

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**

**19z2015-PD-АБ1**

**Том 10(1).1**

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

19z2015-PD-АБ1

Том 10(1).1

Заместитель директора  
филиала по проектированию

А.А. Югов

Главный инженер проекта

К.Э. Кельберг

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2020

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

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

Согласовано

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

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

Подл. и дата

Инв. № подл.

19z2015-PD-AB1.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
3.1.1.1 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	

Взам. инв. №	Подл. и дата	Инв. № подл.							Лист
			19z2015-PD-AB1.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

## Данные об организации-разработчике

Настоящий раздел разработан специалистами филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

Право на разработку специальных разделов подтверждено:

- выписка из реестра членов саморегулирующейся организации № 121 от 05.04.2020г.;

- свидетельство о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства № П-113-147-7707717910-2012.3, выданное Саморегулируемой организацией, основанной на членстве лиц, осуществляющих подготовку проектной документации НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО САМОРЕГУЛИРУЕМАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ «Объединение проектировщиков объектов топливно-энергетического комплекса «Нефтегазпроект-Альянс». Начало действия с 16 апреля 2012 г. Свидетельство выдано без ограничения срока и территории его действия.

Почтовый адрес разработчика: Россия, 614066, г. Пермь, ул. Сов. Армии, 29.

Телефон: (342) 233-67-08, 233-67-01.

Канцелярия: (342) телефон 233-67-25, т/ф 233-67-26, 233-67-27, факс 233-67-28.

Исполнители проекта (филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми):

К.Э. Кельберг                      Главный инженер проекта

Отдел проектирования экологической и промышленной безопасности:

В.В. Березин                      Начальник отдела

Е.В. Шерстнева                  Главный специалист

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19z2015-PD-AB1.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			4	



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.							
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-АБ1.ТСН	Лист
							5



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	-	-	-	-	-
<b>«Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-12» (проект.)</b>									
нефть	98,343	-	-	98,343	-	-	-	-	-

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.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-3» 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. №	Подп. и дата	Инд. № подл.							Лист
									8
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.TCH			

## 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-АБ1.ТСН	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-

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

										Лист
										10
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.TCH				

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. №

Подл. 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-АБ1.ТСН



### 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.

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

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.

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

№№ 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»	«-ППСН»	ст.89	146,69	147,99-в.тр.	
7	7	69	97,97	89	нефтепровод	на площадке «Касибский»	«-ППСН»	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 пересечения ем. 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-АБ1.ТСН	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 Соликамско-го 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 Соликамско-го городского округа

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

## 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
<b>Нефть</b>		
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 полинафтеновые 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 – Т3	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. №

Подл. 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	<p>Основные компоненты – С<sub>1</sub> – С<sub>3</sub></p> <p>Метан / этан / пропан</p> <p>-161,6 / -88,6 / -42,06</p>	<p>Пожарная опасность веществ и материалов, применяемых в химической промышленности: справочник / под общ. ред. К.т.н. И.В.Рябова, М.: Химия, 1970</p> <p>ГОСТ 30852.19-2002</p>
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
-----	--------	------	-------	-------	------

19z2015-PD-АБ1.ТСН

Лист

21

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 пластикам
		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
-----	--------	------	-------	-------	------

19z2015-PD-АБ1.ТСН

Лист

22

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
-----	--------	------	-------	-------	------

№ 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 аппаратном 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 БЭСЖ-2М
4	Выкидные трубопроводы	м	60,5	Ø89х5 мм, ГОСТ 8732-78 из ста-

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

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

19z2015-PD-АБ1.ТСН

Лист

24

№ 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

№ 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 3,0х3,0
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. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

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

19z2015-PD-АБ1.ТСН

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-АБ1.ТСН	27
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).

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-АБ1.ТСН	Лист	32
								32
								32
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-АБ1.ТСН	Лист	32
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-АБ1.ТСН	Лист	32
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-АБ1.ТСН	Лист	32

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;

Взам. инв. №					
	Подп. и дата				
Инв. № подл.					
	Изм Кол.уч Лист № док Подп. Дата				
19z2015-PD-АБ1.ТСН					Лист
					33



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.	

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-АБ1.ТСН	Лист
							35

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 промышленных 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 промышленных трубопроводов,
- 0,50м - для кабелей.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-АБ1.ТСН	Лист
							36





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;

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



- 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.	

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-АБ1.ТСН	Лист
							40



### 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	A	A	A	C
Вероятное событие	1 – 10 <sup>-2</sup>	A	A	B	C
Возможное событие	10 <sup>-2</sup> - 10 <sup>-4</sup>	A	B	B	C
Редкое событие	10 <sup>-4</sup> - 10 <sup>-6</sup>	A	B	C	D
Практически невероятное событие	< 10 <sup>-6</sup>	B	C	C	D

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:

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

B - риск ниже допустимого при принятии дополнительных мер безопасности;

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

D - 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. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

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.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-АБ1.ТСН	Лист
							43









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 разлиии 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.TCH	Лист
							47





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-АБ1.ТСН

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-АБ1.ТСН

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
-----	--------	------	-------	-------	------

19z2015-PD-АБ1.ТСН

Лист

52





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 (принимаяем 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	

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 загрязне-ния, 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

19/2015-РД-АВ1.ТСН

### 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

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.TCH	Лист
							56

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. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

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

19z2015-PD-АБ1.ТСН

Лист

57

Оборудование	Сценарий	Радиус разли-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>
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	C2	9,9	310,0	55,0	30,8	22,4	16,8	10,2	-
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	C2	2,4	18,3	27,3	15,5	11,7	9,1	5,8	2,9
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	C2	2,4	18,6	27,8	15,8	11,9	9,3	5,9	3,0
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	C2	2,4	18,6	27,8	15,8	11,9	9,3	5,9	3,0
Нефтегазосборный 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
Нефтегазосборный 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.	

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-АБ1.ТСН	Лист
							58

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	Изм. № подл.						Лист
					19z2015-PD-AB1.TCH		59	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			





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

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

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

- 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

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-АБ1.ТСН	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)	C4	2	0	1**	1**
	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	0	0
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	C3	0	1	0	0
	C4	1	1	0	0
	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	C2	1	1	0	0
	C3	0	1	0	0
	C4	1	1	1*	1*
	C11	0	0	0	0
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	1**	1**
	C3	0	1	0	2**
	C4	1	1	2**	0
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"	C4	1	1	0	0
	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	0	0
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	C3	0	1	0	0
	C4	1	1	0	0
	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	C2	1	1	0	0
	C3	0	1	0	0
	C4	2	0	0	0
	C11	0	0	0	0
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2)	C12	0	0	0	0

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата



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.

Взам. инв. №	Подл. и дата	Инд. № подл.					Лист
			19z2015-PD-AB1.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.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

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

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
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	C11	0,00	1,16	0,00
	C12	0,00	5,25	0,00
	C2	0,00	1,98	0,00
	C3	0,00	1,98	0,00
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	C11	79,32	1,29	0,00
	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

### 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-АБ1.ТСН	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.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19z2015-PD-АБ1.ТСН						
			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

19/2015-РД-АБ1.ТСН

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

Изм.	
Кол.уч	
Лист	
№ док	
Пош.	
Дата	

19Z2015-РД-АБ1.ТСН	
71	Лист

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

19/2015-РД-АБ1.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-

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



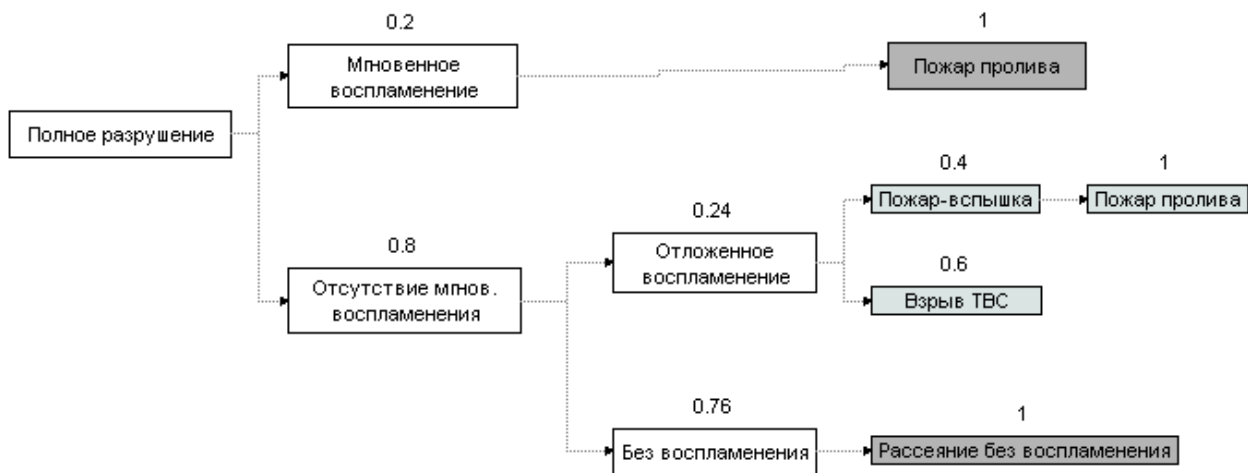


Рисунок 1 - Дерево событий при полной разгерметизации для трубопроводов

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. №  
Подл. и дата  
Инв. № подл.

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

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
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера 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
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (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
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (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
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (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 трубопровод "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-АБ1.ТСН

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. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z2015-PD-АБ1.ТСН

Лист

77

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-

Взам. инв. №					
Подл. и дата					
Инв. № подл.					
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
19z2015-PD-АБ1.ТСН					Лист
					78

ни). 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. Для этого нужно определить число пораженных при каждом сценарии от каждого источника опасности и затем определить зависимость частоты событий (F), в которых пострадало на том или ином уровне число людей, больше определенного (N), от этого определенного числа людей (социальный риск).

Социальный риск характеризует масштаб возможных аварий и определяется функцией, у которой есть установившееся название F/N- кривая. В зависимости от задач анализа под N можно понимать и общее число пострадавших, и число смертельно травмированных или другой показатель тяжести последствий. Соответственно, критерий приемлемой степени риска будет определяться уже не числом для отдельного события, а кривой, построенной для различных сценариев аварии. В настоящее время общераспространенным подходом для определения приемлемости риска является использование двух кривых, когда в логарифмических координатах определены F/N-кривые приемлемого и неприемлемого социального риска смертельного травмирования. Область между этими кривыми определяет промежуточную степень риска, вопрос о снижении которой следует решать с учетом специфики производства и местных условий путем согласования с органами надзора и местного самоуправления.

Другой количественный интегральной мерой опасности является коллективный риск (Potential Loss of Life - PLL), определяющий масштаб ожидаемых последствий для людей от потенциальных аварий. Фактически коллективный риск определяет ожидаемое количество смертельно травмированных в результате аварий на рассматриваемой территории за определенный период времени.

Индивидуальный риск оценивается частотой поражения определенного человека (группы людей) в результате аварии в течение года. Величину индивидуального риска  $R_{инд}^i$  год<sup>-1</sup> для i-го индивида определяется по формуле:

$$R_{инд}^i = \sum_{k=1}^G q_{ki} \cdot R_{пот}(x,y)$$

где  $q_{ki}$  – вероятность присутствия i-го индивида в k-ой области территории с учетом продолжительности действия поражающего фактора;

G-число областей, на которые условно можно разбить территорию, при условии, что величину потенциального риска на всей площади каждой из такой областей можно считать одинаковой.

Вероятность  $q_{ki}$  определяется исходя из доли времени нахождения человека в определенной области территории.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-АБ1.ТСН	Лист
							79

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.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								19z2015-PD-АБ1.ТСН
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

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-PD-AB1.TCH

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

Изм.	
Кол.уч	
Лист	
№ док	
Пош.	
Дата	
19/2015-РД-АБ1.ТСН	
82	Лист

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	
19/2015-РД-АБ1.ТСН	
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)	С3	-	1,21E-05	-	-	-	6,03E-06	-	-
	С4	1,42E-06	-	-	-	7,10E-07	-	-	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	С11	-	-	-	-	-	-	-	-
	С12	-	-	-	-	-	-	-	-
	С2	2,23E-07	1,76E-06	-	-	1,11E-07	8,80E-07	-	-
	С3	-	1,42E-06	-	-	-	7,09E-07	-	-
	С4	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).

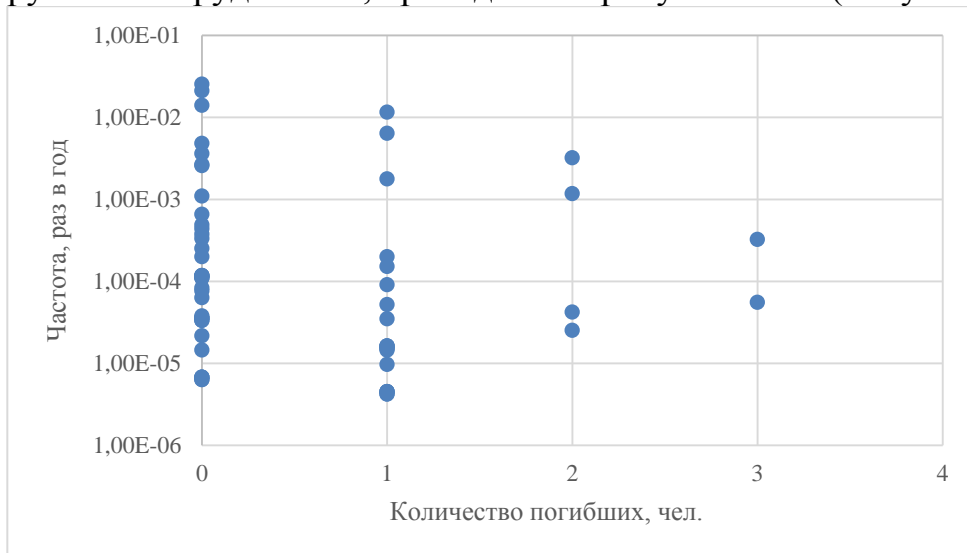


Рисунок 2 – Визуализация сценариев аварий, приводящих к гуманитарному ущербу от аварий на проектируемом оборудовании

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

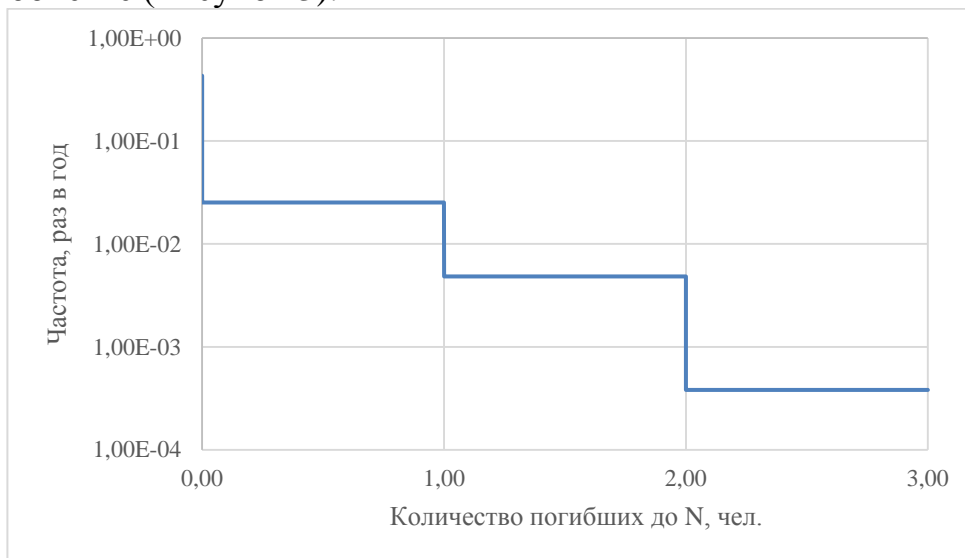


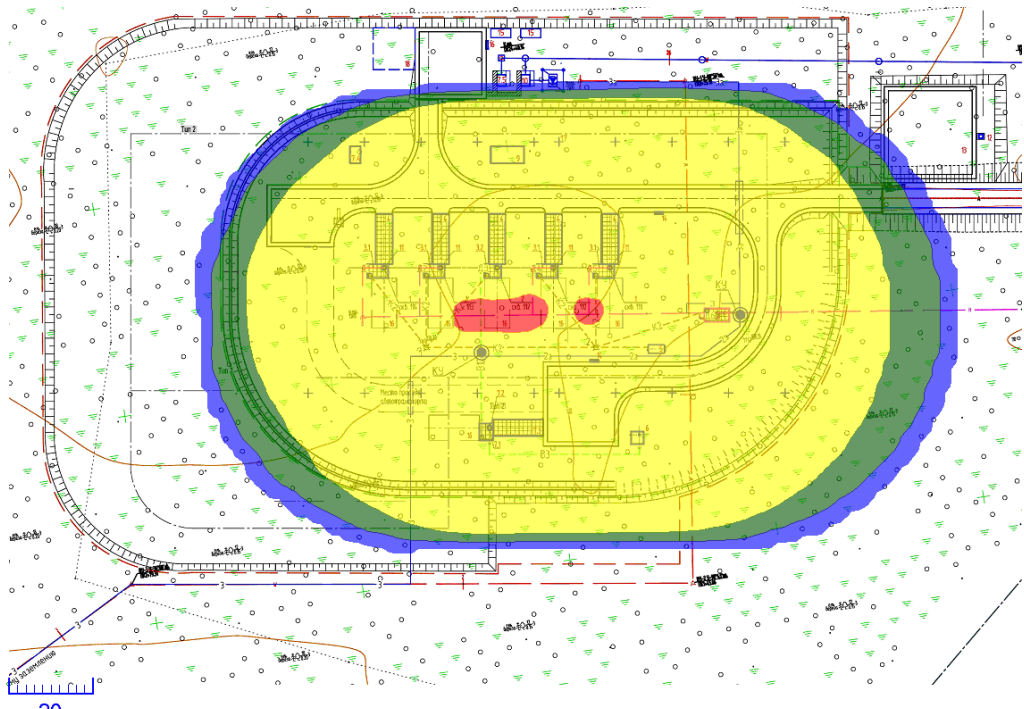
Рисунок 3 – F/N диаграмма, характеризующая социальный риск от аварий на проектируемом оборудовании

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

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

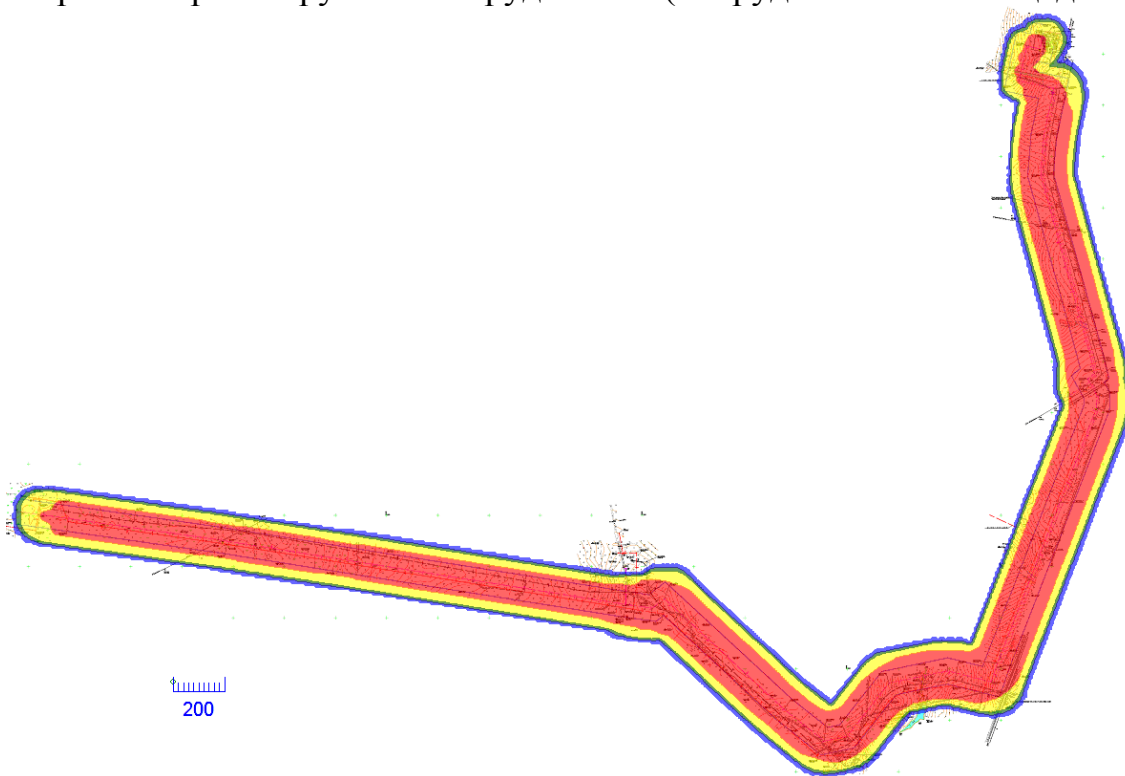
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата





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. №	
Подл. и дата	
Инв. № подл.	

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

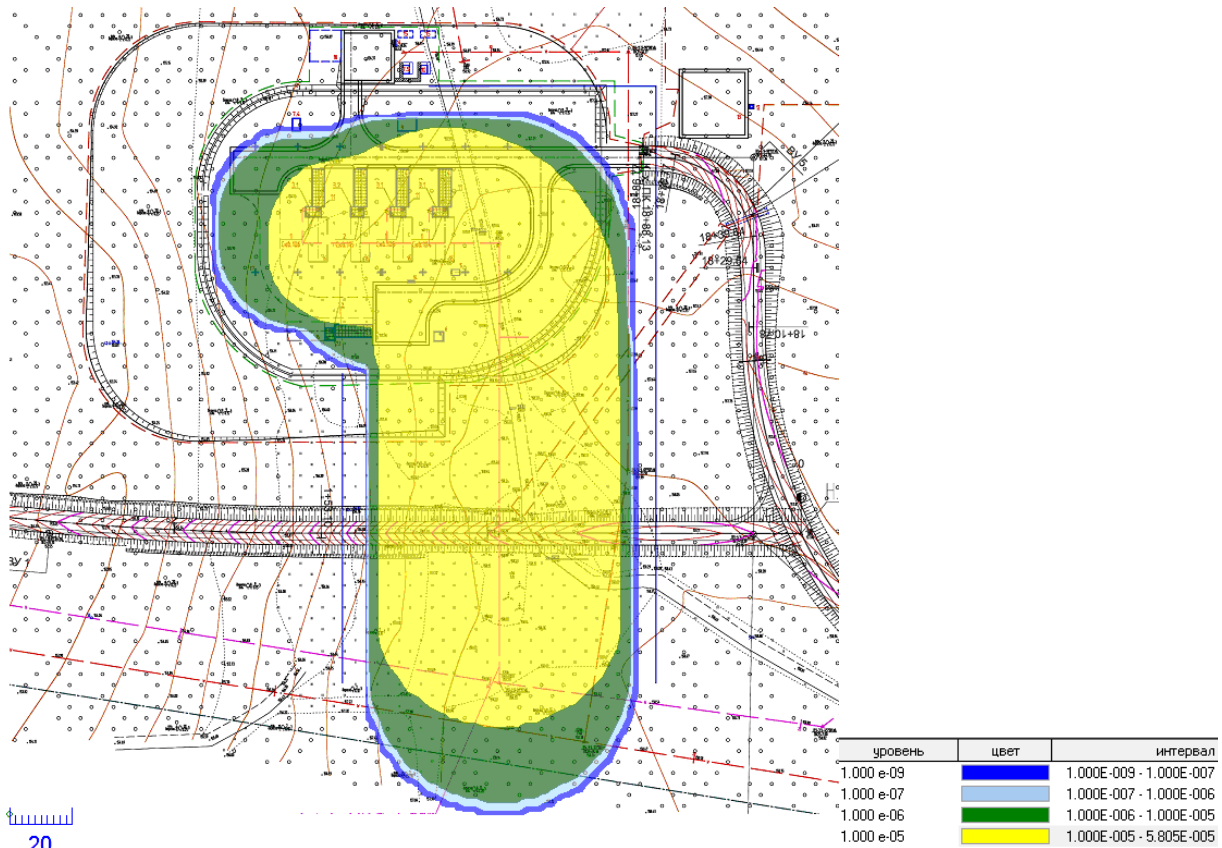


Рисунок 6 – Распределение потенциального (территориального) риска гибели при аварии на проектируемом оборудовании (оборудование на площадке куста №104)

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).

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-АБ1.ТСН	
						86	

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
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	C4	3,81E-04	3,81E-05	1,14E-04	2,13E-02	7,68E-06	2,19E-02
	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
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	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
	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
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	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
	C11	1,63E-03	1,63E-04	4,89E-04	-	2,65E-05	2,31E-03
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	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	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
Нефтегазосборный	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

19/2015-РД-АБ1.ТСН

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)	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
	C3	3,89E-01	3,89E-02	1,17E-01	2,93E-01	1,82E-01	1,02
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	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
	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
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	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"	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
	C4	1,32E-04	1,32E-05	3,95E-05	9,29E-03	2,57E-06	9,48E-03

19Z2015-РД-АЫ1.ТСН

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

Изм.	
Кол.уч	
Лист	
№ док	
Пош.	
Дата	
19Z2015-РД-АЫ1.ТСН	
Лист	89

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)	С11	1,99E-02	1,99E-03	5,98E-03	-	2,31E-04	2,81E-02
	С12	1,49E-01	1,49E-02	4,47E-02	-	3,45E-03	2,12E-01
	С2	9,07E-03	9,07E-04	2,72E-03	2,00E-01	1,80E-04	2,13E-01
	С3	3,78E-03	3,78E-04	1,13E-03	7,58E-03	7,49E-05	1,29E-02
	С4	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)	С11	4,46E-02	4,46E-03	1,34E-02	-	2,70E-02	8,94E-02
	С12	2,52E-01	2,52E-02	7,56E-02	-	2,94E-01	6,47E-01
	С2	2,03E-02	2,03E-03	6,09E-03	3,35E-01	1,24E-02	3,76E-01
	С3	8,45E-03	8,45E-04	2,54E-03	1,27E-02	5,17E-03	2,97E-02
	С4	5,63E-03	5,63E-04	1,69E-03	1,69E-01	3,45E-03	1,80E-01

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

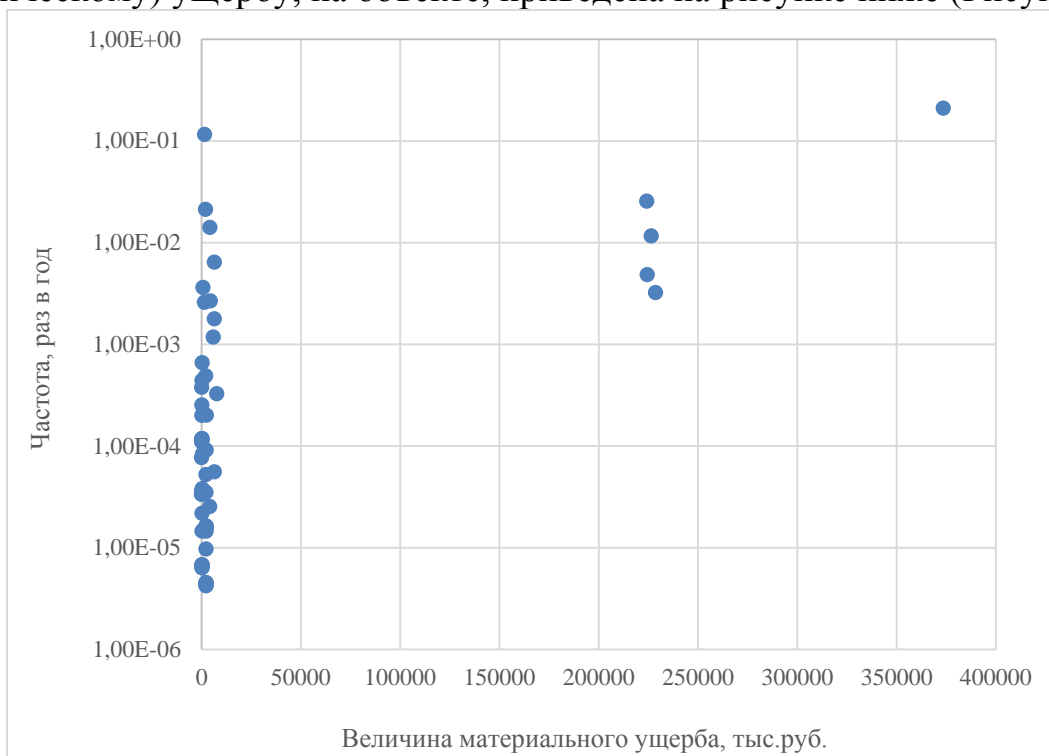


Рисунок 7 - Диаграмма визуализации сценариев, приводящих к материальному (в т.ч. экологическому) ущербу

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	
Инв. № подл.	

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-АБ1.ТСН	Лист
							91

Оборудование	Экологический риск, тыс.руб./год
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	4,81E-02
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	3,99E-03
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	6,77E-04
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	6,64E-04
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	5,27E-04
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	5,27E-04
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	3,07E-04
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	2,31E-04
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	2,31E-04

Перечень проектируемого оборудования в порядке уменьшения опасности по риску ожидаемых материальных потерь (с учетом экологических) приведен в таблице (Таблица 4.3).

Таблица 4.3 - Перечень оборудования в порядке уменьшения опасности по риску ожидаемых материальных потерь

Оборудование	Материальный риск, тыс.руб./год
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	8,85E+04
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	3,07E+02
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	5,73E+01
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	3,76
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	1,32
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	5,71E-01
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	2,06E-01
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	1,44E-01
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	7,94E-02
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	7,94E-02
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	6,62E-02
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	5,91E-02
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	5,91E-02

В соответствии с Постановлением Правительства РФ «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.05.2007 г. № 304 (с изм. 20.12.2019), на проектируемых объектах возможно возникновение чрезвычайных ситуаций:

- по критерию границы зон распространения поражающих факторов возможно возникновение локальных, муниципальных (зона чрезвычайной ситуации не выходит за пределы территории одного муниципального образования), между-

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-АБ1.ТСН	Лист
							92



ниципальных (зона чрезвычайной ситуации затрагивает территорию двух и более муниципальных районов) чрезвычайных ситуаций,

- по критерию «гуманитарный ущерб» возможно возникновение локальных ЧС (пострадало не более 10 человек),

- по критерию «материальный ущерб» возможно возникновение локальных (размер материального ущерба составляет не более 240 тыс. рублей), муниципальных, межмуниципальных ЧС (материальный ущерб свыше 240 тыс. руб., но не более 12 млн. руб.), ЧС регионального характера и межрегионального (размер материального ущерба составляет свыше 12 млн. рублей, но не более 1,2 млрд. рублей).

В соответствии с приложением 6 к Руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утв. Приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 N 144 по критерию «Возможное число погибших при наиболее опасном по последствиям сценарии аварии» проектируемые объекты находятся в зоне малого риска аварии.

В соответствии с приложением 6 к Руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утв. Приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 N 144 по критерию «Возможный материальный ущерб при опасном по последствиям сценарии аварии» проектируемые объекты находятся в зоне высокого риска аварии.

Фоновый риск гибели для объектов нефтедобычи по данным Ростехнадзора за 2018 год составляет  $8,2E-05$ .

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).

В соответствии с приложением 6 к Руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утв. Приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 N 144 по критерию «Кратность превышения индивидуального риска гибели персонала от аварий по сравнению среднеотраслевым уровнем» проектируемые объекты находятся в зоне среднего риска аварии.

В статье 93 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» указывается, что величина индивидуального пожарного риска на территории производственных объектов не должна превышать одну миллионную в год. Для производственных объектов, на которых обеспечение величины индивидуального пожарного риска одной миллионной в год невозможно в связи со спецификой функционирования технологических процессов, допускается увеличение индивидуального пожарного риска до одной десятитысячной в год. При этом должны быть предусмотрены меры по обучению персонала действиям при пожаре и по социальной защите работников, компенсирующие их работу в условиях повышенного риска.

Взам. инв. №	Подл. и дата	Инд. № подл.							Лист
			19z2015-PD-АБ1.ТСН						93
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				







- 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. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-АБ1.ТСН			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	96343909921	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-АБ1.ТСН	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. №							19z2015-PD-АБ1.ТСН	Лист 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».

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								19z2015-PD-АБ1.ТСН
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		



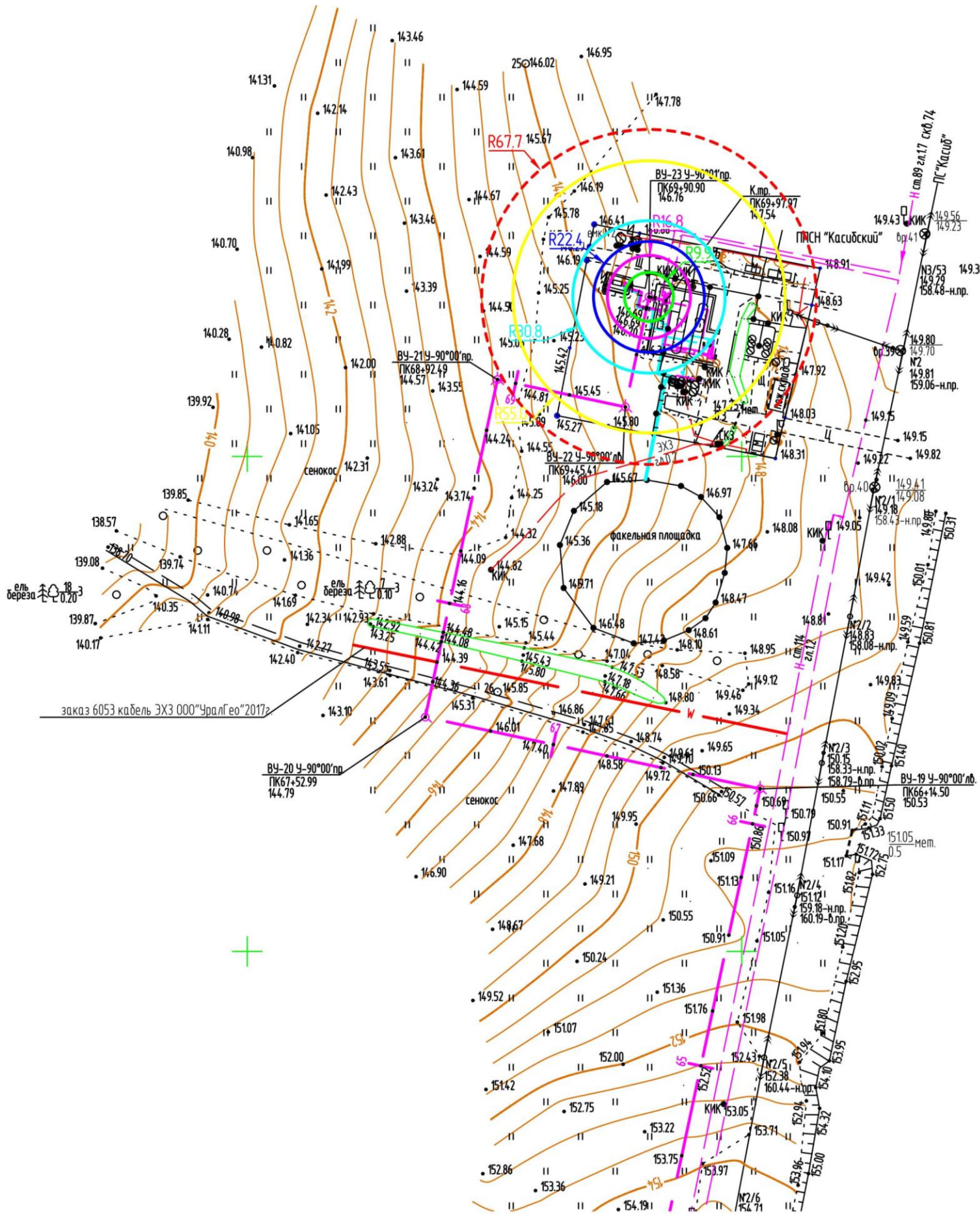
## 5 Графические материалы

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

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							19z2015-PD-АБ1.ТСН	Лист
										101
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		



M 1:2000

Сценарий: пожар разлития 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

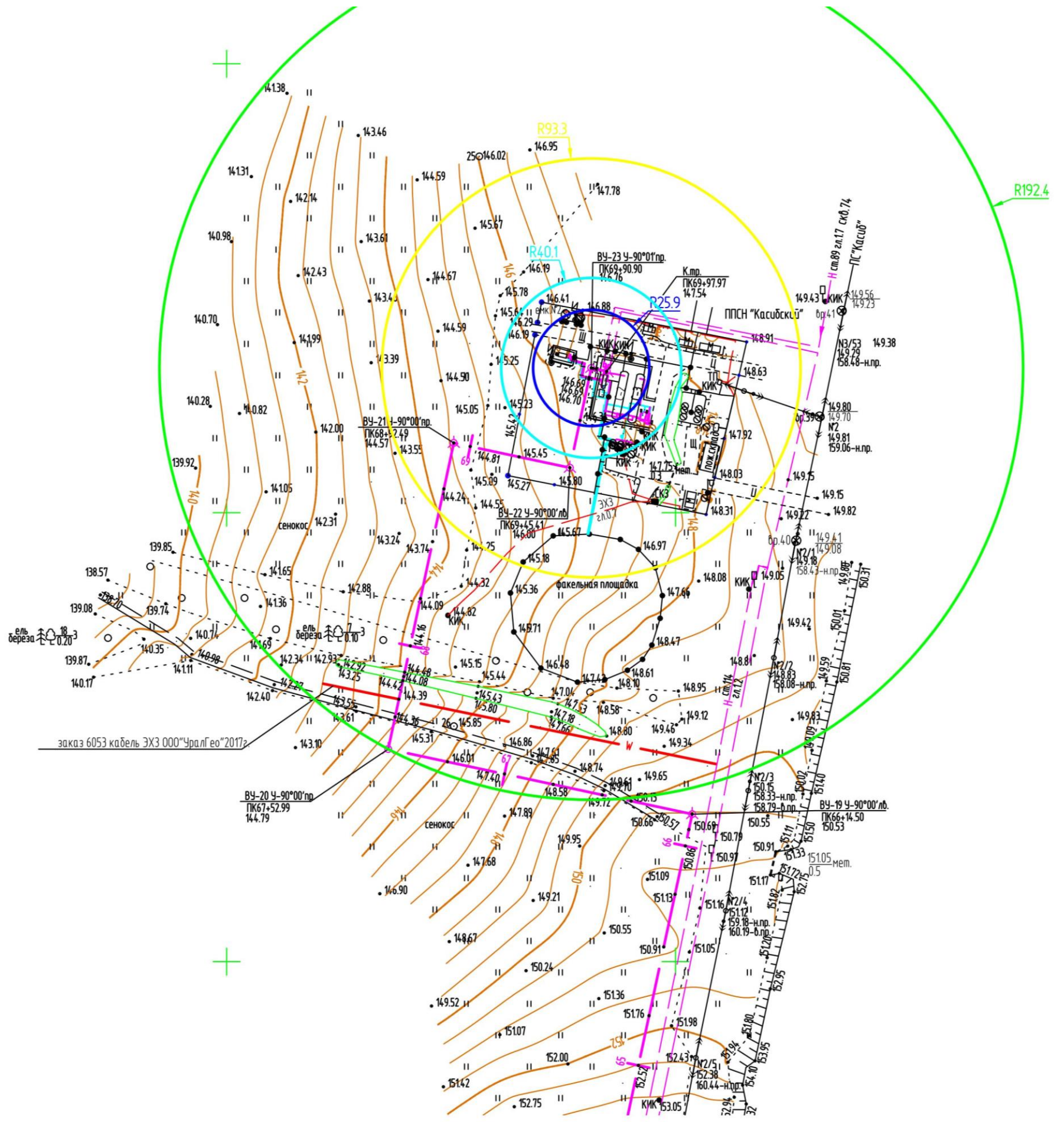
- Условные обозначения
- Зона разлития
  - Граница зоны с интенсивностью излучения 10,5 кВт/м<sup>2</sup> (непереносимая боль через 3–5 с. Ожог 1 степени через 6–8 с. Ожог 2 степени через 12–16 с.)
  - Граница зоны с интенсивностью излучения 7,0 кВт/м<sup>2</sup> (непереносимая боль через 20–30 с. Ожог 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





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-АБ1.ТСН

## 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.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.

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								19z2015-PD-АБ1.TCH
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		



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. Иванчикова  
« 21 » 12 2018 г.



1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z2015-PD-АБ1.ТСН

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-АБ1.ТСН

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-АБ1.ТСН	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	аннулиро- ванных				

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-AB1.TCH	Лист	
								109
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

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

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

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

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