

Свидетельство № П-113-147-7707717910-2012.3 от 16 апреля 2012 г.

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения (кусты  
№№ 104, 111)**

**Проектная документация**

**Раздел 10(1) Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными  
законами**

**Часть 1 Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий**

**Книга 2 Обустройство месторождения**

**19z2015-PD-AB1.2**

**Том 10(1).1.2**

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Общество с ограниченной ответственностью  
«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПермНИПИнефть» в г.Перми

Свидетельство № П-113-147-7707717910-2012.3 от 16 апреля 2012 г.

**Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения (кусты  
№№ 104, 111)**

Проектная документация

Раздел 10(1) Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными  
законами

Часть 1 Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий

Книга 2 Обустройство месторождения

19z2015-PD-AB1.2

Том 10(1).1.2

Заместитель директора  
филиала по проектированию

А.А. Югов

Главный инженер проекта

К.Э. Кельберг

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2020

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

Обозначение	Наименование	Примечание
19z2015-PD-AB1.2.S	Содержание тома 10(1).1.2	2
19z2015-PD-SP	Состав проектной документации	3
19z2015-PD-AB1.2.TCH	Текстовая часть	4

Согласовано		

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.S			
						СОДЕРЖАНИЕ ТОМА	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Шерстнева			04.20		П	1	1
Проверил		Березин			04.20		ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал		
Нач.отд.		Березин			04.20		ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть в г.Перми		
Н.контр.		Березин			04.20				
ГИП		Кельберг			04.20				



## Содержание

Данные об организации-разработчике .....	4
Список разработчиков раздела с указанием сведений об их аттестации на выполнение работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства .....	5
1 Общие сведения о проектируемом объекте .....	6
1.1 Идентификация и классификация проектируемых объектов по признаку принадлежности к опасным производственным объектам .....	7
1.2 Данные о топографии и месторасположении проектируемого объекта .....	9
1.2.1 Данные о топографии района расположения проектируемого объекта .....	9
1.2.2 Наличие и границы запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта .....	9
1.2.3 Данные о природно-климатических условиях в районе расположения проектируемого объекта .....	10
1.3 Данные о персонале и проживающем вблизи населении .....	15
1.3.1 Данные о размещении персонала проектируемого объекта.....	15
1.3.2 Данные о размещении близлежащих организаций, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов аварии .....	16
1.3.3 Данные о размещении близлежащих населенных пунктов, которые могут оказаться в зонах действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии .....	18
2 Анализ безопасности .....	19
2.1 Характеристика опасных веществ .....	19
2.2 Данные о технологии и аппаратурном оформлении .....	24
2.2.1 Перечень технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества .....	24
2.2.2 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию .....	27
2.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности .....	28
2.3.1 Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ .....	28
2.3.2 Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ .....	38
2.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности .....	38
2.3.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности.....	41
3 Анализ риска .....	42
3.1 Результаты анализа условий возникновения и развития аварий .....	43
3.1.1 Выявление возможных причин и факторов, способствующих возникновению	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

19z2015-PD-AB1.2.TCH

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Шерстнева			04.20
Проверил		Березин			04.20
Нач.отд.		Березин			04.20
Н.контр.		Березин			04.20
ГИП		Березин			04.20

ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ

Стадия	Лист	Листов
П	1	109
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть в г.Перми		

и развитию аварий на проектируемом объекте .....	43
3.1.2 Определение сценариев.....	44
3.2 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета.....	47
3.3 Оценка количества опасных веществ, способных участвовать в аварии .....	49
3.4 Определение зон действия основных поражающих факторов при различных сценариях аварии .....	52
3.4.1 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов загрязнения окружающей среды при аварийных выбросах.....	53
3.4.2 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлития на открытой площадке.....	56
3.4.3 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов взрывов ТВС на открытой площадке.....	58
3.4.4 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов горения ГВС (пожар- вспышка) в открытом пространстве .....	60
3.5 Оценка возможного числа пострадавших, с учетом смертельно пораженных среди персонала и населения в случае аварии.....	61
3.6 Оценка возможного ущерба.....	64
3.6.1 Оценка возможного ущерба для окружающей среды.....	66
3.6.2 Оценка величины возможного ущерба физическим и юридическим лицам в случае аварии.....	68
3.7 Оценка риска аварий .....	73
3.7.1 Данные о вероятностях аварий.....	74
3.7.2 Данные о показателях риска причинения вреда работникам и физическим лицам .....	77
3.7.3 Данные о показателях риска причинения ущерба имуществу и вреда окружающей природной среде .....	86
4 Выводы и предложения.....	91
4.1 Оценка уровня безопасности опасного производственного объекта.....	91
4.2 Перечень основных проектных решений, направленных на уменьшение риска аварий.....	94
4.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий	95
4.4 Сведения о составе противоаварийных сил, аварийно-спасательных и других служб обеспечения промышленной безопасности.....	96
4.5 Сведения о финансовых и материальных ресурсах для локализации и ликвидации последствий возможных аварий на проектируемом опасном производственном объекте .....	97
4.6 Сведения о системе управления промышленной безопасностью .....	99
5 Графические материалы.....	101
6 Список литературы .....	104
Приложение А Выписка из протокола аттестации от 24.12.2018 г. (НИУ ВШЭ ГАСИС).....	106
Приложение Б Протокол №383-19/7 от 22.03.2019г. ....	107
Приложение В Декларация промышленной безопасности опасного	

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19z2015-PD-AB1.2.TCH						2
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

производственного объекта «Система промышленных трубопроводов  
 месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»..... 108  
 Таблица регистрации изменений ..... 109

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата





Список разработчиков раздела с указанием сведений об их аттестации на выполнение работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства

Фамилия и инициалы	Сведения об аттестации
Шерстнева Е.В.	Выписка из протокола аттестации от 24.12.2018 г. (НИУ ВШЭ ГАСИС) (Приложение А) Протокол № 383-19/7 от 22.03.2019г., область аттестации – А.1, Б2.3 (Приложение Б)

Взам. инв. №						
Подп. и дата						
Инв. № подл.						<p style="text-align: center;">19z2015-PD-AB1.2.TCH</p> <p style="text-align: right;">Лист 5</p>
	Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата



ществляется установкой насосной устьевой для индивидуальной закачки и поддержания пластового давления (УНУ ППД). Измерение и учет количества воды для скважины осуществляется расходомером, установленным на обвязке УНУ. УНУ ППД установлена непосредственно в эксплуатационной колонне нагнетательной скважины в специальном кожухе, соединенном с колонной НКТ. Вода поступает на прием насоса, проходит через него, повышая давление, далее поступает в кожух и через соединенную с ним колонну НКТ нагнетается в продуктивные пласты.

По мере увеличения объемов воды на НГСП «Касиб» проектной документацией предусматривается строительство подпорной насосной станции (ПНС) на НГСП «Касиб» для поэтапного перехода системы ППД скважин №№ 112, 115 на подтоварную воду с НГСП «Касиб». От точки врезки в трубопровод, транспортирующий подтоварную воду от НГСП «Касиб», подтоварная вода под гидростатическим давлением от 0,08 до 0,10 МПа поступает на прием проектируемого насосного агрегата. Для очистки подтоварной воды от механических примесей после ПНС предусматривается установка системы очистки воды. После ПНС подтоварная вода по проектируемому низконапорному водоводу подается на скважины №№ 112 и 115 с УНУ ППД, расположенные на кустах №№ 111 и 104 соответственно. На выкидном трубопроводе предусматривается водомерный узел. Подача насоса регулируется при помощи частотного регулирования.

### 1.1 Идентификация и классификация проектируемых объектов по признаку принадлежности к опасным производственным объектам

Согласно п.1в приложения 1 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ О промышленной безопасности опасных производственных объектов, проектируемые объекты являются опасными производственными объектами (ОПО), на которых обращаются горючие вещества – нефть с растворенным ней попутным нефтяным газом.

Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте, приведены ниже (таблица 1.1).

Таблица 1.1 - Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте

Вещество		Признаки идентификации							
Наименование	Количество, т	Воспламеняющиеся и горючие газы, т	Горючие жидкости, т		Токсичные вещества, т	Высокотоксичные вещества, т	Окисляющие вещества, т	Взрывчатые вещества, т	Вещества, опасные для ОПС, т
			на складах и базах	в технологическом процессе					
Фонд скважин Касибского нефтяного месторождения ЦДНГ-12 (проект.)									
нефть	0,575	-	-	0,575	-	-	-	-	-
«Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-12» (проект.)									
нефть	98,343	-	-	98,343	-	-	-	-	-

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH	Лист
							7

Вещество		Признаки идентификации							
Наименование	Количество, т	Воспламеняющиеся и горючие газы, т	Горючие жидкости, т		Токсичные вещества, т	Высокотоксичные вещества, т	Окисляющие вещества, т	Взрывчатые вещества, т	Вещества, опасные для ОПС, т
			на складах и базах	в технологическом процессе					
<b>I класс опасности</b>		<b>2000 и более</b>	<b>500000 и более</b>	<b>2000 и более</b>	<b>2000 и более</b>	<b>200 и более</b>	<b>2000 и более</b>	<b>500 и более</b>	<b>2000 и более</b>
<b>II класс опасности</b>		<b>200 и более, но менее 2000</b>	<b>50000 и более, но менее 500000</b>	<b>200 и более, но менее 2000</b>	<b>200 и более, но менее 2000</b>	<b>20 и более, но менее 200</b>	<b>200 и более, но менее 2000</b>	<b>50 и более, но менее 500</b>	<b>200 и более, но менее 2000</b>
<b>III класс опасности</b>		<b>20 и более, но менее 200</b>	<b>1000 и более, но менее 50000</b>	<b>20 и более, но менее 200</b>	<b>20 и более, но менее 200</b>	<b>2 и более, но менее 20</b>	<b>20 и более, но менее 200</b>	<b>менее 50</b>	<b>20 и более, но менее 200</b>
<b>IV класс опасности</b>		<b>1 и более, но менее 20</b>	<b>-</b>	<b>1 и более, но менее 20</b>	<b>1 и более, но менее 20</b>	<b>0,1 и более, но менее 2</b>	<b>1 и более, но менее 20</b>	<b>-</b>	<b>1 и более, но менее 20</b>

Проектируемые объекты кустов скважин будут зарегистрированы в составе опасного производственного объекта «Фонд скважин Касибского нефтяного месторождения ЦДНГ-12» (рег. № А48-10051-0418 - IV класс опасности).

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы и водовод будут зарегистрированы в составе опасного производственного объекта «Система промысловых трубопроводов» (рег. № А48-10051-0174 - I класс опасности), на который в 2019 году разработана Декларация промышленной безопасности (рег. №18-19(02).0371-00-МТ). Копия титульного листа приведена ниже (Приложение В).

Согласно Декларации промышленной безопасности на опасном производственном объекте «Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-12» в технологическом процессе обращается 2629,81 т горючей жидкости. Проектируемое оборудование увеличивает количество вещества на 2,35 %, нет необходимости в переработке существующей Декларации.

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» проходит по территории опасного производственного объекта ООО «УралОйл» «Пункт подготовки и сбора нефти Касибского месторождения» (рег. № А48-13582-0037 - III класс опасности). Проектируемый трубопровод увеличивает количество опасного горючего вещества, обращающегося в технологическом процессе, на 1,5 т, нет необходимости в разработке декларации промышленной безопасности.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH	Лист
							8

## 1.2 Данные о топографии и месторасположении проектируемого объекта

### 1.2.1 Данные о топографии района расположения проектируемого объекта

В административном положении район работ находится в границах Касибско-Басимского территориального отдела, Соликамского городского округа Пермского края.

Участок работ расположен в 20-25км к западу от центра муниципального образования «Город Соликамск».

Площадки изысканий расположены в лесных массивах, площадка куста №111 в болотистой местности. Трассы проходят по всхолмленной, залесенной местности, открытые участки местности находятся в существующих коридорах инженерных коммуникаций. Углы наклона поверхности не превышают 2°. Абсолютные отметки составляют 137-173м Балтийской системы высот.

В геоморфологическом отношении участок изысканий расположен на правом склоне долины р. Лысьва, осложненный поймами и долинами водотоков более мелкого порядка. Объекты гидрографии на участке работ представлены ручьем без названия. Расстояние до р. Лысьва 0,5-4,5км к северу, северо-востоку.

Гидрографические объекты представлены ручьем без названия.

Вдоль автодороги Левино – Никино (участок Левино-Касиб), естественная поверхность подвергалась влиянию техногенных факторов при строительстве и эксплуатации нефтепромысловых объектов (скважины, трубопроводы, ВЛ, промысловые дороги, сооружения). Сведения о наличии других опасных природных и техноприродных процессов отсутствуют.

### 1.2.2 Наличие и границы запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта

Сведения о размерах территории проектируемого объекта приведены ниже (таблица 1.2).

Таблица 1.2 - Сведения о размерах территории проектируемого объекта

Наименование	Ед. изм.	Кол		
		Наименование площадок, №№ этапов		
1. Площадь в границах проектирования	га			
2. Площадь застройки*	м <sup>2</sup>			
3. Площадь автопроездов	м <sup>2</sup>			
4. Площадь тротуаров	м <sup>2</sup>			
5. Площадь водоотводных сооруже-	м <sup>2</sup>			

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH	Лист
							9

ний				
6. Площадь обвалования	м <sup>2</sup>			
7. Прочая спланированная территория	м <sup>2</sup>			

\* Согласно п.2 Приложения В СП 18.13330.2011 «Генеральные планы промышленных предприятий», площадь застройки определяется как сумма площадей, занятых сооружениями всех видов, включая открытые технологические, энергетические установки, эстакады, подземные сооружения (резервуары), а также открытые стоянки автомобилей при условии, что размеры и оборудование стоянок принимаются по нормам технологического проектирования предприятий.

Для кустов скважин согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 санитарно-защитная зона составляет:

- при выбросе сероводорода до 0,5 т/сутки с малым содержанием летучих углеводородов - 300 м.

Трассы проектируемых участков трубопроводов имеют охранную зону, расположенную:

- вдоль трассы трубопроводов – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны;

- вдоль подводных переходов – в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от оси трубопровода на 100 м с каждой стороны.

Объекты гражданского назначения в пределах санитарно-защитной зоны площадок и в охранной зоне трубопроводов отсутствуют.

Территория не находится в границах особо охраняемых природных территорий федерального, регионального и местного значения, их охранных зон. Объекты культурного наследия (памятники истории и культуры) народов Российской Федерации, охранные зоны объектов культурного наследия на территории отсутствуют.

### 1.2.3 Данные о природно-климатических условиях в районе расположения проектируемого объекта

По схематической карте климатического районирования территории Российской Федерации для строительства, согласно СП 131.13330.2012, район работ относится к строительно-климатическому подрайону IV.

При составлении климатической характеристики района изысканий использовались материалы по метеостанции Березники, недостающие сведения приведены по метеостанции Чердынь, согласно СП 20.13330.2011, СП 20.13330.2016, СП 131.13330.2012, СП 47.13330.2016, ТСН 23-301-04/8.

Климат рассматриваемой территории континентальный, с холодной, продолжительной зимой, теплым, но сравнительно коротким летом, ранними осен-

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			19z2015-PD-AB1.2.TCH					10
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

ними и поздними весенними заморозками. Зимой на Урале часто наблюдается антициклон с сильно охлажденным воздухом. Охлаждение воздуха в антициклонах происходит, главным образом, в нижних слоях, одновременно уменьшается влагосодержание этих слоев. С высотой температура воздуха в зимнее время обычно возрастает.

Особое значение, как фактор климата, имеет циклоническая деятельность, которая усиливает меридиональный обмен воздушных масс. Таким образом, увеличивается климатическое значение адвекции. Непосредственным результатом этого является большая временная и пространственная изменчивость всех метеорологических характеристик и погоды в целом.

Ниже (таблица 1.3) приведены основные климатические параметры за холодный и теплый периоды года по метеостанции Березники.

Таблица 1.3 – Основные климатические параметры

<b>Климатические параметры холодного периода года</b>		Величина
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,98%		-45
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,92%		-42
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,98%		-39
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,92%		-36
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,94%		-20
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С		-48
Средняя суточная температура воздуха наиболее холодного месяца, °С		-17,8
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С		10,3
Продолжительность, сутки., и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 0$ °С		169, -9,9
То же, $\leq 8$ °С		235, -6
То же, $\leq 10$ °С		254, -4,9
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %		81
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 часов наиболее холодного месяца, %		82
Количество осадков с ноября по март, мм		182
Преобладающее направление ветра с декабря по февраль		Ю
Преобладающее направление ветра с марта по апрель		Ю
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с		5,3
Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха $\leq 8$ °С		3,9
Максимальная глубина промерзания почвы, см, раз в 10 лет		129
Максимальная глубина промерзания почвы, см, раз в 50 лет		174
<b>Климатические параметры теплого периода года</b>		
Барометрическое давление, гПа		989
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,99%		27,0
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98%		25,1
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,96%		22,6

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95%	21,7
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	23,7
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	34
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца	7,3
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	69
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее теплого месяца, %	58
Количество осадков с апреля по октябрь, мм	465
Преобладающее направление ветра с июля по август	С
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	1,2
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	1,5

*Осадки.* Количество осадков за период с ноября по март составляет 182 мм. Количество осадков за период с апреля по октябрь составляет 465 мм. Суточный максимум осадков по метеостанции Березники составляет 85 мм.

*Ветровой режим.* В период с декабря по февраль и с марта по апрель преобладают ветры южного направления, с июля по август – северного.

По ветровому давлению район изысканий относится ко II району, нормативное ветровое давление на высоте 10 м составляет 500 Па, соответствующая нормативная скорость ветра на высоте 10 м составляет 29 м/с.

Согласно указаниям по давлению ветра территория изысканий относится к I району (карта 2 приложения Е СП 20.13330.2016), нормативное значение ветрового давления  $w_0$  в зависимости от ветрового района принимается по таблице 11.1 и составляет 0,23 кПа (сведения для проектирования трубопроводов и площадок).

По региональной карте скорость ветра, возможная 1 раз в 25 лет составляет 23,0 – 24,9 м/с (III район).

Данные о среднегодовых скоростях ветра по направлениям приведены в таблице (таблица 1.4). Среднемесячная и среднегодовая скорость ветра приведена в таблице (таблица 1.5).

Таблица 1.4 – Средняя годовая скорость ветра по направлениям, м/с

Направление	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Скорость	2,6	2,6	2,9	3,3	4,0	3,7	2,6	2,4

Таблица 1.5 – Среднемесячная и среднегодовая скорость ветра (м/с)

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Чердынь	4,3	4,4	4,8	4,3	4,3	4,0	3,2	3,4	4,0	4,4	4,3	4,2	4,1

Повторяемость направления ветра по сезонам приведена в таблице (таблица 1.6).

Таблица 1.6 – Повторяемость направления ветра по сезонам в %

Период	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Декабрь-февраль	5	2	5	18	41	14	8	7
Март-апрель	9	4	7	13	30	18	9	10
Июль-август	20	7	8	8	17	11	14	14

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

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



Среднегодовая повторяемость ветра (%) приведена в таблице (таблица 1.7).

Таблица 1.7 – Среднегодовая повторяемость ветра (%)

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
10	5	7	15	26	15	11	11	9

*Атмосферные явления* погоды по рассматриваемой территории обуславливаются особенностями циркуляции атмосферы, а отдельные сезоны и влиянием орографии. Данные по атмосферным явлениям приведены по метеостанции Чердынь.

*Грозы.* В среднем за год в районе изысканий наблюдается 23 дней с грозой, максимально – 38 дней. Среднегодовая продолжительность гроз составляет 40–60 часов.

*Метели.* Средняя продолжительность периода с метелями в год – 61 дней, наибольшая – 89 дней.

*Туманы.* Среднегодовое количество дней с туманами – 41 дней, наибольшее – 64 дней.

*Град.* Среднее число дней с градом в год составляет 1,6 дня, наибольшее – 6 дня.

*Гололед.* Среднее число дней с обледенением всех видов в год составляет 53 дней, наибольшее – 75 дней. Гололедный сезон на рассматриваемой территории начинается обычно в октябре и заканчивается в мае, однако явления гололеда (мокрый снег) отмечается иногда и в сентябре.

Согласно карте районирования территории РФ по толщине стенки гололеда район изысканий относится к III району, толщина гололедной стенки составляет 20 мм (сведения для проектирования электроустановок).

Согласно карте районирования территории РФ по толщине стенки гололеда район изысканий относится ко II району (карта 3 приложения Е СП 20.13330.2016), толщина гололедной стенки составляет 5 мм согласно таблице 12.1 СП 20.13330.2011 (сведения для проектирования трубопроводов и площадок).

По региональной карте толщина нормативной стенки гололеда, возможная 1 раз в 5 лет составляет 5,0 – 7,9 мм (II район).

#### Геологические и инженерно-геологические процессы

При инженерно-геологической оценке территории основное внимание уделяется физико-геологическим и техногенным процессам. Степень распространения и интенсивность проявления этих процессов во многом определяет устойчивость геологической среды к техногенным воздействиям. В исследуемом районе характерными инженерно-геологическими процессами являются процессы заболачивания, подтопления и пучинистость грунтов.

**Болото** – участок суши, характеризующийся избыточным увлажнением сточными и проточными водами, но без постоянного слоя воды на поверхности. Для болота характерно отложение на поверхности почвы неполно разложившегося органического вещества, превращающегося в дальнейшем в торф. К **заболоченным** землям (или болота в начальной стадии их развития) относятся избыточ-

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
									13
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH

но увлажненные участки со слоем торфа толщиной менее 30 см или без торфа в неосушенном состоянии. Непременным условием образования болот является постоянная избыточная влажность. Одна из причин избыточной увлажненности и образования болота состоит в особенностях рельефа – наличие низин, куда стекаются воды осадков и грунтовые воды. Причинами заболачивания являются: зона избыточного увлажнения, затрудненный поверхностный сток (ровный рельеф).

Болота и заболоченные земли в районе встречены на ПК17+55.2-ПК23+70 трассы автодороги на куст №111; на ПК0-ПК7+23.9 трассы нефтегазосборного трубопровода «Куст №111- ППСН «Касибский»; на ПК17+16.2-ПК24+40.1 трассы ВЛ-10кВ на куст №111 и повсеместно на площадке куста №111. Болота низинные, I типа по характеру передвижения строительной техники (п. 8.7 СП 86.13330.2014), Тип торфяного основания - А (табл. 1 прил. 5 ВСН 51-3-85).

По подтопляемости территории согласно СП 11-105-97, ч. II участки трассы нефтегазосборного трубопровода «Куст №111- ППСН «Касибский» на ПК0-ПК7+23.9, ПК38+92.1-ПК39+6.5, ПК56+57.3-ПК56+82.2; участок трассы автодороги на куст №111 на ПК17+55.2-ПК23+70; участок трассы ВЛ-10кВ на куст №111 на ПК17+16.2-ПК24+40.1, а также площадка куста №111 относятся к I области – подтопленная, по условиям развития процесса к району I-A – подтопленный в естественных условиях, по времени развития процесса к участку I-A-1- постоянно подтопленный.

Остальные участки трасс относятся ко II области – потенциально подтопляемая, по условиям развития процесса к району II-B – потенциально подтопляемая в результате ожидаемых техногенных воздействий, по времени развития процесса к участку II-B-1- медленное повышение уровня грунтовых вод.

Подтопление подземными водами района обусловлено, в первую очередь, влиянием природных и, в меньшей мере, техногенных факторов. К природным факторам относятся: геоморфологическая обстановка, определяющая дренированность территории, геолого-литологическое строение, особенности гидрогеологических условий. К техногенным факторам, способствующим процессу подтопления, относятся: недостаточная организация поверхностного стока, влияние человека, связанное со строительным освоением территории, нарушение естественного рельефа, прокладка водонесущих коммуникаций и т.д. Факторами подтопления являются: климатические условия; близкое положение к поверхности уровней подземных вод; инфильтрация атмосферных осадков.

На исследуемой территории грунты обладают пучинистыми свойствами.

Другие опасные инженерно-геологические и техногенные процессы и явления в процессе инженерно-геологических изысканий не выявлены.

Согласно общему сейсмическому районированию территории Российской Федерации ОСР-2015 и карты ОСР-2015-А (СП 14.13330.2018) район работ расположен в пределах зоны с интенсивностью и повторяемостью 5 баллов по шкале MSK-64 с 10% вероятностью превышения в течение 50 лет интенсивности сейсмических воздействий, указанных на картах, что соответствует повторяемости сейсмических сотрясений в среднем один раз в 500 лет (карта А).

Согласно табл. 1 СП 14.13330.2014 категория грунтов по сейсмичности – III.

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19z2015-PD-AB1.2.TCH							14
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

### 1.3 Данные о персонале и проживающем вблизи населении

#### 1.3.1 Данные о размещении персонала проектируемого объекта

В связи с вводом в эксплуатацию скважин кустов №№111,104 Касибского месторождения необходимость в дополнительном персонале для их обслуживания отсутствует. Проектируемые скважины и линейные сооружения будут обслуживаться имеющимся персоналом бригады по добыче нефти и газа № 1207 ЦДНГ-12.

Численность бригады по добыче нефти и газа №1207 - 45 чел. в том числе:

- мастер по добыче нефти, газа и конденсата - 2 чел.
- оператор по добыче нефти и газа 6 разряда - 1 чел.
- оператор по добыче нефти и газа 5 разряда - 12 чел.
- оператор по добыче нефти и газа 4 разряда - 30 чел.

Мелкий ремонт выполняется бригадой добычи нефти, обслуживающей месторождение.

Текущий ремонт оборудования узлов и агрегатов выполняется выездными бригадами баз промысла, расположенными на площадках Касибского месторождения и сервисными организациями.

Обслуживание объектов электроснабжения предусмотрено специалистами сервисной организации.

Бригада по добыче нефти и газа № 1207 базируется в опорном пункте бригады. Опорный пункт бригады оборудован бытовыми помещениями и устройствами (душевые сетки, умывальники, гардеробы, шкафы, сушилки, санузлы) с учетом производственной группы в соответствии с численностью обслуживаемого персонала бригады по добыче нефти и газа №1207, дополнительных бытовых помещений и устройств не требуется.

Медицинское обслуживание работников осуществляется в здравпункте, расположенном в здании АБК ЦДНГ-12 и в ближайших учреждениях здравоохранения.

Постоянные рабочие места операторов по добыче нефти и газа не предусматриваются. Временные рабочие места (зоны обслуживания) – устье скважин, узлы задвижек на нефтегазосборных трубопроводах, зоны вокруг запорно-регулирующей арматуры, КИПиА, фланцевых соединений. Так как технологический процесс автоматизирован, то постоянного присутствия обслуживающего персонала в рабочих зонах не требуется.

Основными обязанностями операторов является периодическое наблюдение за ходом технологического процесса, снятие показаний приборов. Оснащение операторов инструментом и оборудованием соответствует «Табелю оснащенности рабочих мест в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Дополнительное оснащение рабочих мест не предусматривается.

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19z2015-PD-AB1.2.TCH							15
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

К скважинам предусмотрена автодорога для проезда техники, на территории куста скважин предусмотрены проезды и площадки обслуживания. При выполнении ремонтных работ предусматривается использовать передвижные грузоподъемные механизмы (автокраны). К технологическим площадкам предусматриваются подъезды для размещения грузоподъемных механизмов.

Обслуживающий персонал снабжается переносными газоанализаторами, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ.

### 1.3.2 Данные о размещении близлежащих организаций, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов аварии

Организации, не относящиеся к нефтепромыслу, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов в случае аварии, отсутствуют.

Обслуживание электрического оборудования, сетей и подстанций проводится силами сервисного персонала регионального управления ООО «ЛУКОЙЛ-Энергосети» – по договору. Максимальное количество персонала – 2 человека. Нахождение на проектируемых объектах - по мере необходимости.

Проектируемые трубопроводы пересекают коммуникации, автодороги. Ведомости пересечения приведены ниже (Таблица 1.8, Таблица 1.9, Таблица 1.10).

Таблица 1.8 - Ведомость пересечения с наземными и подземными коммуникациями

№№ пересечения	Километр		На участке		Угол пересечения	Наименование трубопровода и его назначение (наземного или подземного)	Направление откуда и куда	Какой организации принадлежит трубопровод	Диаметр	Отметка поверхности земли в точке пересечения	Отметка верха трубы (глубина заложения)	Примечание
	ПК	+	ПК	+								
Трасса нефтегазосборного трубопровода «Куст №111-ППСН «Касибский»												
1	1	0	78,0	90	каб. ЭХЗ проект					138,03		
2	5	47	57,7	86	кабель ЭХЗ, зак.6053 ООО «Урал-Гео» 2017г.					161,08		
3	6	54	21,9	78	нефтепровод	скв.6-ППСН «Касибский»	ООО «Лукойл-Пермь»	ст.89	167,83	1,7		
4	7	69	85,8	88	газопровод	на площадке ППСН «Касибский»	ООО «Лукойл-Пермь»	ст.89	146,70	148,10-в.тр.		
5	7	69	86,3	89	нефтепровод	на площадке ППСН «Касибский»	«-«	ст.89	146,69	147,99-в.тр.		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

№№ пересечения	Километр	На участке		Угол пересечения	Наименование трубопровода и его назначение (наземного или подземного)	Направление откуда и куда	Какой организации принадлежит трубопровод	Диаметр	Отметка поверхности земли в точке пересечения	Отметка верха трубы (глубина заложения)	Примечание
		ПК	+								
6	7	69	86,6	89	нефтепровод	на площадке «Касибский»	«-«	ст.89	146,69	147,99-в.тр.	
7	7	69	97,97	89	нефтепровод	на площадке «Касибский»	«-«	ст.89	147,54	148,84-в.тр.	
Трасса нефтегазосборного трубопровода «Куст №104-точка врезки»											
1	1	1	40,0	82	нефтепровод проект, т.вр.				158,23		

Таблица 1.9 - Ведомость пересечения с дорогами

N п/п	Пикетное значение		Название дорог, категория, принадлежность	Километраж автодороги в месте пересечения с трассой, км	Вид покрытия	Схема поперечн. сечения пересекаем. дороги	Угол пересечения, градус	Ширина, м		Отметка проезжей части
	ПК	+						земляного полотна	Проезжей части	
Трасса нефтегазосборного трубопровода «Куст №11-ППСН «Касибский»										
1	13	39,4	лесная		грунт		83	5,0	5,0	143,70
2	20	01,1	лесная		грунт		89	3,5	3,5	150,81
3	25	20,0	лесная		грунт		62	4,0	4,0	158,81
4	25	37,9	проект А/д				80			158,97
5	26	70,7	лесная		грунт		6	4,0	4,0	157,13
6	35	92,4	лесная		грунт		38	4,0	4,0	161,12
7	36	17,8	полевая		грунт		37	4,0	4,0	160,43
8	47	37,6	полевая		грунт		68	2,0	2,0	160,90
9	53	85,9	полевая		щебень		88	5,8	5,8	168,59
10	66	42,3	полевая		грунт		19	3,0	3,0	150,13
11	67	67,6	полевая		грунт		88	3,0	3,0	144,36

Трасса нефтегазосборного трубопровода «Куст №104-точка врезки»										
1	0	25,6	лесная		грунт		30	4,0	4,0	157,86
2	0	92,4	проект А/д				90			158,24

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH	Лист
							17

Таблица 1.10 - Ведомость пересекаемых водотоков

Пикетаж	Км	Протяжен- ность вод- ной поверх- ности, м	отмет- ка дна, м	Угол пересе- чения градус	Наименова- ние и харак- теристика водотоков	Отметка горизонта		Описа- ние бере- гов
						Наивысшего наблюден- ного	Урез, дата	
Трасса нефтегазосборного трубопровода «Куст №111-ППСН «Касибский»								
39+00,0	4	0,5	157,00	80	ручей	1%=157,76 10%=157,53	157,11 22.X	поло- гие
Трасса нефтегазосборного трубопровода «Куст №104-точка врезки»								
					пересечений нет			

### 1.3.3 Данные о размещении близлежащих населенных пунктов, которые могут оказаться в зонах действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии

Данные о размещении близлежащих населенных пунктов приведены ниже (Таблица 1.11).

Таблица 1.11

Название площадки	Площадь, га	Местоположение км
Куста №111 с площадкой АЗ-1 и кабелем ЭХЗ и водозаборных скважин куста №111	6,8га	4,5км к юго-западу от деревни Лызиб, 5,5 км к юго-западу от села Касиб Соликамского городского округа
Куста №104 с площадкой АЗ-2 и кабелем ЭХЗ и водозаборных скважин куста №104	6,5га	2,5 км к юго-западу от деревни Лызиб, 3,5 км к юго-западу от села Касиб Соликамского городского округа

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

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

## 2 Анализ безопасности

### 2.1 Характеристика опасных веществ

Опасными веществами на проектируемом объекте являются нефть, попутный нефтяной газ. Характеристика опасных веществ приведена ниже (таблица 2.1).

Таблица 2.1 - Сведения об опасных веществах

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
Нефть		
1 Название вещества 1.1 химическое 1.2 торговое	Нефть - сложная смесь различных органических соединений (в основном углеводородов)	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
2 Формула эмпирическая	В состав нефти входят: предельные углеводороды $C_nH_{2n+2}$ ; циклопарафины $C_nH_{2n}$ (в основном это циклопентан, циклогексан и их гомологи); ароматические углеводороды $C_nH_{2n-6}$ (в основном гомологи бензола); многоядерные полинафтенновые и ароматические углеводороды, содержащие различные боковые цепи	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
3 Содержание: % масс.	Данные приведены ниже (таблица 2.2)	Данные лабораторных исследований
4 Общие данные:		
4.1 Плотность, $кг/м^3$		
4.2 Вязкость кинематическая, $мм^2/с$		
4.3 Газовый фактор, $м^3/т$		
5 Данные о взрывопожароопасности - категория и группа взрывоопасной смеси	ПА – ТЗ	ГОСТ 30852.5-2002
5.1 Температура самовоспламенения, $^{\circ}C$	От 223 до 375	ГОСТ 30852.19-2002
5.2 Пределы взрываемости: объемная доля, %	1,2 – 8,0 %	ГОСТ 30852.19-2002
5.3 Температура вспышки, $^{\circ}C$	меньше минус 20	
6 Данные о токсической опасности	3 класс токсической опасности	ГН 2.2.5.3532-18 ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны
6.1 ПДК в воздухе рабочей зоны среднесменно, $мг/м^3$	10 (аэрозоль)	
6.2 Смертельная концентрация, $мг/л$	227	Вредные вещества в промышленности. Т.1. Органические вещества: справочник для химиков, инже-

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
		неров, врачей/ под ред. Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной. – Л.: Химия, 1976
7 Реакционная способность	Химические свойства нефти определяются наличием в ее составе различных групп углеводородов	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
8 Запах	Зависит от состава нефти (обусловлен наличием сернистых соединений в нефти)	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
9 Коррозионное воздействие	Оказывают сернистые соединения, содержащиеся в нефти, эффект воздействия зависит от их концентрации	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
10 Меры предосторожности	Герметизация системы сбора и транспорта нефти, вентиляция производственных помещений, сигнализация превышения ПДК углеводородов и сероводорода в воздухе. В случае повышения концентрации – немедленное удаление работающих	
11 Информация о воздействии на людей	Углеводороды, входящие в состав нефтяных газов (метан и его ближайшие гомологи), могут оказывать сравнительно слабое наркотическое действие. Значительно сильнее действуют пары менее летучих (жидких) составных частей нефти. Именно они определяют характер действия сырых нефтей. Нефти, содержащие мало ароматических углеводородов, действуют также как и смеси метановых и нафтеновых углеводородов, их пары вызывают наркоз и судороги. Высокое содержание ароматических соединений может угрожать хроническими отравлениями с изменением состава крови и кровеносных органов. Сернистые соединения могут приводить к острым и хроническим отравлениям, главную роль при этом играет сероводород. Воздействие паров нефти на кожные покровы может приводить к раздражениям, возникновению сухости, шелушению кожи, появлению трещин. Многие химические соединения, содержащиеся в нефти, могут оказывать канцерогенное действие	Вредные вещества в промышленности. Т.1. Органические вещества: справочник для химиков, инженеров, врачей/ под ред. Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной. – Л.: Химия, 1976
12 Средства защиты	При работе с высокими концентрациями (зачистка аппаратов и т.п.) шланговые противогазы с принудительной подачей воздуха, при меньших концентрациях углеводородов в нефти - фильтрующий промышленный противогаз марки А. Для смывания нефти с кожных покровов использовать очищающие кремы, гели и пасты. Для защи-	

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата



Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	ты кожных покровов использовать средства гидрофильного действия (впитывающие влагу, увлажняющие кожу), а также регенерирующие, восстанавливающие кремы, эмульсии. Спецодежда, спецобувь	
13 Методы перевода вещества в безвредное состояние	Вентиляция помещения с целью уменьшения концентрации паров сернистых и ароматических соединений в воздухе	
14 Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	<p>Действия при оказании первой помощи зависят от того, каким образом вещество попало в организм.</p> <p>При вдыхании паров пострадавшего необходимо немедленно вынести на свежий воздух или в хорошо вентилируемое помещение. Если дыхания нет, пульс есть – делать искусственное дыхание. При отсутствии пульса требуется выполнить непрямой массаж сердца. Срочная госпитализация пострадавшего в медицинское учреждение.</p> <p>При транспортировке пострадавшего необходимо уложить на бок.</p> <p>При заглатывании не вызывать рвоту у пострадавшего. Немедленно доставьте пострадавшего в лечебное учреждение.</p> <p>При попадании на кожу немедленно смыть водой с мылом. Если пострадавший потерял сознание и находится в тяжелом состоянии, следует вызвать «скорую помощь» либо доставить его в медицинское учреждение.</p>	

**Попутный нефтяной газ**

1 Название вещества	Попутный нефтяной газ	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
2 Формула	Сложная смесь углеводородов (в основном ряда метана) и неорганических соединений	
3 Параметры газа	Характеристика приведена ниже (таблица 2.3)	Данные лабораторных исследований
3.1 Состав, объемный %		
3.2 Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>		
3.3 Температура кипения, °С	Основные компоненты – С <sub>1</sub> – С <sub>3</sub> Метан / этан / пропан -161,6 / -88,6 / -42,06	Пожарная опасность веществ и материалов, применяемых в химической промышленности: справочник / под общ. ред. К.т.н. И.В.Рябова, М.: Химия, 1970 ГОСТ 30852.19-2002
4 Данные о взрывопожароопасности		
4.1 Пределы взрываемости, объемная доля, %	4,4 – 17	
4.2 Температура самовоспламенения, °С	537	

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
5 Категория и группа взрывоопасной смеси	ПА – Т1 (по метану)	
6 Данные о токсической опасности	4 класс токсической опасности (для этана, пропана, бутана); 2 класс (по сероводороду)	ГН 2.2.5.3532-18 ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны
6.1 ПДК в рабочей зоне максимальная разовая / среднесменная, мг/м <sup>3</sup>	900/300 (углеводороды алифатические предельные С1-10 (в пересчете на С)) 3 (H <sub>2</sub> S в смеси с углеводородами С1-С5)	
6.2 LCt <sub>50</sub>	960 (по этану)	Вредные вещества в промышленности. Т.1. Органические вещества: справочник для химиков, инженеров, врачей/ под ред. Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной. – Л.: Химия, 1976
6.3 PCt <sub>50</sub>	720 (по этану)	
7 Реакционная способность	При обычных температурах – инертный	
8 Меры предосторожности	Герметизация системы сбора и транспорта газа, сигнализация превышения ПДК углеводородов и сероводорода в воздухе. В случае повышения концентрации – немедленное удаление работающих.	
9 Информация о воздействии на людей	Углеводороды, входящие в состав нефтяных газов (метан и его ближайшие гомологи), могут оказывать сравнительно слабое наркотическое действие. Сероводород оказывает раздражающее действие на дыхательный аппарат. За считанные минуты наступает удушье, блокируются обонятельные рецепторы. При повышенной концентрации наступает смерть.	
10 Средства защиты	Применение средств индивидуальной защиты в случае высоких концентраций	
11 Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	Гибель от асфиксии можно предотвратить, если немедленно начать искусственное дыхание и проводить его в течение длительного времени. Срочная госпитализация.	

Таблица 2.2

Наименование	Ед. измерения	Показатели по пластам
		Тл2б
Плотность при 20 °С	кг/ м <sup>3</sup>	834-837
Вязкость динамическая - при 20 °С; - при 50 °С	мм <sup>2</sup> /с	6,10-7.143,49 3,32-3,64
Температура плавления парафина	°С	51,8-59,4
Содержание:	% объём.	
- парафинов		2,57-7,05
- асфальтенов		0,49-1,53
- смол силикагелевых		10,02-12,50

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Наименование	Ед. измерения	Показатели по пластам
		Тл2б
- серы		0,68-1,24
Газосодержание	м <sup>3</sup> /т	52,4-54,4
Фракционный состав:	%	
- до 100 °С		6,0-12,0
- до 150 °С		16,0-24,0
- до 200 °С		28,0-34,0
- до 250 °С		36,0-43,5
- до 300 °С		48,0-54,5

Таблица 2.3

Наименование	Ед. измерения	Показатели по пластам
		Тл2б
Плотность	кг/м <sup>3</sup>	1,564
Содержание:	% объём.	
- метан		22,23
- этан		14,8
- пропан		18,95
- изобутан		3,54
- н-бутан		8,38
- изопентан		3,18
- н-пентан		3,37
- гексан		2,99
- азот+редкие		22,55
- диоксид углерода		0,02
- сероводород		<0,01

В соответствие с техническими условиями отдела поддержания пластового давления в качестве источника водоснабжения:

- для закачки в скважину № 112 Касибского месторождения используется пресная техническая вода с водозаборной скважины, расположенной в пределах площадки скважины № 111;

- для закачки в скважину № 115 Касибского месторождения используется пресная техническая вода с водозаборной скважины, расположенной в пределах площадки скважины № 104.

Вся вода, используемая в системе нефтедобычи для технологических целей, должна соответствовать требованиям СТП-07-03.4-15-001-09.

Основные показатели качества закачиваемой воды из водозаборной скважины на кусте № 111 приведены в таблице (Таблица 2.4).

Таблица 2.4

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Значение	Примечание
1	Общая минерализация	мг/л	403,06÷405,31	
2	pH	-	7,48÷7,61	
3	ТВЧ	мг/дм <sup>3</sup>	1,7±0,6	
4	Fe <sup>+3</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	0,33÷0,36	

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH	Лист
							23

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Значение	Примечание
5	HCO <sub>3</sub>	мг/дм <sup>3</sup>	225,16÷228,02	
6	Cl	мг/дм <sup>3</sup>	44,31÷44,67	
7	SO <sub>4</sub>	мг/дм <sup>3</sup>	24,69÷25,51	
8	Ca	мг/дм <sup>3</sup>	47,49÷48,10	
9	Mg	мг/дм <sup>3</sup>	14,11÷14,35	
10	Na+K	мг/дм <sup>3</sup>	43,76÷44,14	

Основные показатели качества закачиваемой воды из водозаборной скважины на кусте № 104 приведены в таблице (Таблица 2.5).

Таблица 2.5

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Значение	Примечание
1	Общая минерализация	мг/л	403,06÷405,31	
2	pH	-	7,48÷7,61	
3	ТВЧ	мг/дм <sup>3</sup>	1,7±0,6	
4	Fe <sup>+3</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	0,33÷0,36	
5	HCO <sub>3</sub>	мг/дм <sup>3</sup>	225,16÷228,02	
6	Cl	мг/дм <sup>3</sup>	44,31÷44,67	
7	SO <sub>4</sub>	мг/дм <sup>3</sup>	24,69÷25,51	
8	Ca	мг/дм <sup>3</sup>	47,49÷48,10	
9	Mg	мг/дм <sup>3</sup>	14,11÷14,35	
10	Na+K	мг/дм <sup>3</sup>	43,76÷44,14	

## 2.2 Данные о технологии и аппаратурном оформлении

### 2.2.1 Перечень технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

Перечень технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества на объекте, приведен ниже (таблица 2.6).

Таблица 2.6 - Перечень проектируемого технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
Обустройство куста №111				
1	Добывающие скважины (скв. №110, 111, 113, 114)	шт.	4	Электропогружные насосы ЭЦНД
2	Механизм депарафинизации скважин (компл.)	компл.	4	МДС-010
3	Индивидуальные замерные устройства	шт.	4	Счетчик жидкости СКЖ-30-40М2 с вычислителем БЭСКЖ-2М
4	Выкидные трубопроводы	м	60,5	Ø89x5 мм, ГОСТ 8732-78 из ста-

Взам. инв. №	Подл. и дата	Инв. № подл.							Лист
									24
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
				ли 20 группа В по ГОСТ 8731-74, с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена и с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS
5	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111-ППСН «Касибский»:	км	7,005 общая длина	
	Линейная часть	км	6,8331	Ø159x5 мм, ГОСТ 8732-78 из стали 20 группа В по ГОСТ 8731-74, с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена и с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS
	Технологическая часть (подземный участок)	км	0,068	Ø159x5 мм, ГОСТ 8732-78 из стали 20 группа В по ГОСТ 8731-74, с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена и с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS
	Технологическая часть (надземный участок)	км	0,1039	Ø159x5 мм, ГОСТ 8732-78 из стали 20 группа В по ГОСТ 8731-74, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS
6	Устройство запуска очистных устройств	соор.	1	Ш-УПП-1-150-4,0-УХЛ1-Ф
7	Устройство приема очистных устройств	соор.	1	Ш-УПП-2-150,0-УХЛ1-Ф
Обустройство куста №104				
1	Добывающие скважины (скв. №104,105,106)	шт.	3	Электропогружные насосы ЭЦНД
2	Механизм депарафинизации скважин (компл.)	компл.	3	МДС-010
3	Индивидуальные замерные устройства	шт.	3	Счетчик жидкости СКЖ-30-40М2 с вычислителем БЭСЖ-2М
4	Выкидные трубопроводы	м	37,7	Ø89x5 мм, ГОСТ 8732-78 из стали 20 группа В по ГОСТ 8731-

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z2015-PD-AB1.2.TCH

Лист

25

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
				74, с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена и с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS
5	Нефтегазосборный трубопровод от куста №104, в том числе линейная часть	км км	0,17587 0,11007	Ø114x5 мм, ГОСТ 8732-78 из стали 20 группа В по ГОСТ 8731-74, с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена и с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS

Состав и краткая характеристика проектируемых сооружений в соответствии с заданием на проектирование сооружений системы ППД приведены в таблице (таблица 2.7).

Таблица 2.7

№п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол.	Характеристика
<b>1 этап. Куст № 111. Обустройство месторождения</b>				
1	Низконапорный водовод «НГСП «Касиб» - ПНС»	м	73,25	труба 114×5, ГОСТ 8732-78 гр.В ст 20, с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием
2	Насосный агрегат	шт.	2 (1 раб., 1 рез.)	ЦНСАт 13-105, 13 м3/час, Н=1,05 МПа, с электродвигателем ВА 260 S2, N=15 кВт, 3000 об/мин/380В
3	Система очистки воды (СОВ)	шт.	1	СПВ ТУ 28.29.12.190-019-50265270-2018, Pраб=4,0 МПа, Ду=100 мм
4	Площадка водозаборной скважины, в т.ч. оборудование:			
4.1	Блок-бокс водозаборной скважины	шт.	1	Блок-бокс типа БВА 3,0x3,0
4.2	Насосный агрегат	шт.	2 (1 раб., 1 рез.)	ЭЦВ
5	Низконапорный водовод «Блок водозаборной скважины – скв. № 112»	м	39,60	труба □89×5, ГОСТ 8732-78 гр.В ст 20, с наружным и внутренни
6	Скважина нагнетательная № 112 с УНУ ППД, в т.ч. оборудование:			
6.1	Насосная установка УНУ ППД	компл.	1	Насос 222 ЭЦНКИД 5-80-2100 с электродвигателем ВА225М2 УХЛ1
6.2	Головка колонная	шт.	1	КОС 21-168×245 К1 УХЛ1
<b>2 этап. Куст № 104. Обустройство месторождения</b>				
1	Площадка водозаборной скважины, в т.ч. оборудование:			

Взам. инв. №

Подш. и дата

Инв. № подл.

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

19z2015-PD-AB1.2.TCH

Лист

26

№п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол.	Характеристика
1.1	Блок-бокс водозаборной скважины	шт.	1	Блок-бокс типа БВА 3,0х3,0
1.2	Насосный агрегат	шт.	2 (1раб., 1 рез.)	ЭЦВ
2	Низконапорный водовод «Блок водозаборной скважины – скв. № 115»	м	39,05	труба 89×5, ГОСТ 8732-78 гр.В ст 20, с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием
3	Скважина нагнетательная № 112 с УНУ ППД, в т.ч. оборудование:			
3.1	Насосная установка УНУ ППД	компл.	1	Насос 222 ЭЦНКВД 5-80-2100 с электродвигателем ВА225М2 УХЛ1
3.2	Головка колонная	шт.	1	КОС 21-168×245 К1 УХЛ1

Сведения о проектной мощности проектируемых линейных объектов приведены в таблице (Таблица 2.8).

Таблица 2.8

Наименование водовода	Диаметр, мм	Длина, м	Расход воды, м <sup>3</sup> /сут	Рраб, МПа
Низконапорный водовод «ПНС – куст № 111», участок «ПНС-узел 1»	114×5	4562,50	130,0	1,05
Низконапорный водовод «ПНС – куст № 111», участок «узел 1 – куст № 111»	89×5	2352,94	65,0	1,05
Низконапорный водовод «Т.врезки в водовод «ПНС – куст № 111» - куст № 104»	89×5	126,85	65,0	1,05

### 2.2.2 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Данные о распределении опасных веществ, используемых на объекте, приведены ниже (таблица 2.9). Вода, используемая в системе ППД, взрыво- и пожаробезопасна.

Таблица 2.9 – Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Наименование	Кол-во единиц, шт./м	Кол-во опасного вещества (тонн)		Физические условия содержания опасного вещества		
		В единице	Всего	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С
Обустройство куста №111						
Скважины добывающие	4	0,022	0,090	жидкость	до 4	5÷15
Выкидные трубопроводы	60,5	0,236	0,236	жидкость	до 4	5÷15
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111-ППСН «Касибский»	7005	97,123	97,123	жидкость	до 4	5÷15
Устройство запуска очистных устройств	1	0,035	0,035	жидкость	до 4	5÷15
Устройство приема очистных устройств	1	0,032	0,032	жидкость	до 4	5÷15

Взам. инв. №	Подл. и дата	Инв. № подл.					Лист
			19z2015-PD-AB1.2.TCH				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27	

Наименование	Кол-во единиц, шт./м	Кол-во опасного вещества (тонн)		Физические условия содержания опасного вещества		
		В единице	Всего	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С
Обустройство куста №104						
Скважины добывающие	3	0,022	0,067	жидкость	до 4	5÷15
Выкидные трубопроводы	37,7	0,147	0,147	жидкость	до 4	5÷15
Нефтегазосборный трубопровод от куста №104	175,87	1,188	1,188	жидкость	до 4	5÷15
<b>Итого опасных веществ на проектируемом объекте:</b>						
<b>Нефть, т</b>				<b>98,917</b>		

## 2.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности

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

Для сбора загрязненных промливневых стоков и возможных утечек нефти при эксплуатации и аварийных ситуациях приустьевая площадка скважины предусматривается с бордюром и ливневой канализацией. Согласно ВНТП 3-85, п. 2.17, для сбора возможных разливов нефти при ремонтных работах предусматриваются инвентарные передвижные поддоны, которыми оснащаются ремонтные бригады.

Датчики импульсов счетчиков СКЖ имеют взрывозащиту – «взрывоне-проницаемая оболочка» по ГОСТ Р 51330.1-99, уровень взрывозащиты – «взрывобезопасный» по ГОСТ Р51330.0-99, маркировку взрывозащиты IExdПВТ4. Степень защиты датчиков импульсов от попадания пыли и воды – IP67 по ГОСТ 14254-96.

Размещение устройств запуска и приема очистных устройств предусмотрено на бетонной канализованной площадке.

Площадка устройства приема размещаются в ограждении высотой 2 м с калиткой.

На ограждении устанавливается знак безопасности, на котором выполняются соответствующие запрещающие и указательные надписи согласно требованиям СТП 09-001-2013.

Для обеспечения предупреждения развития аварий и локализации аварийных выбросов проектом предусмотрены следующие мероприятия для технологических трубопроводов (выкидные трубопроводы, нефтегазопроводы в пределах кустовых площадок).

В состав технологических трубопроводов входят выкидные трубопроводы и нефтегазопроводы в пределах кустовых площадок и на территории площадки ППСН «Касибский».

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH	Лист
							28



Строительство технологических трубопроводов принято из труб стальных бесшовных горячедеформированных 89x5мм, 114x5 и 159x5мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20, группа В по ГОСТ 8731-74.

Для надземных участков приняты трубы с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS. Для подземных участков приняты трубы с наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS.

Наружное покрытие состоит из слоя эпоксидной грунтовки, адгезионного подслоя на основе термоплавкой полимерной композиции и наружного полиэтиленового слоя (данное изоляционное покрытие соответствует конструкции №1 по ГОСТ Р 51164-98 (таблица №1)).

Внутреннее покрытие состоит из слоя эпоксидно-фенольного праймера и наружного слоя порошковой эпоксидной краски.

Фасонные части стальных трубопроводов приняты по ГОСТ 17375-2001 (отводы) и ГОСТ 17376-2001 (тройники). Материал – сталь 20. Детали трубопроводов предусмотрены с заводским внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS. Для установки защитных втулок на концах деталей трубопроводов привариваются катушки.

Наружная изоляция подземных деталей трубопроводов предусматривается термоусаживающимися материалами «ТИАЛ-Л». Наружная изоляция подземных сварных стыков предусматривается термоусаживающимися манжетами «ТИАЛ-М80». Данное изоляционное покрытие соответствует конструкции №14 по ГОСТ Р 51164-98 (таблице №1).

Прокладка выкидных трубопроводов от приустьевых площадок скважин и нефтегазосборных трубопроводов в пределах кустовых площадок предусматривается подземно.

Глубина заложения трубопроводов в пределах обвалования куста скважин, согласно ГОСТ 32569-2013 п.10.1.34, принята не менее 0,6 м до верха образующей трубы; в местах пересечения с подземными коммуникациями расстояние в свету между трубопроводами выдержано не менее 0,35 м, между трубопроводом и кабелем – не менее 0,5 м. Пересечения предусматриваются под углом не менее 60°. Разработка траншеи производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемого трубопровода или кабеля.

Пересечение проектируемых технологических внутрикустовых проездов технологическими трубопроводами предусмотрено в защитном кожухе с углом пересечения близким к 90°. Глубина заложения – не менее 1,4 м до верха кожуха. Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Подземные трубопроводы подключаются к системе электрохимзащиты.

Выкидные трубопроводы в пределах приустьевых площадок скважин размещены надземно, на несгораемых опорах. Нефтегазосборный трубопровод на площадке ППСН «Касибский» – запроектирован на несгораемых опорах согласно п.2.192 ВНТП 3-85, с уклоном не менее 0,002, обеспечивающим возможность

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH	Лист
							29

опорожнения трубопровода при остановке, на высоте не менее 0,5 м от поверхности земли до низа трубы.

Надземные участки трубопроводов электрически изолированы от опор. Общее сопротивление изоляции при нормальных условиях должно быть не менее 100 кОм на одной опоре. При монтаже между трубопроводами и хомутовыми опорами прокладываются изолирующие прокладки из паронита.

Теплоизоляция надземных участков трубопроводов на площадках скважин не предусматривается ввиду их малой протяженности. Ввиду значительной протяженности теплоизолируется надземный участок трубопровода и запорной арматуры на площадке ППСН «Касибский». В качестве теплоизоляционного материала используются цилиндры теплоизоляционные из минеральной ваты на основе горных пород базальтовой группы на синтетическом связующем. Покровный слой теплоизоляции – сталь оцинкованная толщиной 0,7 мм. Для теплоизоляции арматуры используются съемные конструкции. Для проведения диагностики в теплоизоляционном покрытии предусмотрены технологические окна.

На покровный слой теплоизолированных трубопроводов наносится опознавательная окраска в соответствии с СТП 09-001-2013 «Окраска и обозначение оборудования на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Объем контроля сварных соединений согласно ГОСТ 32569-2013 п.12.3.5 составляет 20 % радиографическим методом от общего количества стыков, заваренных одним сварщиком, но не менее одного стыка.

Запорная арматура и обратные клапаны приняты соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации, герметичность затвора, класс «А» по ГОСТ 9544-2015.

Для обеспечения предупреждения развития аварий и локализации аварийных выбросов проектом предусмотрены следующие мероприятия для технологических трубопроводов (водоводы).

К строительству приняты:

- подземные участки низконапорных водоводов из труб бесшовных по ГОСТ 8732-78\* гр. В из стали 20 Ø89×5 с наружным антикоррозийным трехслойным полимерным покрытием усиленного типа (конструкция № 1), таблица 1 ГОСТ Р 51164-98, футерованных изнутри полиэтиленовой трубой;

- надземные участки низконапорных водоводов из труб бесшовных по ГОСТ 8732-78\* гр. В из стали 20 Ø89×5 с наружным антикоррозийным трехслойным полимерным покрытием усиленного типа (конструкция № 1), таблица 1 ГОСТ Р 51164-98;

Для защиты надземных участков трубопроводов от внутренней коррозии проектной документацией предусматривается увеличение толщины стенки относительно расчетной.

Прокладка водоводов – подземная. Водоводы, прокладываемые в глинистых и песчаных грунтах, укладываются на естественное основание.

Обратная засыпка траншеи производится местным грунтом.

При пересечении водоводов с инженерными коммуникациями расстояние по вертикали (в свету) между водоводом и подземными коммуникациями принять не менее:

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19z2015-PD-AB1.2.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

- 0,35 м - для трубопроводов;
- 0,50 м - для кабелей.

Для внутриплощадочных водоводов, при прокладке их в одной траншее, расстояние между ними в свету принимается не менее 0,4 м в соответствии с п.143 Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

Глубина заложения внутриплощадочных трубопроводов определяется исходя из условий сохранения прочности трубопровода с учетом всех действующих нагрузок, а также из условий незамерзания.

Минимальная глубина заложения водоводов, транспортирующих подтоварную воду, принимается в зависимости от плотности (минерализации) воды, почвенных и климатических условий по табл.14 ВНТП 3-85.

При определении глубины укладки водоводов учитывалась возможность уменьшения минерализации подтоварной воды и пересечения с существующими или проектируемыми подземными коммуникациями, проездами.

Глубина укладки водоводов согласно п.145 Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» принята не менее 1,7 м до верха трубы.

При определении глубины укладки водоводов учитывались пересечения с существующими или проектируемыми подземными коммуникациями, проездами.

Для защиты от почвенной коррозии проектируемые водоводы приняты из стальных труб с заводским наружным трехслойным полимерным покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 (конструкция № 1, таблица 1), а также предусмотрены средства электрохимзащиты.

Для защиты от коррозии сварных стыков в полевых условиях предусматривается их изоляция лентой антикоррозионной полимерно-асмольной. Рекомендуемый тип антикоррозионной ленты – «ЛИАМ-3» по ГОСТ 52602-2006. Перед нанесением ленты «ЛИАМ-3» на сварные стыки наносится асмольная грунтовка по ТУ 2312-021-16802026-2000. Рекомендуемая методика нанесения изоляции на сварные стыки - инструкция НИЦ «Поиск».

Для защиты надземных участков трубопроводов от внутренней коррозии проектной документацией предусматривается увеличение толщины стенки относительно расчетной.

Для защиты оборудования и неизолированного трубопровода от блуждающих токов, в местах опусков трубопровода в землю, предусмотрена установка изолирующего фланцевого соединения.

Для защиты от атмосферной коррозии надземных участков стальных трубопроводов и арматуры предусматривается их окраска согласно СТП 09-001-2013 «Единая система защиты от коррозии и старения. Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Книга вторая. Антикоррозийная защита статического оборудования и сооружений на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Состав антикоррозийного покрытия – двухупаковочной эпоксидной грунтовкой ИЗОЛЭП-primer в 1 слой (1x140 мкм) по 1 слою одноупаковочной полиуретановой эмали Политон УР (1x60 мкм).

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19z2015-PD-AB1.2.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Строительство и монтаж внутриплощадочных высоконапорных водоводов выполнить согласно ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные», Приказу Ростехнадзора от 27.12.2012 № 784 «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

Трубопроводная запорная фланцевая арматура устанавливается на площадках ШНС и нагнетательных скважин в местах, доступных для обслуживания и ремонта, на высоте до 1,6 м. При размещении арматуры на высоте более 1,6 м предусматриваются стационарные площадки с лестницами для подъема.

Для обеспечения предупреждения развития аварий и локализации аварийных выбросов проектом предусмотрены следующие мероприятия для нефтегазосборных трубопроводов (линейная часть).

К промышленным трубопроводам относятся нефтегазосборные трубопроводы от проектируемых кустов скважин. В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 границей технологической и линейной части трубопровода на кусте №104 - является задвижка, расположенная на выходе с кустовой площадки внутри обвалования, а на кусте №111 – является задвижка, расположенная после камере запуска.

Строительство подземных участков нефтегазосборных трубопроводов Ø 114x5мм и Ø 159x5мм предусматривается из труб стальных бесшовных по ГОСТ 8732-78 из стали 20, группа В (класс прочности К42) по ГОСТ 8731-74 с наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS.

Наружное покрытие состоит из слоя эпоксидной грунтовки, клеящего подслоя на основе термоплавкой полимерной композиции и наружного полиэтиленового слоя.

Внутреннее покрытие состоит из слоя эпоксидно-фенольного праймера и наружного слоя порошковой эпоксидной краски.

Надземные участки запроектированы из таких же труб и без наружного полиэтиленового покрытия.

Для обеспечения пропускания очистного устройства по трубопроводу от куста №111 на нем предусматриваются гнутые отводы по ТУ 51-515-91 с радиусомгиба 5Ду с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 (Конструкция №1 по таблице №1) и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием.

Остальные фасонные части стальных трубопроводов приняты по ГОСТ 17375-2001 (отводы), ГОСТ 17376-2001 (тройники) и ГОСТ 17378-2001 (переходы) с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием. Материал – сталь 20. Для установки защитных втулок CPS на концах деталей трубопроводов привариваются катушки длиной 115 мм для трубопроводов Ø 114x5мм и 160мм для трубопроводов Ø 159x5мм.

Для подземных неизолированных деталей трубопровода предусмотрена изоляция в трассовых условиях термоусаживающейся лентой «ТИАЛ-Л». Изоляция сварных стыков снаружи труб предусматривается термоусаживающимися манжетами «ТИАЛ-М80». Данное изоляционное покрытие соответствует конструкции №14 по ГОСТ Р 51164-98 (таблице №1).

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19z2015-PD-AB1.2.TCH							32
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Контроль сварных стыков стальных трубопроводов – 100% радиографическим методом.

Проектной документацией предусматривается подземный способ укладки трубопроводов.

Глубина заложения нефтегазосборных трубопроводов принята исходя из следующих условий:

- в местах пересечения автодорог - не менее 1,4 м от поверхности полотна дороги до верхней образующей защитного кожуха;
- при прокладке в пучинистых грунтах - не менее 1,67 м от поверхности земли до верха трубы из условия прохождения трубопровода ниже глубины промерзания пучинистого грунта;
- при пересечении проектируемых трубопроводов с существующими подземными коммуникациями расстояние в свету принято не менее 0,35 м;
- при пересечении с кабелями ЭХЗ расстояние в свету принято не менее 0,5 м;
- в остальных случаях – на глубину не менее 0,8 м от уровня земли до верха трубы.

Разработка траншеи при пересечении существующих подземных коммуникаций производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемой коммуникации.

Пересечение с существующими и проектируемыми подземными коммуникациями предусматривается под углом не менее 60°.

Расстояние от проектируемых нефтегазосборных трубопроводов принято в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014:

- до параллельно проложенных существующих трубопроводов не менее 5 м между осями;
- до параллельно проложенных проектируемых и существующих автодорог не менее 10 м до подошвы насыпи;

Переходы трубопроводов через технологические проезды с грунтовым покрытием и автодороги с гравийным покрытием осуществляются открытым способом.

Все переходы через проектируемые внутрикустовые технологические проезды, существующие и проектируемые автодороги предусмотрены с устройством защитных кожухов из стальной трубы Ø 377x10мм, Ø426x10 мм по ГОСТ 10704-91/ГОСТ 10705-80, сталь 10 группы В. Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна до края кожуха.

Для защиты наружного покрытия трубопровода от механических повреждений, при протаскивании в кожухах, применяются предохранительные изолирующие диэлектрические кольца «Спейсеры». На концах кожухов устанавливаются герметизирующие манжеты.

Защита всех кожухов от почвенной коррозии предусматривается антикоррозийной изоляцией усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98, конструкция № 17. Структура изоляционного покрытия усиленного типа:

- лента изоляционная «Полилен-40-ЛИ-63, 2 слоя;
- праймер НК-50;

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19z2015-PD-AB1.2.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

- наружная обертка «Полилен-ОБ-63», 1 слой.

Пересечение с линиями электропередачи ВЛ-10кВ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» предусматривается в соответствии с п.2.5.287, 2.5.288 ПУЭ Минэнерго России. Прокладка трубопроводов при сближении и параллельном следовании с ВЛ-10кВ осуществляется на расстоянии не менее 10 м от крайнего не отклоненного провода. Расстояние от фундаментов опор ВЛ-10кВ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» до трубопроводов при их взаимном пересечении принято не менее 5 м. Угол пересечения с ВЛ- 10кВ не нормируется.

Пересечение нефтегазопровода от куста №111 с линиями электропередачи ВЛ-35 кВ ОАО «МРСК Урала» - филиал «Пермэнерго» предусматривается в соответствии с ТУ ОАО «МРСК Урала» - филиал «Пермэнерго». Прокладка трубопроводов при сближении и параллельном следовании с ВЛ-35 кВ осуществляется на расстоянии не менее 10 м от крайнего не отклоненного провода. Расстояние от фундаментов опор ВЛ-35 кВ до трубопроводов при их взаимном пересечении принято не менее 10 м. Угол пересечения с ВЛ-35 кВ не нормируется.

При пересечении ручья прокладка проектируемого трубопровода принимается подземно на глубине не менее 1 м от естественных отметок дна ручья.

Для предотвращения всплытия трубопровода на болотах и обводненных участках предусмотрена его балластировка чугунными кольцевыми утяжелителями типа УЧК по ТУ 4834-001-71741496-2007.

Для предохранения защитного покрытия трубопроводов от повреждений при укладке в скальных, щебенистых грунтах и грунтах с твердыми включениями предусмотрена подсыпка и присыпка трубопровода мягким грунтом толщиной соответственно 20 см и 10 см.

По трассе предусмотрено подключение проектируемого нефтегазосборного трубопровода с куста №104 к проектируемому нефтегазосборному трубопроводу с куста №111. Подключение предусматривается надземно через узел, состоящий из отключающей задвижки на PN4,0МПа, класса герметичности затвора «А» по ГОСТ 9544-2015 и обратного клапана через тройник.

Узел задвижек размещается в металлическом сетчатом ограждении высотой 2,2 м. Конструкция калитки исключает ударное соприкосновение деталей, что обеспечивает искробезопасность, исключение скопления на них мусора и снега обеспечивается наличием сетчатого ограждения.

На ограждении закрепляются запрещающие знаки «Запрещается пользоваться открытым огнем» и «Проход запрещен», а также предупреждающие знаки.

Для надземных участков трубопроводов предусматривается окраска согласно СТП 09-001-2013

Подземная часть нефтегазосборных трубопроводов защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ.

Для защиты оборудования и неизолированных трубопроводов от блуждающих токов, в местах опусков трубопроводов в землю, предусмотрена установка изолирующих фланцевых соединений.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19z2015-PD-AB1.2.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Трассы нефтегазосборных трубопроводов закрепляются на местности указательными знаками в соответствии с п.9.3.13 ГОСТ Р 55990-2014. В начале, в конце трассы трубопровода, на углах поворота, на каждом километре, при переходе через естественные и искусственные препятствия установлены указательные знаки в соответствии с СТП 09-001-2013 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Щит-указатель устанавливается в 1 метре от оси подземного трубопровода.

Для обеспечения предупреждения развития аварий и локализации аварийных выбросов проектом предусмотрены следующие мероприятия для водоводов (линейная часть).

К строительству принят:

- низконапорные водоводы (подземные участки) из труб бесшовных по ГОСТ 8732-78\* гр. В из стали 20 Ø114×5 и Ø89×5 с наружным антикоррозийным трехслойным полимерным покрытием усиленного типа (конструкция № 1), таблица 1 ГОСТ Р 51164-98, футерованных изнутри полиэтиленовыми трубами.

Надземные участки низконапорных водоводов выполнить из труб бесшовных по ГОСТ 8732-78\* гр. В из стали 20 и отводов крутоизогнутых без внутреннего антикоррозионного покрытия с увеличенной толщиной стенки на коррозию, Ø114×5 и Ø89×5.

Проектной документацией принят подземный способ прокладки трубопроводов.

Разработку траншей выполнить согласно СП 45.13330.2012.

Соединение труб – сварное встык. Соединение стальных труб и фасонных частей между собой контактной сваркой встык.

Проектируемые промышленные низконапорные водоводы прокладываются преимущественно в одном коридоре с существующими коммуникациями, на минимально допустимом от них расстоянии согласно таблице 7 ГОСТ Р 55990-2014, обеспечивающем сохранность существующих трубопроводов, ЛЭП и др. при строительстве, безопасность при проведении работ и надежность в процессе эксплуатации.

Расстояния от оси проектируемых водоводов до зданий, сооружений и других инженерных сетей приняты в зависимости от класса и диаметра трубопровода не менее значений, приведенных в таблице 6 ГОСТ Р 55990-2014.

Прокладка водоводов – подземная. Водоводы, прокладываемые в глинистых и песчаных грунтах, укладываются на естественное основание. Обратная засыпка траншеи производится местным грунтом.

Соединение стальных футерованных труб осуществляется контактной сваркой встык.

При изготовлении футерованных труб, предназначенных под сварное соединение, внутрь трубы устанавливается наконечник.

Наконечник состоит из стальной трубы с насечкой для опрессовки полиэтиленового покрытия. На стальной наконечник перед установкой наматывается алюминиевая фольга, играющая роль протекторной защиты полиэтилена при сварке стыка.

Для исключения повреждения проектируемых трубопроводов при эксплуатации устанавливается охранная зона в виде участка земли, ограниченного

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			19z2015-PD-AB1.2.TCH						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

По трассе водоводов предусматривается установка указательных знаков, устанавливаемых на высоте  $1,5 \div 2,0$  м от поверхности земли, в прямой видимости через 1000 м, на переходах через автодороги, на узле арматуры, на углах поворота и пересечениях с другими внутрипромысловыми трубопроводами и коммуникациями. Щит-указатель устанавливается в 1 метре от оси подземного проектируемого трубопровода или на его оси.

Минимальная глубина заложения промысловых низконапорных водоводов, транспортирующих подтоварную воду, принимается в зависимости от плотности (минерализации) воды, почвенных и климатических условий по табл.8 ГОСТ Р 55990-2014.

При определении глубины укладки водовода учитывалась возможность уменьшения минерализации подтоварной воды и пересечения с существующими или проектируемыми подземными коммуникациями, проездами.

Глубина укладки водоводов, транспортирующих подтоварную воду, согласно п.9.3.1 ГОСТ Р 55990-2014 и п.145 Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» принята не менее 1,7 м до верха трубы (нормативной глубины промерзания глин) при сильнопучинистых грунтах.

При строительстве водоводов на участках, сложенных торфами, предусматриваются мероприятия, обеспечивающие устойчивость основания и ускорение его осадки.

На проектируемом водоводе предусмотрена установка запорной арматуры в узле подключения проектируемого нагнетательного водовода к существующему нагнетательному водоводу «ВРП-0204 – скв. № 432».

Запорная арматура устанавливается надземно в узле подключения к существующему водоводу.

Узел имеет сетчатое ограждение, калитку. Уклоны поверхности в местах расположения узлов арматуры не превышают 15%, то есть выполнение вертикальной планировки площадок под узлы арматуры не требуется. Для удобства обслуживания, в пределах ограждения предусмотрена гравийная подсыпка.

В качестве запорной арматуры на трубопроводе используются задвижки дисковые типа ЗД.

При пересечении с подземными коммуникациями водоводы прокладываются траншейным способом. Пересечение проектируемых водоводов с существующими коммуникациями предусматривается под углом не менее  $60^\circ$  согласно п. 8.10 ГОСТ Р 55990-2014.

При пересечении водоводов с существующими коммуникациями, земляные работы по 2 метра в обе стороны необходимо производить вручную, расстояние по вертикали (в свету) между водоводом и подземными коммуникациями предусматривается не менее:

- 0,35м - для промысловых трубопроводов,
- 0,50м - для кабелей.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19z2015-PD-AB1.2.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				



Участки промышленных низконапорных водоводов на переходах через автомобильные дороги прокладываются в защитных футлярах (кожухах) открытым способом. Футляры (кожухи) предусматриваются из стальных электросварных труб 377×10 и 325×10 группы В ст.10 класса прочности К34 по ГОСТ 10704-91/ГОСТ 10705-80\*. Защита изоляционного покрытия трубопровода в футляре предусмотрена с помощью спейсеров из полиамида, изготавливаемых по ТУ 2291-034-00203803.

Для герметизации пространства между футляром и трубопроводом предусмотрены манжеты резинотканевые по ТУ 2531-007-01297858-2002 с защитным укрытием манжет скальным листом по ТУ 2246-004-56755147-2006.

Пересечение с автодорогами предусматривается под углом 90°. Глубина заложения – не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра, от дна кювета до верхней образующей защитного футляра – 0,5 м. Концы футляра выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна.

В местах пересечения проектируемого водовода с автодорогами и подземными коммуникациями устанавливаются специальные знаки в соответствии с требованиями ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» № 515 от 30 ноября 2017 г.

Пересечения проектируемых подземных водоводов с ВЛ выполнены в соответствии с требованиями п.п. 2.5.287, 2.5.288 ПУЭ.

Угол пересечения не нормируется. Расстояние по горизонтали при пересечении, сближении и параллельном следовании проектируемого водовода от подземной части опоры ВЛ-10 кВ и ВЛ-35 кВ принимается в соответствии с таблицей 2.5.40 ПУЭ и составляет не менее 2 м.

Для защиты от почвенной коррозии проектируемые водоводы приняты из стальных труб с заводским наружным трехслойным полимерным покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 (конструкция № 1, таблица 1), а также предусмотрены средства электрохимзащиты.

Для защиты от коррозии сварных стыков в полевых условиях предусматривается их изоляция лентой антикоррозионной полимерно - асвольной. Рекомендуемый тип антикоррозионной ленты – «ЛИАМ-3» по ГОСТ 52602-2006. Перед нанесением ленты «ЛИАМ-3» на сварные стыки наносится асвольная грунтовка по ТУ 2312-021-16802026-2000.

Для защиты оборудования и неизолированного трубопровода от блуждающих токов, в местах опусков трубопровода в землю, предусмотрена установка изолирующего фланцевого соединения.

Для защиты футляров при переходах через автодороги от почвенной коррозии предусматриваются средства электрохимзащиты и наружная ленточно-полимерная изоляция усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98, номер конструкции 19, таблица 1.

Для защиты от атмосферной коррозии надземных участков стальных трубопроводов и арматуры предусматривается их окраска согласно СТП 09-001-2013.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19z2015-PD-AB1.2.TCH							37
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Строительство, монтаж и испытание трубопроводов выполнить в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014, СНиП 12-04-2002, II часть ; ВСН 011-88 и Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности (Приказ Ростехнадзора № 101 от 12.03.2013 г.).

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

Для обеспечения предупреждения развития аварий и локализации аварийных выбросов проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- площадки кустов скважин обвалованы. Высота земляного вала составляет не менее 1,0 м при ширине бровки поверху - 0,5 м и заложении откосов 1:1,5. Проектом принято укрепление откосов вала травосеянием по слою растительного грунта 0,15 м, укрепление бровки – втрамбовыванием песчано-гравийной смеси на толщину 0,05 м;

- дренаж из устройств приема предусмотрен в металлические поддоны, размещаемые на площадках с последующим вывозом и утилизацией;

- приустьевые площадки скважин предусматриваются с бордюром.

Важную роль по предупреждению аварий и локализации выбросов опасных веществ в период эксплуатации играет:

- своевременное проведение периодических осмотров оборудования, периодического испытания предохранительной и регулирующей арматуры;

- обучение обслуживающего персонала действиям по ликвидации возможных аварий;

- наличие исправных средств пожаротушения.

### 2.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности

Система обеспечения пожарной безопасности проектируемого объекта включает в себя систему предотвращения пожара, систему противопожарной защиты, комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Система предотвращения пожара проектируемого объекта обеспечивается следующими способами:

- применение герметизированной схемы технологического процесса;

- сокращение площади, занимаемой технологическими сооружениями, за счет рациональной компоновки блочных устройств и оборудования и максимального размещения оборудования вне зданий;

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH	Лист	38	
									Взам. инв. №
									Подл. и дата
Инв. № подл.									



- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ.

Пожарная безопасность линейного объекта, в том числе зданий, строений и сооружений в его составе, нераспространение пожара на соседние здания и сооружения обеспечивается расположением их на соответствующих безопасных расстояниях друг от друга.

Размещение проектируемых сооружений на площадке принято на основании технологических решений, подхода трасс инженерных коммуникаций и подъездной автодороги, с учетом рельефа местности, розы ветров, с соблюдением санитарных и противопожарных норм проектирования и в соответствии с градостроительным планом земельного участка.

Планировочным решением (в соответствии с п. 6.1.3 СП 231.1311500.2015) предусмотрено зонирование территории по функциональному назначению: зона производственного назначения, зона подсобно-вспомогательного назначения.

Минимальные расстояния между зонами, а также между зданиями и сооружениями этих зон принимаются в соответствии с требованиями СП 231.1311500.2015, п.6.1.9, табл.2.

Минимальные расстояния от зданий и сооружений с взрывоопасными зонами, наружных взрывоопасных установок до трансформаторных подстанций, распределительных устройств, операторных КИПиА принимаются в соответствии с ПУЭ, п.7.3.87, табл.7.3.13.

Характеристика проектируемых зданий, сооружений и наружных установок по признаку взрывопожарной и пожарной опасности приведена ниже (таблица 2.10).

Таблица 2.10 - Характеристика проектируемых зданий, сооружений и наружных установок по признаку взрывопожарной и пожарной опасности

Перечень зданий, сооружений и наружных установок	Классификация веществ и материалов по пожарной опасности по № 123-ФЗ	Категория зданий и сооружений по пожарной и взрывопожарной опасности по № 123-ФЗ	Класс пожароопасных и взрывоопасных зон по № 123-ФЗ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002
Добывающая скважина	Нефть – ЛВЖ	АН (повышенная взрывопожароопасность)	2	ПА-Т3
Нагнетательная скважина	Подтоварная вода – НГ	ДН (пониженная пожароопасность)	-	-
Выкидной трубопровод	Нефть – ЛВЖ	-	2*	ПА-Т3
Нефтегазосборный трубопровод	Нефть – ЛВЖ	-	2*	ПА-Т3
Трансформаторная подстанция КТП-6/0,4 кВ	Трансформаторное масло – ГЖ	ВН (пожароопасность)	П-III	-

Взам. инв. №	Подл. и дата	Инв. № подл.							Лист
									40
						19z2015-PD-AB1.2.TCH			
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				



### 3 Анализ риска

В качестве критерия необходимости проведения количественной оценки риска может быть использована матрица «вероятность - тяжесть последствий» (приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»»).

Таблица 3.1

Частота возникновения событий, год <sup>-1</sup>		Тяжесть последствий событий			
		<i>катастрофическое событие</i>	<i>критическое событие</i>	<i>некритическое событие</i>	<i>событие с пренебрежимо малыми последствиями</i>
Частое событие	> 1	А	А	А	С
Вероятное событие	1 – 10 <sup>-2</sup>	А	А	В	С
Возможное событие	10 <sup>-2</sup> - 10 <sup>-4</sup>	А	В	В	С
Редкое событие	10 <sup>-4</sup> - 10 <sup>-6</sup>	А	В	С	Д
Практически невероятное событие	< 10 <sup>-6</sup>	В	С	С	Д

Рекомендуемая градация событий по тяжести последствий:

- катастрофическое событие - приводит к нескольким смертельным исходам для персонала, полной потери объекта; невозможному ущербу окружающей среде;

- критическое событие - угрожает жизни людей, приводит к существенному ущербу имуществу и окружающей природной среде;

- некритическое событие - не угрожает жизни людей, возможны отдельные случаи травмирования людей, не приводит к существенному ущербу имуществу или окружающей среде;

- событие с пренебрежимо малыми последствиями - событие, не относящееся по своим последствиям ни к одной из первых трех категорий.

Уровни риска:

А - риск выше допустимого, требуется разработка дополнительных мер безопасности;

В - риск ниже допустимого при принятии дополнительных мер безопасности;

С - риск ниже допустимого при осуществлении контроля принятых мер безопасности;

Д - риск пренебрежимо мал, анализ и принятие мер безопасности не требуется.

При нормальной эксплуатации проектируемых объектов отсутствуют постоянно действующие опасные факторы на окружающую среду, персонал / население. Потенциальная опасность проектируемых объектов заключается в возможности возникновения аварийных ситуаций – разгерметизация трубопроводов и оборудования, пожар разлива, взрыв и горение ТВС.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH	Лист
							42

Авария на проектируемых объектах системы нефтесбора по частоте возникновения событий характеризуется как «редкая / возможная / практически невероятное событие», по тяжести последствий событий – «критическое / некритическое». Следовательно уровень риска относится к категории В / С. Требуется расчет риска для принятия решения о возможной необходимости дополнительных мер безопасности.

Авария на проектируемых объектах системы поддержания пластового давления по частоте возникновения событий характеризуется как «редкая / возможная / практически невероятное событие», по тяжести последствий событий – «некритическое / с пренебрежимо малыми последствиями». Следовательно уровень риска относится к категории С / Д. Риск ниже допустимого при осуществлении контроля принятых мер безопасности.

### 3.1 Результаты анализа условий возникновения и развития аварий

#### 3.1.1 Выявление возможных причин и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на проектируемом объекте

Возможные причины и факторы, способствующие развитию аварий на проектируемом объекте, могут быть выделены в следующие группы:

а) К основным причинам и факторам, связанным с отказом оборудования относятся:

- внутренняя коррозия;
- структурные отказы или механические дефекты (в результате развития дефектов основного материала, соединений или сварки);
- повышение давления в технологическом оборудовании (в результате отказов систем регулирования);
- отказы автоматических систем (отказ КИП и А).

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

- внешнее механическое воздействие (в результате строительной деятельности);
- ошибки операторов (несоблюдение регламента, превышение давление, уровня при ручном управлении);
- ошибка проектирования;
- некачественное строительство, отступление от проекта;
- некачественная диагностика и не выявленные дефекты перед вводом оборудования в эксплуатацию;
- некачественная диагностика и невыявление дефектов во время эксплуатации;
- дефекты не ликвидируются из-за отсутствия или неудовлетворительного качества ремонтных работ, или недооценки опасности дефектов.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	19z2015-PD-AB1.2.TCH	Лист
										43







Расчет произведен на максимально возможный аварийный выброс при аварии с учетом максимальной длины прилегающих участков.

Для сценариев, связанных с поражением персонала в результате теплового излучения или барического давления взрыва, не рассматривались аварии с частичной разгерметизацией оборудования, так как проектируемые объекты оснащены средствами контроля технологических параметров (подробные сведения приведены выше в п.2.3.4), осмотр оборудования и трасс трубопроводов производится ежедневно.

Перечень сценариев аварий, принятых к количественному расчету для проектируемого оборудования, представлен ниже (таблица 3.3).

Таблица 3.3

Наименование оборудования	C11, C12	C2	C3	C4
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	+	+	+	+
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	+	+	+	+
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	+	+	+	+
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	+	+	+	+
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	+	+	+	+
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	+	+	+	+
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	+	+	+	+
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	+	+	+	+
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	+	+	+	+
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	+	+	+	+
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	+	+	+	+
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	+	+	+	+
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	+	+	+	+

#### Для объектов системы ППД

Аварии могут наблюдаться в виде порывов, и как следствие возможны утечки и размыв (унос) природных компонентов и комплексов.

Следствием всех видов аварий будет поступление воды под давлением на рельеф местности и в систему водосбора рек.

Наиболее опасны утечки из водовода для поверхностных водоемов в период снеготаяния. Однако в этот промежуток времени поверхностные воды и так содержат воду с высокой минерализацией и повышенным содержанием других компонентов (хлоридов, нефтепродуктов и пр.).

В зависимости от времени года и объема утечки сценарии аварийных ситуаций могут развиваться следующим образом:

а) При малых объемах утечек в зимний период времени накопление стоков в виде льда с последующем поступлении их в систему водосбора при весеннем таянии.

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

б) При малых объемах утечек в летний период времени локализация стоков в поверхностном слое почвы с последующем поступлении их в систему водосбора при дожде или накопление в подземных водах.

в) При малых объемах утечек в период снеготаяния поступление стоков в систему водосбора.

г) При больших объемах утечек поступление стоков в систему водосбора.

При сценариях аварий а-в будет происходить уменьшение содержания примесей в закачиваемой среде вследствие разбавления и самоочищения.

Данные виды аварий рассматриваются качественно, без определения количественных показателей размера аварий, так как вода, используемая в системе ППД взрыво- и пожаробезопасна. Влияние данной среды на человека возможно только при нахождении обслуживающего персонала в непосредственной близости от аварийного участка.

### 3.2 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета

При проведении анализа риска и выборе методов расчета руководствовались следующими требованиями:

а) научная обоснованность и соответствие рассматриваемой системе;

б) результативность в виде, позволяющем лучше понимать характер риска и пути его снижения;

в) повторяемость и проверяемость метода.

Для количественной оценки риска промышленного объекта использовались методики, приведенные ниже (таблица 3.4).

Таблица 3.4

Наименование используемых моделей и методов	Комментарии
Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» Утв. приказом Ростехнадзора от 11 апреля 2016 года № 144	Методические принципы, термины и понятия анализа риска, общие требования к процедуре оценки риска и оформлению результатов.
Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах. Утв. приказом МЧС РФ от 10 июля 2009 г. №404.	Определение вероятностей реализации различных сценариев аварий и интенсивность отказов оборудования. Определение площадей загрязнения при разливе опасного вещества. Определение характеристик зон поражения при взрывах ТВС, интенсивности теплового излучения при пожарах.
Постановление Правительства РФ от 21 августа 2000 г. N 613 "О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов"	Определение расчетно-нормативных объемов разливов нефти и нефтепродуктов

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH	Лист
							47



Также оцениваются следующие параметры:

- массы горючих веществ, поступающих в окружающее пространство в результате возникновения аварийных ситуаций;
- избыточное давление в ударной волне;
- интенсивность теплового излучения.

### 3.3 Оценка количества опасных веществ, способных участвовать в аварии

Согласно нормативным требованиям при определении количества веществ, способных участвовать в аварии, выбирался наиболее неблагоприятный вариант аварии или период работы технологического оборудования, при котором в аварии участвует наибольшее количество веществ.

В соответствии с **Основными требованиями к разработке планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов** (утверждены Постановлением Правительства РФ от 21.08.2000 № 613) расчетно-нормативные объемы разлива нефти составляют:

- для трубопровода при порыве - 25 процентов максимального объема прокачки в течение 6 часов и объем нефти между запорными задвижками на порванном участке трубопровода;
- для трубопровода при проколе - 2 процента максимального объема прокачки в течение 14 дней.

Используемые предположения и допущения:

а) определение площади разлива осуществлялось согласно Приложению 3 к пункту 18 Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (приказ МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404);

б) в пожаре разлива участвует вся масса разлившегося опасного вещества;

в) масса вещества в облаке ТВС зависит от испарений жидкости и массы газа, растворенной в жидкости;

г) во взрыве принимает участие 10 % от массы сформировавшегося облака ТВС;

д) при расчете экологического ущерба от загрязнения атмосферы продуктами свободного испарения время испарения принято 48 часов при полной разгерметизации и 240 часов при частичной; количество испарившейся нефти определялось по Методике определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утверждена Минтопэнерго РФ 01.11.95); дополнительно учитывался газовый фактор и толщина пролива по поверхности;

е) истечение и испарение опасного вещества происходят с постоянной скоростью, соответствующей максимальной скорости истечения (испарения);

ж) разлив жидкой фазы происходит на поверхности без впитывания.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH	Лист
							49

При проведении количественной оценки показателей риска были приняты следующие предпосылки:

- режим работы объекта – круглосуточный;
- условная вероятность аварии в течение суток постоянная;
- коэффициент присутствия - 0,08;
- количество людей, находящихся на площадке, принимается равным наибольшей рабочей смене.

Для сценариев, связанных с поражением персонала в результате теплового излучения или барического давления взрыва, не рассматривались аварии с частичной разгерметизацией оборудования, так как проектируемые объекты оснащены средствами контроля технологических параметров (подробные сведения приведены выше в п.2.3.4), осмотр оборудования и трасс трубопроводов производится по графику.

При расчетах показателей риска важное значение имеет четкое разграничение таких понятий как «количество опасных веществ, способных участвовать в аварии (как таковой) и способных участвовать в формировании первичных и вторичных поражающих факторов аварии».

Количество опасных веществ, способных участвовать в аварии по выбранным сценариям, представлено ниже (таблица 3.5 – Таблица 3.8).

Таблица 3.5 – Сценарий С11, С12 - экологическое загрязнение

Оборудование	Загрязняющее вещество	Масса загрязняющего вещества, т		Площадь пролива, м <sup>2</sup>	
		С11	С12	С11	С12
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	Нефть	1,017	4,116	24,3	98,4
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	Нефть	0,965	4,116	23,0	98,4
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	Нефть	1,627	7,084	38,9	169,3
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	Нефть	1,627	7,084	38,9	169,3
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	Нефть	6,003	22,400	143,4	535,2
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	Нефть	37,119	22,400	886,9	535,2
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	Нефть	65,214	31,780	1 558,3	759,4
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	Нефть	12,974	31,780	310,0	759,4
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	Нефть	0,766	2,772	18,3	66,2
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	Нефть	0,780	3,304	18,6	78,9

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

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

19z2015-PD-AB1.2.TCH

Лист

50

Оборудование	Загрязняющее вещество	Масса загрязняющего вещества, т		Площадь пролива, м <sup>2</sup>	
		C11	C12	C11	C12
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	Нефть	0,780	3,304	18,6	78,9
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	Нефть	2,538	9,380	60,7	224,1
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	Нефть	2,837	9,380	67,8	224,1

Таблица 3.6 – Сценарий С2 - пожар пролива на открытой площадке

Оборудование	Вещество, образующее поражающий фактор	Масса вещества, образующего поражающий фактор, т	Площадь пролива, м <sup>2</sup>
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	Нефть	1,017	24,3
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	Нефть	0,965	23,0
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	Нефть	1,627	38,9
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	Нефть	1,627	38,9
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	Нефть	6,003	143,4
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	Нефть	37,119	886,9
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	Нефть	65,214	1 558,3
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	Нефть	12,974	310,0
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	Нефть	0,766	18,3
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	Нефть	0,780	18,6
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	Нефть	0,780	18,6
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	Нефть	2,538	60,7
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	Нефть	2,837	67,8

Таблица 3.7 – Сценарий С3 - взрыв облака ТВС на открытой площадке

Оборудование	Масса, кг	
	Содержащегося в облаке ТВС	Образующего поражающий фактор
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	107	11
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	101	10
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	171	17
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	171	17
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	631	63

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z2015-PD-AB1.2.TCH

Лист

51

Оборудование	Масса, кг	
	Содержащегося в облаке ТВС	Образующего поражающий фактор
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	3902	390
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	6856	686
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	1364	136
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	80	8
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	82	8
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	82	8
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	267	27
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	298	30

Таблица 3.8 - Сценарий С4 - пожар-вспышка

Оборудование	Масса, кг	
	Содержащегося в облаке ТВС	Образующего поражающий фактор
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	107	107
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	101	101
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	171	171
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	171	171
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	631	631
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	3902	3902
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	6856	6856
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	1364	1364
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	80	80
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	82	82
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	82	82
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	267	267
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	298	298

### 3.4 Определение зон действия основных поражающих факторов при различных сценариях аварии

Основными опасными последствиями аварий, возможных на проектируемых объектах являются:

- загрязнение окружающей среды;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата



- образование воздушной ударной волны при взрывных превращениях облаков газо- и паровоздушных смесей;
  - образование осколочного поля;
  - образование зоны термического поражения при пожарах пролива.
- В качестве основных поражающих факторов аварий рассматриваются:
- избыточное давление во фронте воздушной ударной волны;
  - тепловое излучение горящих разлитий.

При анализе воздействия поражающих факторов оценке подвергалось:

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

Ниже приведен расчет детерминированных оценок зон основных поражающих факторов при авариях на проектируемых объектах.

### 3.4.1 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов загрязнения окружающей среды при аварийных выбросах

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.

Определение площади разлива (испарения) на неограниченную наземную поверхность осуществлялось согласно Приложению 3 к пункту 18 Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (Приложение к приказу МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404).

Согласно Приложению 3 Методики, при проливе на неограниченную поверхность площадь пролива  $F_{пр}$  жидкости определяется по формуле:

$$F_{пр} = \varphi_p \cdot V_{ж}, \quad (1)$$

где  $\varphi_p$  - коэффициент разлития,  $m^{-1}$  ( $5 m^{-1}$  при проливе на неспланированную грунтовую поверхность,  $20 m^{-1}$  при проливе на спланированную грунтовую поверхность);

$V_{ж}$  - объем жидкости, поступившей в окружающее пространство при разгерметизации,  $m^3$ .

Размеры площадей загрязнения территории при аварийных проливах опасных веществ приведены выше (Таблица 3.5).

Расчет площади загрязненной водной поверхности при реализации аварий на участке пересечения нефтепроводом водной преграды производится согласно формуле:

$$S_p = \frac{V_{ж}}{0,003} \quad (2)$$

где  $V_{ж}$  - объем разлившейся нефти, попавшей в водные объекты,  $m^3$ ,

$S_p$  - площадь загрязненной водной поверхности,  $m^2$ , если площадь зеркала водоема  $S_v < S_p$ , то  $S_p = S_v$ .

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH	Лист
							53

Расстояние, на которое переместится пятно нефтепродуктов вниз по течению реки, определяем по формуле:

$$l = V_{max} \cdot T, \quad (3)$$

где  $V_{max}$  – максимальная скорость течения реки, м/с (принимается согласно сведениям, приведенным в техническом отчете по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий),

$T$  – время, с.

Исходные данные по гидрологическим характеристикам водотоков и результаты расчетов масштабов загрязнения водных поверхностей приведены ниже (Таблица 3.9).

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	
19z2015-PD-AB1.2.TCH						54	

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

Изм.	
Кол.уч	
Лист	
№ док	
Пош.	
Дата	

Таблица 3.9 – Масштаб загрязнения водотоков при аварийных проливах нефти

Участок	Сце на- рий	Масса нефти, т	Местополо- жение пере- сечения по трассе, ПК	Наимено- вание во- дотока	Куда впа- дает	Шири- на, м	Максималь- ная скорость течения в по- ловодье, м/с	Удаление разлива от места аварии, км			Площадь загрязнения, м <sup>2</sup>
								1 час	2 часа	4 часа	
Нефтегазо- сборный тру- бопровод «Куст №111 - ППСН «Касиб- ский» (узел 1 - камера приема)	C11	65,214	ПК38+99,8– ПК39+0,3	Ручей без названия	река Лысь- ва	0,5	0,86	3,096	6,192	12,384	25971,3
	C12	31,780						3,096	6,192	12,384	12656,3

19Z2015-PD-AВ1.2.TCH

### 3.4.2 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлития на открытой площадке

Расчет зон теплового воздействия пожара пролива проводился в программном комплексе ТОКСИ+Риск (версия 5.5) по методике ГОСТ 12.3.047-2012.

Интенсивность теплового излучения  $q$  (кВт/м<sup>2</sup>) для пожара пролива легко воспламеняющихся (ЛВЖ) определяется по формуле

$$q = E_f \cdot F_q \cdot \tau, \quad (4)$$

где  $E_f$  - среднеповерхностная интенсивность теплового излучения пламени, кВт/м<sup>2</sup>;

$F_q$  - угловой коэффициент облученности;

$\tau$  - коэффициент пропускания атмосферы.

Для нефти и нефтепродуктов допускается величину  $E_f$  (кВт/м<sup>2</sup>) определять по формуле

$$E_f = 140 \cdot e^{-0,12 \cdot d} + 20 \cdot (1 - e^{-0,12 \cdot d}), \quad (5)$$

где  $d$  - эффективный диаметр пролива, м.

Угловой коэффициент облученности  $F_q$  определяется по формуле

$$F_q = \sqrt{F_V^2 + F_H^2}, \quad (6)$$

где  $F_V$ ,  $F_H$  - факторы облученности для вертикальной и горизонтальной площадок, соответственно, определяемые для площадок, расположенных в 90° секторе в направлении наклона пламени.

Типичные предельно допустимые значения интенсивности теплового излучения для различных степеней поражения человека и повреждения материалов приведены ниже (таблица 3.10).

Таблица 3.10 - Типичные предельно допустимые значения интенсивности теплового излучения для различных степеней поражения человека и повреждения материалов

Характер повреждений	Интенсивность излучения, кВт/м <sup>2</sup>
Воздействие на здания и сооружения (ГОСТ Р 12.3.047-2012)	
Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12 %) при длительности облучения 15 мин	12,9
Воспламенение древесины, окрашенной масляной краской по струганной поверхности; воспламенение фанеры	17
Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин	7,0
Воздействие на человека (Руководство по оценке пожарного риска для промышленных предприятий (утверждено ФГУ ВНИИПО МЧС России 17 марта 2006 г.))	
Летальный исход с вероятностью 50 % при длительности воздействия около 10 с.	44,5
Мгновенные болевые ощущения через 4 с	20,0
Непереносимая боль через 3-5 с. Ожог 1 степени через 6-8 с. Ожог 2 степени через 12-16 с.	10,5
Непереносимая боль через 20-30 с. Ожог 1 степени через 15-20 с. Ожог 2 степени через 30-40 с.	7,0
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2

Изм. № подл.	Подш. и дата	Взам. инв. №					Лист
						19z2015-PD-AB1.2.TCH	56
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Характер повреждений	Интенсивность излучения, кВт/м <sup>2</sup>
Без негативных последствий в течение неограниченного времени	1,4

Данные о размерах вероятных зон действия теплового излучения пожара пролива приведены в таблице (Таблица 3.11). Сценарии, при реализации которых зоны действия поражающих факторов равны нулю, в таблицах не приводятся. Прочерк в таблицах означает, что зона не образуется.

Таблица 3.11 - Основные результаты расчета вероятных зон действия поражающего фактора – теплового излучения в результате пожара пролива (ГОСТ Р 12.3.047-2012)

Оборудование	Сценарий	Радиус разлито- тия, м	Площадь пролива, м <sup>2</sup>	Уровни поражения излучением, м					
				I=1,4 кВт/м <sup>2</sup>	I=4,2 кВт/м <sup>2</sup>	I=7,0 кВт/м <sup>2</sup>	I=10,5 кВт/м <sup>2</sup>	I=20 кВт/м <sup>2</sup>	I=44,5 кВт/м <sup>2</sup>
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	C2	2,8	24,3	29,9	17,0	12,7	9,9	6,3	3,2
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	C2	2,7	23,0	29,5	16,7	12,6	9,8	6,2	3,2
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	C2	3,5	38,9	34,3	19,5	14,6	11,4	7,1	3,7
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	C2	3,5	38,9	34,3	19,5	14,6	11,4	7,1	3,7
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	C2	6,8	143,4	46,8	26,4	19,6	14,9	9,0	0,0
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	C2	16,8	886,9	73,1	40,7	29,2	21,5	16,8	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	C2	22,3	1558,3	90,0	50,5	36,3	26,9	22,3	-

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH	Лист
							57

Оборудование	Сценарий	Радиус разлито- тия, м	Площадь пролива, м <sup>2</sup>	Уровни поражения излучением, м					
				I=1,4 кВт/м <sup>2</sup>	I=4,2 кВт/м <sup>2</sup>	I=7,0 кВт/м <sup>2</sup>	I=10,5 кВт/м <sup>2</sup>	I=20 кВт/м <sup>2</sup>	I=44,5 кВт/м <sup>2</sup>
Нефтегазосбор- ный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касиб- ский» (камера приема - ДНС- 0550)	C2	9,9	310,0	55,0	30,8	22,4	16,8	10,2	-
Выкидной тру- бопровод "скв.106 - Т.5"	C2	2,4	18,3	27,3	15,5	11,7	9,1	5,8	2,9
Выкидной тру- бопровод "скв.105 - Т.6"	C2	2,4	18,6	27,8	15,8	11,9	9,3	5,9	3,0
Выкидной тру- бопровод "скв.104 - Т.7"	C2	2,4	18,6	27,8	15,8	11,9	9,3	5,9	3,0
Нефтегазосбор- ный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	C2	4,4	60,7	38,6	21,9	16,4	12,7	7,8	4,4
Нефтегазосбор- ный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	C2	4,6	67,8	39,7	22,5	16,8	13,0	8,0	4,7

### 3.4.3 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов взрывов ТВС на открытой площадке

Расчет зон воздействия воздушной ударной волны проводился в программном комплексе ТОКСИ+Риск (версия 5.5) по методике ГОСТ 12.3.047-2012.

В связи с тем, что характер окружающего пространства в значительной степени определяет скорость взрывного превращения облака ТВС и, следовательно, параметры ударной волны, геометрические характеристики окружающего пространства разделены на виды в соответствии со степенью его загроможденности:

- слабо загроможденное пространство (трасса трубопровода);
- средне загроможденное (площадка куста скважин).

Для оценки количества разрушений и числа пострадавших от воздушной ударной волны могут быть использованы значения, приведенные ниже (таблица 3.12).

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
									58
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH

Таблица 3.12 - Предельно допустимые значения избыточного давления при взрыве ТВС

Степень поражения	Избыточное давление $\Delta P$ , кПа
Характер повреждения элементов зданий	
<u>По СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2019:</u>	
Нет повреждений конструкций	0,2
Разрушается большинство окон, иногда повреждаются рамы	3,5
Расхождение стыков гофрированной обшивки	7 - 14
Небольшая деформация стальных конструкций каркасных зданий	8 - 10
Разрушение стен из бетонных блоков	15 - 20
Разрушение стальных конструкций	20
Разрушение блочных зданий из армированных панелей	20 - 30
Срыв обшивки	30
Смещение мостовых переходов, разрушение трубопроводов	35 - 40
Разрушение кирпичных стен (толщиной 0,2 – 0,3 м)	50
<u>По ГОСТ Р 12.3.047-2012:</u>	
Полное разрушение зданий	100,0
50%-ное разрушение зданий	53,0
Средние повреждения зданий	28,0
Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)	12,0
Малые повреждения (разбита часть остекления)	3,0
Воздействие на человека (Руководство по оценке пожарного риска для промышленных предприятий (утверждено ФГУ ВНИИПО МЧС России 17 марта 2006 г.))	
Возможны травмы, связанные с разрушением стекол и повреждением стен зданий	5,9 - 8,3
Травмы - временная потеря слуха или травмы в результате вторичных эффектов УВ	16,0
Летальный исход 50 %, 50 % серьезные повреждения барабанных перепонок, тяжелая степень поражения легких	55,0
Летальный исход - все люди в неукрепленных зданиях	70,0

Данные о размерах вероятных зон действия избыточного давления приведены в таблице (Таблица 3.13). Сценарии, при реализации которых зоны действия поражающих факторов равны нулю, в таблицах не приводятся. Прочерк в таблицах означает, что зона не образуется.

Таблица 3.13 - Основные результаты расчета вероятных зон действия поражающего фактора – ударной волны в результате взрыва ТВС (ГОСТ Р 12.3.047-2012)

Оборудование	Сценарий	Избыточное давление, кПа						
		3	5,9	12	16	28	35	55
Выкидной трубопровод "скв.114 - Т.1"	С3	164,2	81,7	38,1	27,5	13,3	8,6	-
Выкидной трубопровод "скв.113 - Т.2"	С3	161,2	80,2	37,4	27,0	13,0	8,4	-
Выкидной трубопровод "скв.110 - Т.3"	С3	191,8	95,4	44,5	32,1	15,5	10,0	-
Выкидной трубопровод "скв.111 - Т.4"	С3	191,8	95,4	44,5	32,1	15,5	10,0	-

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z2015-PD-AB1.2.TCH

Лист

59

Оборудование	Сценарий	Избыточное давление, кПа						
		3	5,9	12	16	28	35	55
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	С3	296,6	147,5	68,9	49,7	24,0	15,5	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	С3	392,9	193,6	88,0	61,8	-	-	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	С3	575,1	285,1	131,8	94,2	42,6	-	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	С3	192,4	93,3	40,1	25,9	-	-	-
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	С3	149,1	74,1	34,6	25,0	12,1	7,8	-
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	С3	150,2	74,7	34,9	25,1	12,2	7,8	-
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	С3	150,2	74,7	34,9	25,1	12,2	7,8	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	С3	222,7	110,8	51,7	37,3	18,0	11,6	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	С3	67,6	31,3	-	-	-	-	-

### 3.4.4 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов горения ГВС (пожар-вспышка) в открытом пространстве

Расчет зон воздействия пожара-вспышки проводился в программном комплексе ТОКСИ+Риск (версия 5.5) по методике ГОСТ 12.3.047-2012.

В случае образования паровоздушной смеси в незагроможденном технологическим оборудованием пространстве и его зажигания относительно слабым источником (например, искрой) сгорание этой смеси происходит, как правило, с небольшими видимыми скоростями пламени. При этом амплитуды волны давления малы и могут не приниматься во внимание при оценке поражающего воздействия. В этом случае реализуется так называемый пожар-вспышка, при котором зона поражения высокотемпературными продуктами сгорания паровоздушной смеси практически совпадает с максимальным размером облака продуктов сгорания (т.е. поражаются в основном объекты, попадающие в это облако).

Радиус  $R_{НКПР}$  (м) и высота  $Z_{НКПР}$  (м) зоны, ограничивающие область концентраций, превышающих нижний концентрационный предел распространения пламени (далее - НКПР), при неподвижной воздушной среде для паров ЛВЖ определяется по формулам

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



$$R_{\text{НКПР}} = 7,8 \cdot \left( \frac{m_{\text{п}}}{\rho_{\text{п}} \cdot C_{\text{НКПР}}} \right)^{0,33}, \quad (7)$$

$$Z_{\text{НКПР}} = 0,26 \cdot \left( \frac{m_{\text{п}}}{\rho_{\text{п}} \cdot C_{\text{НКПР}}} \right)^{0,33}, \quad (8)$$

где  $m_{\text{п}}$  - масса паров ЛВЖ, поступивших в открытое пространство за время испарения, кг;

$\rho_{\text{п}}$  - плотность паров ЛВЖ при расчетной температуре, кПа;

$C_{\text{НКПР}}$  - нижний концентрационный предел распространения пламени паров, % об.

Радиус воздействия высокотемпературных продуктов сгорания паровоздушного облака при пожаре-вспышке  $R_{\text{F}}$  определяется формулой

$$R_{\text{F}} = 1,2 \cdot R_{\text{НКПР}},$$

где  $R_{\text{НКПР}}$  - горизонтальный размер взрывоопасной зоны.

Результаты расчета приведены ниже (Таблица 3.14).

Таблица 3.14 - Основные результаты расчета размеров зон, ограниченных НКПР и воздействия высокотемпературных продуктов сгорания (ГОСТ Р 12.3.047-2012)

Оборудование	Сценарий	$R_{\text{НКПР}}$ , м	$Z_{\text{НКПР}}$ , м	$R_{\text{F}}$ , м
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	C4	24,4	0,8	29,2
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	C4	23,9	0,8	28,7
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	C4	28,4	0,9	34,1
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	C4	28,4	0,9	34,1
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	C4	43,8	1,5	52,5
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	C4	79,8	2,7	95,8
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	C4	96,1	3,2	115,4
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	C4	56,4	1,9	67,7
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	C4	22,2	0,7	26,6
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	C4	22,3	0,7	26,8
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	C4	22,3	0,7	26,8
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	C4	32,9	1,1	39,5
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	C4	34,2	1,1	41,0

### 3.5 Оценка возможного числа пострадавших, с учетом смертельно пораженных среди персонала и населения в случае аварии

Оценка возможного числа пострадавших от аварий проводится на основе:

- полученных зон действия поражающих факторов;
- критериев и законов поражения людей на открытой местности;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH	Лист
							61

- распределения и времени нахождения людей в зоне действия поражающих факторов.

Оценка возможного количества пострадавших от аварий производится как для работников, обслуживающих проектируемые объекты, так и для третьих лиц.

Среди пострадавших ожидаются работники сторонних и сервисных организаций (ППСН «Касибский», ООО «ЛУКОЙЛ-Энергосети»), а также население (участники дорожного движения – автодорога «Левино - Касиб»).

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» проходит вдоль автодороги «Левино - Касиб» на расстоянии 30-70 м. Проектом принято, что одновременно на автодороге в момент возникновения аварийной ситуации могут находиться два автомобиля, в каждом из которых по 3 человека.

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» частично проходит по площадке ППСН «Касибский», которая принадлежит ООО «УралОйл». Общее количество персонала на площадке – 2 человека.

Обслуживание электрического оборудования, сетей и подстанций проводится силами сервисного персонала регионального управления ООО «Лукойл-Энергосети» – по договору. Максимальное количество персонала – 2 человека. Нахождение на проектируемых объектах - по мере необходимости.

Значения количества погибших и пострадавших в результате реализации сценариев аварий среди работников, обслуживающих проектируемое оборудование, и иных физических лиц приведены в таблице (Таблица 3.15). В таблице со знаком \* указаны данные для населения, \*\* - для работников сторонних организаций.

Таблица 3.15 - Количество погибших и раненых при реализации поражающих факторов аварий

Оборудование	Сценарий	Количество погибших среди работников, чел	Количество раненых среди работников, чел	Количество погибших третьих лиц, чел.	Количество раненых, третьих лиц, чел.
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	0	0
	C3	0	1	0	0
	C4	1	1	0	0
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	0	0
	C3	0	1	0	0
	C4	1	1	0	0
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	0	0
	C3	0	1	0	0
	C4	1	1	0	0
Выкидной трубопровод "скв.111 -	C11	0	0	0	0

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH	Лист
							62

Оборудование	Сценарий	Количество погибших среди работников, чел	Количество раненых среди работников, чел	Количество погибших третьих лиц, чел.	Количество раненых, третьих лиц, чел.
т.4"	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	0	0
	C3	0	1	0	0
	C4	1	1	0	0
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	0	0
	C3	0	1	0	0
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	0	0
	C3	0	1	0	0
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	0	0
	C3	0	1	0	0
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	1**	1**
	C3	0	1	0	2**
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	0	0
	C3	0	1	0	0
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	0	0
	C3	0	1	0	0
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	0	0
	C3	0	1	0	0
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	0	0
	C3	0	1	0	0
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2)	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z2015-PD-AB1.2.TCH

Лист

63



Ниже приводятся возможные прогнозируемые ущербы. Детальная оценка ущербов проводится по факту возникновения аварии.

Ущерб от аварий на опасных производственных объектах может быть выражен в общем виде формулой:

$$Pa = Pnp + Пла + Псэ + Пнв + Пэкол + Пвтр, \quad (9)$$

где:

$Pa$  - полный ущерб от аварий, руб.;

$Pnp$  - прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект, руб.;

$Пла$  - затраты на локализацию / ликвидацию и расследование аварии, руб.;

$Псэ$  - социально - экономические потери (затраты, понесенные вследствие гибели и травматизма людей), руб.;

$Пнв$  - косвенный ущерб, руб.;

$Пэкол$  - экологический ущерб (урон, нанесенный объектам окружающей природной среды), руб.

*Прямой ущерб* при авариях на проектируемом объекте будет определяться:

- потерями предприятия в результате уничтожения основных фондов (оборудования);

- потерями продукции.

Прямые потери рассчитываются исходя из стоимости оборудования, а также стоимости обращающихся веществ (принято: нефть – 23,7 тыс. руб./т., стоимость трубопровода – 165 тыс. руб.).

*Затраты на локализацию* (ликвидацию последствий) аварий определяются:

- расходами, связанными с локализацией (ликвидацией последствий) аварии;

- расходами на расследование причин аварии.

Расходы на ликвидацию / локализацию и расследование аварии (ущерб АВР) в соответствии с рекомендациями РД 03-496-02 принимаются в размере 10% от стоимости прямого / имущественного ущерба.

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

*Косвенный ущерб* будет определяться:

- потерями ожидаемой прибыли из-за временного, связанного с аварией, прекращения деятельности;

- зарплатой и условно-постоянными расходами предприятия за время простоя;

- убытками, вызванными уплатой различных неустоек, штрафов, пени;

- убытками третьих лиц из-за недополученной ими прибыли.

Косвенный ущерб принимался равным 30% от прямых потерь.

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

- ущерб от загрязнения атмосферы;

- ущерб от загрязнения почвы и водотоков.

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19z2015-PD-AB1.2.TCH							65
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Экологический ущерб для проектируемых объектов определяется как ущерб от загрязнения атмосферы, более подробно сведения о нем приведены в п.3.4.4.1.

### 3.6.1 Оценка возможного ущерба для окружающей среды

Расчет экологического ущерба выполнен в соответствии со следующими нормативными документами:

а) Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ Об охране окружающей среды.

б) Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утверждена Минтопэнерго РФ 01.11.95).

в) Постановление Правительства РФ от 03.03.2017 № 255 «Об исчислении и взимании платы за негативное воздействие на окружающую среду».

г) РД 03-496-02 Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах. Постановление Госгортехнадзора России от 29.10.2002 № 63.

д) Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов (согласована Минприроды РФ 09.08.96).

е) Приказ Минприроды России от 8 июля 2010 г. № 238 «Об утверждении Методики исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту охраны окружающей среды».

ж) Методика исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства, утв. приказом Минприроды России от 13 апреля 2009 года № 87.

з) О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах. Постановление Правительства РФ № 913 от 13.09.2016 г.

Оценка ущерба в результате разгерметизации оборудования производилась по следующим составляющим:

- ущерб от загрязнения атмосферного воздуха (продуктами свободного испарения и горения загрязняющих веществ);
- ущерб от загрязнения почв;
- ущерб от загрязнения водных объектов.

Данные о величине возможных экологических ущербов (штрафов) за загрязнение окружающей среды приведены в таблице (Таблица 3.16).

Таблица 3.16 - Экологические ущербы (штрафы) за загрязнение окружающей среды

Оборудование	Сценарий	Экологические штрафы за загрязнение, тыс. руб.		
		почвы	атмосферы	водных объектов
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	C11	0,00	0,46	0,00
	C12	0,00	2,30	0,00
	C2	0,00	0,79	0,00

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH	Лист
							66

Оборудование	Сце- нарий	Экологические штрафы за загрязнение, тыс. руб.		
		почвы	атмосферы	водных объектов
	C3	0,00	0,79	0,00
	C4	0,00	0,79	0,00
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	C11	0,00	0,44	0,00
	C12	0,00	2,30	0,00
	C2	0,00	0,75	0,00
	C3	0,00	0,75	0,00
	C4	0,00	0,75	0,00
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	C11	0,00	0,74	0,00
	C12	0,00	3,96	0,00
	C2	0,00	1,27	0,00
	C3	0,00	1,27	0,00
	C4	0,00	1,27	0,00
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	C11	0,00	0,74	0,00
	C12	0,00	3,96	0,00
	C2	0,00	1,27	0,00
	C3	0,00	1,27	0,00
	C4	0,00	1,27	0,00
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	C11	0,00	2,74	0,00
	C12	0,00	12,53	0,00
	C2	0,00	4,68	0,00
	C3	0,00	4,68	0,00
	C4	0,00	4,68	0,00
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	C11	1 037,72	16,92	0,00
	C12	626,24	12,53	0,00
	C2	1 037,72	16,92	0,00
	C3	1 037,72	16,92	0,00
	C4	1 037,72	28,91	0,00
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	C11	1 823,19	29,72	216 703,31
	C12	888,47	17,77	371 266,66
	C2	1 823,19	50,80	216 703,31
	C3	1 823,19	50,80	216 703,31
	C4	1 823,19	50,80	216 703,31
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	C11	362,73	5,91	0,00
	C12	888,47	17,77	0,00
	C2	362,73	10,11	0,00
	C3	362,73	10,11	0,00
	C4	362,73	10,11	0,00
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	C11	0,00	0,35	0,00
	C12	0,00	1,55	0,00
	C2	0,00	0,60	0,00
	C3	0,00	0,60	0,00
	C4	0,00	0,60	0,00
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	C11	0,00	0,36	0,00
	C12	0,00	1,85	0,00
	C2	0,00	0,61	0,00
	C3	0,00	0,61	0,00
	C4	0,00	0,61	0,00
Выкидной трубопровод "скв.104 -	C11	0,00	0,36	0,00

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Оборудование	Сценарий	Экологические штрафы за загрязнение, тыс. руб.		
		почвы	атмосферы	водных объектов
т.7"	C12	0,00	1,85	0,00
	C2	0,00	0,61	0,00
	C3	0,00	0,61	0,00
	C4	0,00	0,61	0,00
	C11	0,00	1,16	0,00
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	C12	0,00	5,25	0,00
	C2	0,00	1,98	0,00
	C3	0,00	1,98	0,00
	C4	0,00	1,98	0,00
	C11	79,32	1,29	0,00
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	C12	262,24	5,25	0,00
	C2	79,32	2,21	0,00
	C3	79,32	2,21	0,00
	C4	79,32	2,21	0,00
	C11	79,32	2,21	0,00

### 3.6.2 Оценка величины возможного ущерба физическим и юридическим лицам в случае аварии

При расчете ущерба физическим и юридическим лицам в случае возникновения аварий на объекте в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах (РД 03-496-02, утв. Постановлением ГГТН России от 29.10.02 №63) учитывались следующие показатели:

*Прямые потери, включая потери:*

- предприятия от уничтожения (повреждения) аварией основных фондов;
- предприятия в результате уничтожения (повреждения) аварией товарно-материальных ценностей;
- в результате уничтожения (повреждения) аварией имущества третьих лиц;

*Затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии;*

*Социально-экономические потери.*

Согласно ФЗ №225 «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте» выплаты за погибшего принималось 2 млн. руб., за раненного - исходя из характера и степени повреждения здоровья (принималось 200 тыс. руб.).

К затратам, относимым к потерям, обусловленным повреждением или уничтожением имущества при инцидентах, авариях, производственных неполадках и чрезвычайных ситуациях, относятся:

1) Минимальная рыночная стоимость закупки и транспортировки от места изготовления до территории предприятия технологического оборудования и дру-

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH	Лист
							68



гого имущества, которое оказалось полностью или частично разрушено в результате инцидентов, аварий, производственных неполадок и чрезвычайных ситуаций.

2) Фактические затраты на выполнение работ:

- ремонт частично выведенного из строя оборудования в результате инцидентов, аварий, производственных неполадок и чрезвычайных ситуаций;

- демонтаж (полностью разрушенного или частично выведенного из строя) оборудования, имущества;

- монтаж и наладка нового закупленного технологического оборудования или другого имущества взамен поврежденного (уничтоженного), удовлетворяющего техническим условиям действующего проекта.

3) Стоимость продукции и сырья, уничтоженных или потерявших товарные свойства в результате инцидентов, аварий, производственных неполадок и чрезвычайных ситуаций.

4) Стоимость проведения работ по реализации мер, которые разумны и доступны в сложившихся обстоятельствах (при возникновении инцидентов, аварий, производственных неполадок и чрезвычайных ситуаций) по уменьшению возможных убытков от наступления вышеуказанного случая, включая:

- непредусмотренные бюджетом выплаты заработной платы и премии за все работы по реализации мер, направленных на уменьшение возможных убытков;

- стоимость работ по реализации инженерно-технических мероприятий, специально разработанных и проводимых для минимизации убытков;

- затраты на аренду оборудования, техники, задействованной при ликвидации последствий инцидентов, аварий, производственных неполадок и чрезвычайных ситуаций, включая стоимость израсходованного топлива;

- стоимость оборудования и специальной техники, пострадавшей или уничтоженной при ликвидации последствий инцидентов, аварий, производственных неполадок и чрезвычайных ситуаций.

Соответствующие значения ущерба от возможных аварий приведены в таблице (Таблица 3.17). Значения затрат на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии принимались равными 10% от ущерба прямых потерь (в соответствии с РД 03-496-02). Социально-экономические потери можно определить как сумму затрат на компенсации и мероприятия вследствие гибели персонала и третьих лиц и/или травмирования персонала и третьих лиц (в соответствии с РД 03-496-02).

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

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

Изм.	
Кол.уч	
Лист	
№ док	
Пош.	
Дата	

Таблица 3.17 - Значения ожидаемого ущерба от прямых, социально-экономических потерь, затрат на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии, общего материального ущерба

Оборудование	Сценарий	Прямые потери, тыс. руб.	Затраты на локализацию (ликв.) и расследование аварии, тыс. руб.	Косвенный ущерб, тыс. руб.	Социально-экономические потери тыс. руб.	Экологический ущерб, тыс. руб.	Общий материальный ущерб, тыс. руб.
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	C11	39,26	3,93	11,78	0,00	0,46	55,42
	C12	99,06	9,91	29,72	0,00	2,30	140,99
	C2	39,26	3,93	11,78	2 200,00	0,79	2 255,75
	C3	39,26	3,93	11,78	200,00	0,79	255,75
	C4	39,26	3,93	11,78	2 200,00	0,79	2 255,75
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	C11	29,91	2,99	8,97	0,00	0,44	42,31
	C12	98,25	9,83	29,48	0,00	2,30	139,86
	C2	29,91	2,99	8,97	2 200,00	0,75	2 242,62
	C3	29,91	2,99	8,97	200,00	0,75	242,62
	C4	29,91	2,99	8,97	2 200,00	0,75	2 242,62
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	C11	45,61	4,56	13,68	0,00	0,74	64,60
	C12	168,60	16,86	50,58	0,00	3,96	240,00
	C2	45,61	4,56	13,68	2 200,00	1,27	2 265,12
	C3	45,61	4,56	13,68	200,00	1,27	265,12
	C4	45,61	4,56	13,68	2 200,00	1,27	2 265,12
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	C11	45,61	4,56	13,68	0,00	0,74	64,60
	C12	168,60	16,86	50,58	0,00	3,96	240,00
	C2	45,61	4,56	13,68	2 200,00	1,27	2 265,12
	C3	45,61	4,56	13,68	200,00	1,27	265,12
	C4	45,61	4,56	13,68	2 200,00	1,27	2 265,12
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	C11	185,67	18,57	55,70	0,00	2,74	262,67
	C12	535,22	53,52	160,57	0,00	12,53	761,83
	C2	185,67	18,57	55,70	2 200,00	4,68	2 464,61
	C3	185,67	18,57	55,70	200,00	4,68	464,61
	C4	185,67	18,57	55,70	6 200,00	4,68	6 464,61
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (ка-	C11	2 269,65	226,97	680,90	0,00	1 054,64	4 232,16
	C12	669,87	66,99	200,96	0,00	638,76	1 576,59
	C2	2 269,65	226,97	680,90	2 200,00	1 054,64	6 432,16

19z2015-РД-АВ1.2.ТСН

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

Изм.	
Кол.уч	
Лист	
№ док	
Пош.	
Дата	

19Z2015-PD-AВ1.2.TCH

Лист	71
------	----

Оборудование	Сце- нарий	Прямые поте- ри, тыс. руб.	Затраты на локализацию (ликв.) и расследование аварии, тыс. руб.	Косвенный ущерб, тыс. руб.	Социально- экономические потери тыс. руб.	Экологический ущерб, тыс. руб.	Общий матери- альный ущерб, тыс. руб.
мера пуска - узел 1)	C3	2 269,65	226,97	680,90	200,00	1 054,64	4 432,16
	C4	2 269,65	226,97	680,90	2 200,00	1 066,64	6 444,15
Нефтегазосборный трубо- провод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	C11	4 060,74	406,07	1 218,22	0,00	218 556,21	224 241,25
	C12	1 004,70	100,47	301,41	0,00	372 172,90	373 579,49
	C2	4 060,74	406,07	1 218,22	2 200,00	218 577,29	226 462,33
	C3	4 060,74	406,07	1 218,22	200,00	218 577,29	224 462,33
	C4	4 060,74	406,07	1 218,22	4 400,00	218 577,29	228 662,33
Нефтегазосборный трубо- провод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (ка- мера приема - ДНС-0550)	C11	796,12	79,61	238,83	0,00	368,64	1 483,20
	C12	802,05	80,20	240,61	0,00	906,24	2 029,11
	C2	796,12	79,61	238,83	4 400,00	372,83	5 887,40
	C3	796,12	79,61	238,83	600,00	372,83	2 087,40
	C4	796,12	79,61	238,83	6 200,00	372,83	7 687,40
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	C11	61,58	6,16	18,47	0,00	0,35	86,56
	C12	70,04	7,00	21,01	0,00	1,55	99,61
	C2	61,58	6,16	18,47	2 200,00	0,60	2 286,80
	C3	61,58	6,16	18,47	200,00	0,60	286,80
	C4	61,58	6,16	18,47	2 200,00	0,60	2 286,80
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	C11	31,17	3,12	9,35	0,00	0,36	43,99
	C12	79,57	7,96	23,87	0,00	1,85	113,25
	C2	31,17	3,12	9,35	2 200,00	0,61	2 244,24
	C3	31,17	3,12	9,35	200,00	0,61	244,24
	C4	31,17	3,12	9,35	2 200,00	0,61	2 244,24
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	C11	31,17	3,12	9,35	0,00	0,36	43,99
	C12	79,57	7,96	23,87	0,00	1,85	113,25
	C2	31,17	3,12	9,35	2 200,00	0,61	2 244,24
	C3	31,17	3,12	9,35	200,00	0,61	244,24
	C4	31,17	3,12	9,35	2 200,00	0,61	2 244,24
Нефтегазосборный трубо- провод «Куст №104 - точ- ка врезки» (Куст №104 -	C11	99,64	9,96	29,89	0,00	1,16	140,65
	C12	226,25	22,63	67,88	0,00	5,25	322,00
	C2	99,64	9,96	29,89	2 200,00	1,98	2 341,47

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

Изм.	
Кол.уч	
Лист	
№ док	
Пош.	
Дата	

Оборудование	Сце- нарий	Прямые поте- ри, тыс. руб.	Затраты на локализацию (ликв.) и расследование аварии, тыс. руб.	Косвенный ущерб, тыс. руб.	Социально- экономические потери тыс. руб.	Экологический ущерб, тыс. руб.	Общий матери- альный ущерб, тыс. руб.
узел 2)	С3	99,64	9,96	29,89	200,00	1,98	341,47
	С4	99,64	9,96	29,89	4 000,00	1,98	4 141,47
Нефтегазосборный трубо- провод «Куст №104 - точ- ка врезки» (узел 2 - точка врезки)	С11	133,28	13,33	39,99	0,00	80,61	267,21
	С12	228,91	22,89	68,67	0,00	267,48	587,96
	С2	133,28	13,33	39,99	2 200,00	81,53	2 468,13
	С3	133,28	13,33	39,99	200,00	81,53	468,13
	С4	133,28	13,33	39,99	4 000,00	81,53	4 268,13

19z2015-РД-АВ1.2.ТСН

### 3.7 Оценка риска аварий

Ниже рассмотрены основные показатели риска, характеризующие опасности промышленных аварий.

Одной из наиболее часто употребляющихся характеристик опасности является индивидуальный риск - частота поражения отдельного индивидуума в результате воздействия исследуемых факторов опасности. Индивидуальный риск определяется потенциальным риском и вероятностью нахождения человека в районе возможного действия опасных факторов. При этом индивидуальный риск во многом определяется квалификацией и обученностью индивидуума действиям в опасной ситуации, его защищенностью. Индивидуальный риск зависит от распределения потенциального риска. При риск-анализе обычно не проводится расчет индивидуального риска каждого человека, а оценивается индивидуальный риск для групп людей, характеризующихся более-менее одинаковым временем пребыванием в различных опасных зонах и использующих одинаковые средства защиты. Обычно речь идет об индивидуальном риске для работающих и для населения окружающих районов, или для более узких групп, например, для рабочих различных специальностей.

Другой комплексной мерой риска, характеризующей опасный объект (и территорию), будет потенциальный территориальный риск - пространственное распределение частоты реализации негативного воздействия определенного уровня. Данная мера риска не зависит от факта нахождения объекта воздействия (например - человека) в данном месте пространства. Предполагается, что вероятность нахождения объекта воздействия равна 1 (например, человек находится в данной точке пространства в течение всего рассматриваемого промежутка времени). Потенциальный риск не зависит от того, находится ли опасный объект в многолюдном или пустынном месте и может меняться в широком интервале. Потенциальный риск, в соответствии с названием, выражает собой потенциал максимально возможного риска для конкретных объектов воздействия находящихся в данной точке пространства. На практике важно знать распределение потенциального риска для отдельных источников опасности и для отдельных сценариев аварий. Как правило, потенциальный риск оказывается промежуточной мерой опасности, используемой для оценки социального и индивидуального риска. Распределения потенциального риска и распределение населения в исследуемом районе позволяет получить количественную оценку социального риска для населения.

Социальный риск, или F/N-кривая - зависимость частоты возникновения событий F, в которых пострадало на определенном уровне не менее N человек, от этого числа N. Характеризует тяжесть последствий (катастрофичность) реализации опасностей. В зависимости от задач анализа под N можно понимать и общее число пострадавших, и число смертельно травмированных или другой показатель тяжести последствий травмирования людей.

Другой количественный интегральной мерой опасности является коллективный риск, определяющий масштаб ожидаемых последствий для людей от по-

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19z2015-PD-AB1.2.TCH							73
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

тенциальных аварий. Фактически коллективный риск определяет ожидаемое количество пострадавших в результате аварий на рассматриваемой территории за определенный период времени.

Мерами опасности материального ущерба являются ожидаемый ущерб (материальный риск) и F/G кривая. Ожидаемый ущерб - математическое ожидание величины ущерба от возможной аварии за определенное время. F/G кривая - зависимость частоты возникновения событий F, в которых нанесен материальный ущерб не менее G тыс. руб., от этого ущерба G. Аналогами ожидаемого ущерба и F/G кривой для пострадавших являются коллективный риск и F/N кривая.

### 3.7.1 Данные о вероятностях аварий

Любой сценарий начинается с инициирующего события, которое может возникнуть с некоторой частотой. При оценке частот инициирующих событий проводилась статистическая оценка (неполадок и аварийных случаев по видам оборудования), учитывалась возможность инициирования аварии от внешних причин (удары молний, терроризм, аварии на соседних объектах и др.).

Основываясь на анализе имеющейся статистической информации, а также использовании логических схем возникновения крупных аварий, можно оценить вероятность реализации каждого сценария аварии.

В таблице (Таблица 3.18) представлены характерные частоты аварий с участием оборудования, аналогичного применяемому на объекте.

Таблица 3.18 - Оценка частот выбросов для различного оборудования

Категория оборудования	Частота разгерметизации (аварии)	Вид разгерметизации
<b>СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2019</b>		
Трубопровод, номинальный диаметр < 150 мм	$5 \times 10^{-6}$ (год×пм) <sup>-1</sup>	Полная
	$1 \times 10^{-5}$ (год×пм) <sup>-1</sup>	Утечка
Примечание: Характерный диаметр отверстий при частичной разгерметизации оборудования – 25 мм		

Ниже приведены деревья событий для оборудования (Рисунок 1).

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH			74



Рисунок 1 - Дерево событий при полной разгерметизации для трубопроводов

Итоговые частоты реализации сценариев аварийных ситуаций, возможных на проектируемом оборудовании, представлены в таблице (Таблица 3.19).

Таблица 3.19 - Частоты реализации сценариев аварийных ситуаций на оборудовании объекта

Оборудование	Сценарий	Описание сценария аварии	Частота, 1/год
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	7,68E-05
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	2,53E-04
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	3,49E-05
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	1,45E-05
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	9,70E-06
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	3,57E-05
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	1,18E-04
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	1,63E-05
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	6,77E-06
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	4,51E-06
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	3,57E-05
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	1,18E-04
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	1,63E-05
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	6,77E-06
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	4,51E-06
Выкидной трубопровод	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	3,57E-05
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	1,18E-04

Взам. инв. №

Подш. и дата

Инв. № подл.

Оборудование	Сценарий	Описание сценария аварии	Частота, 1/год
"скв.111 - т.4"		ции	
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	1,63E-05
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	6,77E-06
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	4,51E-06
Нефтегазо- сборный тру- бопровод «Куст №111 - ППСН «Касиб- ский» (т.1 - ка- мера пуска)	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	4,40E-04
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	3,62E-03
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	2,00E-04
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	8,33E-05
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	5,55E-05
Нефтегазо- сборный тру- бопровод «Куст №111 - ППСН «Касиб- ский» (камера пуска - узел 1)	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	1,41E-02
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	1,16E-01
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	6,41E-03
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	2,67E-03
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	1,78E-03
Нефтегазо- сборный тру- бопровод «Куст №111 - ППСН «Касиб- ский» (узел 1 - камера приема)	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	2,55E-02
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	2,10E-01
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	1,16E-02
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	4,83E-03
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	3,22E-03
Нефтегазо- сборный тру- бопровод «Куст №111 - ППСН «Касиб- ский» (камера приема - ДНС- 0550)	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	2,58E-03
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	2,12E-02
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	1,17E-03
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	4,89E-04
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	3,26E-04
Выкидной тру- бопровод "скв.106 - т.5"	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	1,15E-04
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	3,77E-04
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	5,22E-05
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной	2,17E-05

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z2015-PD-AB1.2.TCH

Лист

76



Оборудование	Сценарий	Описание сценария аварии	Частота, 1/год
		разгерметизации, экологическое загрязнение	
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	1,45E-05
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	3,34E-05
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	1,10E-04
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	1,52E-05
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	6,34E-06
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	4,22E-06
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	3,34E-05
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	1,10E-04
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	1,52E-05
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	6,34E-06
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	4,22E-06
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	2,00E-04
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	6,58E-04
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	9,11E-05
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	3,79E-05
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	2,53E-05
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	3,35E-04
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	1,10E-03
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	1,52E-04
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	6,34E-05
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	4,23E-05

### 3.7.2 Данные о показателях риска причинения вреда работникам и физическим лицам

Риск является неизбежным сопутствующим фактором промышленной деятельности. Риск фактически есть мера опасности. Целью управления риском является предотвращение или уменьшение травматизма, разрушений материальных

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

объектов, потерь имущества и вредного воздействия на окружающую среду. Для управления риском его необходимо проанализировать и оценить. Анализ риска является полезным средством, когда имеется намерение выявить существующие опасности, определить уровни рисков выявленных нежелательных событий (по частоте и последствиям) и реализовать меры по уменьшению риска в случае превышения его приемлемого уровня.

Анализ риска может быть не только количественным анализом, при котором основные результаты получаются путем расчета показателей риска, но и качественным анализом, при котором результаты представлены в виде текстового описания, таблиц, диаграмм путем применения качественных (инженерных) методов анализа опасностей и экспертных оценок.

Ниже рассмотрены основные показатели риска, характеризующие опасности промышленных аварий.

Понятие риска используется для измерения опасности и обычно относится к индивидууму или группе людей (производственного персонала и населения), имуществу (материальным объектам, собственности) или окружающей среде. Чтобы подчеркнуть, что речь идет об измеряемой величине, используют понятие степень риска или уровень риска. Степень риска аварии сложной технической системы, для которой, как правило, присуще наличие множества опасностей, определяется на основе анализа совокупности показателей рисков, выявленных при анализе нежелательных событий, (например, событий, связанных с разгерметизацией оборудования, отказом средств предупреждения, ошибками человека, с проявлением неблагоприятных метеоусловий, воздействиями на различные субъекты и т.п.).

Одной из наиболее часто употребляющихся характеристик опасности является индивидуальный риск (individual risk) - частота поражения отдельного индивидуума в результате воздействия исследуемых факторов опасности. Индивидуальный риск определяется потенциальным риском и вероятностью нахождения человека в районе возможного действия опасных факторов. При этом индивидуальный риск во многом определяется квалификацией и обученностью индивидуума действиям в опасной ситуации, его защищенностью. Индивидуальный риск зависит от распределения потенциального риска. При риск-анализе обычно не проводится расчет индивидуального риска каждого человека, а оценивается индивидуальный риск для групп людей, характеризующихся более-менее одинаковым временем пребыванием в различных опасных зонах и использующих одинаковые средства защиты. Обычно речь идет об индивидуальном риске для работающих и для населения окружающих районов, или для более узких групп, например, для рабочих различных специальностей.

Другой комплексной мерой риска, характеризующей опасный объект (и территорию), будет потенциальный территориальный риск - пространственное распределение частоты реализации негативного воздействия определенного уровня. Данная мера риска не зависит от факта нахождения объекта воздействия (например - человека) в данном месте пространства. Предполагается, что вероятность нахождения объекта воздействия равна 1 (например, человек находится в данной точке пространства в течение всего рассматриваемого промежутка време-

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19z2015-PD-AB1.2.TCH							78
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		



Для производственного персонала долю времени, при которой реципиент подвергается опасности, можно оценить величиной 0,23 (для производственного персонала с постоянным пребыванием персонала) и 0,08 – для производственных объектов без постоянного пребывания персонала. Для автодороги «Левино - Касиб» доля времени, при которой реципиент подвергается опасности, принята 0,005.

Значения показателей коллективного и индивидуального риска гибели и ранений на объекте приведены в таблицах (Таблица 3.20). Коллективные и индивидуальные риски гибели и ранения людей от аварий определены с учетом вероятности нахождения человека в зоне поражения. Потенциальные, коллективные и индивидуальные риски гибели и ранения рассчитаны с учетом работников сторонних организаций, расположенных на территории объекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								Лист	
											19z2015-PD-AB1.2.TCH
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	80		

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

Изм.	
Кол.уч	
Лист	
№ док	
Пош.	
Дата	

Таблица 3.20 - Значения показателей коллективного риска гибели и ранений персонала и третьих лиц

Оборудование	Сце- нарий	коллективный риск				индивидуальный риск			
		Риск гибели персонала, чел./год	Риск ранения персонала, чел./год	Риск гибели третьих лиц, чел./год	Риск ранения третьих лиц, чел./год	Риск гибели персонала, чел./год	Риск ранения персонала, чел./год	Риск гибели третьих лиц, чел./год	Риск ранения третьих лиц, чел./год
Выкидной трубопро- вод "скв.114 - т.1"	C11	-	-	-	-	-	-	-	-
	C12	-	-	-	-	-	-	-	-
	C2	3,49E-07	2,54E-06	-	-	1,74E-07	1,27E-06	-	-
	C3	-	2,44E-05	-	-	-	1,22E-05	-	-
	C4	1,45E-06	2,08E-06	-	-	7,23E-07	1,04E-06	-	-
Выкидной трубопро- вод "скв.113 - т.2"	C11	-	-	-	-	-	-	-	-
	C12	-	-	-	-	-	-	-	-
	C2	1,57E-07	1,14E-06	-	-	7,86E-08	5,70E-07	-	-
	C3	-	9,86E-07	-	-	-	4,93E-07	-	-
	C4	5,85E-08	8,43E-08	-	-	2,93E-08	4,21E-08	-	-
Выкидной трубопро- вод "скв.110 - т.3"	C11	-	-	-	-	-	-	-	-
	C12	-	-	-	-	-	-	-	-
	C2	1,86E-08	1,40E-07	-	-	9,28E-09	7,00E-08	-	-
	C3	-	1,39E-06	-	-	-	6,97E-07	-	-
	C4	8,26E-08	1,19E-07	-	-	4,13E-08	5,95E-08	-	-
Выкидной трубопро- вод "скв.111 - т.4"	C11	-	-	-	-	-	-	-	-
	C12	-	-	-	-	-	-	-	-
	C2	1,86E-08	1,40E-07	-	-	9,28E-09	7,00E-08	-	-
	C3	-	1,39E-06	-	-	-	6,97E-07	-	-
	C4	8,26E-08	1,19E-07	-	-	4,13E-08	5,95E-08	-	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Ка- сибский» (т.1 - каме- ра пуска)	C11	-	-	-	-	-	-	-	-
	C12	-	-	-	-	-	-	-	-
	C2	3,67E-07	3,16E-06	-	-	1,84E-07	1,58E-06	-	-
	C3	-	4,10E-05	-	-	-	2,05E-05	-	-
	C4	4,82E-06	-	2,41E-06	3,47E-06	2,41E-06	-	1,20E-06	1,73E-06
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Ка-	C11	-	-	-	-	-	-	-	-
	C12	-	-	-	-	-	-	-	-
	C2	1,96E-06	1,15E-05	-	-	9,82E-07	5,76E-06	-	-

19Z2015-RD-AB1.2.TCH

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

Изм.	
Кол.уч	
Лист	
№ док	
Пош.	
Дата	

19Z2015-PD-AB1.2.TCH

82

Оборудование	Сценарий	коллективный риск				индивидуальный риск			
		Риск гибели персонала, чел./год	Риск ранения персонала, чел./год	Риск гибели третьих лиц, чел./год	Риск ранения третьих лиц, чел./год	Риск гибели персонала, чел./год	Риск ранения персонала, чел./год	Риск гибели третьих лиц, чел./год	Риск ранения третьих лиц, чел./год
сибский» (камера пуска - узел 1)	C3	-	1,09E-04	-	-	-	5,43E-05	-	-
	C4	1,23E-05	1,77E-05	-	-	6,15E-06	8,86E-06	-	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	C11	-	-	-	-	-	-	-	-
	C12	-	-	-	-	-	-	-	-
	C2	3,46E-06	1,77E-05	-	-	1,73E-06	8,87E-06	-	-
	C3	-	2,35E-04	-	-	-	1,18E-04	-	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	C4	1,78E-05	2,57E-05	2,23E-06	3,21E-06	8,92E-06	1,28E-05	3,72E-07	5,35E-07
	C11	-	-	-	-	-	-	-	-
	C12	-	-	-	-	-	-	-	-
	C2	7,24E-07	6,60E-06	2,08E-06	1,90E-05	3,62E-07	3,30E-06	1,04E-06	9,49E-06
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	C3	-	2,52E-05	-	1,45E-04	-	1,26E-05	-	7,25E-05
	C4	6,15E-06	8,85E-06	3,53E-05	-	3,07E-06	4,43E-06	1,77E-05	-
	C11	-	-	-	-	-	-	-	-
	C12	-	-	-	-	-	-	-	-
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	C2	4,55E-08	3,25E-07	-	-	2,27E-08	1,62E-07	-	-
	C3	-	3,09E-06	-	-	-	1,54E-06	-	-
	C4	1,85E-07	2,66E-07	-	-	9,23E-08	1,33E-07	-	-
	C11	-	-	-	-	-	-	-	-
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	C12	-	-	-	-	-	-	-	-
	C2	1,37E-08	9,85E-08	-	-	6,87E-09	4,92E-08	-	-
	C3	-	9,16E-07	-	-	-	4,58E-07	-	-
	C4	5,45E-08	7,85E-08	-	-	2,73E-08	3,93E-08	-	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки»	C11	-	-	-	-	-	-	-	-
	C12	-	-	-	-	-	-	-	-
	C2	1,37E-08	9,85E-08	-	-	6,87E-09	4,92E-08	-	-
	C3	-	9,16E-07	-	-	-	4,58E-07	-	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки»	C4	5,45E-08	7,85E-08	-	-	2,73E-08	3,93E-08	-	-
	C2	1,44E-07	1,13E-06	-	-	7,18E-08	5,66E-07	-	-

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

Изм.	
Кол.уч	
Лист	
№ док	
Пош.	
Дата	
19Z2015-PD-AB1.2.TCH	
Лист	83

Оборудование	Сценарий	коллективный риск				индивидуальный риск			
		Риск гибели персонала, чел./год	Риск ранения персонала, чел./год	Риск гибели третьих лиц, чел./год	Риск ранения третьих лиц, чел./год	Риск гибели персонала, чел./год	Риск ранения персонала, чел./год	Риск гибели третьих лиц, чел./год	Риск ранения третьих лиц, чел./год
(Куст №104 - узел 2)	C3	-	1,21E-05	-	-	-	6,03E-06	-	-
	C4	1,42E-06	-	-	-	7,10E-07	-	-	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	C11	-	-	-	-	-	-	-	-
	C12	-	-	-	-	-	-	-	-
	C2	2,23E-07	1,76E-06	-	-	1,11E-07	8,80E-07	-	-
	C3	-	1,42E-06	-	-	-	7,09E-07	-	-
	C4	2,25E-06	-	-	-	1,13E-06	-	-	-

Суммарный индивидуальный риск гибели для персонала проектируемого оборудования не превышает  $2,71E-05$  1/год.

Для третьих лиц суммарный индивидуальный риск гибели не превышает  $2,03E-05$  1/год (из них для работников сторонних организаций –  $1,99E-05$  1/год, для населения –  $3,72E-07$  1/год).

Диаграмма визуализации сценариев, приводящих к гуманитарному ущербу на проектируемом оборудовании, приведена на рисунке ниже (Рисунок 2).

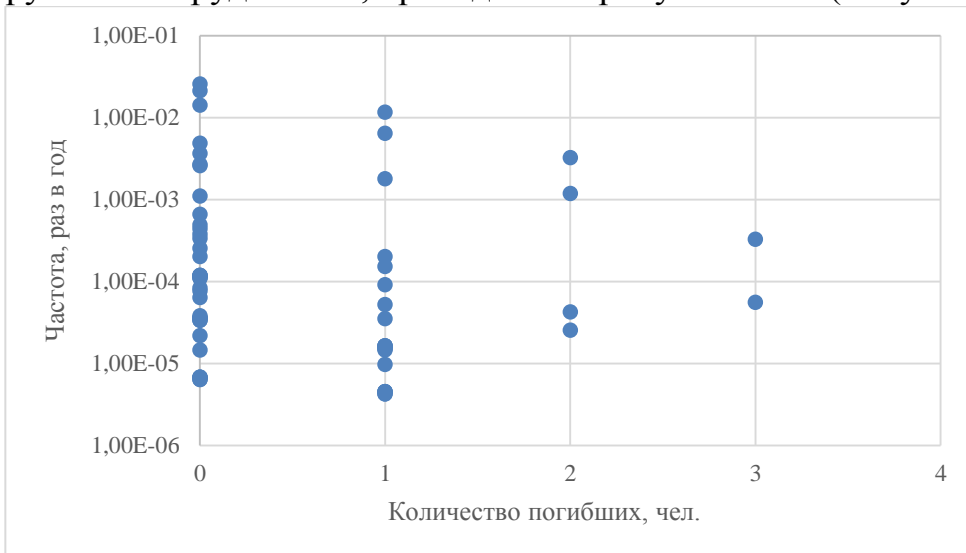


Рисунок 2 – Визуализация сценариев аварий, приводящих к гуманитарному ущербу от аварий на проектируемом оборудовании

Ниже приведена F/N диаграмма, характеризующая социальный риск от аварий на объекте (Рисунок 3).

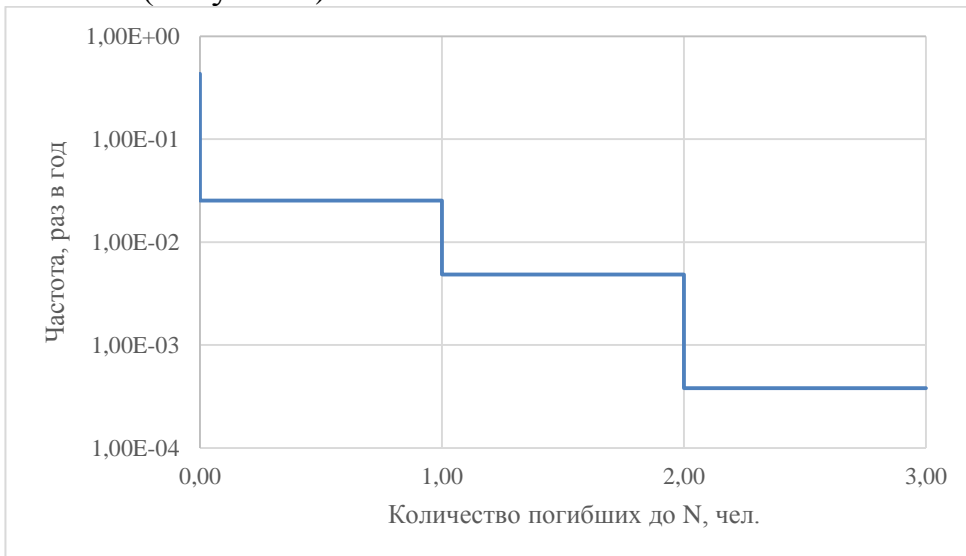


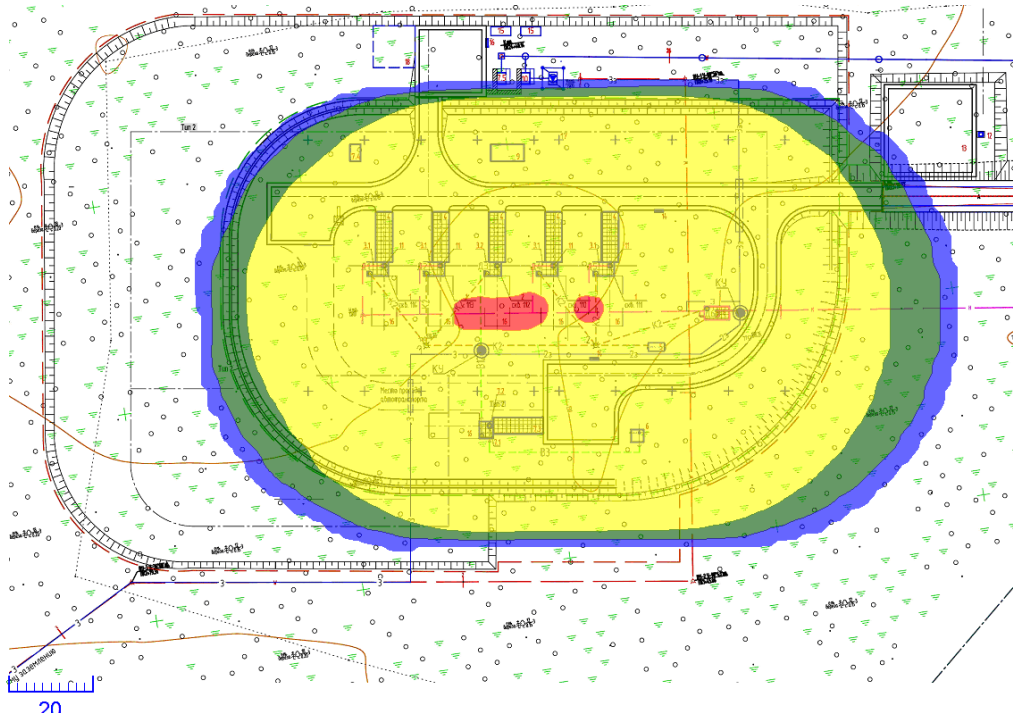
Рисунок 3 – F/N диаграмма, характеризующая социальный риск от аварий на проектируемом оборудовании

Распределение потенциального риска гибели при аварии на проектируемых объектах приведено ниже (рисунок 4 - рисунок б).

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

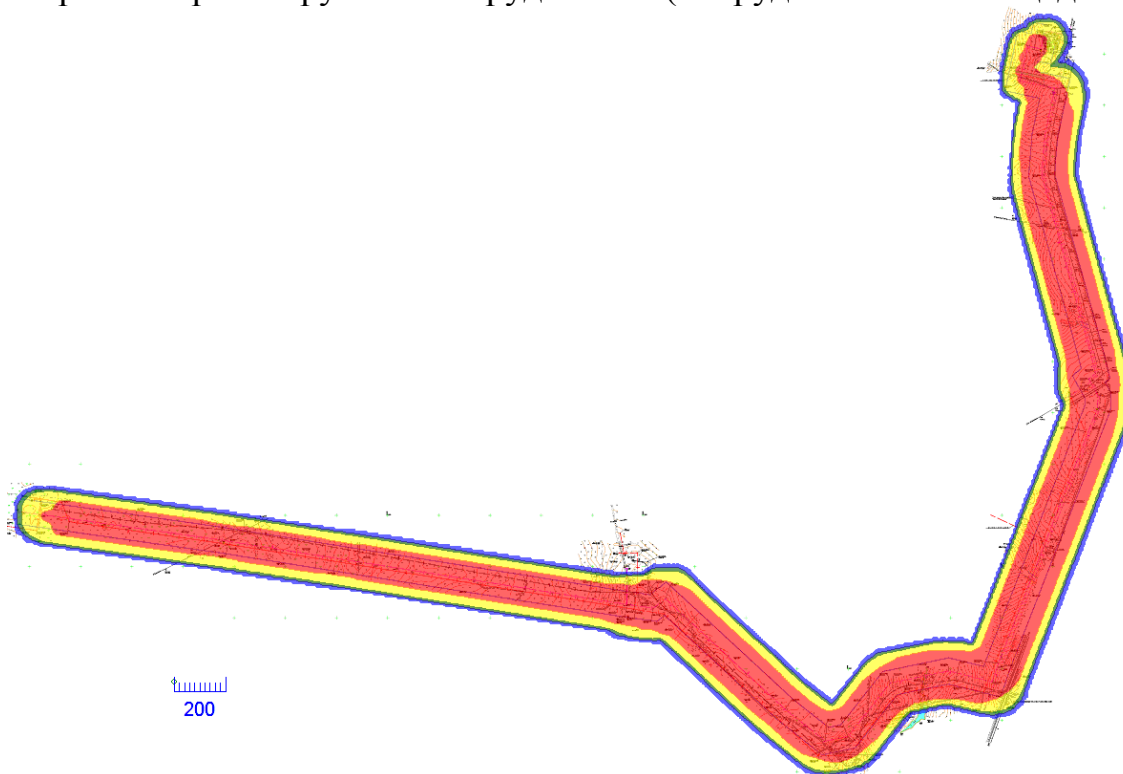
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата





уровень	цвет	интервал
1.000 e-09	■	1.000E-009 - 1.000E-006
1.000 e-06	■	1.000E-006 - 1.000E-005
1.000 e-05	■	1.000E-005 - 1.000E-004
1.000 e-04	■	1.000E-004 - 1.119E-004

Рисунок 4 – Распределение потенциального (территориального) риска гибели при аварии на проектируемом оборудовании (оборудование на площадке куста №111)



уровень	цвет	интервал
1.000 e-09	■	1.000E-009 - 1.000E-006
1.000 e-06	■	1.000E-006 - 1.000E-005
1.000 e-05	■	1.000E-005 - 1.000E-004
1.000 e-04	■	1.000E-004 - 3.542E-004

Рисунок 5 – Распределение потенциального (территориального) риска гибели при аварии на проектируемом оборудовании (Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111-ППСН «Касибский» (узел 1 - ППСН «Касибский»))

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата



Рисунок 6 – Распределение потенциального (территориального) риска гибели при аварии на проектируемом оборудовании (оборудование на площадке куста №104)

Схемы зон поражения тепловым излучением и избыточным давлением при аварии на наиболее опасном проектируемом оборудовании приведены в пункте Графические материалы.

### 3.7.3 Данные о показателях риска причинения ущерба имуществу и вреда окружающей природной среде

Значения показателей риска материального ущерба (в том числе и экологического) приведены в таблице (Таблица 3.21).

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

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

Изм.	
Кол.уч	
Лист	
№ док	
Пош.	
Дата	

Таблица 3.21 - Значения показателей риска прямых потерь, риска затрат на локализацию (ликвидацию) и расследование аварий, риска социально-экономических потерь, риска экологического ущерба и общего риска материального ущерба

Оборудование	Сценарий	Риск прямых потерь, тыс. руб./год	Риск затрат на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии, тыс. руб./год	Риск косвенного ущерба, тыс. руб./год	Риск социально-экономических потерь, тыс. руб./год	Риск экологического ущерба, тыс. руб./год	Общий риск материального ущерба (в т.ч. экологического ущерба), тыс. руб./год
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	C11	3,01E-03	3,01E-04	9,04E-04	-	3,56E-05	4,25E-03
	C12	2,50E-02	2,50E-03	7,50E-03	-	5,81E-04	3,56E-02
	C2	1,37E-03	1,37E-04	4,12E-04	7,69E-02	2,77E-05	7,88E-02
	C3	5,71E-04	5,71E-05	1,71E-04	2,91E-03	1,15E-05	3,72E-03
	C4	3,81E-04	3,81E-05	1,14E-04	2,13E-02	7,68E-06	2,19E-02
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	C11	1,07E-03	1,07E-04	3,21E-04	-	1,57E-05	1,51E-03
	C12	1,15E-02	1,15E-03	3,46E-03	-	2,70E-04	1,64E-02
	C2	4,86E-04	4,86E-05	1,46E-04	3,58E-02	1,22E-05	3,65E-02
	C3	2,02E-04	2,02E-05	6,07E-05	1,35E-03	5,08E-06	1,64E-03
	C4	1,35E-04	1,35E-05	4,05E-05	9,93E-03	3,39E-06	1,01E-02
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	C11	1,63E-03	1,63E-04	4,89E-04	-	2,65E-05	2,31E-03
	C12	1,98E-02	1,98E-03	5,94E-03	-	4,65E-04	2,82E-02
	C2	7,42E-04	7,42E-05	2,23E-04	3,58E-02	2,06E-05	3,68E-02
	C3	3,09E-04	3,09E-05	9,26E-05	1,35E-03	8,58E-06	1,79E-03
	C4	2,06E-04	2,06E-05	6,17E-05	9,93E-03	5,72E-06	1,02E-02
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	C11	1,63E-03	1,63E-04	4,89E-04	-	2,65E-05	2,31E-03
	C12	1,98E-02	1,98E-03	5,94E-03	-	4,65E-04	2,82E-02
	C2	7,42E-04	7,42E-05	2,23E-04	3,58E-02	2,06E-05	3,68E-02
	C3	3,09E-04	3,09E-05	9,26E-05	1,35E-03	8,58E-06	1,79E-03
	C4	2,06E-04	2,06E-05	6,17E-05	9,93E-03	5,72E-06	1,02E-02
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	C11	8,16E-02	8,16E-03	2,45E-02	-	1,20E-03	1,16E-01
	C12	1,94	1,94E-01	5,81E-01	-	4,53E-02	2,76
	C2	3,72E-02	3,72E-03	1,12E-02	4,40E-01	9,36E-04	4,93E-01
	C3	1,55E-02	1,55E-03	4,64E-03	1,67E-02	3,90E-04	3,87E-02
	C4	1,03E-02	1,03E-03	3,09E-03	3,44E-01	2,60E-04	3,59E-01
Нефтегазосборный	C11	3,20E+01	3,20	9,59	-	1,49E+01	5,96E+01

19Z2015-PD-AВ1.2.TCH

Лист	87
------	----

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

Изм.	
Кол.уч	
Лист	
№ док	
Пош.	
Дата	

Оборудование	Сценарий	Риск прямых потерь, тыс. руб./год	Риск затрат на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии, тыс. руб./год	Риск косвенного ущерба, тыс. руб./год	Риск социально-экономических потерь, тыс. руб./год	Риск экологического ущерба, тыс. руб./год	Общий риск материального ущерба (в т.ч. экологического ущерба), тыс. руб./год
трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	C12	7,76E+01	7,76	2,33E+01	-	7,40E+01	1,83E+02
	C2	1,46E+01	1,46	4,37	1,41E+01	6,76	4,12E+01
	C3	6,06	6,06E-01	1,82	5,34E-01	2,81	1,18E+01
	C4	4,04	4,04E-01	1,21	3,91	1,90	1,15E+01
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	C11	1,03E+02	1,03E+01	3,10E+01	-	5,57E+03	5,72E+03
	C12	2,11E+02	2,11E+01	6,32E+01	-	7,80E+04	7,83E+04
	C2	4,71E+01	4,71	1,41E+01	2,55E+01	2,54E+03	2,63E+03
	C3	1,96E+01	1,96	5,88	9,66E-01	1,06E+03	1,08E+03
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	C4	1,31E+01	1,31	3,92	1,42E+01	7,04E+02	7,36E+02
	C11	2,05	2,05E-01	6,16E-01	-	9,51E-01	3,82
	C12	1,70E+01	1,70	5,10	-	1,92E+01	4,30E+01
	C2	9,35E-01	9,35E-02	2,80E-01	5,17	4,38E-01	6,91
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	C3	3,89E-01	3,89E-02	1,17E-01	2,93E-01	1,82E-01	1,02
	C4	2,59E-01	2,59E-02	7,78E-02	2,02	1,21E-01	2,50
	C11	7,06E-03	7,06E-04	2,12E-03	-	4,00E-05	9,92E-03
	C12	2,64E-02	2,64E-03	7,92E-03	-	5,84E-04	3,76E-02
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	C2	3,21E-03	3,21E-04	9,64E-04	1,15E-01	3,11E-05	1,19E-01
	C3	1,34E-03	1,34E-04	4,01E-04	4,34E-03	1,30E-05	6,23E-03
	C4	8,91E-04	8,91E-05	2,67E-04	3,18E-02	8,63E-06	3,31E-02
	C11	1,04E-03	1,04E-04	3,13E-04	-	1,19E-05	1,47E-03
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	C12	8,75E-03	8,75E-04	2,63E-03	-	2,03E-04	1,25E-02
	C2	4,74E-04	4,74E-05	1,42E-04	3,35E-02	9,25E-06	3,42E-02
	C3	1,97E-04	1,97E-05	5,92E-05	1,27E-03	3,85E-06	1,55E-03
	C4	1,32E-04	1,32E-05	3,95E-05	9,29E-03	2,57E-06	9,48E-03
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	C11	1,04E-03	1,04E-04	3,13E-04	-	1,19E-05	1,47E-03
	C12	8,75E-03	8,75E-04	2,63E-03	-	2,03E-04	1,25E-02
	C2	4,74E-04	4,74E-05	1,42E-04	3,35E-02	9,25E-06	3,42E-02
	C3	1,97E-04	1,97E-05	5,92E-05	1,27E-03	3,85E-06	1,55E-03
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	C4	1,32E-04	1,32E-05	3,95E-05	9,29E-03	2,57E-06	9,48E-03

19Z2015-RD-AB1.2.TCH

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

Изм.	
Кол.уч	
Лист	
№ док	
Пош.	
Дата	

Оборудование	Сценарий	Риск прямых потерь, тыс. руб./год	Риск затрат на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии, тыс. руб./год	Риск косвенного ущерба, тыс. руб./год	Риск социально-экономических потерь, тыс. руб./год	Риск экологического ущерба, тыс. руб./год	Общий риск материального ущерба (в т.ч. экологического ущерба), тыс. руб./год
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	C11	1,99E-02	1,99E-03	5,98E-03	-	2,31E-04	2,81E-02
	C12	1,49E-01	1,49E-02	4,47E-02	-	3,45E-03	2,12E-01
	C2	9,07E-03	9,07E-04	2,72E-03	2,00E-01	1,80E-04	2,13E-01
	C3	3,78E-03	3,78E-04	1,13E-03	7,58E-03	7,49E-05	1,29E-02
	C4	2,52E-03	2,52E-04	7,55E-04	1,01E-01	5,00E-05	1,05E-01
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	C11	4,46E-02	4,46E-03	1,34E-02	-	2,70E-02	8,94E-02
	C12	2,52E-01	2,52E-02	7,56E-02	-	2,94E-01	6,47E-01
	C2	2,03E-02	2,03E-03	6,09E-03	3,35E-01	1,24E-02	3,76E-01
	C3	8,45E-03	8,45E-04	2,54E-03	1,27E-02	5,17E-03	2,97E-02
	C4	5,63E-03	5,63E-04	1,69E-03	1,69E-01	3,45E-03	1,80E-01

19Z2015-PD-AВ1.2.TCH

Лист	89
------	----

Диаграмма визуализации сценариев, приводящих к материальному (в т.ч. экологическому) ущербу, на объекте, приведена на рисунке ниже (Рисунок 7).

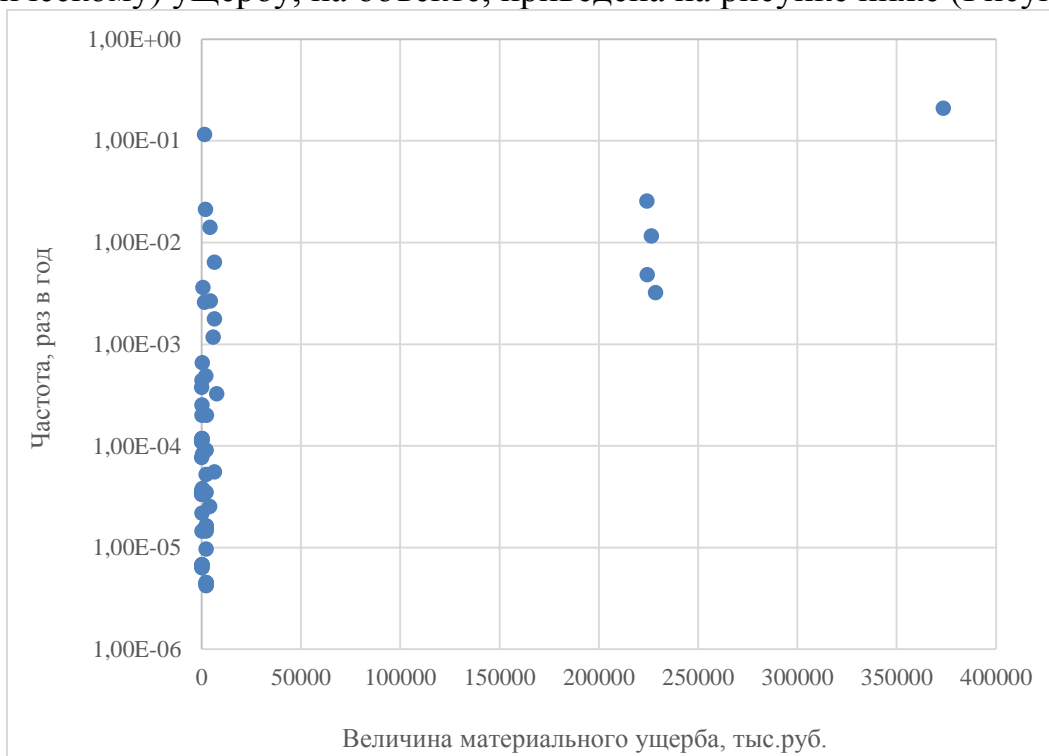


Рисунок 7 - Диаграмма визуализации сценариев, приводящих к материальному (в т.ч. экологическому) ущербу

Ниже приведена общая F/G диаграмма, характеризующая масштаб последствий при авариях на объекте (Рисунок 8).

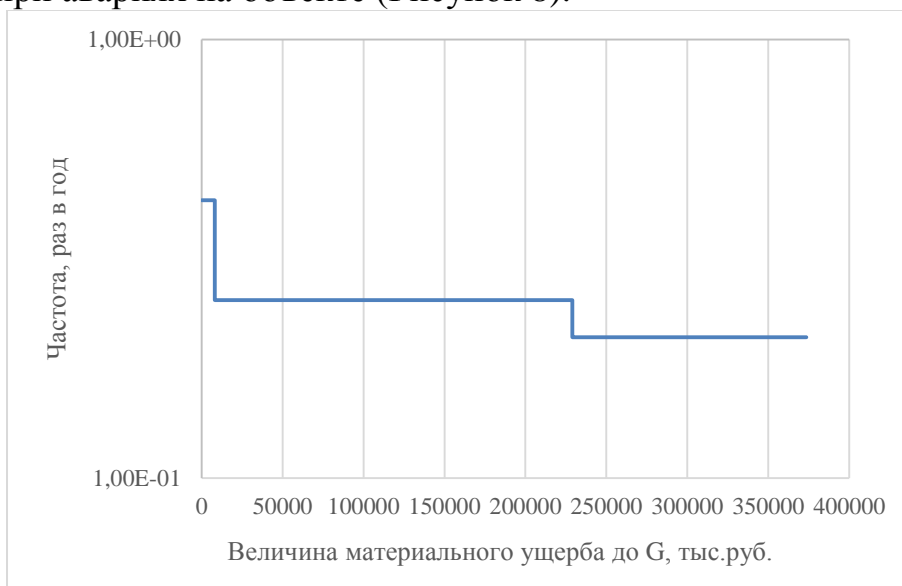


Рисунок 8 - Общая F/G диаграмма, характеризующая масштаб последствий при авариях

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

## 4 Выводы и предложения

### 4.1 Оценка уровня безопасности опасного производственного объекта

Проведенный анализ позволил проранжировать проектируемое оборудование по индивидуальному риску гибели, по экологическому риску и ожидаемому ущербу (в порядке уменьшения опасности).

Перечень проектируемого оборудования по индивидуальному риску гибели в порядке уменьшения опасности приведен в таблице (Таблица 4.1).

Таблица 4.1 - Перечень оборудования в порядке уменьшения индивидуального риска гибели

Оборудование	Индивидуальный риск гибели персонала, 1/год	Индивидуальный риск гибели третьих лиц, 1/год
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	1,07E-05	3,72E-07
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	7,13E-06	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	3,44E-06	1,87E-05
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	2,59E-06	1,20E-06
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	1,24E-06	-
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	8,97E-07	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	7,82E-07	-
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	1,15E-07	-
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	1,08E-07	-
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	5,06E-08	-
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	5,06E-08	-
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	3,41E-08	-
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	3,41E-08	-

Перечень проектируемого оборудования в порядке уменьшения опасности по экологическому риску приведен в таблице (Таблица 4.2).

Таблица 4.2 - Перечень оборудования в порядке уменьшения опасности по экологическому риску

Оборудование	Экологический риск, тыс.руб./год
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	8,79E+04
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	1,00E+02
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	2,09E+01
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	3,42E-01

Взам. инв. №	Подл. и дата	Инд. № подл.							Лист
			19z2015-PD-AB1.2.TCH						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				









- оснащение проектируемых объектов первичными средствами пожаротушения;
- заземление оборудования и трубопроводов;
- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ;
- обязательный контроль качества выполнения строительного-монтажных работ;
- предусмотренные проектной документацией арматура и трубопроводы имеют сертификаты соответствия.

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

Для снижения риска аварий на проектируемых объектах, в первую очередь необходимо строгое соблюдение норм и правил эксплуатации взрывопожароопасных объектов, с учетом климатической зоны расположения проектируемых объектов.

При выполнении всех решений, предусмотренных проектом, достигается уровень допустимой опасности, установленный Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности. Поддержание достигнутого уровня обеспечивается:

- проведением строительных работ согласно проектной документации;
- проведением профилактической и плановой работы по выявлению дефектов оборудования, отдельных узлов и деталей, их ремонта или замены;
- осуществлением контроля за общим комплексом мероприятий по повышению технологической дисциплины и увеличения ресурса работы оборудования, выполнением аварийно-ремонтных и восстановительных работ;
- проведением своевременного контроля трубопроводов и запорной арматуры, их техническое обслуживание и текущий ремонт;
- проведением систематического наблюдения за состоянием технологических сооружений, коррозионным состоянием металлических конструкций, осадкой фундаментов, состоянием кровли, их теплоизоляции и остекления; своевременным проведением ремонта перечисленных элементов;
- заключением договоров с производителями на сервисное обслуживание оборудования для обеспечения квалификационного его ремонта;
- проведением сертификации качества применяемого оборудования и материалов с использованием услуг независимых организаций;
- поддержанием в исправности и постоянной готовности средств пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения, средств автоматической сигнализации предельной загазованности;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH	Лист
							95

- обеспечением надлежащего хранения и ведения проектно-сметной и эксплуатационной документации и поддержанием нормативных запасов материально-технических ресурсов для ликвидации аварий;

- совершенствованием мероприятий по профессиональной и противоаварийной подготовке производственного персонала, их обучение способам защиты и действиям в аварийных ситуациях;

- усилением физической защиты объектов, организацией телевизионного наблюдения за территорией для исключения несанкционированного на них доступа.

Кроме того, организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, должна своими силами или с привлечением подрядных организаций переработать План ликвидации аварийных разливов нефти (согласно приказа МЧС от 28.12.2004 № 621 О введении в действие «Правил разработки и согласования планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации») с учетом проектируемых объектов.

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

Силы и средства предупреждения и ликвидации ЧС объектового звена Общества включают в себя:

##### **Силы и средства ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»**

В ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» создано аварийно-спасательное формирование, в состав которого входят 12 аварийно-спасательных групп, которое, в соответствии с выданным свидетельством от 03.09.2019, допущено к проведению поисково-спасательных работ. Общая численность НАСФ - 158 человек, в том числе 132 аттестованных спасателей.

- Цеха добычи нефти и газа ЦДНГ № 12:

а) нештатная аварийно-спасательная группа по ликвидации аварийных разливов нефти ЦДНГ № 12;

б) средства связи и передачи данных.

- Центральная база производственного обслуживания.

Тушение возможных пожаров на проектируемом объекте предусматривается территориальными подразделениями федеральной противопожарной службы: ПЧ-9, ПЧ-12 ОФПС-1 ГУ МЧС России по Пермскому краю.

Пожарные подразделения размещены в г. Березники на расстоянии 70 км от проектируемого объекта.

Для выполнения функций по тушению пожаров пожарная охрана оснащена пожарной техникой – 2 пожарных автомобиля повышенной проходимости.

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

- Государственное казенное учреждение «Аварийно-спасательное формирование Северо-Восточная противоботанная военизированная часть Министерства энергетики Российской Федерации» (далее ГУ АСФ СВПФВЧ), подразделением которого является Пермский военизированный отряд (далее ПВО), базирующийся в пос. Нагорный г. Кунгура – привлечение специалистов и оборудования для ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых нефтяных фонтанов.

Кроме того, для предупреждения и ликвидации ЧС могут привлекаться силы и средства подрядных организаций, осуществляющих сервисное обслуживание оборудования, на основании и в рамках, заключенных с ними договоров, с возмещением произведенных ими затратами по ликвидации ЧС.

**Силы и средства вышестоящих организаций ВИНК «ЛУКОЙЛ»**

Если масштабы ЧС таковы, что силами и средствами объектового звена Общества локализовать или ликвидировать ее невозможно, комиссия КЧС ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» обращается за помощью к КЧС ПАО «ЛУКОЙЛ», которые оказывают необходимую помощь.

При недостаточности привлеченных сил и средств для ликвидации ЧС, в установленном порядке привлекаются силы и средства Пермской краевой подсистемы РСЧС.

**4.5 Сведения о финансовых и материальных ресурсах для локализации и ликвидации последствий возможных аварий на проектируемом опасном производственном объекте**

Финансовые резервы для мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера обеспечиваются согласно приказа ОАО «ЛУКОЙЛ» от 13.07.1998 № 285 «О формировании финансовых и материальных резервов ОАО «ЛУКОЙЛ» для предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» договорами страхования имущественных и других интересов (таблица 4.4). Организация – страховщик: СПАО "Ингострах", ОАО "Росгосстрах". Адреса: 614990, г. Пермь, ул. Куйбышева, д. 10, 117997, г. Москва, ул. Пятницкая, д. 12, стр. 2.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH	Лист
							97

Таблица 4.4

Название договора	Номер договора	Дата договора	Страховщик	Страховые случаи (согласно условиями договора)	Дата вступления договора в силу	Страховая сумма (лимит ответственности) (руб.)	Размер франшизы (руб.), тип франшизы
Договор страхования имущества юридических лиц «от всех рисков»	№453-084311/18z2868	20.12.2018 г.	СПАО "Ингострах"	Гибель (утрата) и/или повреждение застрахованного имущества, наступившие в результате оказанного на него любого внезапного и непредвиденного воздействия	01.01.2019г	9634390921	31 500 000 (безусловная)
Договор обязательного страхования ГО владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на ОПО	№02-140-000134/18z2892	20.12.2018 г.	ОАО "Росгосстрах"	Нанесение ущерба жизни, здоровью, имуществу лиц	В зависимости от окончания срока действия предыдущего полиса	3180000000	нет

С целью обеспечения деятельности Общества при угрозе и возникновении ЧС в мирное и военное время 09.08.2018 Старшим Вице президентом по добыче нефти и газа ПАО «ЛУКОЙЛ» утвержден разработанный для Общества Перечень аварийного, страхового и резервного запасов в том числе:

- резервный запас материально технических ресурсов (МТР) для обеспечения устойчивой деятельности на сумму 394707,62 рублей, находящийся на объектах и базах Общества;

- аварийный запас МТР для ликвидации аварийных и чрезвычайных ситуаций, хранящийся в подразделениях Общества на сумму 18220618,43 рублей.

- страховой запас МТР для обеспечения устойчивой работы Общества при возникновении ЧС мирного и военного времени, хранящийся на базах на сумму 181793280,21 рублей.

Подтверждающими документами о наличии резерва финансовых ресурсов являются:

- комфортное письмо ПАО «ЛУКОЙЛ» от 21.10.2016 № СН-6386Л о готовности в оперативном порядке перевести денежные средства для ликвидации последствий аварий и ЧС;

- гарантийное письмо Пермского ПКБ филиала ПАО Банка «ФК Открытие» от 12.07.2016 № 36Ф-4/124151 о возможности кредитования Общества в размере 30 (тридцати) млн.рублей в случае возникновения ЧС.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH	Лист
							98

#### 4.6 Сведения о системе управления промышленной безопасностью

Система управления промышленной безопасностью и охраной труда при эксплуатации опасных производственных объектов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» разработана на основании Федерального Закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21 июля 1997 г. №116-ФЗ, а также нормативных документов ПАО «ЛУКОЙЛ».

В соответствии с требованиями действующих нормативных документов в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» организована система управления промышленной безопасностью и охраной труда, организованы соответствующие службы. Во исполнение требований СТО ЛУКОЙЛ 1.6.2-2016 «Распределение ответственности и полномочий» и с целью реализации принципов участия в обеспечении промышленной безопасности всех структурных подразделений и работников ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» приказом № а-935 от 30.12.2019 г. введено в действие «Положения о Системе управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Положение регламентирует распределение функциональных обязанностей и полномочий руководителей и структурных подразделений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в рамках проведения работы по промышленной безопасности, охране труда и окружающей среды.

В соответствии с требованиями действующих нормативных документов в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» организована система управления промышленной безопасностью и охраной труда, организованы соответствующие службы, в том числе Управление охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

В целях определения порядка организации и проведения производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (производственного контроля) приказом № а-591 от 28.09.2016 г. утверждено «Положение о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в соответствии «Типовым положением о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности в организациях Группы «ЛУКОЙЛ», утвержденного приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 30.06.2016 № 117.

Контрольные функции в целом в рамках обеспечения решения задач производственного контроля согласно Положению в структурных подразделениях Общества осуществляются Отделом корпоративного надзора Управления корпоративного надзора.

Функции по реализации задач обеспечения соблюдения требований промышленной безопасности в Обществе в рамках производственного контроля, осуществляются следующими структурными подразделениями:

- Управлением охраны труда, промышленной и экологической безопасности;
- Управлением механоэнергетического и метрологического обеспечения;
- Управлением технологии добычи нефти и газа;
- Управлением капитального строительства;
- Управлением персоналом.

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19z2015-PD-AB1.2.TCH							99
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Основным принципом осуществления производственного контроля является регулярное проведение проверок руководителями и специалистами разных уровней с последующим анализом выявляемых нарушений норм промышленной безопасности и принятием мер по их устранению.

Работники Отдела корпоративного надзора ежеквартально формируют отчет по результатам проверок, проведенных в рамках производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности в соответствии с требованиями стандарта СТО ЛУКОЙЛ 1.6.10-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Требования по сбору показателей и формирования отчетности», утвержденного приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 26.08.2019 № 149.

Предписание по итогам проверки, утвержденное Заместителем Генерального директора Общества по направлению деятельности подразделения, осуществлявшего проверку, направляется руководителю проверенного структурного подразделения для исполнения.

Контроль за выполнением предписаний осуществляется работниками подразделений, выдавших соответствующие предписания, путем анализа письменных уведомлений проверенного структурного подразделения Общества, подрядной организации о выполнении пунктов предписания, а также при проведении последующих проверок. Снятие с контроля выданного предписания производится после его полного выполнения, либо по решению руководителя Общества.

Система производственного контроля ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» соответствует требованиям Постановления Правительства РФ от 10.03.99 № 263 «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением промышленной безопасности на опасном производственном объекте».

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
									100
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH



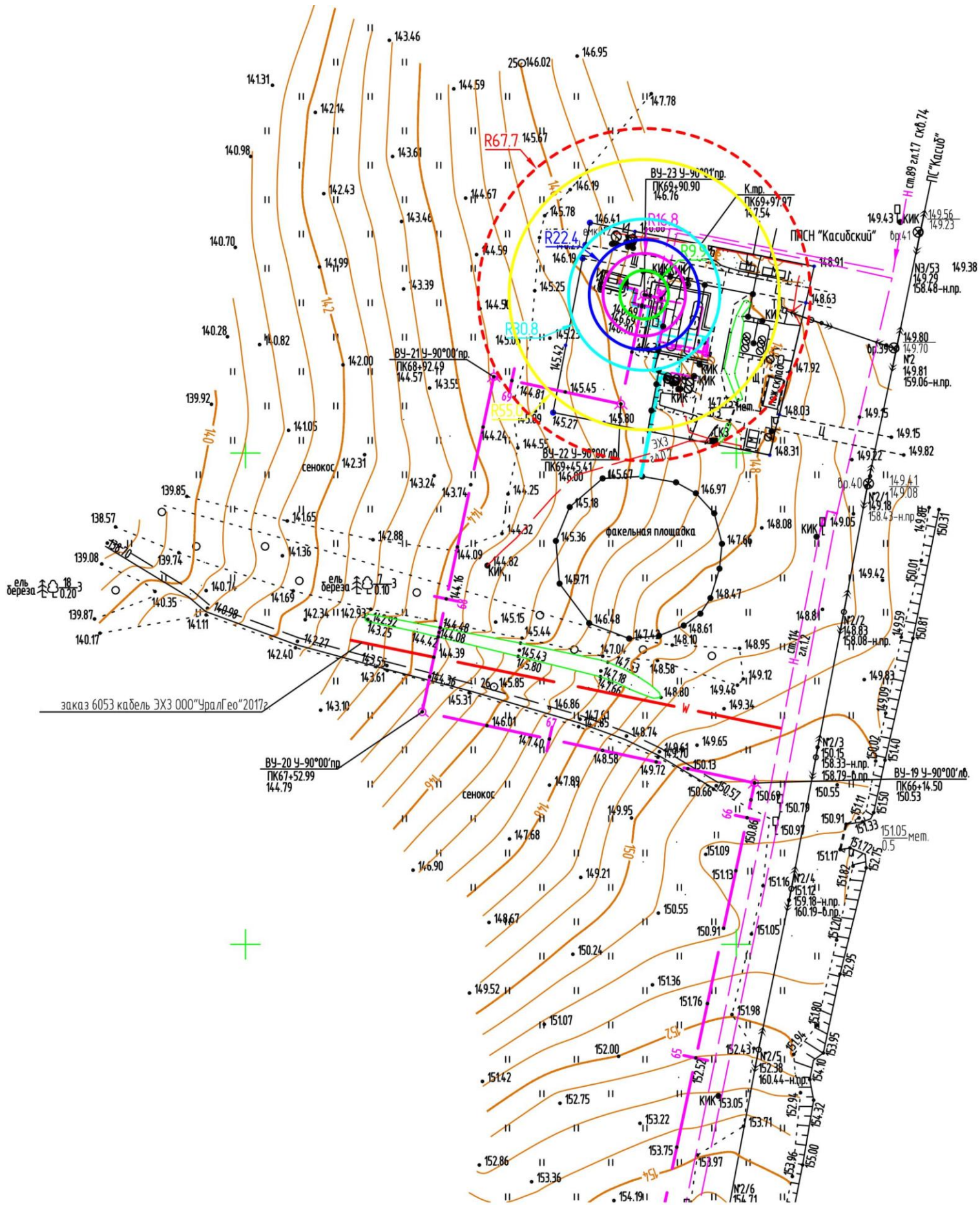
## 5 Графические материалы

В данной части приведены:

Рисунок 9 - Схема зон поражения тепловым излучением при аварии на проектируемом оборудовании

Рисунок 10 - Схема зон поражения избыточным давлением при аварии на проектируемом оборудовании

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
									101
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH			



M 1:2000

Сценарий: пожар разлива при аварии на нефтегазодоборном трубопроводе «Куст №111 – ППСН «Касибский» (камера приема – ДНС-0550)  
 Количество погибших (раненных) среди персонала, обслуживающего проектируемые объекты, – 1 (1) человек, среди работников сторонних организаций (ППСН «Касибский») – 1 (1) человек  
 Количество вещества, образующего поражающий фактор – 12,974 т  
 Сценарий: пожар-вспышка при аварии на нефтегазодоборном трубопроводе «Куст №111 – ППСН «Касибский» (камера приема – ДНС-0550)  
 Количество погибших (раненных) среди персонала, обслуживающего проектируемые объекты, – 1 (1) человек, среди работников сторонних организаций (ППСН «Касибский») – 2 (0) человек  
 Количество вещества, образующего поражающий фактор – 1364,4 кг

- Условные обозначения
- Зона разлива
  - Граница зоны с интенсивностью излучения 10,5 кВт/м<sup>2</sup> (непереносимая боль через 3–5 с. Ожог 1 степени через 6–8 с. Ожог 2 степени через 12–16 с.)
  - Граница зоны с интенсивностью излучения 7,0 кВт/м<sup>2</sup> (непереносимая боль через 20–30 с. Ожог 1 степени через 15–20 с. Ожог 2 степени через 30–40 с.)
  - Граница зоны с интенсивностью излучения 4,2 кВт/м<sup>2</sup> (безопасно для человека в брезентовой одежде)
  - Граница зоны с интенсивностью излучения 1,4 кВт/м<sup>2</sup> (без негативных последствий в течение неограниченного времени)
  - Радиус воздействия высокотемпературных продуктов сгорания паровоздушного облака при пожаре-вспышке

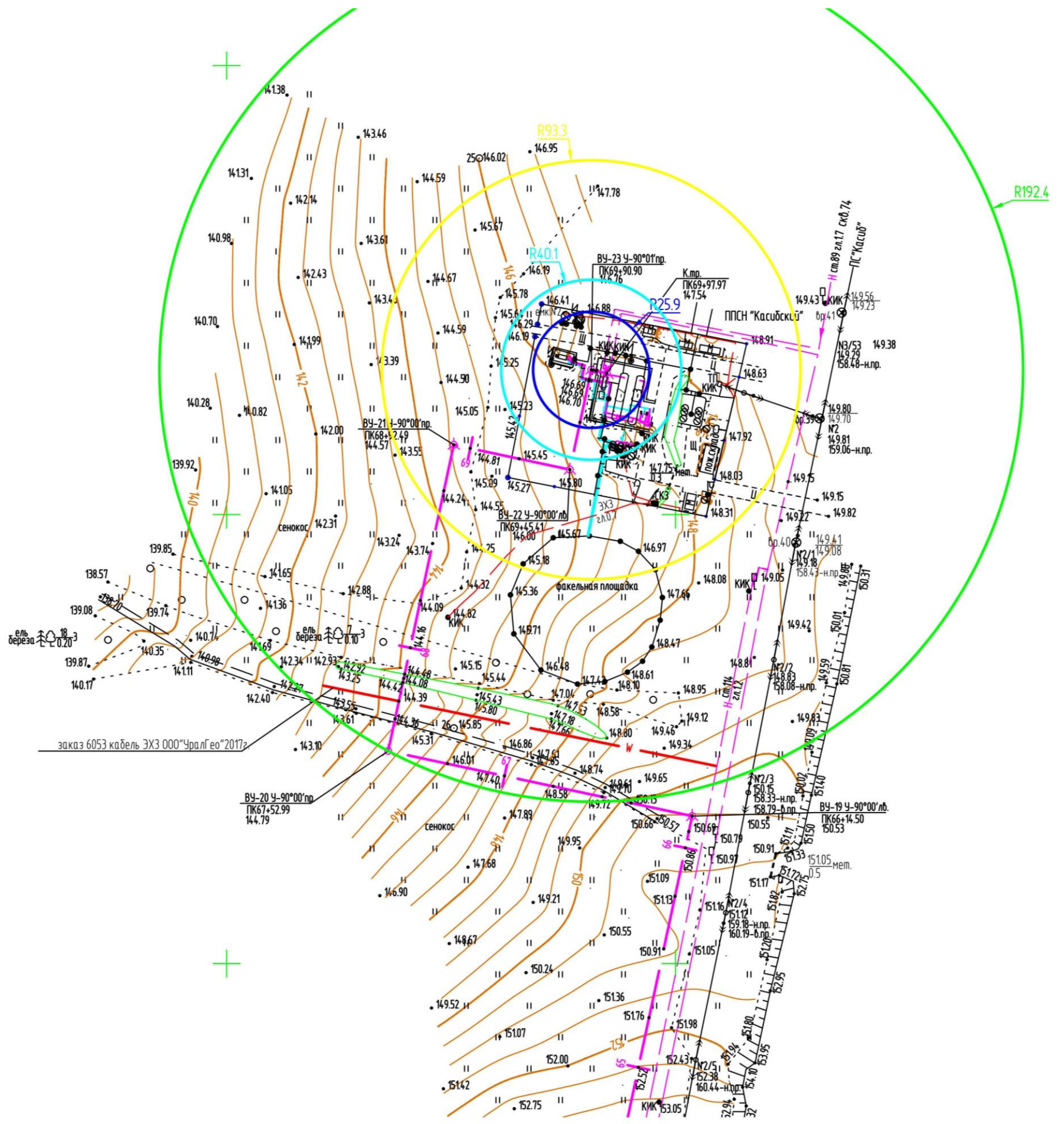
Рисунок 9 - Схема зон поражения тепловым излучением при аварии на проектируемом оборудовании

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

19z2015-PD-AB1.2.TCH





M 1:2000

Сценарий: взрыв ТВС при аварии на нефтегазосборном трубопроводе «Куст №111 – ППСН «Касибский» (камера приема – ДНС-0550)  
 Количество погибших (раненных) среди персонала, обслуживающего проектируемые объекты, – 0 (1) человек, среди работников сторонних организаций (ППСН «Касибский») – 0 (2) человек  
 Количество вещества, образующего поражающий фактор – 136,4 кг

Условные обозначения

- Граница зоны с избыточным давлением 5,9 кПа (возможны травмы, связанные с разрушением стекол и повреждением стен зданий)
- Граница зоны с избыточным давлением 12 кПа (разрушение перегородок и кровли деревянных каркасных зданий).
- Граница зоны с избыточным давлением 16 кПа (травмы – временная потеря слуха или травмы в результате вторичных эффектов ЧВ).
- Граница зоны с избыточным давлением 28 кПа (разрушение перекрытий промышленных кирпичных зданий)

Рисунок 10 - Схема зон поражения избыточным давлением при аварии на проектируемом оборудовании

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

19z2015-PD-AB1.2.TCH

## 6 Список литературы

1. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144 "Об утверждении Руководства по безопасности "Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах".
2. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
3. ГОСТ Р 12.3.047-2012. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
4. ГН 2.2.5.3532-18 ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
5. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах. Руководящий документ ОАО АК «Транснефть». – М. НТЦ «Промышленная безопасность», 2000.
6. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
7. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 года № 101.
8. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ О промышленной безопасности опасных производственных объектов.
9. Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ Технический регламент о безопасности зданий и сооружений.
10. РД 03-14-2005 Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в нее сведений.
11. Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ Об охране окружающей среды.
12. Постановление Правительства РФ от 03.03.2017 № 255 «Об исчислении и взимании платы за негативное воздействие на окружающую среду».
13. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утверждена Минтопэнерго РФ 01.11.95).
14. РД 03-496-02 Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах. Постановление Госгортехнадзора России от 29.10.2002 № 63.
15. Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов (согласована Минприроды РФ 09.08.96).
16. Приказ Минприроды России от 8 июля 2010 г. № 238 «Об утверждении Методики исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту охраны окружающей среды».
17. Методика исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства, утв. приказом Минприроды России от 13 апреля 2009 года № 87.
18. О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах. Постановление Правительства РФ № 913 от 13.09.2016 г.

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19z2015-PD-AB1.2.TCH							104
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

19. Основные требования к разработке планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, утверждены Постановлением Правительства РФ от 21.08.2000 № 613.

20. Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, утв. приказом МЧС России № 404 от 10 июля 2009 г.

21. Приказ МЧС от 28.12.2004 № 621 О введение в действие «Правил разработки и согласования планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации»

22. 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.

23. 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.

24. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.9.1-2019 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Требования к составу и содержанию обосновывающих материалов.

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.2.TCH			105



Приложение А  
Выписка из протокола аттестации от 24.12.2018 г. (НИУ ВШЭ ГАСИС)

**НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ  
«ВЫСШАЯ ШКОЛА ЭКОНОМИКИ»  
Институт Дополнительного профессионального образования ГАСИС**

**ВЫПИСКА  
ИЗ ПРОТОКОЛА АТТЕСТАЦИИ**

Поток №: 355-ДО

«24» декабря 2018 г.

Категория: руководители и специалисты проектных и строительных организаций.

Программа: «Разработка в составе проектной документации мероприятий ГО ЧС, деклараций безопасности ОПО и ГТС, антитеррористических мероприятий и мероприятий по безопасной эксплуатации объектов строительства: новые требования» (дополнительная профессиональная программа повышения квалификации на базе высшего образования)

Цель обучения: изучение новых требований нормативных правовых актов, обновление теоретических и практических знаний специалистов в области комплексной безопасности объектов строительства.

Срок обучения: с 04 декабря 2018 г. по 24 декабря 2018 г. (72 часа)

Председатель комиссии: директор центра строительного производства и комплексной безопасности объектов строительства, к.т.н. А.Д. Григорьева

Члены комиссии: заместитель директора центра строительного производства и комплексной безопасности объектов строительства, к.т.н. И.В. Сосунов; заместитель директора центра строительного производства и комплексной безопасности объектов строительства М.Ю. Прошляков.

**Результаты аттестации (экзамен):**

№ п/п	Ф.И.О. слушателей	Наименование организации	Результат аттестации	Номер и дата удостоверения
1.	Мурсалимова Альбина Ибрагимовна	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г. Перми	аттестована	4.22-04-03/0117 от 24.12.2018 г.
2.	Шерстнева Евгения Вячеславовна	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г. Перми	аттестована	4.22-04-03/0118 от 24.12.2018 г.


Председатель комиссии:

Директор центра строительного производства  
и комплексной безопасности объектов строительства,  
к.т.н.

 / А.Д. Григорьева /

члены комиссии:

к.т.н.

 /И.В. Сосунов /

 /М.Ю. Прошляков/

**ВЕРНО**

Заместитель директора  
по ДПО НИУ ВШЭ

  
Т.А. Иванчик  
« 21 » 12 2018 г.



1

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z2015-PD-AB1.2.TCH

Лист

106

**Приложение Б**  
**Протокол №383-19/7 от 22.03.2019г.**  
**Аттестационная комиссия ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг"**  
**по аттестации руководителей и специалистов,**  
**предаттестационная подготовка проводилась на базе**  
**Ассоциации профессионального образования «Некоммерческое партнерство Пермь-нефть»**

**ПРОТОКОЛ № 383-19/7 от 22 марта 2019 г.**

Аттестационная комиссия в составе:

Председатель комиссии:

Члены комиссии:

Киселев Д.Л. - Заместитель директора филиала по общим вопросам

1. Югов А.А. - Заместитель директора филиала по проектированию

2. Окроелидзе Г.В. - Заместитель директора филиала по научной работе в области строительства скважин

3. Сидоров Д.А. - Начальник Управления сбора, подготовки транспортировки нефти и защиты от коррозии

провела проверку знаний по промышленной безопасности руководителей и специалистов предприятия:  
**ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг"**

в объеме соответствующем должностным обязанностям.

№	Фамилия, Имя, Отчество	Должность	Причина проверки знаний (первичная, периодическая, внеочередная)	Отметка о сдаче			
				А	Б	Г	Д
1	Кельберг Кристина Эрнстовна	Главный специалист	Очередная	сдано А.1.	сдано Б.2.3.	----	----
2	Копысов Алексей Викторович	Главный инженер проекта	Очередная	сдано А.1.	сдано Б.2.3.	----	----
3	Перина Наталья Сергеевна	Начальник отдела	Очередная	сдано А.1.	сдано Б.2.3.	----	----
4	Малков Юрий Владимирович	Главный специалист по камеральным работам	Очередная	сдано А.1.	сдано Б.2.3.	----	----
5	Пьянков Дмитрий Анатольевич	Главный специалист по геодезии	Очередная	сдано А.1.	сдано Б.2.3.	----	----
6	Константинова Светлана Викторовна	Начальник отдела	Очередная	сдано А.1.	сдано Б.2.3.	----	----
7	Кондратьев Евгений Михайлович	Главный специалист	Очередная	сдано А.1.	сдано Б.2.3.	----	----
8	Полежаев Иван Викторович	Главный специалист	Очередная	сдано А.1.	сдано Б.2.3.	----	----
9	Тимуршина Лариса Олеговна	Ведущий инженер	Очередная	сдано А.1.	сдано Б.2.3.	----	----
10	Тиунова Екатерина Вячеславовна	Инженер 1 категории	Очередная	сдано А.1.	сдано Б.2.3.	----	----
11	Чудинова Елена Геннадьевна	Ведущий инженер	Очередная	сдано А.1.	сдано Б.2.3.	----	----
12	Губин Юрий Петрович	Инженер 2 категории	Очередная	сдано А.1.	сдано Б.2.3.	----	----
13	Коротаева Наталья Евгеньевна	Главный специалист	Очередная	сдано А.1.	сдано Б.2.3.	----	----
14	Марфицин Станислав Александрович	Главный специалист	Очередная	сдано А.1.	сдано Б.2.3.	----	----
15	Рожкова Алла Владимировна	Ведущий инженер	Очередная	сдано А.1.	сдано Б.2.3.	----	----
16	Смирнова Наталья Николаевна	Главный специалист	Очередная	сдано А.1.	сдано Б.2.3.	----	----
17	Худорожкова Светлана Викторовна	Инженер 1 категории	Очередная	сдано А.1.	сдано Б.2.3.	----	----
18	Березин Виктор Васильевич	Начальник отдела	Очередная	сдано А.1.	сдано Б.2.3.	----	----
19	Гайфулин Фарит Фатыхович	Главный специалист	Очередная	сдано А.1.	сдано Б.2.3.	----	----
20	Казазаева Анастасия Борисовна	Главный специалист	Очередная	сдано А.1.	сдано Б.2.3.	----	----
21	Шерстнева Евгения Вячеславовна	Главный специалист	Очередная	сдано А.1.	сдано Б.2.3.	----	----

Председатель комиссии:

\_\_\_\_\_/Киселев Д.Л./

\_\_\_\_\_/Югов А.А./

\_\_\_\_\_/Окроелидзе Г.В./

\_\_\_\_\_/Сидоров Д.А./



Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z2015-PD-AB1.2.TCH

Лист

107

## Приложение В

Декларация промышленной безопасности опасного производственного объекта  
«Система промысловых трубопроводов месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №						19z2015-PD-AB1.2.TCH	Лист
									108
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.		Дата



## Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата