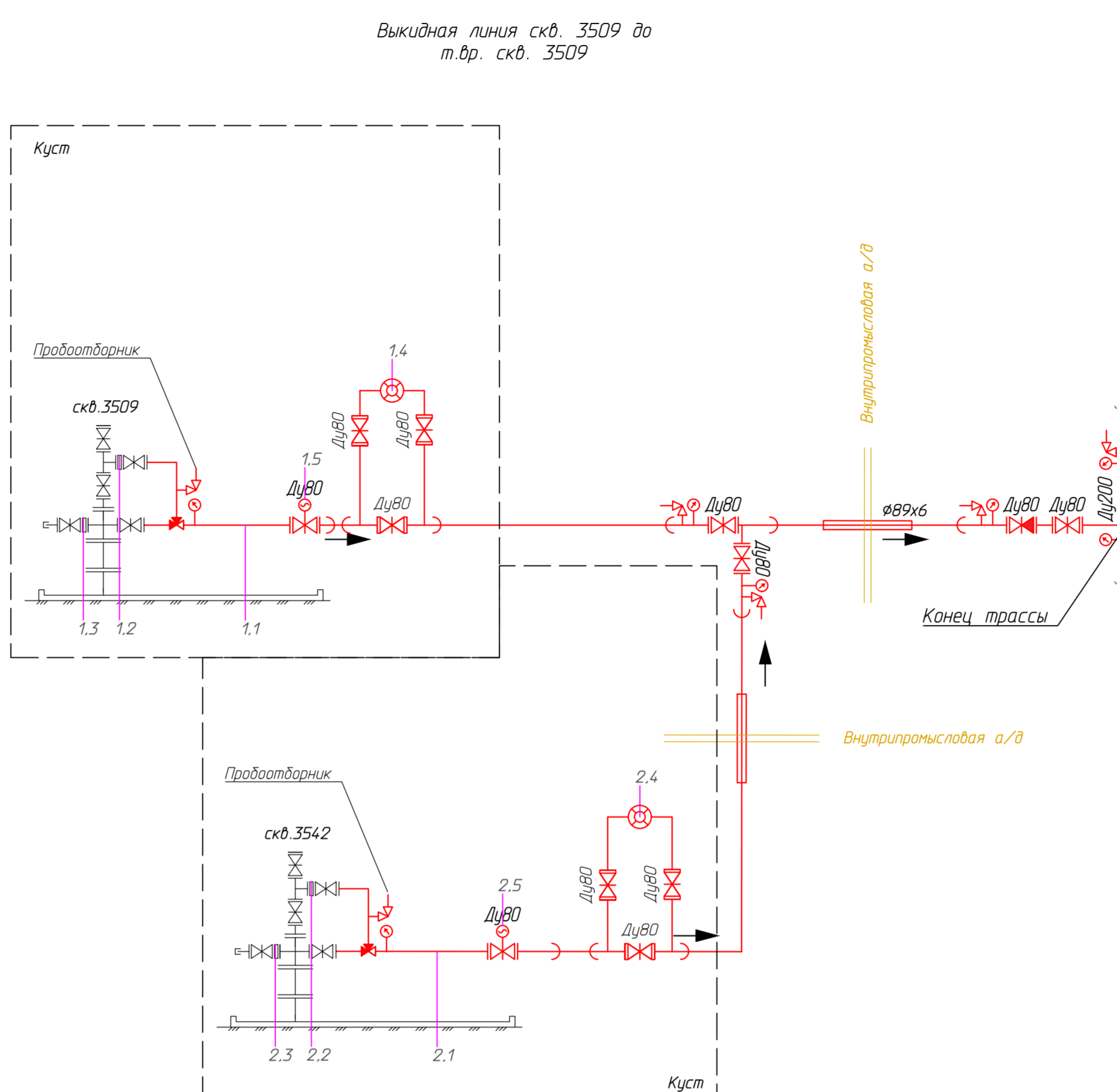
Технологическая схема системы ППД куста №4084

000 "ЛУКОЙЛ-Ками" и газ "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз"

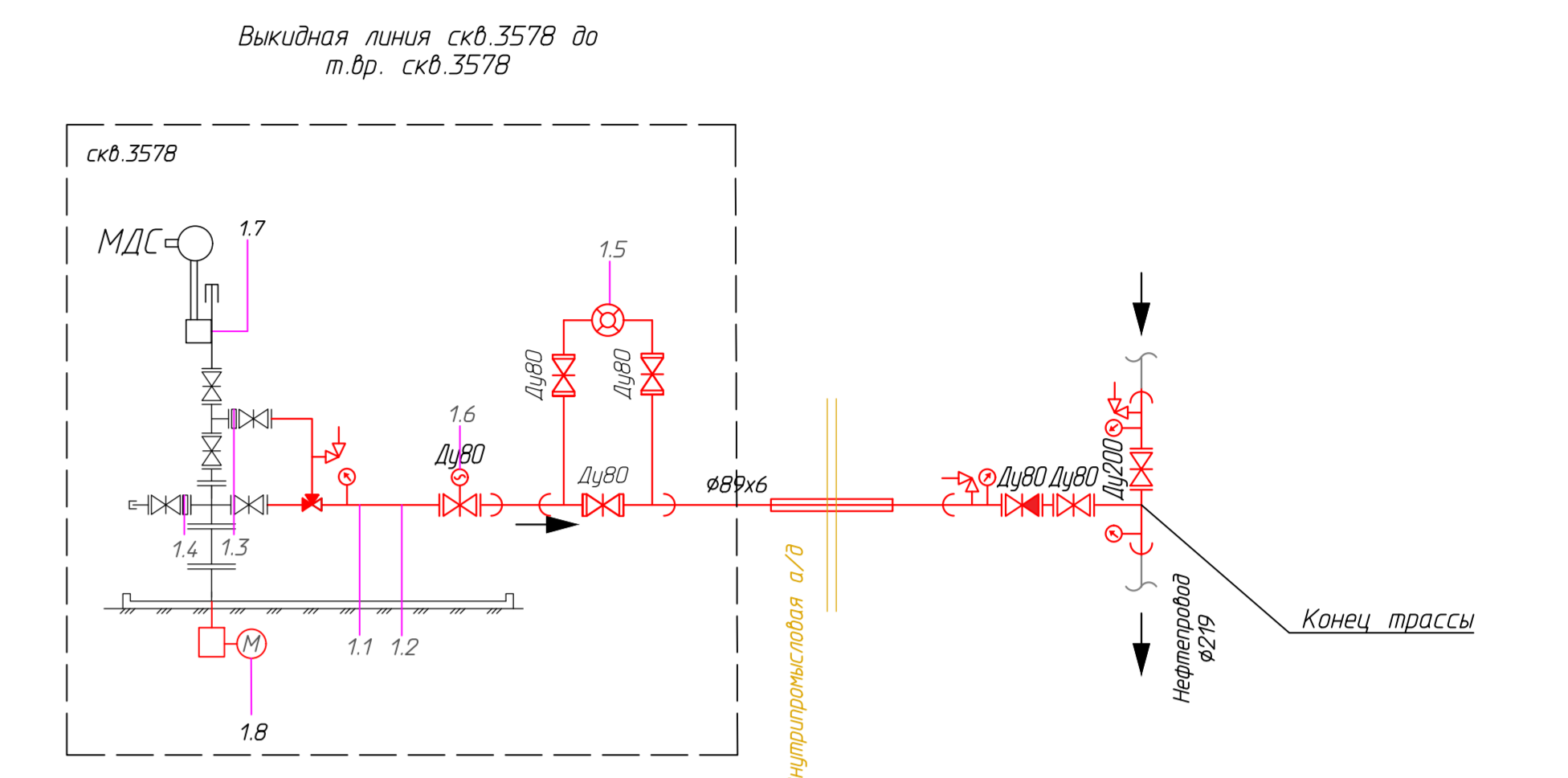
Формат А2x3



Приборы по месту	1	2	3	4	5
	Давление	Давление буфер	Давление затруб	Измерение, сигнализация	Сигнализация
Площадка КТП (схем. скв. 3455)	РД 101	РД 102	РД 103		ЛАН 101
Шкафы КИП, ШУ	4...20 мА	4...20 мА	4...20 мА	Блок измерения и обработки информации (БИОИ) "К"	
	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	RS-485/Modbus RTU	
	Дискретные вх.	Дискретные вх.	Дискретные вх.		
	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.		
	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.		
	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.		
	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.		



Приборы по месту	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5
	Давление	Давление буфер	Давление затруб	Расход	Управление "Откр./Закр."	Давление	Давление буфер	Давление затруб	Расход	Управление "Откр./Закр."
Площадка КТП (схем. скв. 3509)	РД 101	РД 102	РД 103	РД 101	НСА 101	РД 201	РД 202	РД 203	РД 201	НСА 201
Шкафы КИП, ШУ	4...20 мА	4...20 мА	4...20 мА	4...20 мА	Управление "Откр./Закр.", "Старт", "Стоп"	4...20 мА	4...20 мА	4...20 мА	4...20 мА	Управление "Откр./Закр.", "Старт", "Стоп"
	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	БЗСКЖ №1	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	БЗСКЖ №2
	Дискретные вх.	Дискретные вх.	Дискретные вх.	Дискретные вх.	Площадка контрольного узла	Дискретные вх.	Дискретные вх.	Дискретные вх.	Дискретные вх.	Площадка контрольного узла
	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.		Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	
	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.		Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	
	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.		Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	
	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.		Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	



Приборы по месту	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	1.10	1.11
	Давление	Давление	Давление буфер	Давление затруб	Расход	Управление "Откр./Закр. / Старт / Стоп"	Сигнализация, управление	Управление насосом	КТП **	КТП **	Температура
Площадка КТП (схем. скв. 3578)	РД 101	РД 101	РД 111	РД 121	РД 101	НСА 101	Управление "Откр./Закр.", "Старт", "Стоп"	Управление "Откр./Закр.", "Старт", "Стоп"	КТП **	КТП **	ТТ Ж
Шкафы КИП, ШУ	4...20 мА	4...20 мА	4...20 мА	4...20 мА	4...20 мА	Управление "Откр./Закр.", "Старт", "Стоп"	Управление "Откр./Закр.", "Старт", "Стоп"	Управление "Откр./Закр.", "Старт", "Стоп"	Ток А.В.С. Расход №3	Ток А.В.С. Расход №3	4...20 мА
	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Площадка КТП	Площадка КТП	Площадка КТП	RS-485/Modbus RTU	RS-485/Modbus RTU	RS-485/Modbus RTU
	Дискретные вх.	Дискретные вх.	Дискретные вх.	Дискретные вх.	Дискретные вх.	Площадка КТП	Площадка КТП	Площадка КТП	RS-485/Modbus RTU	RS-485/Modbus RTU	RS-485/Modbus RTU
	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Площадка КТП	Площадка КТП	Площадка КТП	RS-485/Modbus RTU	RS-485/Modbus RTU	RS-485/Modbus RTU
	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Площадка КТП	Площадка КТП	Площадка КТП	RS-485/Modbus RTU	RS-485/Modbus RTU	RS-485/Modbus RTU
	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Площадка КТП	Площадка КТП	Площадка КТП	RS-485/Modbus RTU	RS-485/Modbus RTU	RS-485/Modbus RTU
	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Площадка КТП	Площадка КТП	Площадка КТП	RS-485/Modbus RTU	RS-485/Modbus RTU	RS-485/Modbus RTU

Условные обозначения	
Обозначение	Наименование
	Проектируемая выкидная линия
	Существующая выкидная линия
	Задвижка клинчатая
	Задвижка бабочковая
	Манометр
	Вентиль узловой специальный
	Клапан обратный тройниковый

Приборы по месту	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5
	Давление в корпусе	Уровень от кожуха	Давление в корпусе	Уровень от кожуха	Уровень от атмосферы
Площадка КТП (схем. куст 40В4)	РД 101	ЛАН 101	РД 102	ЛАН 102	ЛГ 101
Шкафы КИП, ШУ	Радиоизмеритель ГИММ	Радиоизмеритель ГИММ	Радиоизмеритель ГИММ	Радиоизмеритель ГИММ	2шт.
	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	
	Дискретные вх.	Дискретные вх.	Дискретные вх.	Дискретные вх.	
	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	
	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	
	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	
	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	

06-04-ЭИИТИ/2022-1-МБ.Г4					
"Обустройство Верхнеобазисского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"					
Изм.	Кат.изм.	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разработ	Кусов				
Разработ	Сурова				
Разработ	Кобричных				
Проверил	Николаева				
Н. контр.	Савдеева				

Станд.	Лист	Листов
П	1	1

Принципиальная технологическая схема и схема автоматизации нефтяного коллектора и выкидных линий

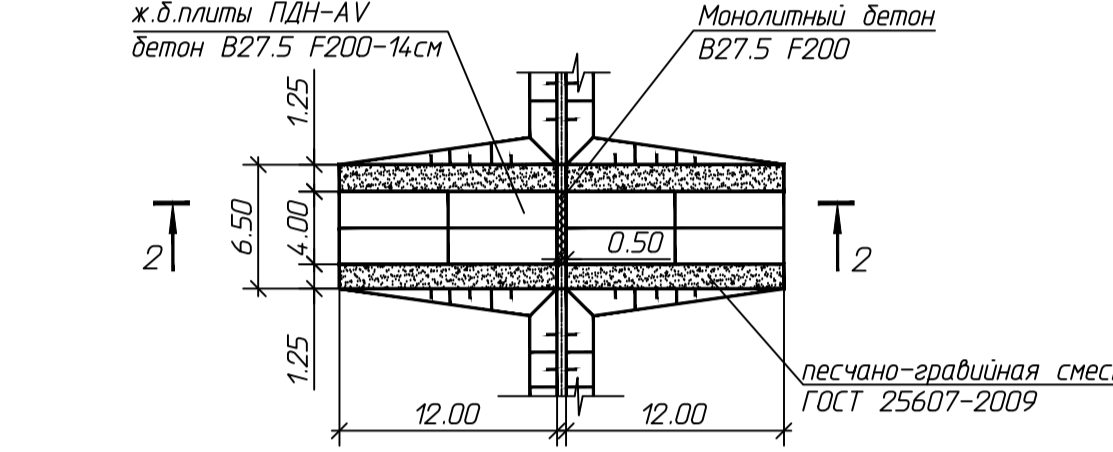
ООО "НИИ нефти и газа УГТУ"

Формат А2x3

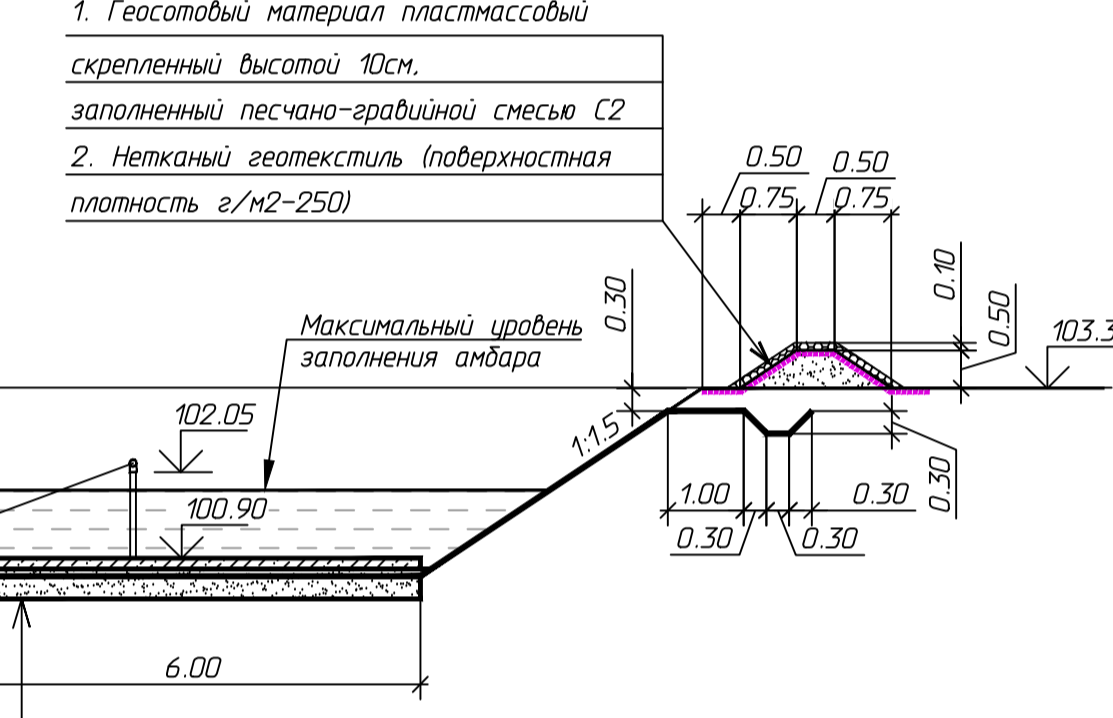
Номер по ген-плану	Наименование	Количество	Координаты
1.1	Приусетная площадка для выгрузки скважин	12 шт.	
1.2	Приусетная площадка для выгрузки скважин	6 шт.	
1.3	Приусетная площадка для выгрузки скважин	2 шт.	
2	Фундамент под подъемный агрегат	20 шт.	
3	Площадка установки приемных емкостей	20 шт.	
Автоматизированная измерительная установка на единой раме:			
4.1	Технологический блок	1 шт.	
4.2	Аппаратурный блок	1 шт.	
Блок дозирования реагентов			
5.1	Технологический блок	1 шт.	
5.2	Аппаратурный блок	1 шт.	
6	Емкость временная V=5м <sup>3</sup>	1 шт.	
7	Номер не используется		
8	Номер не используется		
9	Номер не используется		
10	БНГ	1 шт.	
11	Номер не используется		
12	КТП	1 шт.	
13	Проектная карта	3 шт.	
14	Столбы для пак. тенниси	2 шт.	
15	Блок фильтров ПЦ	1 шт.	
16	Амбар для хранения стоков от блока фильтров	1 шт.	

Обозначение	Наименование
	Границы зон планируемого размещения линейных объектов
	Условная граница проектирования
	Условная граница проектирования воздухообмена
	Граница противопожарной полосы на объекте 16437-21/04-1939
	Проектируемая территория
	Обвалование (по заказу 16437-21/04-1939)
	Минераловатная полоса
	проезды
	Восходящая полоса шириной 5м
	Аксонометрическая, соответствующая условной нивелирной отметке, принятой в строительных чертежах
	Покрытие по типу ПН-АВ В27,5 F200-4см
	Пути ввода сил и средств
	Пути эвакуации персонала
	Пожарный щит
	Ориентир

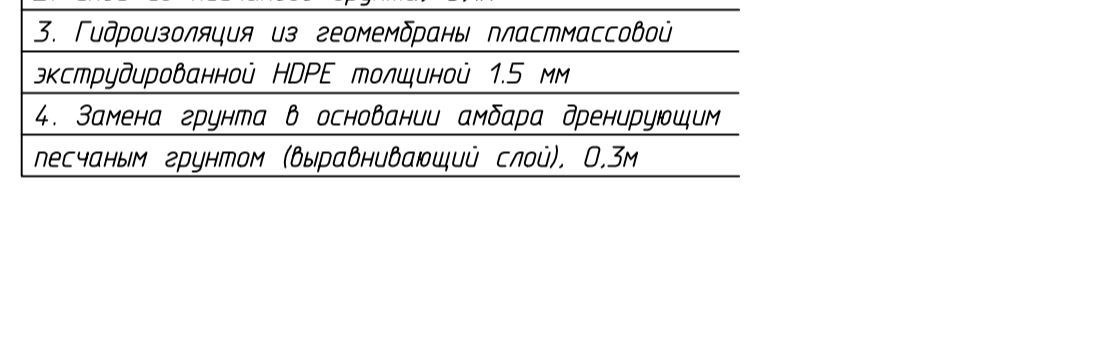
План перепада №1



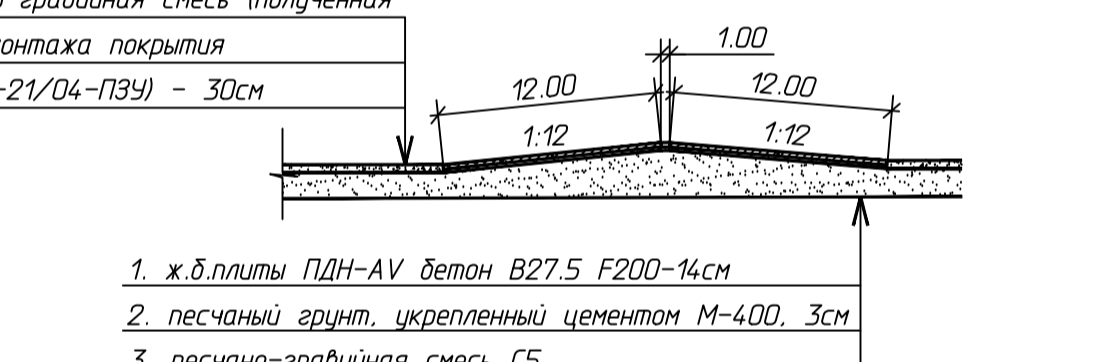
Разрез 1-1



Разрез 2-2



Разрез 3-3

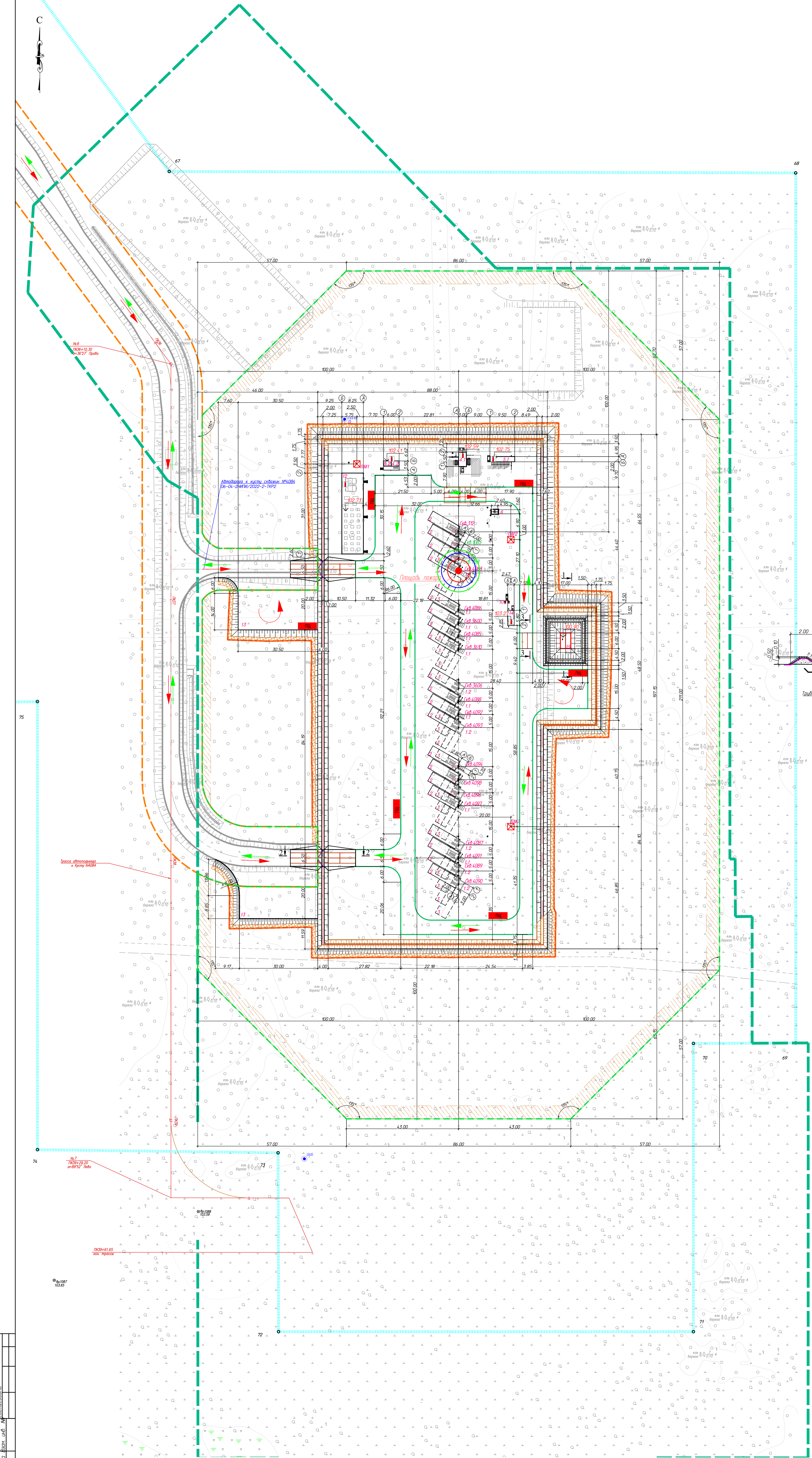


Исходные данные	Попутный газ	
Вещество		
Кол-во опасных веществ, участвующих в аварии, кг	63,4	
Кол-во опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов, кг	6,3	
Название зоны	Значение, кПа	Размер зоны, м
Нижний порог повреждений человека волной давления, м	5	5,0 м (3,2 кПа)
Разбитая часть остекления, м	3	6,62

Исходные данные	Нефтяная эмульсия	
Вещество		
Кол-во опасных веществ, участвующих в аварии, кг	221,5	
Площадь разлива, м <sup>2</sup>	5,4	
Название зоны	Значение, кВт/м <sup>2</sup>	Размер зоны, м
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2	4,1
Без негативных последствий в течение длительного времени	1,4	8,3

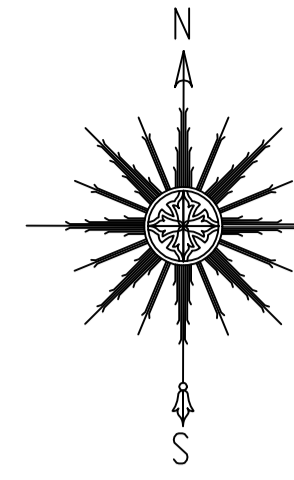
Куст скважин № 4084. Ситуация С3.		Куст скважин № 4084. Ситуация С2.	
<b>Размертизация фонтанной арматуры в последующем взрывом ТВС в открытом пространстве</b>			
Развитие аварии соответствует следующей общей схеме: Полная размертизация фонтанной арматуры → истечение опасного вещества → образование топливно-воздушной смеси и его распространение → взрыв ТВС при наличии источника зажигания → термическое поражение персонала, сооружений и оборудования, экологическое загрязнение			
<b>Исходные данные</b>			
Вещество		Нефтяная эмульсия	
Кол-во опасных веществ, участвующих в аварии, кг		221,5	
Площадь разлива, м <sup>2</sup>		5,4	
Название зоны		Значение, кВт/м <sup>2</sup>	Размер зоны, м
Безопасно для человека в брезентовой одежде		4,2	4,1
Без негативных последствий в течение длительного времени		1,4	8,3

06-04-ЭИИИИ/2022-1-МБ/15		Областное Управление по надзору за безопасностью эксплуатации	
Имя	Место	Дата	Время
С.И.И.	М.И.И.	М.И.И.	М.И.И.
И.И.И.	М.И.И.	М.И.И.	М.И.И.
И.И.И.	М.И.И.	М.И.И.	М.И.И.
И.И.И.	М.И.И.	М.И.И.	М.И.И.

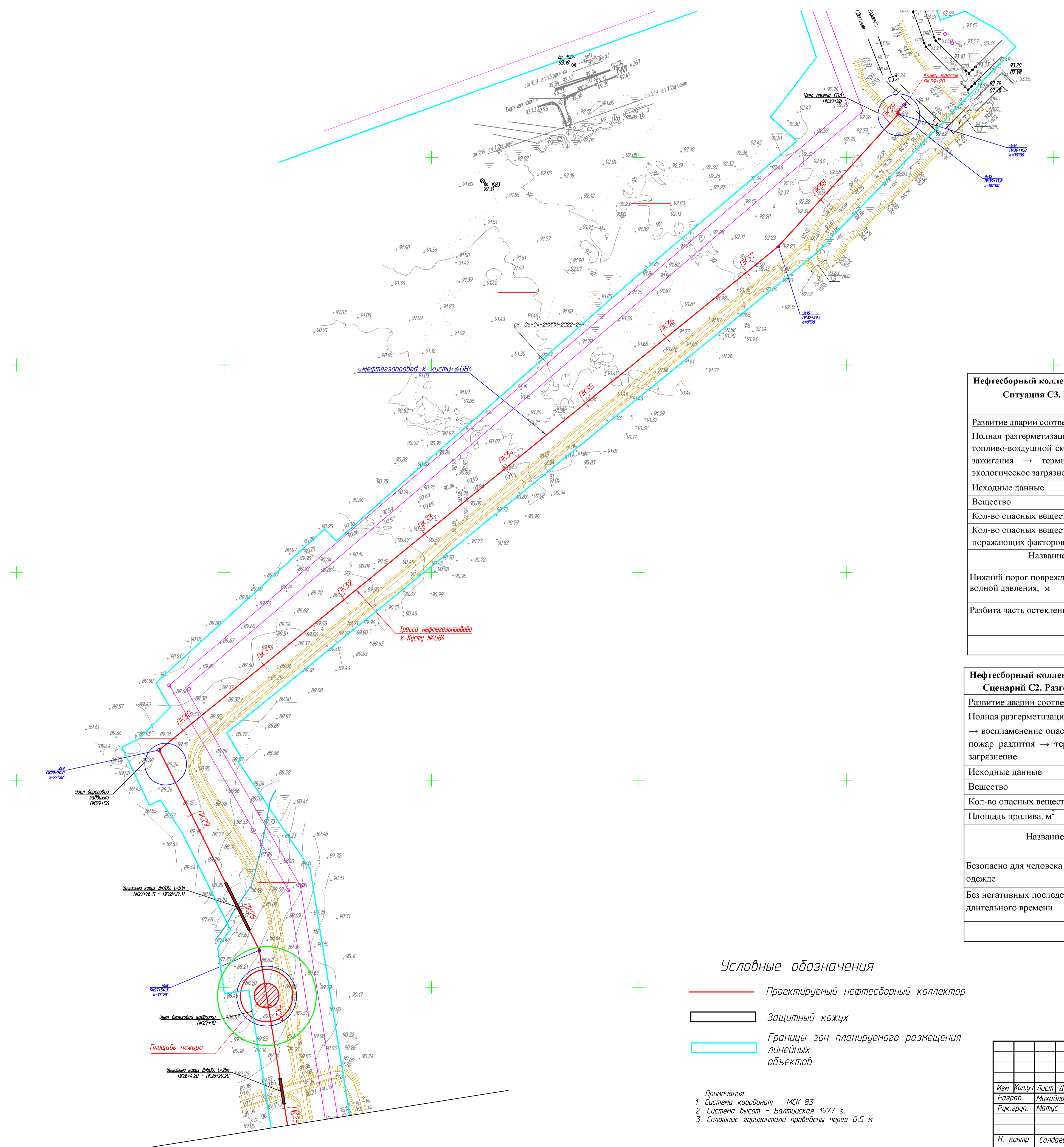


1. Система координат - СК-63
2. Система высот - Балтийская 1977 г.
3. Сплошные зарисовки проведены через 0,5 м
4. Газоварочная система мощностью 1500 кВт выполнена в августе 2022 г.
5. 16437-21/04-1939 - "Строительство эксплуатационных скважин кустов МН4084, 4067 ВС Верхневеликого месторождения" филиала ООО "ТЭК-ИИИИИ" "Транснефтегаз" в городе Парно

План трассы трубопровода ПК26+00-ПК39+28



Российская Федерация  
Республика Коми  
МОГО «Усинск»  
Верхне-Возейское  
месторождение



**Нефтеоборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084. Участок (ПК13+3,0 - ПК27+10,00)**  
**Ситуация С3. Разгерметизация нефтепровода с последующим взрывом ТВС в открытом пространстве**

Развитие аварии соответствует следующей общей схеме:  
Полная разгерметизация нефтепровода → истечение опасного вещества → образование топливно-воздушной смеси и его распространение → взрыв ТВС при наличии источника зажигания → термическое поражение персонала, сооружений и оборудования, экологическое загрязнение

Исходные данные

Вещество	Попутный газ	
Кол-во опасных веществ, участвующих в аварии, т	20,815	
Кол-во опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов, т	0,208	
Название зоны	Значение, кПа	Размер зоны, м
Нижний порог повреждений человека волной давления, м	5	16 м (3,8 кПа)
Разбита часть остекления, м	3	28,79

**Нефтеоборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084. Участок (ПК13+3,0 - ПК27+10,00)**  
**Сценарий С2. Разгерметизация нефтепровода с последующим воспламенением**

Развитие аварии соответствует следующей общей схеме:  
Полная разгерметизация нефтепровода → истечение опасного вещества → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлития → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение

Исходные данные

Вещество	Нефтяная эмульсия	
Кол-во опасных веществ, участвующих в аварии, т	72,754	
Площадь пролива, м <sup>2</sup>	441,469	
Название зоны	Значение, кВт/м <sup>2</sup>	Размер зоны, м
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2	25,2
Без негативных последствий в течение длительного времени	1,4	47,4

Условные обозначения

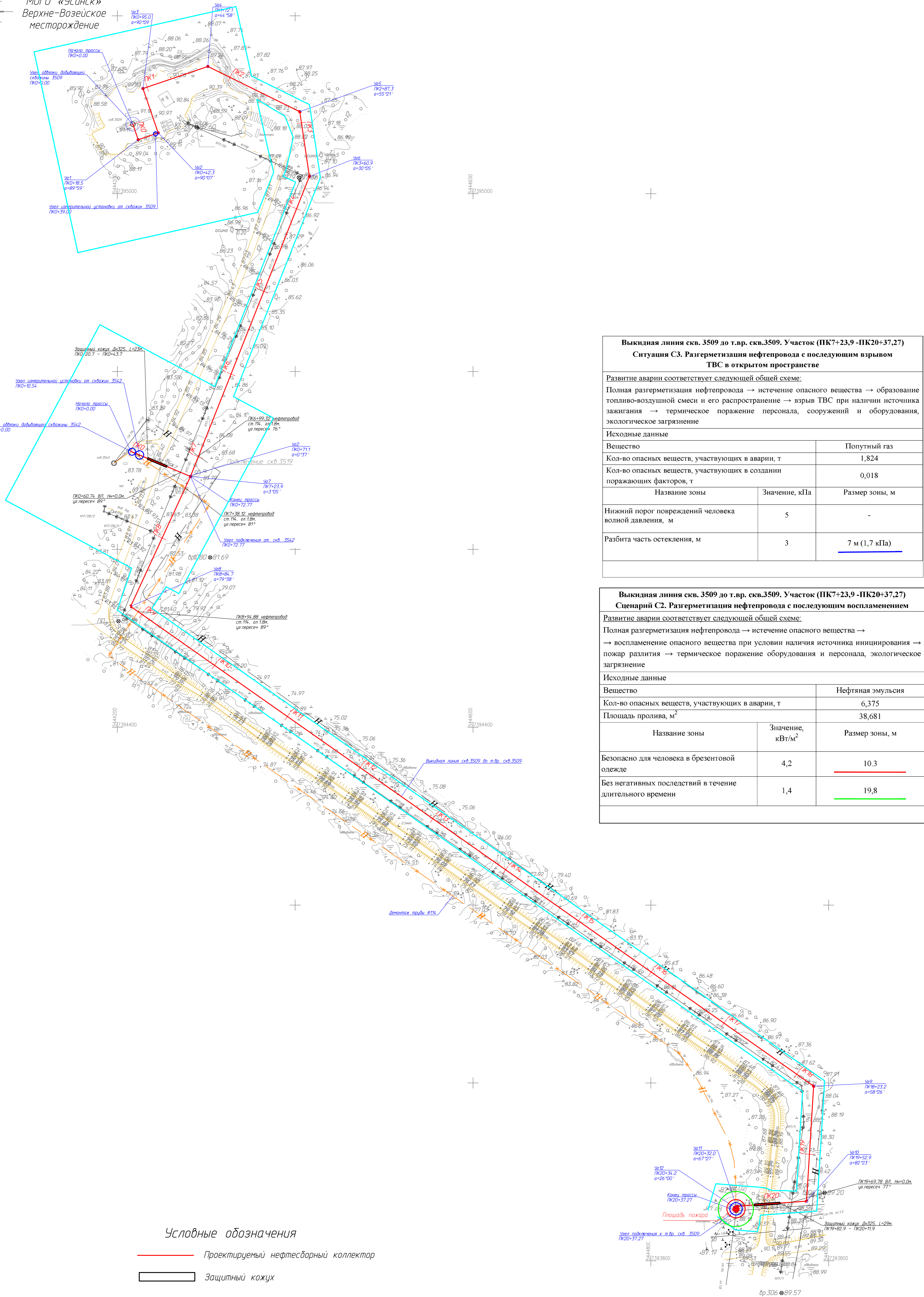
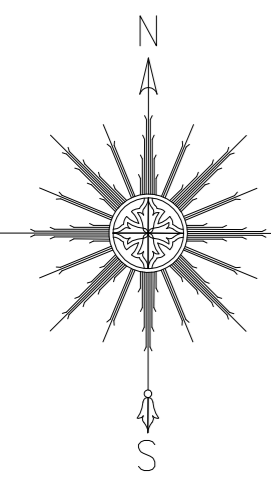
- Проектируемый нефтеоборный коллектор
- Защитный кожух
- Границы зон планируемого размещения линейных объектов

Примечания:  
1. Система координат - МСК-83  
2. Система высот - Балтийская 1977 г.  
3. Стопные горизонталы проведены через 0.5 м

					06-04-2НИПИ/2022-1-МП.Г.6				
					"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"				
Изм.	Коп.ч.	Лист	Док.	Подпись	Дата				
Разраб.	Михайлова					Нефтеоборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к. 4048. План трассы трубопровода ПК26+00-ПК39+28	Стандия	Лист	Листов
Рук.груп.	Матус						П		1
Н. контр.	Салдаева					Ситуация С2. Разгерметизация НСК с последующим воспламенением. Ситуация С3. Разгерметизация НСК с последующим взрывом ТВС.	ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		

Имя, № табл. | Подпись и дата | Взам. Инв.№ | Ссылка на файл

Российская Федерация  
Республика Коми  
МОГО «Усинск»  
Верхне-Возейское месторождение



Условные обозначения

- Проектируемый нефтесборный коллектор
- Защитный кожух
- Границы зон планируемого размещения линейных объектов

Примечания:  
1. Система координат - МСК-83  
2. Система высот - Балтийская 1977 г.  
3. Сплошные горизонталы проведены через 0,5 м

**Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв.3509. Участок (ПК7+23,9 - ПК20+37,27)**  
**Ситуация С3. Разгерметизация нефтепровода с последующим взрывом ТВС в открытом пространстве**

Развитие аварии соответствует следующей общей схеме:  
Полная разгерметизация нефтепровода → истечение опасного вещества → образование топливно-воздушной смеси и его распространение → взрыв ТВС при наличии источника зажигания → термическое поражение персонала, сооружений и оборудования, экологическое загрязнение

Исходные данные

Вещество	Попутный газ	
Кол-во опасных веществ, участвующих в аварии, т	1,824	
Кол-во опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов, т	0,018	
Название зоны	Значение, кПа	Размер зоны, м
Нижний порог повреждений человека волной давления, м	5	-
Разбита часть остекления, м	3	<u>7 м (1,7 кПа)</u>

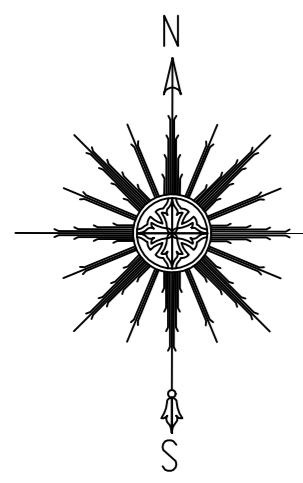
**Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв.3509. Участок (ПК7+23,9 - ПК20+37,27)**  
**Сценарий С2. Разгерметизация нефтепровода с последующим воспламенением**

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

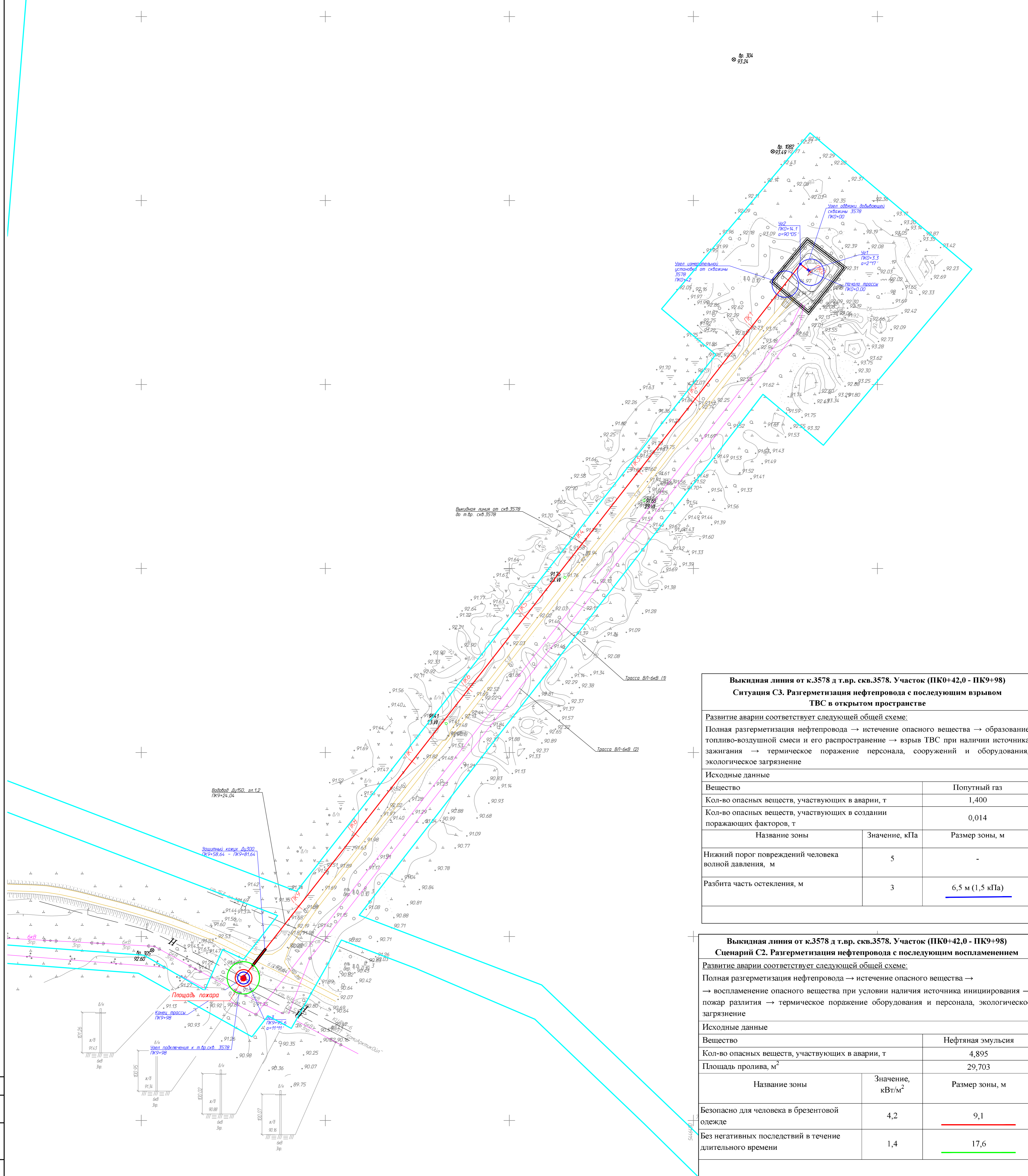
Исходные данные

Вещество	Нефтяная эмульсия	
Кол-во опасных веществ, участвующих в аварии, т	6,375	
Площадь пролива, м <sup>2</sup>	38,681	
Название зоны	Значение, кВт/м <sup>2</sup>	Размер зоны, м
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2	<u>10,3</u>
Без негативных последствий в течение длительного времени	1,4	<u>19,8</u>

				06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.ГТ		
				"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"		
Изм.	Колум	Лист	Док.	Подпись	Дата	
Разраб.	Михайлова					
Рук.груп.	Матус					
				Выкидная линия скв.3509 до т.вр. скв.3509 куста №3509	Стадия	Лист
				План трассы трубопровода	П	1
				Ситуация С2. Разгерметизация НСК с последующим воспламенением	ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	
				Ситуация С3. Разгерметизация НСК с последующим взрывом ТВС		



Российская Федерация  
Республика Коми  
МОГО «Усинск»  
Верхне-Возейское  
месторождение



**Выходная линия от к.3578 д т.вр. скв.3578. Участок (ПК0+42,0 - ПК9+98)  
Ситуация С3. Разгерметизация нефтепровода с последующим взрывом  
ТВС в открытом пространстве**

Развитие аварии соответствует следующей общей схеме:  
Полная разгерметизация нефтепровода → истечение опасного вещества → образование топливно-воздушной смеси и его распространение → взрыв ТВС при наличии источника зажигания → термическое поражение персонала, сооружений и оборудования, экологическое загрязнение

Исходные данные

Вещество	Попутный газ	
Кол-во опасных веществ, участвующих в аварии, т	1,400	
Кол-во опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов, т	0,014	
Название зоны	Значение, кПа	Размер зоны, м
Нижний порог поврежденный человека волной давления, м	5	-
Разбита часть остекления, м	3	<u>6,5 м (1,5 кПа)</u>

**Выходная линия от к.3578 д т.вр. скв.3578. Участок (ПК0+42,0 - ПК9+98)  
Сценарий С2. Разгерметизация нефтепровода с последующим воспламенением**

Развитие аварии соответствует следующей общей схеме:  
Полная разгерметизация нефтепровода → истечение опасного вещества → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлития → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение

Исходные данные

Вещество	Нефтяная эмульсия	
Кол-во опасных веществ, участвующих в аварии, т	4,895	
Площадь пролива, м <sup>2</sup>	29,703	
Название зоны	Значение, кВт/м <sup>2</sup>	Размер зоны, м
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2	<u>9,1</u>
Без негативных последствий в течение длительного времени	1,4	<u>17,6</u>

Условные обозначения

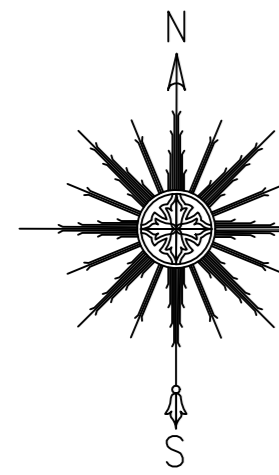
- Проектируемый нефтесборный коллектор
- Защитный кожух
- Границы зон планируемого размещения линейных объектов

1 Система координат - МК-83  
2 Система высот - Балтийская 1977 г.  
3 Сплошные горизонтали проведены через 0,5 м

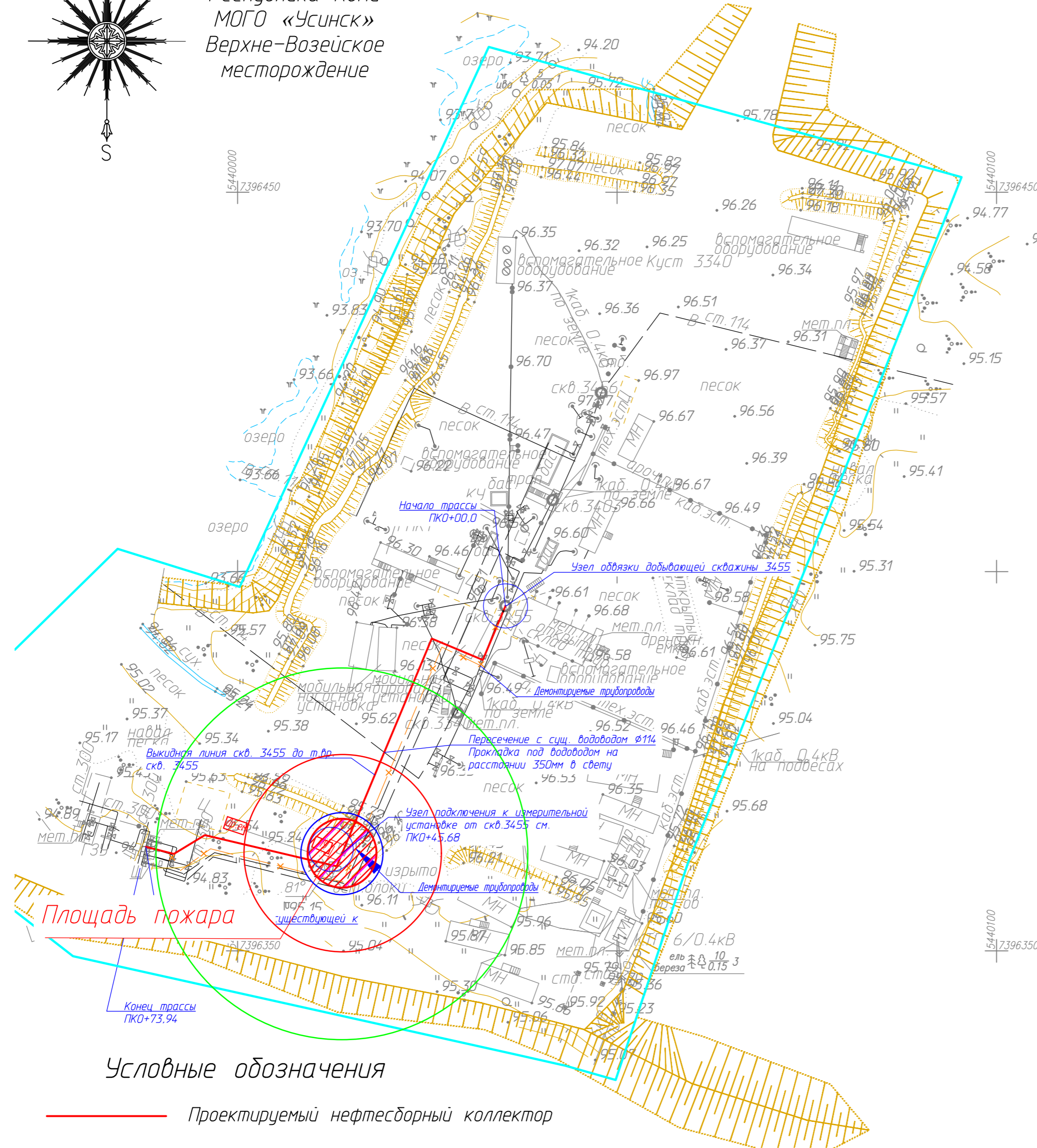
				06-04-2НИПТИ/2022-1-МПБ.ГВ		
				"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"		
Изм.	Колум.	Лист	Док.	Подпись	Дата	
Разраб.	Михайлова					Выходная линия скв. 3578 до т.вр. скв. 3578 куста №3623 План трассы трубопровода
Рук.групп	Матус					Ситуация С2. Разгерметизация НСК с последующим воспламенением. Ситуация С3. Разгерметизация НСК с последующим взрывом ТВС.
Н. контр.	Салдаева					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"



# План трассы трубопровода



Российская Федерация  
Республика Коми  
МОГО «Усинск»  
Верхне-Возейское месторождение



## Условные обозначения

- Проектируемый нефтесборный коллектор
- Границы зон планируемого размещения линейных объектов

### Примечания:

1. Система координат - МСК-83
2. Система высот - Балтийская 1977 г.
3. Сплошные горизонталы проведены через 0,5 м

### Выкидная линия скв.3455 до т.вр. скв.3455. Участок (ПК 0+00,0 - ПК0+45,68) Ситуация С3. Разгерметизация нефтепровода с последующим взрывом ТВС в открытом пространстве

Развитие аварии соответствует следующей общей схеме:  
Полная разгерметизация нефтепровода → истечение опасного вещества → образование топливо-воздушной смеси и его распространение → взрыв ТВС при наличии источника зажигания → термическое поражение персонала, сооружений и оборудования, экологическое загрязнение

Исходные данные		
Вещество	Попутный газ	
Кол-во опасных веществ, участвующих в аварии, т	0,771	
Кол-во опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов, т	0,0077	
Название зоны	Значение, кПа	Размер зоны, м
Нижний порог повреждений человека волной давления, м	5	-
Разбита часть остекления, м	3	5,4 м (1,2 кПа)

### Выкидная линия скв.3455 до т.вр. скв.3455. Участок (ПК 0+00,0 - ПК0+45,68) Сценарий С2. Разгерметизация нефтепровода с последующим воспламенением

Развитие аварии соответствует следующей общей схеме:  
Полная разгерметизация нефтепровода → истечение опасного вещества → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлития → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение

Исходные данные		
Вещество	Нефтяная эмульсия	
Кол-во опасных веществ, участвующих в аварии, т	2,693	
Площадь пролива, м <sup>2</sup>	65,376	
Название зоны	Значение, кВт/м <sup>2</sup>	Размер зоны, м
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2	13
Без негативных последствий в течение длительного времени	1,4	24,5

06-04-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г9				
Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства				
Изм.	Кол-ч.	Лист № дж.	Подп.	Дата
Разраб.	Михайлова			
Рук.груп.	Матус			
Н. контр.	Салдаева			
Выкидная линия скв. 3455 до т.вр. скв. 3455 куста №3340 План трассы трубопровода			Стадия	Лист
			П	1
Ситуация С2. Разгерметизация НСК с последующим воспламенением. Ситуация С3. Разгерметизация НСК с последующим взрывом ТВС.			ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

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