

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования**

**«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»**

**Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»**

**Свидетельство № 0253-2016-5902291029-08 от 21 июня 2016 г.**

**ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»**

**«Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023г.)»**

**Проектная документация**

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

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

**2019/206/ДС110-PD-AB**

**Том 10.1**

**Договор №**

**2019/206/ДС110**

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

**2021**

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

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»

Свидетельство № 0253-2016-5902291029-08 от 21 июня 2016 г.

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023г.)»

Проектная документация

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

Часть 1 «Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий»

2019/206/ДС110-PD-AB

Том 10.1

Договор №

2019/206/ДС110

Главный инженер

Г.Д.Закиров

Главный инженер проекта

Д.Ю.Минин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2021

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



## Содержание

1	Цель и задачи анализа риска .....	5
1.1	Общие сведения о проектируемом объекте .....	5
1.1.1	Идентификация и классификация опасных производственных объектов .....	6
1.2	Данные о топографии и месторасположении проектируемого объекта .....	7
1.2.1	Данные о топографии района расположения проектируемого объекта .....	7
1.2.2	Наличие и границы запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта .....	8
1.2.3	Данные о природно-климатических условиях в районе расположения проектируемого объекта .....	9
1.3	Данные о персонале и проживающем вблизи населении .....	11
1.3.1	Данные о размещении персонала проектируемого объекта по его административным единицам и составляющим .....	11
1.3.2	Данные о размещении близлежащих организаций, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов аварии .....	11
1.3.3	Данные о размещении близлежащих населенных пунктов, которые могут оказаться в зонах действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии .....	12
2	Анализ безопасности .....	14
2.1	Характеристика опасных веществ .....	14
2.2	Данные о технологии и аппаратурном оформлении .....	17
2.2.1	Перечень основного технологического оборудования .....	17
2.2.2	Данные о распределении опасных веществ по оборудованию .....	19
2.3	Описание технических решений по обеспечению безопасности .....	19
2.3.1	Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ .....	19
2.3.2	Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ .....	23
3	Анализ риска .....	24
3.1	Результаты анализа условий возникновения и развития аварий .....	24
3.1.1	Выявление возможных причин и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на проектируемом объекте .....	24
3.1.2	Определение сценариев возможных аварий .....	25
3.2	Определение частоты возникновения аварий .....	26
3.3	Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета .....	28
3.4	Оценка количества опасных веществ, способных участвовать в аварии .....	29
3.5	Определение зон действия основных поражающих факторов при различных сценариях аварии .....	31

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

2019/206/ДС110-PD-AB.TCH

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	АНАЛИЗ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Белякова					П	1	62
Проверил		Фейгина					Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»		
Н. контр.		Вахитова							
ГИП		Минин							

3.5.1 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов загрязнения ОС при аварийных выбросах (сценарий С <sub>1</sub> ) .....	32
3.5.2 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлива (сценарий С <sub>2</sub> ).....	32
3.5.3 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов взрывов ТВС в открытом пространстве (сценарий С <sub>3</sub> ).....	37
3.6 Оценка возможного числа пострадавших, с учетом смертельно пораженных среди персонала и населения в случае аварии .....	42
3.7 Расчет показателей риска .....	43
3.8 Экологический ущерб .....	48
4 Выводы и предложения .....	53
4.1 Оценка уровня безопасности опасного производственного объекта .....	53
4.2 Перечень основных проектных решений, направленных на уменьшение риска аварий .....	55
4.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий	56
5 Перечень используемой литературы.....	58
Приложение А Сведения об аттестации разработчиков раздела проектной документации в области промышленной безопасности .....	60
Таблица регистрации изменений.....	62

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									3
			2019/206/ДС110-PD-AB.TCH						
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

## Данные об организации-разработчике

Настоящий раздел разработан специалистами Проектного центра «ПНИПУ – Нефтепроект», структурного подразделения Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

Право на разработку специальных разделов подтверждено выпиской из реестра членов саморегулируемой организации №БОП 07-06-11131 от 19.01.2021.

*Почтовый адрес разработчика:* Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29-а.

Телефон: (342) 219-80-67, 212-39-27, Факс (342) 212-11-47.

Канцелярия: (342) 219-80-70.

E-mail: *rector@pstu.ru*

Исполнители раздела проектной документации:

Г.Д.Закиров	Главный инженер
А.А.Шардаков	Заместитель Главного инженера
Д.Ю.Минин	Главный инженер проекта
Сектор экологии и промышленной безопасности:	
Т.А. Фейгина	Главный специалист
И.Р. Белякова	Инженер 2 категории

Сведения об аттестации разработчиков раздела проектной документации в области промышленной безопасности представлены в Приложении А.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
							2019/206/ДС110-PD-AB.TCH	4
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

## 1 Цель и задачи анализа риска

Целью данного раздела является выявление опасностей и количественная оценка риска возможных аварий на проектируемом объекте с учетом воздействия на обслуживающий персонал, проживающее вблизи население и окружающую среду.

Необходимость разработки настоящего раздела обоснована СТО ЛУКОЙЛ 1.6.9.2-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Требования к составу и содержанию обосновывающих материалов», введенным Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» №149 от 26.08.2019.

Анализ риска объекта, согласно Руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», утвержденному Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.04.2016 №144, включает следующие этапы:

- идентификация опасностей;
- оценка риска аварии на опасном производственном объекте (ОПО) и (или) его составных частях;
- установление степени опасности аварий на ОПО и (или) определение наиболее опасных (с учетом возможности возникновения и тяжести последствий аварий) составных частей ОПО;
- разработка мер по снижению риска аварий.

### 1.1 Общие сведения о проектируемом объекте

Настоящей проектной документацией, в соответствии с заданием на проектирование и техническими условиями, предусматривается строительство нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1220 - блок задвижек» взамен выведенного из эксплуатации существующего трубопровода, который в связи с длительным сроком эксплуатации, неудовлетворительным техническим состоянием не соответствует предъявляемым техническим и экологическим требованиям, и нуждается в реконструкции с полной заменой трубы.

Нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1220 - блок задвижек» входит в сферу производственной деятельности ЦДНГ-12.

Продукция кустов скважин Гагаринского месторождения по нефтегазосборным трубопроводам поступает на ДНС-1204 «Гагаринская», где происходит 1-я ступень сепарации. Отсепарированная нефть по промысловому нефтепроводу поступает на УПСВ-1203 «Южно-Раевская» (на УППН-0405 «Каменный Лог»).

Нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1220-блок задвижек» предназначен для транспортировки продукции скважин с ГЗУ-1220 на блок-задвижек.

Максимальная перспективная загрузка нефтегазосборного трубопровода с учётом 20% запаса составит:

- по жидкости  $Q_{ж}=175,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;
- по нефти  $Q_{н}=53,16 \text{ т/сут}$ .

Рабочее давление в реконструируемом трубопроводе до 4,0 МПа.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1220 - блок задвижек» входит в сферу производственной деятельности ЦДНГ-12.						
			Продукция кустов скважин Гагаринского месторождения по нефтегазосборным трубопроводам поступает на ДНС-1204 «Гагаринская», где происходит 1-я ступень сепарации. Отсепарированная нефть по промысловому нефтепроводу поступает на УПСВ-1203 «Южно-Раевская» (на УППН-0405 «Каменный Лог»).						
			Нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1220-блок задвижек» предназначен для транспортировки продукции скважин с ГЗУ-1220 на блок-задвижек.						
Максимальная перспективная загрузка нефтегазосборного трубопровода с учётом 20% запаса составит:									
- по жидкости $Q_{ж}=175,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;									
- по нефти $Q_{н}=53,16 \text{ т/сут}$ .									
Рабочее давление в реконструируемом трубопроводе до 4,0 МПа.									
						2019/206/ДС110-PD-AB.TCH			Лист
									5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

### 1.1.1 Идентификация и классификация опасных производственных объектов

Согласно приложению 1 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», реконструируемый нефтегазосборный трубопровод является опасным производственным объектом, на котором обращаются опасные вещества: горючая жидкость – нефть, воспламеняющийся газ – попутный нефтяной газ.

Реконструируемый нефтегазосборный трубопровод строится взамен существующего трубопровода, входящего в состав опасного производственного объекта «Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-12 (Озерное, Гагаринское месторождения)» (ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»), зарегистрированного в реестре опасных производственных объектов за №А48-10051-0320 по I классу опасности.

Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на опасном производственном объекте «Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-12 (Озерное, Гагаринское месторождения)», приведены ниже (таблица 1.1)

Таблица 1.1 - Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на опасном производственном объекте «Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-12 (Озерное, Гагаринское месторождения)»

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
			на складах и базах	в технологическом процессе				
«Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-12 (Озерное, Гагаринское месторождения)» - существующее положение								
нефть	3754,86 13,007*	-	-	3754,86 13,007*	-	-	-	-
газ	0,135 0	0,135 0						
Проектируемый нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1220 – блок задвижек»								
нефть	6,83	-	-	6,83	-	-	-	-
газ	0,206	0,206						
«Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-12 (Озерное, Гагаринское месторождения)» - с учетом замены нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1220 – блок задвижек»								
нефть	3748,683	-	-	3748,683	-	-	-	-
газ	0,341	0,341						
I класс опасности		2000 и более	500000 и более	2000 и более	2000 и более	200 и более	2000 и более	500 и более
II класс опасности		200 и более, но менее 2000	50000 и более, но менее 500000	200 и более, но менее 2000	200 и более, но менее 2000	20 и более, но менее 200	200 и более, но менее 2000	50 и более, но менее 500
III класс опасности		20 и более, но менее 200	1000 и более, но менее 50000	20 и более, но менее 200	20 и более, но менее 200	2 и более, но менее 20	20 и более, но менее 200	менее 50

						2019/206/ДС110-PD-AB.TCH	Лист
							6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		



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
			на складах и базах	в технологическом процессе				
IV класс опасности		1 и более, но менее 20	-	1 и более, но менее 20	1 и более, но менее 20	0,1 и более, но менее 2	1 и более, но менее 20	-

\*в том числе в существующем нефтегазосборном трубопроводе «ГЗУ-1220 – блок задвижек»

Для существующего опасного производственного объекта «Система промышленных трубопроводов ЦДНГ-12 (Озерное, Гагаринское месторождения)» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» была разработана и зарегистрирована Центральным аппаратом Ростехнадзора за №12-18(01).0250-00-ДР декларация промышленной безопасности (титульный лист см. приложение Б). Реконструкция существующего нефтегазосборного трубопровода с заменой трубы уменьшит количество опасного вещества (нефти) на существующем объекте на 0,16%; согласно, ФЗ-116, ст.14, переработка действующей декларации не требуется.

## 1.2 Данные о топографии и месторасположении проектируемого объекта

### 1.2.1 Данные о топографии района расположения проектируемого объекта

Район работ расположен в границах Красновишерского городского округа Пермского края, на территории Гагаринского нефтяного месторождения ЦДНГ-12 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Проезд к месту работы осуществляется в любое время года по асфальтированной дороге Соликамск – Красновишерск до деревни Нижняя Язьва и далее по технологическим дорогам ЦДНГ-12 через нефтяные месторождения Озерное, Мысыинское на Гагаринское нефтяное месторождение.

Трасса нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1220 – блок задвижек» идет с общим направлением на северо-запад протяженностью 1,45км. ПК 0 принят на ГЗУ-1220 в 60м к западу от куста №2, в 10,0км к юго-востоку от деревни Немзя Красновишерского городского округа, в 1,0 км к юго-востоку от ДНС-1204 «Гагаринское». Трасса проходит в лесном массиве, вдоль существующего коридора коммуникаций. По пути следования трасса пересекает межпромысловую автодорогу, 2 ручья без названий, ряд подземных и надземных коммуникаций. Заканчивается трасса на точке врезки в нефтегазосборный трубопровод диаметром 159мм, в 8,9км к юго-востоку от деревни Немзя Красновишерского городского округа, в 0,7 км к северо-востоку от ДНС-1204 «Гагаринское».

Трасса участка нефтегазосборного трубопровода задвижка №22 – т.вр «ГЗУ-1220 – блок задвижек» идет с общим направлением на запад

Интв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2019/206/ДС110-PD-AB.TCH						7
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	

протяженностью 21м. ПК 0 принят на ПК6+08 проектируемого нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1220 – блок задвижек», в 9,5км к юго-востоку от деревни Немзя Красновишерского городского округа, в 0,5 км к востоку от ДНС-1204 «Гагаринское». Трасса проходит в лесном массиве, вдоль существующего коридора коммуникаций. Заканчивается трасса на задвижке №22, в 9,5км к юго-востоку от деревни Немзя Красновишерского городского округа, в 0,5 км к востоку от ДНС-1204 «Гагаринское».

Трасса участка нефтегазосборного трубопровода задвижка №21 – т.вр «ГЗУ-1220 – блок задвижек» идет с общим направлением на юго-запад протяженностью 0,11км. ПК 0 принят на ПК11+50 проектируемого нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1220 – блок задвижек», в 9,1км к юго-востоку от деревни Немзя Красновишерского городского округа, в 0,5 км к северо-востоку от ДНС-1204 «Гагаринское». Трасса проходит вдоль существующего коридора коммуникаций. По пути следования трасса пересекает ряд подземных и надземных коммуникаций. Заканчивается трасса на задвижке №21, в 9,0км к юго-востоку от деревни Немзя Красновишерского городского округа, в 0,4 км к северо-востоку от ДНС-1204 «Гагаринское».

Часть участка проведения работ представляет собой промышленную территорию с наличием производственных зданий и сооружений специального назначения, подземных и надземных коммуникаций. Часть территории объекта расположена в залесенной, местами заболоченной, местности. Рельеф на участке работ сохранил естественные формы, на территории промышленных площадок спланирован. Общий уклон рельефа на юго-запад 0,5°-1,0°. Абсолютные отметки составляют 130-140м БС.

В геоморфологическом отношении район работ расположен на водораздельном пространстве реки Язьва и реки Глухая Вильва (левый приток р.Язьва), у бровки правого склона долины реки Глухая Вильва. Поверхность водораздельного пространства относительно ровная, занята Гагаринским болотом.

Объекты гидрографии представлены двумя ручьями без названий.

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

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопровода, согласно СП 284.1325800.2016, п. 7.3, установлены охранные зоны:

- вдоль трасс трубопровода, транспортирующего нефть, природный газ, нефтепродукты, нефтяной и искусственный углеводородные газы, - в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 метрах 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 осей крайних ниток переходов на 100 м с каждой стороны.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	защитных зон проектируемого объекта					
			Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопровода, согласно СП 284.1325800.2016, п. 7.3, установлены охранные зоны:					
			<div>- вдоль трасс трубопровода, транспортирующего нефть, природный газ, нефтепродукты, нефтяной и искусственный углеводородные газы, - в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 метрах от оси трубопровода с каждой стороны;</div> <div>- вдоль подводных переходов - в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от осей крайних ниток переходов на 100 м с каждой стороны.</div>					
						2019/206/ДС110-PD-AB.TCH		Лист
								8
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			

Размер охранной зоны указывается на указательных знаках, устанавливаемых по трассе трубопровода.

В охранных зонах трубопровода должны быть предусмотрены плакаты с запретительными надписями против всякого рода действий, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию нефтепровода либо привести к его повреждению.

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

Климат района континентальный, с холодной продолжительной зимой, теплым, но сравнительно коротким летом, ранними осенними и поздними весенними заморозками, относится к строительно-климатической зоне IV.

Климатическая характеристика района приведена по материалам метеостанции г.Чердынь.

Характеристика климата:

*Температура воздуха.* Средняя годовая температура воздуха в районе составляет плюс 0,8 °С). Самым холодным месяцем в году является январь. Средняя температура января составляет минус 18,2 °С. Абсолютный минимум температуры составил минус 52 °С.

Самым теплым месяцем является июль. Средняя температура июля составляет плюс 17,5 °С . Абсолютный максимум температуры составил плюс 36 °С.

Продолжительность холодного периода по метеостанции Чердынь составляет 259 дней, продолжительность теплого периода – 106 дней.

*Испарение.* Годовая величина испарения с поверхности рассматриваемой территории лежит в пределах 450 мм в год.

*Влажность воздуха.* Среднегодовая относительная влажность воздуха по району составила 78 %.

Максимальная среднемесячная относительная влажность воздуха в районе отмечается в ноябре и составляет 89%, минимальная – в мае – 61% .

*Осадки.* Количество осадков за период с ноября по март составляет 274 мм. Количество осадков за период с апреля по октябрь составляет 483 мм.

*Ветровой режим.* В период с декабря по февраль преобладают ветры южного направления, а в период с июня по август – западного направления.

*Атмосферные явления* на 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 19 дней с грозой, максимально – 35 дней. Среднегодовая расчетная продолжительность гроз согласно составляет 40–60 часов.

*Метели.* Средняя продолжительность периода с метелями в год – 40 дней, наибольшая – 89 дней.

*Туманы.* Среднегодовое количество дней с туманами – 28 дней, наибольшее – 54 дня.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p><i>Ветровой режим.</i> В период с декабря по февраль преобладают ветры южного направления, а в период с июня по август – западного направления.</p> <p><i>Атмосферные явления</i> на рассматриваемой территории обуславливаются особенностями циркуляции атмосферы, а отдельные сезоны – и влиянием орографии. Данные по атмосферным явлениям приведены по метеостанции Чердынь.</p> <p><i>Грозы.</i> В среднем за год в районе изысканий наблюдается 19 дней с грозой, максимально – 35 дней. Среднегодовая расчетная продолжительность гроз согласно составляет 40–60 часов.</p> <p><i>Метели.</i> Средняя продолжительность периода с метелями в год – 40 дней, наибольшая – 89 дней.</p> <p><i>Туманы.</i> Среднегодовое количество дней с туманами – 28 дней, наибольшее – 54 дня.</p>							
									2019/206/ДС110-PD-AB.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		9

Град. Среднее число дней с градом в год составляет 0,7 дней, наибольшее – 3 дня.

Согласно СП 20.13330.2016:

– ветровая нагрузка – (I район согласно карте 2 приложения Е), нормативное значение ветрового давления  $w_0$  в зависимости от ветрового района принимается по таблице 11.1 и составляет 0,23 кПа;

– снеговая нагрузка – (VI район согласно карте 1 приложения Е), нормативное значение веса снегового покрова  $S_g$  составляет 3,0 кН/м<sup>2</sup> (таблица 10.1);

– гололедные нагрузки – (III район согласно карте 3 приложения Е), толщина гололедной стенки составляет 10 мм согласно таблице 12.1.

Согласно Правилам устройства электроустановок (ПЭУ):

– по ветровому давлению район изысканий относится к III району, нормативное ветровое давление на высоте 10 м составляет 650 Па, соответствующая нормативная скорость ветра на высоте 10 м составляет 32 м/с;

– по толщине стенки гололеда район изысканий относится к IV району, толщина гололедной стенки составляет 25 мм.

Согласно общему сейсмическому районированию территории Российской Федерации ОСР-2016 и карте ОСР-2016-В (СП 14.13330.2018) район работ расположен в пределах зоны с интенсивностью и повторяемостью 5 баллов по шкале MSK-64 с 5% вероятностью превышения, что соответствует повторяемости сейсмических сотрясений в среднем один раз в 1000 (карта В) лет.

В районе проведения работ характерными инженерно-геологическими процессами являются процессы заболачивания, подтопления, которые характеризуются высоким уровнем грунтовых вод, а также пучинистость грунтов.

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

По подтопляемости территории, согласно СП 11-105-97, ч. II нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1220-блок-задвижек», участок нефтегазосборного трубопровода «задвижка №21 - т.вр «ГЗУ-1220- блок задвижек», участок нефтегазосборного трубопровода задвижка №22 – т.вр «ГЗУ-1220 – блок задвижек» относятся к I области – подтопленная, по условиям развития процесса к району I-A – подтопленный в естественных условиях, по времени развития процесса к участку I-A-1- постоянно подтопленный.

На основании материалов бурения скважин, результатов лабораторных исследований проб грунтов, с учётом их происхождения, текстурно-структурных особенностей, в геолого-литологическом разрезе изысканного района выделены следующие инженерно-геологические элементы:

ИГЭ-1 – насыпной грунт: песок мелкий (tQiv);

ИГЭ-1а – насыпной грунт: щебень известняка, мергеля (tQiv);

ИГЭ-2 – торф сильноразложившийся (bQ);

ИГЭ-3 – песок мелкий (adQ).

По степени морозной пучинистости грунты относятся:

- песок мелкий ИГЭ-3 – слабопучинистый грунт.

Торфы по степени морозоопасности рекомендуется принять как сильнопучинистые (с учётом обводнённости грунтов и степени влажности  $S_r > 0,8$ ).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	На основании материалов бурения скважин, результатов лабораторных исследований проб грунтов, с учётом их происхождения, текстурно-структурных особенностей, в геолого-литологическом разрезе изысканного района выделены следующие инженерно-геологические элементы: ИГЭ-1 – насыпной грунт: песок мелкий (tQiv); ИГЭ-1а – насыпной грунт: щебень известняка, мергеля (tQiv); ИГЭ-2 – торф сильноразложившийся (bQ); ИГЭ-3 – песок мелкий (adQ). По степени морозной пучинистости грунты относятся: - песок мелкий ИГЭ-3 – слабопучинистый грунт. Торфы по степени морозоопасности рекомендуется принять как сильнопучинистые (с учётом обводнённости грунтов и степени влажности $S_r > 0,8$ ).							
									2019/206/ДС110-PD-AB.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		10

Вдоль трасс трубопроводов и на площадках грунты характеризуются низкой коррозионной агрессивностью по отношению к стали. Наличие блуждающих токов на участке работ не зафиксировано.

Инженерно-геологические и гидрогеологические условия участка работ по данным проведенных изысканий характеризуются III (сложной) категорией сложности, согласно приложению Г СП 47.13330.2016.

### **1.3 Данные о персонале и проживающем вблизи населения**

#### **1.3.1 Данные о размещении персонала проектируемого объекта по его административным единицам и составляющим**

Режим работы проектируемого объекта постоянный, круглогодичный. проектируемый объект не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала. Обслуживающий персонал может присутствовать при проведении ремонта или профилактического осмотра.

Количество рабочих мест определено согласно «Типовым нормативам численности рабочих нефтегазодобывающих управлений нефтяной промышленности», утвержденным Министерством нефтяной промышленности СССР 10.08.1987. Количество рабочих мест определено, исходя из количества применяемого оборудования, территории обслуживания, с учетом сменности производства, категорий и специализации работающих.

Обслуживание проектируемых сооружений предусматривается периодическим объездом бригадой добычи нефти. Режим работы бригады добычи в 1 смену.

Трубопроводы Гагаринского месторождения находятся в зоне ответственности бригады по добыче нефти и газа №1203 ЦДНГ №12, численность которой составляет 18 человек. Дополнительная численность для обслуживания реконструируемого нефтегазосборного трубопровода не требуется.

Текущий ремонт оборудования, узлов и агрегатов выполняется выездными бригадами баз промысла и сервисными организациями.

Обход реконструируемого нефтегазосборного трубопровода линейными обходчиками по 2 человека осуществляется ежедневно:

- зимой – на снегоходах;
- в любое другое время года при небольшом участке обхода – пешком, при продолжительном обходе вездеходным автотранспортом.

Ко всем проектируемым сооружениям предусматриваются проезды и площадки обслуживания.

#### **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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>- в любое другое время года при небольшом участке обхода – пешком, при продолжительном обходе вездеходным автотранспортом.</p> <p>Ко всем проектируемым сооружениям предусматриваются проезды и площадки обслуживания.</p> <p><b>1.3.2 Данные о размещении близлежащих организаций, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов аварии</b></p> <p>Организации, не относящиеся к нефтепромыслу, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов в случае аварии, отсутствуют.</p>					
			2019/206/ДС110-PD-AB.TCH					
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Лист					
11					

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

*ПК0 трассы нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1220 – блок задвижек»* принят на ГЗУ-1220 в 10,0км к юго-востоку от деревни Немзя Красновишерского городского округа, заканчивается трасса на точке врезки в нефтегазосборный трубопровод диаметром 159мм, в 8,9км к юго-востоку от деревни Немзя.

*ПК0 трассы участка нефтегазосборного трубопровода задвижка №22 – т.вр «ГЗУ-1220 – блок задвижек»* принят на ПК6+08 проектируемого нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1220 – блок задвижек», в 9,5км к юго-востоку от деревни Немзя.

*ПК0 трассы участка нефтегазосборного трубопровода задвижка №21 – т.вр «ГЗУ-1220 – блок задвижек»* принят на ПК11+50 проектируемого нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1220 – блок задвижек», в 9,1км к юго-востоку от деревни Немзя.

Ситуационный план расположения реконструируемого нефтегазосборного трубопровода представлен ниже на рисунке 1.1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС110-PD-AB.TCH
						Лист
						12



## 2 Анализ безопасности

### 2.1 Характеристика опасных веществ

Опасными веществами на проектируемом объекте являются горючая жидкость - нефть и воспламеняющийся газ - попутный нефтяной газ .

Характеристика опасного вещества приведена ниже (таблица 2.1).

Таблица 2.1 - Сведения об опасном веществе

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: % вес.		Данные лабораторных исследований
- серы	0,32-0,81	
- смол силикагелевых	6,54-8,04	
- асфальтенов	0,38-0,95	
- парафинов	2,83-5,4	
4 Общие данные:		Данные лабораторных исследований
4.1 Плотность, кг/м <sup>3</sup>	0,800-0,839	
4.2 Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	90-207	
4.3 Обводненность, %	65	
5 Данные о взрывопожароопасности - категория и группа взрывоопасной смеси	IIA – T3	ГОСТ 30852.11-2002; ГОСТ 30852.5-2002
5.1 Температура самовоспламенения, °C	От 223 до 375 (зависит от состава нефти); 256 – нефть Прикамская	ГОСТ 30852.19-2002
5.2 Пределы взрываемости: объемные	1,3% (нижний)	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
5.3 Температура вспышки (нефть Прикамская), C	-27	
6 Данные о токсической опасности	3 класс токсической опасности	СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и тре-

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2019/206/ДС110-PD-AВ.ТСН

Лист

14

Изм. Кол.уч. Лист №док. Подп. Дата



Наименование параметра	Параметр	Источник информации
6.1 ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup>	10 (аэрозоль)	бования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
6.2 Смертельная концентрация, мг/л	227	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
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	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утв. приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №534
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 кроветворных 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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС110-PD-AB.TCH	Лист
							15

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
12 Средства защиты	При работе с высокими концентрациями (зачистка аппаратов и т.п.) шланговые противогазы с принудительной подачей воздуха (ПШ-1, ПШ-2, ДПА-2, и др.), при меньших концентрациях углеводородов в нефти - фильтрующий промышленный противогаз марки А. Для смывания нефти с кожных покровов использовать очищающие кремы, гели и пасты. Для защиты кожных покровов использовать средства гидрофильного действия (впитывающие влагу, увлажняющие кожу), а так же регенерирующие, восстанавливающие кремы, эмульсии	Приказ Минздравсоцразвития России от 17.12.2010 №1122н «Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи работникам смывающих и (или) обезвреживающих средств и стандарта безопасности труда «Обеспечение работников смывающими и (или) обезвреживающими средствами»
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	1) Вынести пострадавшего в безопасное место, проветрить помещение 2) Определить наличие самостоятельного дыхания 3) При отсутствии признаков жизни приступить к сердечно-легочной реанимации, вызвать скорую медицинскую помощь 4) При восстановлении дыхания придать пострадавшему устойчивое боковое положение 5) Обеспечить постоянный контроль за дыханием до прибытия скорой помощи	Памятка по оказанию первой помощи пострадавшим, (Москва, 2015) разработанная Министерством Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий

## 2 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		Данные лабораторных исследований
3.1 Состав, мольное содержание, %		
Сероводород	0-5,03	
Азот	2,13-9,09	
Метан	42,05-57,93	
Этан	21,2-22,52	
Пропан	11,8-15,42	
Изобутан	1,18-2,21	
н-Бутан	2,69-4,38	
Изопентан	0,59-0,75	
н-пентан	0,46-0,59	
Углекислый газ	0,01-0,28	
3.2 Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	1,065-1,214	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2019/206/ДС110-PD-AB.TCH

Лист

16

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
3.3 Температура кипения, °C	Основные компоненты – C <sub>1</sub> – C <sub>3</sub> Метан / этан / пропан -161,6 / -88,6 / -42,06	Пожарная опасность веществ и материалов, применяемых в химической промышленности: справочник / под общ. ред. к.т.н. И.В.Рябова, М.: Химия, 1970
4 Данные о взрывопожароопасности		
4.1 Пределы взрываемости, %	2,1 – 15	
4.2 Температура самовоспламенения, °C	470 - 537	
5 Категория и группа взрывоопасной смеси	ПА – Т1 (по метану)	ГОСТ 30852.19-2002
6 Данные о токсической опасности	4 класс токсической опасности (для этана, пропана, бутана); 2 класс (по сероводороду)	СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
6.1 ПДК в рабочей зоне, мг/м <sup>3</sup>	3 (по H <sub>2</sub> S в смеси с углеводородами C <sub>1</sub> – C <sub>5</sub> ) 300 (в пересчете на углерод)	
6.2 LCt <sub>50</sub>	960 (по этану)	
6.3 PCt <sub>50</sub>	720 (по этану)	
7 Реакционная способность	При обычных температурах – инертный	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

## 2.2 Данные о технологии и аппаратном оформлении

### 2.2.1 Перечень основного технологического оборудования

Перечень основного проектируемого технологического оборудования приведен ниже (таблица 2.2).

Таблица 2.2 - Перечень основного проектируемого технологического оборудования

п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
1	Нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1220-блок задвижек», в том числе:	м	1529,17	Труба стальная электросварная тип 1 – 159х5,0– сталь В20(К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным покрытием, с втулками для
	Линейная часть	м	1516,37	

Интв. № подл.	Подп. и дата	Взам. интв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС110-PD-AB.TCH	Лист
							17

п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
	Технологические трубопроводы	м	12,8	внутренней защиты сварных соединений
2	Участок нефтегазосборного трубопровода «Куст №3,4 т.вр. «ГЗУ-1220-блок задвижек»	м	42	Труба стальная электросварная тип 1 – 159х5,0– сталь В20(К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным покрытием, с втулками для внутренней защиты сварных соединений
3	Участок нефтегазосборного трубопровода "Задвижка №22 - т.вр. "ГЗУ-1220-блок задвижек"	м	21,38	Труба стальная электросварная тип 1 – 159х5,0– сталь В20(К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным покрытием, с втулками для внутренней защиты сварных соединений
4	Участок нефтегазосборного трубопровода "Задвижка №21 - т.вр. "ГЗУ-1220-блок задвижек"	м	114,17	Труба стальная электросварная тип 1 – 159х5,0– сталь В20(К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным покрытием, с втулками для внутренней защиты сварных соединений

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

							2019/206/ДС110-PD-AB.TCH	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			18

## 2.2.2 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Данные о распределении опасного вещества, используемого на проектируемом объекте, приведены ниже (таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Технологический блок, оборудование			Кол-во опасного вещества (тонн)		Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование технологического блока	Наименование оборудования, № по схеме	Длина участков трубопровода, м	В единице оборудования	Общее кол-во опасного вещества	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С
Нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1220-блок задвижек»	<u>Участок 1</u> Узел 1 – Узел 2	344,56	<u>1,38</u> 0,041	<u>6,83</u> 0,206	нефть газ	3,2	5÷15
	<u>Участок 5</u> Кусты3,4 – Узел 2	42,0	<u>0,17</u> 0,005		нефть газ	3,2	5÷15
	<u>Участок 2</u> Узел 2 – Узел 3	370,6	<u>1,48</u> 0,045		нефть газ	3,2	5÷15
	<u>Участок 6</u> Задвижка 22 - Узел 3	21,38	<u>0,09</u> 0,003		нефть газ	3,2	5÷15
	<u>Участок 3</u> Узел 3 - Узел 4	541,57	<u>2,17</u> 0,065		нефть газ	3,2	5÷15
	<u>Участок 7</u> Задвижка 21 - Узел 4	114,17	<u>0,46</u> 0,014		нефть газ	3,2	5÷15
	<u>Участок 4</u> Узел 4 - Узел 5	272,44	<u>1,09</u> 0,033		нефть газ	3,2	5÷15
	Итого опасных веществ на проектируемом объекте:					нефть газ	6,83 0,206

## 2.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности

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

Для обеспечения безопасности технологического процесса, исключения разгерметизации проектируемого объекта, предупреждения аварийных выбросов опасных веществ, проектом приняты следующие решения:

- выбор оптимального технологического режима работы нефтегазосборного трубопровода;
- процесс транспорта рабочей среды полностью герметизирован, что предотвращает утечки и разливы нефти в окружающую среду и создание взрывоопасных концентраций в воздухе рабочей зоны, выброс вредных веществ в окружающую среду;

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.								Лист
						2019/206/ДС110-PD-AB.TCH						19
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

- все оборудование и арматура стальные, приняты на давление значительно превышающее расчетное;
- запорная и предохранительная арматура имеет класс герметичности «А» по ГОСТ Р 9544-2015; все задвижки приняты с ручным приводом;
- арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию объекта;
- строительство нефтегазосборного трубопровода предусматривается из труб стальных электросварных тип 1 - 377х8,0 – сталь 09ГСФ (К52) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием;
- строительство технологических трубопроводов в пределах обвалования ГЗУ-1220 (надземные участки нефтегазосборного трубопровода) предусматривается из труб стальных электросварных тип 1 - 159х5,0 – сталь В20(К42) по ГОСТ 20295-85 с внутренним двухслойным покрытием, с втулками для внутренней защиты сварных соединений, (подземные участки нефтегазосборного трубопровода) предусматривается из труб стальных электросварных тип 1 – 159х5,0– сталь В20(К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним двухслойным покрытием, с втулками для внутренней защиты сварных соединений.
- толщина стенки принята по расчету, что обеспечивает прочность трубопровода;
- для надземных участков стальных трубопроводов предусматривается окраска согласно СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" материалом с гарантийным сроком не менее 5 лет;
- для строительства линейной части нефтегазосборного трубопровода принята Труба стальная электросварная тип 1 – 159х5,0– сталь В20(К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным покрытием, с втулками для внутренней защиты сварных соединений;
- основной способ укладки труб – подземный; глубина заложения нефтегазосборного трубопровода вне постоянных проездов принята из обеспечения устойчивости трубопровода в зависимости от свойств грунта и климатических условий, но не менее 0,8 м до верха трубы, на пахотных – не менее 1,0 м до верха трубы, в скальных грунтах и болотистой местности – не менее 0,6 м до верха трубы и в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 п.9.3.1;
- при пересечении проектируемого нефтегазосборного трубопровода с существующими подземными трубопроводами открытым способом расстояние в свету должно быть не менее 0,35 м;
- при пересечении с существующими подземными силовыми кабелями 0,4 кВ – не менее 0,5 м; пересечение с существующими подземными коммуникациями предусматривается под углом близким 60°; разработка траншеи производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемого трубопровода или кабеля;
- пересечение с автодорогами предусматривается открытым или закрытым способом, с углом пересечения близким к 90°, но не менее 60° в защитном кожухе; толщина стенки защитного кожуха 10 мм; глубина заложения – не менее 1,4 м до

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ответствии с ГОСТ Р 55990-2014 п.9.3.1; - при пересечении проектируемого нефтегазосборного трубопровода с существующими подземными трубопроводами открытым способом расстояние в свету должно быть не менее 0,35 м; - при пересечении с существующими подземными силовыми кабелями 0,4 кВ – не менее 0,5 м; пересечение с существующими подземными коммуникациями предусматривается под углом близким 60°; разработка траншеи производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемого трубопровода или кабеля; - пересечение с автодорогами предусматривается открытым или закрытым способом, с углом пересечения близким к 90°, но не менее 60° в защитном кожухе; толщина стенки защитного кожуха 10 мм; глубина заложения – не менее 1,4 м до							
									2019/206/ДС110-PD-AB.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		20

верха кожуха; концы кожуха выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи;

- кожухи предусматриваются из стальных электросварных прямошовных труб по ГОСТ 10704-91 материал сталь 10 группы В ГОСТ 10705-80 (426х10); для защиты кожуха от почвенной коррозии предусматривается ленточная полимерная антикоррозионная изоляция усиленного типа согласно ГОСТ Р 51164-98, таблица 1 (конструкция 16) и ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция»;

- расстояние нефтегазосборного трубопровода от действующих трубопроводов при параллельной прокладке принято согласно СП 284.1325800.2016 п.8.7;

- прокладка участков трубопроводов с существующими трубопроводами предусмотрена на расстоянии между осью проектируемого трубопровода и осью существующего трубопровода не менее 5 м в соответствии с таблицей 8 СП 284.1325800.2016;

- расстояние трубопровода от существующих сооружений принято согласно СП 284.1325800.2016 п. 6.6, табл.7; расстояние до ближайшего населенного пункта село Немзя составляет 8,94 км, при допустимом минимальном расстоянии 75 м для нефтепроводов III-го класса; расстояние от отсыпки куста эксплуатируемых нефтяных скважин: куста №4 составляет 947м, куста №3 – 637м, куста №6 – 90м, при допустимом наименьшем расстоянии для нефтепровода III класса 30м;

- проектируемый нефтегазосборный трубопровод проложен параллельно существующей межпромысловой дороге с щебенистым покрытием на минимальном расстоянии – 19 м, при допустимом наименьшем расстоянии 10м;

- проектируемый нефтегазосборный трубопровод проложен параллельно существующей ВЛ-6 кВ на минимальном расстоянии – 13 м, при допустимом наименьшем расстоянии 10м;

- при переходе через водную преграду прокладка предусматривается подземной на 0,5м ниже прогнозируемого размыва дна реки (в течении 25 лет), но не менее 1,0 м от естественных отметок дна водоема;

- для предотвращения размыва дна реки по траншее проектом предусмотрены укрепительные работы вдоль трубопровода в русловой части каменной наброской высотой не менее 45см и шириной не менее размеров траншеи по верху;

- для возможности отключения участков трубопровода в процессе эксплуатации на время проведения ремонтных работ, а также на подключении трубопроводов от ГЗУ-1248, ГЗУ-1245 согласно СП 284.1325800.2016 п.9.2.1 предусматривается установка секущих полнопроходных задвижек (DN 150 PN 4,0 МПа);

- на подключении трубопроводов от ГЗУ-1248, ГЗУ-1245, ГЗУ-1259 для предотвращения обратных перетоков жидкости перед секущей задвижкой по направлению потока предусматривается установка обратного клапана (DN 150 PN 4,0 МПа);

- узлы запорной арматуры располагаются в непосредственной близости от существующих автодорог и обеспечены круглогодичным доступом;

- подземная часть нефтегазосборного трубопровода защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	- для возможности отключения участков трубопровода в процессе эксплуатации на время проведения ремонтных работ, а также на подключении трубопроводов от ГЗУ-1248, ГЗУ-1245 согласно СП 284.1325800.2016 п.9.2.1 предусматривается установка секущих полнопроходных задвижек (DN 150 PN 4,0 МПа);						
			- на подключении трубопроводов от ГЗУ-1248, ГЗУ-1245, ГЗУ-1259 для предотвращения обратных перетоков жидкости перед секущей задвижкой по направлению потока предусматривается установка обратного клапана (DN 150 PN 4,0 МПа);						
			- узлы запорной арматуры располагаются в непосредственной близости от существующих автодорог и обеспечены круглогодичным доступом;						
- подземная часть нефтегазосборного трубопровода защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ;									
							2019/206/ДС110-PD-AB.TCH		Лист
									21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

- для обеспечения электрического разъединения подземной части нефтегазосборного трубопровода находящегося под защитой ЭХЗ от надземного оборудования предусматривается изолирующее соединение; согласно ВСН 39-1.8-008-2002 «Указания по проектированию вставок электроизолирующих на магистральных и промышленных трубопроводах» изолирующая монолитная муфта предусматривается на выходе из земли трубопровода в районе узлов 1 и 5;

- для быстрого привлечения внимания и предупреждения о потенциальной или действительной опасности вредного воздействия объекта на людей, снижения вероятности травматизма и профессиональных заболеваний, предотвращения аварий и облегчения управления производственными процессами, на объекте устанавливаются знаки безопасности; знаки безопасности устанавливаются в соответствии с требованиями СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ";

- трасса проектируемого нефтегазосборного трубопровода закреплена на местности указательными знаками согласно (ГОСТ Р 55990-2014 п 9.3.13); указательные знаки с указанием всех параметров трубопровода устанавливаются на всех переходах через искусственные и естественные препятствия, углах поворота и на каждом километре;

- подключение проектируемого нефтегазосборного трубопровода предусматривается путем врезки в существующий трубопровод DN 150 в районе блока задвижек (Узел 5).

Кроме этого, необходимо соблюдение следующих правил:

- обязательный контроль над качеством выполнения строительно-монтажных работ;

- для организации контроля воздушной среды обслуживающий персонал должен быть снабжен переносными газоанализаторами, при помощи которых необходимо производить контроль рабочей среды во время обслуживания арматуры, при обходе трасс и при производстве ремонтных работ;

- защита от статического электричества и молниезащита;

- строгое соблюдение периодичности осмотра нефтегазосборного трубопровода в зависимости от местных условий, сложности рельефа и пересечений с реками и автодорогами;

- система неразрушающего контроля трубопровода;

- периодичность диагностики не реже одного раза в 4 года, основными методами контроля трубопроводов являются: ультразвуковой, радиографический и акустический;

- ремонт оборудования производится только после его отключения и сброса давления;

- осмотр оборудования производится при естественном освещении или при помощи переносных светильников во взрывозащищенном исполнении напряжением питания не более 12 В;

- применение электрооборудования во взрывозащищенном исполнении.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2019/206/ДС110-PD-AB.TCH						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	



### 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:

- герметизированная схема технологического процесса;
- соединение труб между собой на сварке, трубопроводы не имеют фланцевых или других разъемных соединений, кроме мест установки арматуры или присоединения к оборудованию;
- на переходах через реки, в начале и конце реконструируемого нефтегазосборного трубопровода предусматриваются отключающие задвижки;
- для предотвращения несанкционированного вмешательства узлы задвижек размещаются в ограждениях;
- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ;
- сбор производственно-ливневых стоков в закрытую систему, исключающую сброс вредных веществ в окружающую среду.
- выбранные материалы для реконструируемого нефтегазосборного трубопровода обеспечивают его надежную и безопасную эксплуатацию в течение принятого срока службы, экономичность объекта, минимальность выбросов загрязняющих веществ; согласно паспортным данным заводов-изготовителей срок службы запорной арматуры – не менее 20 лет, расчетный срок службы труб и деталей трубопроводов – 20 лет.

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

- своевременное проведение периодических осмотров оборудования и диагностики трубопроводов, периодического испытания предохранительной и регулирующей арматуры;
- обучение обслуживающего персонала действиям по ликвидации возможных аварий;
- наличие исправных средств пожаротушения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС110-PD-AB.TCH				23

### 3 Анализ риска

При нормальной эксплуатации проектируемого объекта отсутствуют постоянно действующие опасные факторы на окружающую среду, население. Потенциальная опасность проектируемых сооружений заключается в возможности возникновения аварийных ситуаций, связанных с разгерметизацией проектируемых сооружений.

#### 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:

1) К основным причинам и факторам, связанным с отказом оборудования (трубопроводов) 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).

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

- внешнее механическое воздействие (в результате строительной деятельности);
- ошибки операторов (несоблюдение регламента, превышение давления, 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 не выявление дефектов во время эксплуатации;
- дефекты не ликвидируются из-за отсутствия или неудовлетворительного качества ремонтных работ, или недооценки опасности дефектов.

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

- подтопление, пучение;
- экстремальные климатические условия;
- акты вандализма или диверсии;
- разряд атмосферного электричества.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС110-PD-AB.TCH				24

### 3.1.2 Определение сценариев возможных аварий

Под сценарием возможных аварий подразумевается последовательность связанных событий, обусловленных конкретными инициирующими событиями.

Анализ известных аварий показал, что на объектах, аналогичных проектируемому, и содержащих подобные опасные вещества, возможны аварии, сопровождающиеся выбросом газа и разливом нефти, пожарами разлития, образованием облаков ТВС и их взрывами в открытом пространстве. Основными поражающими факторами в случае аварий являются открытое пламя, тепловое излучение, ударная волна и разлет осколков разрушенного оборудования (трубопроводов).

Анализ условий обращения с опасными веществами на данном объекте показал, что типовыми сценариями аварий являются:

Сценарий 1 ( $C_1$ ) – разлив/выброс опасного вещества (нефть, попутный нефтяной газ), сопровождающийся загрязнением промплощадки/окружающей среды.

Сценарий 2 ( $C_2$ ) – пожар разлива в открытом пространстве, возникающий при проливе опасных веществ (нефть, попутный газ) из разрушенного технологического оборудования и трубопроводов.

Пожар разлития характеризуется четко определенной границей. Основным поражающим фактором при реализации этого сценария является тепловое излучение, экологическое загрязнение атмосферы продуктами сгорания.

Сценарий 3 ( $C_3$ ) – образование и взрыв топливо-воздушной смеси (ТВС) в открытом пространстве (на месте разгерметизации оборудования).

Схемы развития приведенных сценариев аварий представлены ниже (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Схемы развития типовых сценариев аварий

№ сценария	Схема развития сценария
$C_1$ Разлитие/выброс нефти, попутного газа	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода → выброс опасных веществ, растекание нефти в пределах площадки → загрязнение промплощадки и окружающей среды – ОС
$C_2$ Пожар разлития	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода → выброс опасных веществ, растекание нефти в пределах площадки → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлития → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение
$C_3$ Взрыв ТВС	Полная или частичная разгерметизация оборудования → образование взрывоопасной ТВС (за счет испарения нефти) → взрыв ТВС при наличии источника инициирования → поражение оборудования и персонала ударной волной
Примечания 1 При описании схем развития большинства типовых сценариев аварий в качестве инициирующего события не рассматривается образование неплотностей во фланцевых соединениях оборудования и коммуникаций, т.к. при идентичности схем развития аварий, ожидаемые последствия будут менее катастрофичны. Сделанное допущение будет в дальнейшем определять выбор наиболее вероятного сценария аварии не из всего возможного множества аварийных ситуаций, а из представленного перечня аварий с наиболее значительными последствиями. 2 При определении типовых сценариев аварии цепное развитие аварии, как типовое, не рассматривалось из-за множества комбинаций схем развития	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС110-PD-AB.TCH	Лист 25																		
<table><tr><td rowspan="2">Инв. № подл.</td><td rowspan="2">Подп. и дата</td><td rowspan="2">Взам. инв. №</td><td colspan="5"><table><tr><td>Пожар разлития</td><td>точника инициирования → пожар разлития → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение</td></tr><tr><td>C<sub>3</sub> Взрыв ТВС</td><td>Полная или частичная разгерметизация оборудования → образование взрывоопасной ТВС (за счет испарения нефти) → взрыв ТВС при наличии источника инициирования → поражение оборудования и персонала ударной волной</td></tr><tr><td colspan="6">Примечания 1 При описании схем развития большинства типовых сценариев аварий в качестве инициирующего события не рассматривается образование неплотностей во фланцевых соединениях оборудования и коммуникаций, т.к. при идентичности схем развития аварий, ожидаемые последствия будут менее катастрофичны. Сделанное допущение будет в дальнейшем определять выбор наиболее вероятного сценария аварии не из всего возможного множества аварийных ситуаций, а из представленного перечня аварий с наиболее значительными последствиями. 2 При определении типовых сценариев аварии цепное развитие аварии, как типовое, не рассматривалось из-за множества комбинаций схем развития</td></tr></table></td></tr></table>								Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<table><tr><td>Пожар разлития</td><td>точника инициирования → пожар разлития → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение</td></tr><tr><td>C<sub>3</sub> Взрыв ТВС</td><td>Полная или частичная разгерметизация оборудования → образование взрывоопасной ТВС (за счет испарения нефти) → взрыв ТВС при наличии источника инициирования → поражение оборудования и персонала ударной волной</td></tr><tr><td colspan="6">Примечания 1 При описании схем развития большинства типовых сценариев аварий в качестве инициирующего события не рассматривается образование неплотностей во фланцевых соединениях оборудования и коммуникаций, т.к. при идентичности схем развития аварий, ожидаемые последствия будут менее катастрофичны. Сделанное допущение будет в дальнейшем определять выбор наиболее вероятного сценария аварии не из всего возможного множества аварийных ситуаций, а из представленного перечня аварий с наиболее значительными последствиями. 2 При определении типовых сценариев аварии цепное развитие аварии, как типовое, не рассматривалось из-за множества комбинаций схем развития</td></tr></table>					Пожар разлития	точника инициирования → пожар разлития → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение	C <sub>3</sub> Взрыв ТВС	Полная или частичная разгерметизация оборудования → образование взрывоопасной ТВС (за счет испарения нефти) → взрыв ТВС при наличии источника инициирования → поражение оборудования и персонала ударной волной	Примечания 1 При описании схем развития большинства типовых сценариев аварий в качестве инициирующего события не рассматривается образование неплотностей во фланцевых соединениях оборудования и коммуникаций, т.к. при идентичности схем развития аварий, ожидаемые последствия будут менее катастрофичны. Сделанное допущение будет в дальнейшем определять выбор наиболее вероятного сценария аварии не из всего возможного множества аварийных ситуаций, а из представленного перечня аварий с наиболее значительными последствиями. 2 При определении типовых сценариев аварии цепное развитие аварии, как типовое, не рассматривалось из-за множества комбинаций схем развития					
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<table><tr><td>Пожар разлития</td><td>точника инициирования → пожар разлития → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение</td></tr><tr><td>C<sub>3</sub> Взрыв ТВС</td><td>Полная или частичная разгерметизация оборудования → образование взрывоопасной ТВС (за счет испарения нефти) → взрыв ТВС при наличии источника инициирования → поражение оборудования и персонала ударной волной</td></tr><tr><td colspan="6">Примечания 1 При описании схем развития большинства типовых сценариев аварий в качестве инициирующего события не рассматривается образование неплотностей во фланцевых соединениях оборудования и коммуникаций, т.к. при идентичности схем развития аварий, ожидаемые последствия будут менее катастрофичны. Сделанное допущение будет в дальнейшем определять выбор наиболее вероятного сценария аварии не из всего возможного множества аварийных ситуаций, а из представленного перечня аварий с наиболее значительными последствиями. 2 При определении типовых сценариев аварии цепное развитие аварии, как типовое, не рассматривалось из-за множества комбинаций схем развития</td></tr></table>								Пожар разлития	точника инициирования → пожар разлития → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение	C <sub>3</sub> Взрыв ТВС	Полная или частичная разгерметизация оборудования → образование взрывоопасной ТВС (за счет испарения нефти) → взрыв ТВС при наличии источника инициирования → поражение оборудования и персонала ударной волной	Примечания 1 При описании схем развития большинства типовых сценариев аварий в качестве инициирующего события не рассматривается образование неплотностей во фланцевых соединениях оборудования и коммуникаций, т.к. при идентичности схем развития аварий, ожидаемые последствия будут менее катастрофичны. Сделанное допущение будет в дальнейшем определять выбор наиболее вероятного сценария аварии не из всего возможного множества аварийных ситуаций, а из представленного перечня аварий с наиболее значительными последствиями. 2 При определении типовых сценариев аварии цепное развитие аварии, как типовое, не рассматривалось из-за множества комбинаций схем развития										
			Пожар разлития	точника инициирования → пожар разлития → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение																					
C <sub>3</sub> Взрыв ТВС	Полная или частичная разгерметизация оборудования → образование взрывоопасной ТВС (за счет испарения нефти) → взрыв ТВС при наличии источника инициирования → поражение оборудования и персонала ударной волной																								
Примечания 1 При описании схем развития большинства типовых сценариев аварий в качестве инициирующего события не рассматривается образование неплотностей во фланцевых соединениях оборудования и коммуникаций, т.к. при идентичности схем развития аварий, ожидаемые последствия будут менее катастрофичны. Сделанное допущение будет в дальнейшем определять выбор наиболее вероятного сценария аварии не из всего возможного множества аварийных ситуаций, а из представленного перечня аварий с наиболее значительными последствиями. 2 При определении типовых сценариев аварии цепное развитие аварии, как типовое, не рассматривалось из-за множества комбинаций схем развития																									

Перечень основных сценариев возможных аварий, принятых к количественному расчету для реконструируемого нефтегазосборного трубопровода, представлен ниже (таблица 3.2)

Таблица 3.2 - Перечень основных сценариев возможных аварий

Наименование оборудования	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>
Нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1220 – блок задвижек»	+	+	+

### 3.2 Определение частоты возникновения аварий

Любой сценарий начинается с инициирующего события (утечки различной интенсивности), которое может возникнуть с некоторой частотой. Возможные причины и факторы, способствующие возникновению и развитию аварий на проектируемом объекте, приведены выше. Основываясь на анализе имеющейся статистической информации, ниже представлены характерные вероятности аварий основных технологических элементов.

Обобщенные статистические данные по ожидаемым частотам инициирования аварий на трубопроводах представлены ниже (таблица 3.3).

Таблица 3.3 - Обобщенные статистические данные по ожидаемым частотам инициирования аварий на трубопроводах

Тип аварии	Частота разгерметизации	Источник данных
<u>Трубопровод Ду 75-150мм</u>		
Разрыв трубопровода на полное сечение	$3,0 \cdot 10^{-7}$ /м в год	Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», утвержденное Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.04.2016 №144.
Истечение через отверстие с эффективным диаметром 10% от номинального диаметра трубы диаметром от 75 до 150 мм	$2,0 \cdot 10^{-6}$ /м в год	
Задвижка	0,04468 1/год	ГОСТ 12.1.004-91* (приложение 3, таблица 9)

Интенсивность отказов ( $\lambda$ ) на проектируемых сооружениях может быть определена по формуле:

$$\lambda = \lambda_{\text{зав}} \times n \times p + \lambda_{\text{трубы}} \times l_{\text{трубы}}$$

где:

$$\lambda_{\text{зав}} = 5,1 \cdot 10^{-6} \text{ 1/час} = 0,04468 \text{ 1/год (таблица 3.3);}$$

$n$  - количество задвижек;

$p$  - вероятность крупномасштабной аварии (0,005);

$\lambda_{\text{трубы}}$  - частота аварий в год на трубопроводе (таблица 3.3);

$l_{\text{трубы}}$  - длина трубопроводов, м.

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		2019/206/ДС110-PD-AB.TCH						Лист
												26
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата							

Таким образом, интенсивность отказов с мгновенным выбросом (разрывом на полное сечение) составит:

Вероятность безотказной работы оборудования в некотором промежутке времени принято характеризовать показателем надежности оборудования. Для учета вероятности отдельных событий сценариев аварий, рассмотренных методом «дерева событий» использован метод экспертных оценок вероятности событий (Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», утвержденное Приказом №144 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.04.2016 и ГОСТ 27.310-95).

Таблица 3.4 – Оценка вероятности отказов

Тип отказа	Ожидаемая частота возникновения, год <sup>-1</sup>	Качественное описание частоты отказов индивидуального изделия (ГОСТ 27.310-95)
Частый отказ	$>1$	Вероятно частое возникновение
Вероятный отказ	$1-10^{-2}$	Будет наблюдаться несколько раз за срок службы
Возможный отказ	$10^{-2}-10^{-4}$	Возможно одно наблюдение данного отказа за срок службы
Редкий отказ	$10^{-4}-10^{-6}$	Отказ маловероятен, но возможен хотя бы один отказ за срок службы
Практически невероятный отказ	$<10^{-6}$	Отказ настолько маловероятен, что вряд ли будет наблюдаться даже один раз за срок службы.

В основу расчетов положены значения частот иницирующих событий, полученных на основе обобщенных статистических данных по частоте возникновения аварий:

- вероятность горения жидкости = 0,05;
  - вероятность образования облака ТВС на открытом пространстве будет составлять в среднем за год = 0,05 (величина зависит от температуры воздуха и скорости ветра).
  - вероятность мгновенного воспламенения = 0,5, отложенного = 0,1;
- Следовательно:
- вероятность горения разлива нефти = 0,05 (сценарий С<sub>2</sub>);
  - вероятность (отложенного) взрывного превращения облака ТВС =  $0,1 \times 0,05 = 0,005$  (сценарий С<sub>3</sub>);
  - вероятность аварии без воспламенения (загрязнение ОС) равна единице за минусом суммы всех сценариев соответствующей группы (сценарий С<sub>1</sub>).

Частоты наиболее типичных крупных аварий, возможных на проектируемых сооружениях, представлены в таблице 3.5.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС110-PD-AB.TCH			27



окружающее пространство в результате аварии, а также приведенной массы паров).

4) Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», утвержденное Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору №144 от 11.04.2016 (оценка воздействия избыточного давления на человека и различные конструкции).

5) Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 30.12.2020 №2451 (определение объема возможной утечки при повреждении трубопроводов).

6) «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности», утвержденная приказом Ростехнадзора №272 от 29.06.2016 (определение объема возможной утечки при повреждении трубопроводов).

Анализ причин возникновения и механизмов развития аварий на проектируемом объекте показал, что при моделировании физических процессов, протекающих при авариях, должны учитываться следующие явления:

- истечение из отверстия в оборудовании (трубопроводе);
- растекание жидкости, в том числе при квазимгновенном разрушении емкости (трубопровода);
- испарение жидкости из пролива;
- образование паровоздушного облака;
- взрыв паровоздушной смеси на открытом пространстве;
- горение легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (пожар пролива).

Также оцениваются следующие параметры:

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

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

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

В соответствии с Правилами организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации (утверждены Постановлением Правительства РФ от 30.12.2020 №2451) расчетно-нормативные объемы разлива нефти составляют:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<b>3.4 Оценка количества опасных веществ, способных участвовать в аварии</b>							
			Согласно нормативным требованиям при определении количества веществ, способных участвовать в аварии, выбирался наиболее неблагоприятный вариант аварии или период работы технологического оборудования, при котором в аварии участвует наибольшее количество веществ.							
			В соответствии с Правилами организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации (утверждены Постановлением Правительства РФ от 30.12.2020 №2451) расчетно-нормативные объемы разлива нефти составляют:							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС110-PD-AB.TCH				Лист
										29

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

Площадь пролива определена согласно "Методике оценки последствий аварий на пожаро-взрывоопасных объектах. Сборник методик по прогнозированию возможных аварий, катастроф, стихийных бедствий в РСЧС", М., 1994 год.

Масса паров нефти, поступившая в окружающее пространство в результате аварии, а также приведенная масса паров рассчитаны по ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля».

Объем нефти в аварийном участке нефтегазосборного трубопровода определен с учетом рельефа местности.

Количество опасных веществ, способных участвовать в аварии по выбранным сценариям, представлено ниже (таблицы 3.6, 3.7, 3.8).

Таблица 3.6 – Сценарий С1 - экологическое загрязнение (разлив нефти)

Оборудование	Количество загрязняющего вещества (масса, т)	
	нефть	газ
Нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1220 – блок задвижек»		
Участок 1 Узел 1 – Узел 2	4,70	0,7954
Участок 5 Кусты 3,4 – Узел 2	2,15	0,3642
Участок 2 Узел 2 – Узел 3	6,79	1,1487
Участок 6 Задвижка 22 - Узел 3	2,07	0,3502
Участок 3 Узел 3 - Узел 4	6,51	1,1010
Участок 7 Задвижка 21 - Узел 4	2,71	0,4585
Участок 4 Узел 4 - Узел 5	8,65	1,4636

Дальнейшее развитие сценариев аварий - пожар пролива, взрыв ТВС рассматриваются только для полной разгерметизации трубопровода, т.к. реконструируемый нефтегазосборный трубопровод прокладывается подземно, при частичной разгерметизации происходит постепенное впитывание в грунт, образование облака устойчивой «лужи» пролива, испарение и образование облака ТВС с последующим взрывом маловероятно.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									30
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС110-PD-AB.TCH



Таблица 3.7 - Сценарий С2 - пожар пролива. Поражающий фактор - тепловое излучение

Оборудование	Загрязняющее вещество	Площадь пролива, м <sup>2</sup>
Нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1220 – блок задвижек»		
Участок 1 Узел 1 – Узел 2	нефть	114,81
Участок 5 Кусты 3,4 – Узел 2	нефть	52,57
Участок 2 Узел 2 – Узел 3	нефть	165,83
Участок 6 Задвижка 22 - Узел 3	нефть	50,56
Участок 3 Узел 3 - Узел 4	нефть	158,93
Участок 7 Задвижка 21 - Узел 4	нефть	66,19
Участок 4 Узел 4 - Узел 5	нефть	211,28

Таблица 3.8 - Сценарий С3 - взрыв облака ТВС. Поражающий фактор - барическое давление взрыва

Оборудование	Интенсивность испарения, кг/м <sup>2</sup> -сек.	Масса паров нефти, поступившая в окружающее пространство в результате аварии, кг	Приведенная масса паров нефти, кг
Нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1220 – блок задвижек»			
Участок 1 Узел 1 – Узел 2	0,00011	839,75	83,98
Участок 5 Кусты 3,4 – Узел 2	0,00011	384,53	38,45
Участок 2 Узел 2 – Узел 3	0,00011	1212,88	121,29
Участок 6 Задвижка 22 - Узел 3	0,00011	369,80	36,98
Участок 3 Узел 3 - Узел 4	0,00011	1162,44	116,24
Участок 7 Задвижка 21 - Узел 4	0,00011	484,10	48,41
Участок 4 Узел 4 - Узел 5	0,00011	1545,28	154,53

Проектируемый трубопровод прокладывается подземно, поэтому реально выброс нефти может составить расчетную величину только при разрушении его на надземных участках, например, в местах установки задвижек (узлы №2,3,4,5).

Следует отметить, что узлы задвижек находятся на значительном расстоянии от населенных пунктов.

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

Основными опасными последствиями аварий, возможных на проектируемом объекте являются:

- загрязнение окружающей среды (ОС);
- образование воздушной ударной волны при взрывных превращениях облаков газо- и паровоздушных смесей;
- образование осколочного поля;
- образование зоны термического поражения при пожарах пролива.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									31
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС110-PD-AB.TCH

В качестве основных поражающих факторов аварий рассматриваются:

- избыточное давление во фронте воздушной ударной волны;
- тепловое излучение горящих разливов.

При анализе воздействия поражающих факторов оценке подвергалось:

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

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

### 3.5.1 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов загрязнения ОС при аварийных выбросах (сценарий С<sub>1</sub>)

Загрязняющими веществами при аварии на проектируемом объекте являются нефть и попутный нефтяной газ.

Экологическое воздействие при выбросе газа определяется массой выброса и составом газа, количество газа, участвующего в образовании экологического ущерба приведено выше (таблица 3.6)

При разливе нефтегазовой смеси, зона действия загрязняющих факторов определяется площадью разлива. Для расчетов площадей загрязнения, в общем случае принимается, что в любой момент времени пролившаяся жидкость имеет форму плоской круглой лужи постоянной толщины. Площадь загрязнения земли при свободном растекании  $S_3$ , м<sup>2</sup> рассчитываем по формуле:

$$S_3 = \frac{\pi \cdot d^2}{4},$$

где  $d$  – диаметр разлива, м, определяемый по формуле:

$$d = \sqrt{25,5 \cdot V_{\text{нп}}},$$

где  $V_{\text{нп}}$  – объем потерянной жидкости, м<sup>3</sup>.

В реальных условиях при разливе нефти непосредственно на грунт, нефть заполняет естественные углубления рельефа и, следовательно, площадь загрязнения занимает величину меньше расчетной.

Результаты расчетов максимальных площадей загрязнения при аварийных проливах нефти были приведены выше (таблица 3.7).

### 3.5.2 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлива (сценарий С<sub>2</sub>)

Наличие источников зажигания в месте выхода нефти на поверхность может привести к спокойному возгоранию парогазовой фазы с последующим горением разлива. Образующийся при горении продуктов факел имеет значительную мощность теплового излучения и может оказывать воздействие на человека и на строения вплоть до их возгорания.

Для определения интенсивности теплового излучения пожара пролива использована методика, рекомендованная ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная без-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			Лист
						2019/206/ДС110-PD-AB.TCH		32

опасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля» (Приложение Д).

Интенсивность теплового излучения  $q$ , кВт/м<sup>2</sup>; рассчитывается по формуле:

$$q = E_f \cdot F_q \cdot \tau,$$

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

$F_q$  - угловой коэффициент облученности, вычисляемый по формулам, приведенным в методике, и зависящий от расстояния от геометрического центра пролива;

$\tau$  - коэффициент пропускания атмосферы.

Высота пламени вычисляется по формуле:

$$H = 42 \cdot d \cdot \left( \frac{m}{\rho_e \sqrt{g \cdot d}} \right)^{0.61}$$

где  $m$  - удельная массовая скорость выгорания топлива, кг/(м<sup>2</sup>с) (для нефти  $m=0,04$  кг/(м<sup>2</sup>с);

$\rho_e$  - плотность окружающего воздуха, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  - ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с<sup>2</sup>.

Под зоной поражения тепловым излучением принимается зона вдоль границы пожара размером, равным расстоянию, на котором будет наблюдаться тепловой поток с заданной величиной. Характер воздействия на здания и сооружения в этой зоне определяется наличием возгораемых веществ и величиной теплового потока (таблица 3.9).

Таблица 3.9 – Характер воздействия теплового излучения на различные материалы и конструкции

Характер повреждений элементов зданий	Интенсивность излучения, кВт/м <sup>2</sup>
Стальные конструкции (критическая температура прогрева 300 °С) разрушение	
10 мин при	30
30 мин при	20
90 мин при	12
Кирпичные конструкции (критическая температура прогрева 700 °С) разрушение	
30 мин при	55
90 мин при	30
Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12 %) при длительности облучения 15 мин	12,9
Воспламенение древесины, окрашенной масляной краской по строганной поверхности; воспламенение фанеры	17

Для определения числа пострадавших принимается значение интенсивности теплового излучения, превышающее 7,0 кВт/м<sup>2</sup>.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									33
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС110-PD-AB.TCH

Графики зависимости интенсивности теплового воздействия от расстояния от геометрического центра пролива при рассмотренных авариях приведены ниже (рисунок 3.1, 3.2).

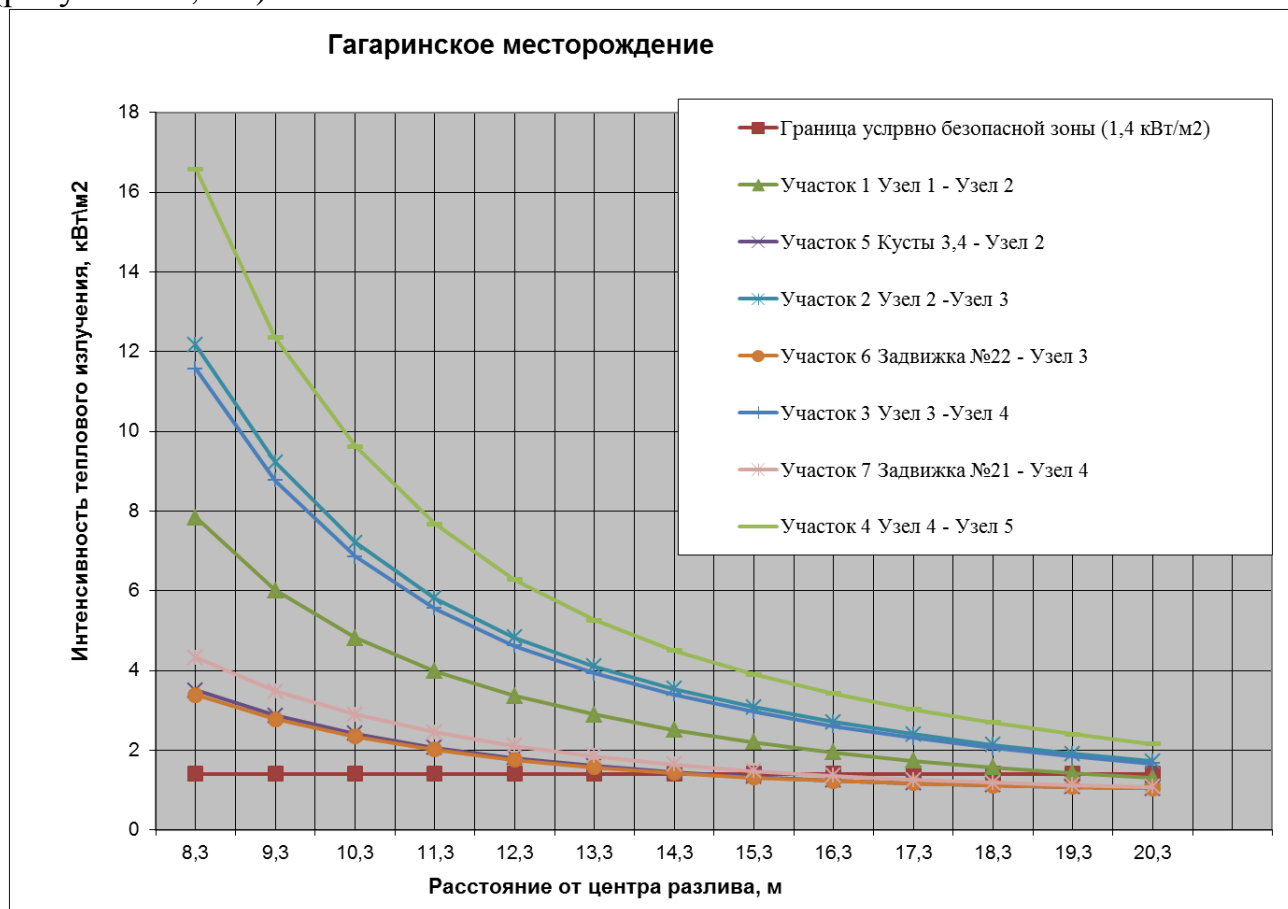


Рисунок 3.1 – Зависимость интенсивности теплового воздействия от расстояния от геометрического центра пролива при аварии на проектируемом трубопроводе

Результаты расчетов по воздействию теплового излучения на человека представлены ниже (таблица 3.10).

Таблица 3.10 - Воздействие теплового излучения на человека

Оборудование	Размеры зон действия теплового излучения при пожарах разлития, м					
	Радиус зоны пламени	I = 44,5 кВт/м²	I = 10,5 кВт/м²	I = 7,0 кВт/м²	I = 4,2 кВт/м²	I = 1,4 кВт/м²
Нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1220 – блок задвижек»						
Участок 1 Узел 1 – Узел 2	6,05	-	7,35	8,71	11,0	19,5
Участок 5 Кусты 3,4 – Узел 2	4,09	-	5,0	5,93	7,53	14,68
Участок 2 Узел 2 – Узел 3	7,27	-	8,82	10,42	13,14	22,53
Участок 6 Задвижка 22 - Узел 3	4,01	-	4,9	5,82	7,39	14,49
Участок 3 Узел 3 - Узел 4	7,11	-	8,63	10,21	12,88	22,15
Участок 7 Задвижка 21 - Узел 4	4,59	-	5,60	6,64	8,42	15,89
Участок 4 Узел 4 - Узел 5	8,2	-	9,94	11,74	14,78	24,87
I = 44,5 кВт/м² - летальный исход с вероятностью 50 % при длительности воздействия около 10 с.						
I = 10,5 кВт/м² - непереносимая боль через 3-5 с. Ожог 1 степени через 6-8 с. Ожог 2 степени через 12-16 с.						

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС110-PD-AB.TCH	Лист
							34

Оборудование	Размеры зон действия теплового излучения при пожарах разлития, м					
	Радиус зоны пламени	$I = 44,5$ кВт/м <sup>2</sup>	$I = 10,5$ кВт/м <sup>2</sup>	$I = 7,0$ кВт/м <sup>2</sup>	$I = 4,2$ кВт/м <sup>2</sup>	$I = 1,4$ кВт/м <sup>2</sup>
$I = 7,0$ 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. $I = 4,2$ кВт/м <sup>2</sup> - безопасно для человека в брезентовой одежде. $I = 1,4$ кВт/м <sup>2</sup> - без негативных последствий в течение неограниченного времени.						

Расчетные зоны поражения тепловым излучением при аварии на площадке ГЗУ-1220(Узел 1 сущ.) приведены ниже (рисунок 3.2).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС110-PD-AB.TCH
						Лист
						35

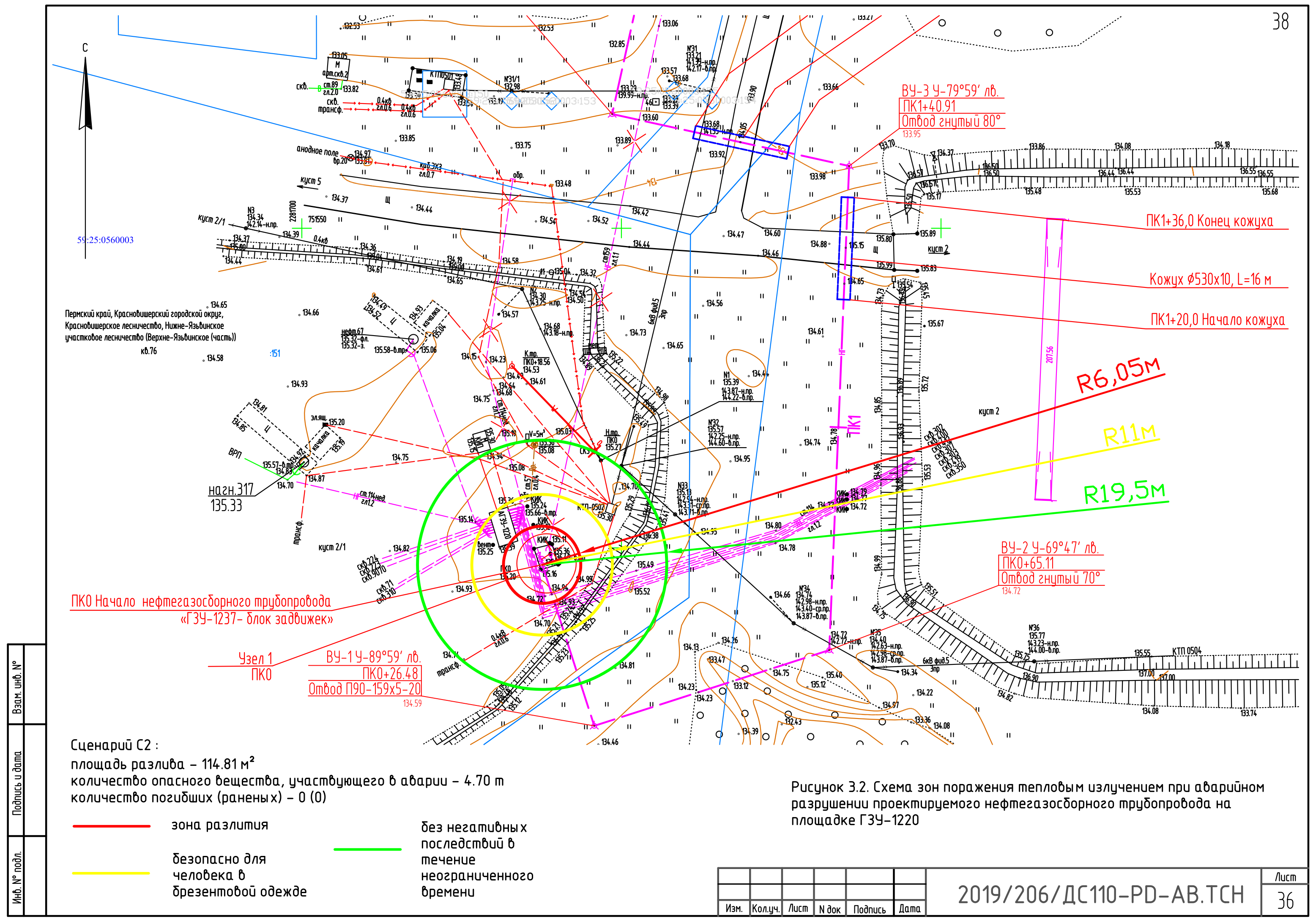


Рисунок 3.2. Схема зон поражения тепловым излучением при аварийном разрушении проектируемого нефтегазосборного трубопровода на площадке ГЗУ-1220

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	2019/206/ДС110-PD-AB.TCH	Лист 36
------	---------	------	-------	---------	------	--------------------------	---------

### 3.5.3 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов взрывов ТВС в открытом пространстве (сценарий С<sub>3</sub>)

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

Для количественной оценки параметров волны давления при сгорании газозвудушных смесей в открытом пространстве использовался метод расчета, приведенный в СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» (Приложение В.3).

В данном случае аварийным сценарием является разрушение трубопровода, разлив нефти, испарение с поверхности разлива и взрыв образовавшегося облака топливно-воздушной смеси непосредственно над местом аварии.

Избыточное давление, развиваемое при сгорании облака ТВС, рассчитывается по формуле

$$\Delta p = p_0 \cdot \left( \frac{0.8 \cdot m_{np}^{0.33}}{r} + \frac{3 \cdot m_{np}^{0.66}}{r^2} + \frac{5 \cdot m_{np}}{r^3} \right)$$

где  $p_0$  - атмосферное давление (101 кПа);

$r$  – расстояние от геометрического центра газопаровоздушного облака, м;

$m_{np}$  - приведенная масса газа или пара, Дж/кг

$$m_{np} = \left( \frac{Q_{cz}}{Q_0} \right) \cdot m_{z.n.} \cdot Z$$

$Q_{cz}$  - удельная теплота сгорания газа Дж/кг;

$Q_0$  - константа ( $4,52 \cdot 10^6$  Дж/кг);

$Z$  – коэффициент участия (0,1);

$m_{z.n.}$  - масса газа, поступившего в результате аварии в окружающее пространство.

Импульс волны давления, рассчитывают по формуле:

$$i = 123 \cdot \frac{m_{np}^{0.66}}{r}$$

При расчете массы вещества в облаке ТВС полагалось, что интенсивность испарения зависит от параметров вещества и окружающей среды следующим образом:

$$m = S \cdot \sqrt{M} \cdot 10^{-6} \cdot p_n \cdot T$$

где  $S$  – площадь разлива,  $M$  – молярная масса,  $p_n$  – давление насыщенных паров,  $T$  – продолжительность поступления паров легковоспламеняющихся и горючих жидкостей в окружающее пространство (3600с).

Давление насыщенных паров нефтепродуктов (согласно «Рекомендациям по обеспечению пожарной безопасности объектов нефтепродуктообеспечения,

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2019/206/ДС110-PD-AB.TCH						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

расположенных на селитебной территории», Минтопэнерго России № 66 от 23.02.1997) определено по формуле:

$$P_n = \frac{\exp[6,908 + 0,0433(t_n - 0,924t_{всп} + 2,055)]}{1047 + 7,48t_{всп}}$$

где  $t_n$  – температура нефтепродукта принята равной среднемесячной температуре атмосферного воздуха наиболее теплого месяца, °С;

$t_{всп}$  – температура вспышки в закрытом тигле, °С.

Размер зоны поражения ударной волной человека на открытой площадке определялся по перепаду давления во фронте ударной волной при бесконечно большой длительности импульса. На графике (рисунок 3.4) приведена зависимость значения избыточного давления от расстояния от геометрического центра газопаровоздушного облака при рассмотренном сценарии аварии.

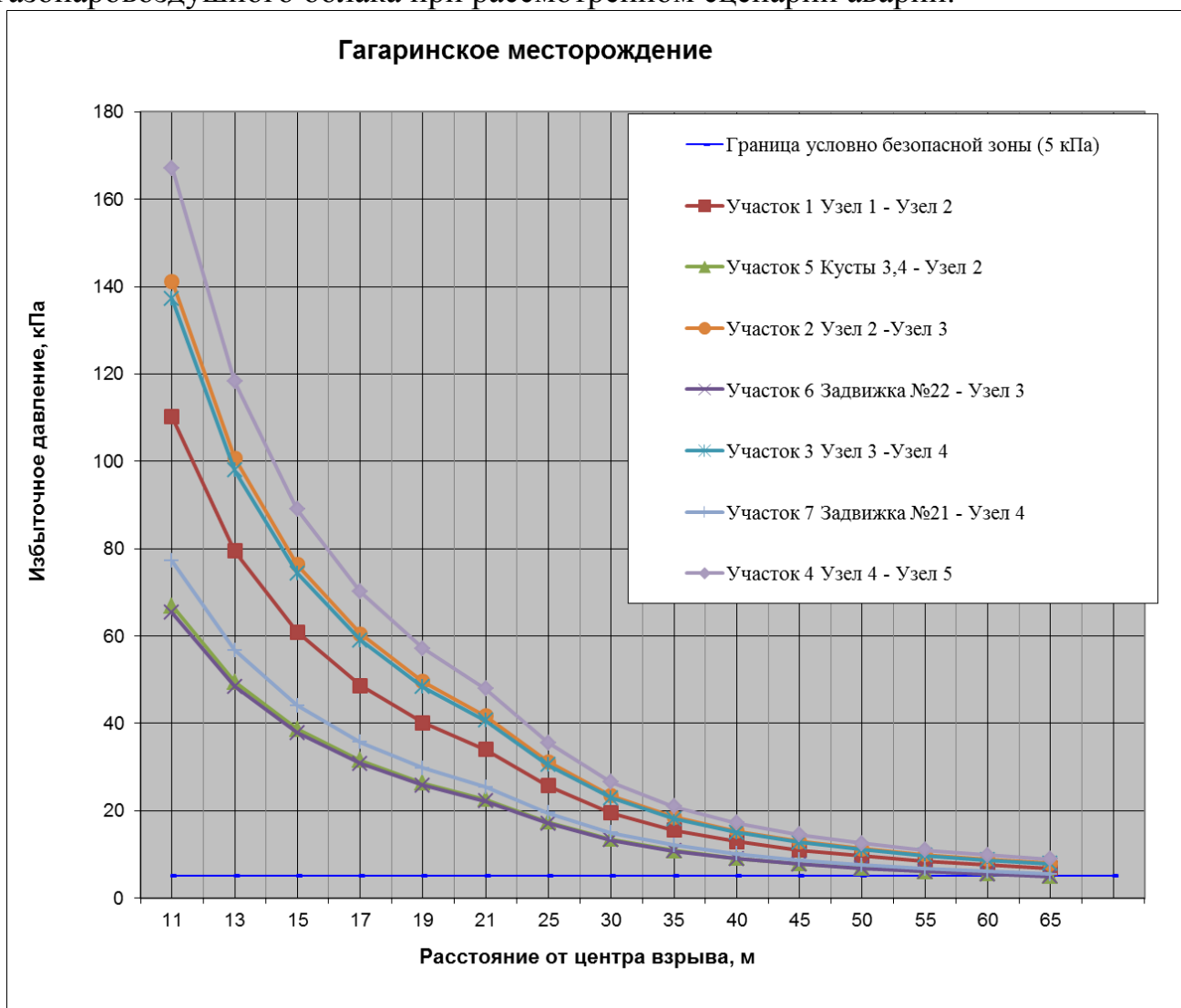


Рисунок 3.3 - Зависимость избыточного давления  $\Delta p$  от расстояния  $r$  при рассматриваемых авариях на проектируемом трубопроводе

Для оценки количества разрушений и числа пострадавших от воздушной ударной волны могут быть использованы данные, приведенные ниже (таблица 3.11).

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



Таблица 3.11 - Предельно допустимые значения избыточного давления при взрыве ТВС

Тип зданий, сооружений	Разрушение при избыточном давлении на фронте ударной волны, кПа			
	Слабое	Среднее	Сильное	Полное
Промышленные здания с тяжелым металлическим или железобетонным каркасом	20 - 30	30 - 40	40 - 50	> 50
Промышленные здания с легким каркасом и бескаркасной конструкции	10 - 20	25 - 35	35 - 45	> 45
Складские кирпичные здания	10 - 20	20 - 30	30 - 40	> 40
Одноэтажные складские помещения с металлическим каркасом и стеновым заполнением из листового металла	5 - 7	7 - 10	10 - 15	> 15
Бетонные и железобетонные здания и антисейсмические конструкции	25 - 35	80 - 120	150 - 200	> 200
Здания железобетонные монолитные повышенной этажности	25 - 45	45 - 105	105 - 170	170 - 215
Котельные, регуляторные станции в кирпичных зданиях	10 - 15	15 - 25	25 - 35	35 - 45
Деревянные дома	6 - 8	8 - 12	12 - 20	> 20
Подземные сети, трубопроводы	400 - 600	600 - 1000	1000 - 1500	1500
Трубопроводы наземные	20	50	130	-
Кабельные подземные линии	до 800	-	-	1500
Цистерны для перевозки нефтепродуктов	30	50	70	80
Резервуары и емкости стальные наземные	35	55	80	90
Подземные резервуары	40	75	150	200

Согласно Приказу Ростехнадзора №144 от 11.04.2016 (приложение №5):

- величина избыточного давления на фронте падающей ударной волны  $\Delta P_{\text{ф}} = 5$  кПа принимается безопасной для человека;

- воздействие на человека ударной волной с избыточным давлением на фронте  $\Delta P_{\text{ф}} > 120$  кПа рекомендуется принимать в качестве смертельного поражения;

- для определения числа пострадавших рекомендуется принимать значение избыточного давления, превышающее 70 кПа;

- критерии разрушения типовых промышленных зданий от избыточного давления:

а) полное разрушение зданий -  $\Delta P_{\text{ф}} =$  более 100 кПа;

б) тяжелые повреждения, здание подлежит сносу -  $\Delta P_{\text{ф}} = 28$  кПа;

в) средние повреждения зданий -  $\Delta P_{\text{ф}} = 14$  кПа;

г) частичное разрушение остекления -  $\Delta P_{\text{ф}} =$  менее 2 кПа.

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		2019/206/ДС110-PD-AB.TCH					Лист
											39
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

Результаты расчетов по воздействию ударной волны при аварии на реконструируемом нефтегазосборном трубопроводе приведены ниже (таблица 3.12).

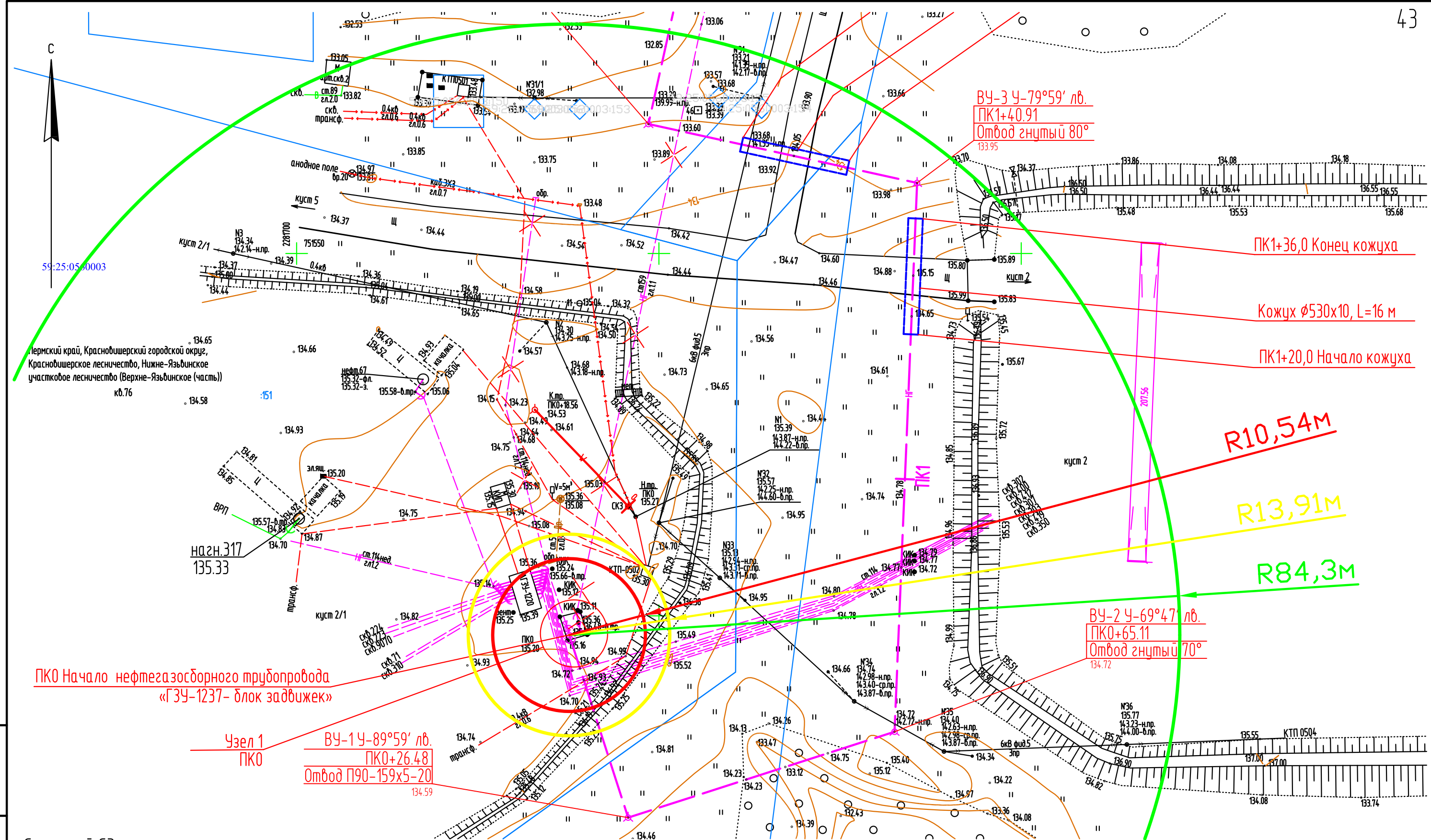
Таблица 3.12 - Результаты расчетов по воздействию ударной волны при аварии на проектируемом трубопроводе

Оборудование	Уровни поражения ударной волной, м						
	Разрушение зданий					Смертельное поражение людей	Нижний порог повреждения человека волной давления
	$\Delta P_{ф=100\text{кПа}}$	$\Delta P_{ф=70\text{кПа}}$	$\Delta P_{ф=28\text{кПа}}$	$\Delta P_{ф=14\text{кПа}}$	$\Delta P_{ф=2\text{кПа}}$	$\Delta P_{ф=120\text{кПа}}$	$\Delta P_{ф=5\text{кПа}}$
Нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1220 – блок задвижек»							
Участок 1 Узел 1 – Узел 2	11,55	13,91	23,67	37,72	189,77	10,54	84,30
Участок 5 Кусты 3,4 – Узел 2	8,92	10,74	18,28	29,14	146,71	8,14	65,14
Участок 2 Узел 2 – Узел 3	13,05	15,71	26,73	42,59	214,24	11,91	95,18
Участок 6 Задвижка 22 - Узел 3	8,80	10,60	18,05	28,76	144,77	8,03	64,31
Участок 3 Узел 3 - Узел 4	12,86	15,49	26,36	41,99	211,28	11,74	93,86
Участок 7 Задвижка 21 - Узел 4	9,62	11,59	19,73	31,44	158,23	8,78	70,29
Участок 4 Узел 4 - Узел 5	14,14	17,02	28,89	46,03	231,54	12,91	102,86

Реконструируемый трубопровод прокладывается подземно, поэтому реально выброс нефти может составить расчетную величину только при разрушении его на надземных участках, например, в местах установки задвижек (узлы №№2,3,4,5).

Расчетные зоны поражения ударной волной взрыва ТВС при аварии на площадке ГЗУ-1220(Узел 1 сущ.) приведены ниже, (рисунок 3.4).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС110-PD-AB.TCH				40



Сценарий СЗ:

поражающий фактор – барическое давление взрыва;  
масса опасного вещества,  
участвующего в аварии, кг – 83.98;  
количество погибших (раненых) – 0(0)

- 50%-ное разрушение, 50%-ный летальный исход ( $\Delta P = 70 \text{ кПа}$ )
- нижний порог повреждения человека ( $\Delta P = 5 \text{ кПа}$ )
- полное разрушение зданий, летальный исход ( $\Delta P = 120 \text{ кПа}$ )

Рисунок 3.4. Схема зон поражения ударной волной при взрыве ТВС при аварии на проектируемом нефтегазосборном трубопроводе на площадке ГЗУ-1220

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	2019/206/ДС110-PD-AB.TCH	Лист 41
------	---------	------	-------	---------	------	--------------------------	---------

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

После определения интенсивности и зон действия поражающих факторов при каждом сценарии аварии оценка ожидаемого числа пострадавших производилась перемножением плотности распределения персонала на площадь зоны поражающего фактора «Методические рекомендации по определению количества пострадавших при чрезвычайных ситуациях», утвержденные приказом МЧС России от 01.09.2007 № 1-4-60-9-9.

Плотность распределения персонала определялась следующим образом: считается, что люди равномерно распределены по территории проектируемого объекта, за исключением некоторых мест, где заранее известно, что в данном месте всегда находится n-ое количество человек. Людские потери определяются по формуле:

$$N_i = R_i \cdot S_i$$

где  $N_i$  - величина потерь в  $i$  зоне, чел.;

$R_i$  – плотность распределения персонала в  $i$  зоне поражения, чел./м<sup>2</sup>;

$S_i$  – площадь  $i$  зоны, м<sup>2</sup>.

Для расчета ориентировочно принято:

- для территории вдоль трассы трубопровода, где нет постоянно проживающих и работающих людей, плотность распределения персонала принята 2 чел/км<sup>2</sup>;
- плотность населения в Красновишерском районе - 1,25 чел./кв.км.

Величина потерь для обслуживающего персонала проектируемого объекта приведена ниже (таблица 3.13).

Таблица 3.13 - Возможные людские потери

Оборудование	Поражающий фактор							
	Ударная волна				Тепловое излучение			
	Площадь зоны ( $R_{изб.}$ не менее 120 кПа), м <sup>2</sup> /летальный исход 100%, персонал (население)	Площадь зоны ( $R_{изб.}$ не менее 70 кПа), м <sup>2</sup> /летальный исход 50%, персонал (население)	Площадь зоны ( $R_{изб.}$ не более 5 кПа), м <sup>2</sup>	Травмы, персонал/население	Площадь зоны (тепловое излучение не менее 44,5 кВт/м <sup>2</sup> ), м <sup>2</sup>	Летальный исход с вероятностью 50 %, персонал/население	Площадь зоны (тепловое излучение не более 4,0 кВт/м <sup>2</sup> ), м <sup>2</sup>	Ожоги I и II степени, персонал/население
Нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1220 – блок задвижек»								
Участок 1 Узел 1 – Узел 2	349,05 (0/0)	607,34 (0/0)	22316	0/0	-	-	398,8	0/0
Участок 5 Кусты 3,4 – Узел 2	207,96 (0/0)	362,1 (0/0)	13324,92	0/0	-	-	187,28	0/0
Участок 2 Узел 2 – Узел 3	445,39 (0/0)	774,81 (0/0)	28443,89	0/0	-	-	568,67	0/0
Участок 6 Задвижка 22 – Узел 3	202,65 (0/0)	352,77 (0/0)	12985	0/0	-	-	180,3	0/0
Участок 3	433,02	753,31	27665	0/0	-	-	545,86	0/0

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС110-PD-AB.TCH	Лист
							42

Оборудование	Поражающий фактор							
	Ударная волна				Тепловое излучение			
	Площадь зоны ( $P_{изб.}$ не менее 120 кПа), $м^2$ /летальный исход 100%, персонал (население)	Площадь зоны ( $P_{изб.}$ не менее 70 кПа), $м^2$ /летальный исход 50%, персонал (население)	Площадь зоны ( $P_{изб.}$ не более 5 кПа), $м^2$	Травмы, персонал/население	Площадь зоны (тепловое излучение не менее 44,5 кВт/м <sup>2</sup> ), $м^2$	Летальный исход с вероятностью 50 %, персонал/население	Площадь зоны (тепловое излучение не более 4,0 кВт/м <sup>2</sup> ), $м^2$	Ожоги I и II степени, персонал/население
Узел 3 - Узел 4	(0/0)	(0/0)						
Участок 7 За- движка 21 - Узел 4	242,27 (0/0)	421,67 (0/0)	15513	0/0	-	-	234,08	0/0
Участок 4 Узел 4 - Узел 5	522,97(0/ 0)	909,65 (0/0)	33223	0/0	-	-	718,39	0/0

При воздействии ударной волны считается:

Зона с летальным исходом 100% - имеет радиус, соответствующий давлению во фронте взрывной волны не менее 120 кПа; зона для определения числа пострадавших имеет радиус, соответствующий давлению во фронте взрывной волны - не менее 70кПа, граница безопасной для человека зоны имеет радиус, соответствующий давлению во фронте взрывной волны не более 5 кПа.

При воздействии теплового излучения считается:

Зона с летальным исходом 50% - имеет радиус, соответствующий тепловому излучению не менее 44,5 кВт/м<sup>2</sup>; зона, в которой возможно получение ожогов I и II степени - имеет радиус, соответствующий тепловому излучению 4 кВт/м<sup>2</sup> и выше.

Населенные пункты находятся вне зон действия поражающих факторов аварий на реконструируемом трубопроводе.

### 3.7 Расчет показателей риска

Одной из наиболее часто употребляющихся характеристик опасности является индивидуальный риск - частота поражения отдельного индивидуума (человека) в результате воздействия исследуемых факторов опасности. В общем случае количественно (численно) индивидуальный риск выражается отношением числа пострадавших людей к общему числу рискующих за определенный период времени. При расчете распределения риска по территории вокруг объекта (картировании риска) индивидуальный риск определяется потенциальным территориальным риском и вероятностью нахождения человека в районе возможного действия опасных факторов. Индивидуальный риск во многом определяется квалификацией и готовностью индивидуума к действиям в опасной ситуации, его защищенностью.

Величина индивидуального риска  $R_m$  для работника  $m$  при его нахождении на  $i$ -ой территории объекта определяется по формуле:

$$R_m = \sum_{i=1}^n P_{(a)} \cdot q_{im},$$

где  $P_{(a)}$  – величина потенциального риска в  $i$ -ой области территории объекта, год<sup>-1</sup>;

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

2019/206/ДС110-PD-AB.TCH

Лист

43

$q$  – вероятность присутствия работника  $m$  в  $i$ -ой области территории объекта.

$$q = \tau n / T$$

$\tau$  – время нахождения работающего в пределах зон поражения в одну смену, час;

$n$  – количество смен в год;

$T$  – количество часов в год.

Согласно Руководству по безопасности, утвержденному Приказом №144 от 11.04.2016, для производственного персонала, постоянно находящегося на объекте, долю времени, при которой реципиент подвергается опасности, можно оценить величиной 0,22 (41 час в неделю), для производственных объектов без постоянного пребывания персонала принято  $q = 0,08$ .

Для проектируемого объекта, учитывая периодичность наличия персонала, наиболее показательным является потенциальный территориальный риск - частота реализации поражающих факторов в рассматриваемой точке территории. Потенциальный территориальный, или потенциальный риск, не зависит от факта нахождения объекта воздействия (например, человека) в данном месте пространства. Предполагается, что условная вероятность нахождения объекта воздействия равна 1 (т. е. 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 возможной опасности для конкретных объектов воздействия (реципиентов), находящихся в данной точке пространства.

Потенциальный риск определяют по формуле:

$$P_{(a)} = \sum_{i=1}^n Qd_i \cdot Q(A_i),$$

где  $Qd_i$  – условная вероятность поражения человека в определенной точке местности в результате реализации  $i$ -го сценария аварии, отвечающего определенному иницирующему событию аварии;

$Q(A_i)$  – вероятность реализации в течение года  $i$ -й ветви логической схемы, 1/год;

$n$  – число ветвей логической схемы.

Оценка риска проводится на основе построения логической схемы, в которой учитывают различные иницирующие события и возможные варианты их развития (таблица 3.1).

Расчет условной вероятности поражения человека проводился на заданном расстоянии от места иницирования аварии. Расчет риска проведен для проектируемых сооружений, имеющих наибольшие расчетные зоны поражения.

*Вероятность поражения человека избыточным давлением*, вычисляется исходя из значения «пробит»-функции по формуле:

$$P_r = 5 - 0.26 \cdot \ln(V)$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p><math>n</math> – число ветвей логической схемы.</p> <p>Оценка риска проводится на основе построения логической схемы, в которой учитывают различные инициирующие события и возможные варианты их развития (таблица 3.1).</p> <p>Расчет условной вероятности поражения человека проводился на заданном расстоянии от места инициирования аварии. Расчет риска проведен для проектируемых сооружений, имеющих наибольшие расчетные зоны поражения.</p> <p><i>Вероятность поражения человека избыточным давлением</i>, вычисляется исходя из значения «пробит»-функции по формуле:</p> $P_r = 5 - 0.26 \cdot \lg(V)$					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС110-PD-AB.TCH		Лист
								44



Наименование участка	Расстояние от центра разлива, м	Значение «пробит»-функции	Вероятность поражения, %
	20	0	0
<u>Участок 6</u> Задвижка 22 - Узел 3	10	0	0
	20	0	0
<u>Участок 3</u> Узел 3 - Узел 4	10	0	0
	20	0	0
<u>Участок 7</u> Задвижка 21 - Узел 4	10	0	0
	20	0	0
<u>Участок 4</u> Узел 4 – Узел 5	10	0	0
	20	0	0

Таблица 3.16 – Величина потенциального риска гибели на расстоянии 10 м (20 м) при разрушении проектируемого трубопровода

Сценарий аварии	Поражающий фактор	Вероятность развития аварии	На расстоянии 10 м от места аварии		На расстоянии 20 м от места аварии	
			Вероятность поражения человека, %	Потенциальный риск, год <sup>-1</sup>	Вероятность поражения человека, %	Потенциальный риск, год <sup>-1</sup>
Участок 1 Узел 1 – Узел 2						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	5,17·10 <sup>-6</sup>	0	1,46·10 <sup>-7</sup>	0	6,67·10 <sup>-9</sup>
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	5,17·10 <sup>-7</sup>	28,33		1,29	
Участок 5 Кусты 3,4 – Узел 2						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	6,30·10 <sup>-7</sup>	0	2,18·10 <sup>-9</sup>	0	3,59·10 <sup>-10</sup>
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	6,30·10 <sup>-8</sup>	3,46		0,57	
Узел 2						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	1,12·10 <sup>-5</sup>	0	3,17·10 <sup>-7</sup>	0	1,44·10 <sup>-8</sup>
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	1,12·10 <sup>-6</sup>	28,33		1,29	
Участок 2 Узел 2 – Узел 3						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	5,56·10 <sup>-6</sup>	0	2,82·10 <sup>-7</sup>	0	2,68·10 <sup>-8</sup>

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

2019/206/ДС110-PD-AB.TCH

Лист

46



Сценарий аварии	Поражающий фактор	Вероятность развития аварии	На расстоянии 10 м от места аварии		На расстоянии 20 м от места аварии	
			Вероятность поражения человека, %	Потенциальный риск, год <sup>-1</sup>	Вероятность поражения человека, %	Потенциальный риск, год <sup>-1</sup>
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	5,56·10 <sup>-7</sup>	50,67		4,82	
Участок 7 Задвижка 22 - Узел 3						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	3,21·10 <sup>-7</sup>	0	9,62·10 <sup>-10</sup>	0	1,73·10 <sup>-10</sup>
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	3,21·10 <sup>-8</sup>	3,0		0,54	
Узел 3						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	2,24·10 <sup>-5</sup>	0	1,14·10 <sup>-6</sup>	0	1,08·10 <sup>-7</sup>
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	2,24·10 <sup>-6</sup>	50,67		4,82	
Участок 3 Узел 3 - Узел 4						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	8,12·10 <sup>-6</sup>	0	3,90·10 <sup>-7</sup>	0	3,4·10 <sup>-8</sup>
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	8,12·10 <sup>-7</sup>	48,0		4,18	
Участок 7 Задвижка 21 - Узел 4						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	1,71·10 <sup>-6</sup>	0	1,27·10 <sup>-8</sup>	0	1,2·10 <sup>-9</sup>
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	1,71·10 <sup>-7</sup>	7,43		0,7	
Узел 4						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	2,24·10 <sup>-5</sup>	0	1,08·10 <sup>-6</sup>	0	9,36·10 <sup>-8</sup>
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	2,24·10 <sup>-6</sup>	48,0		4,18	
Участок 4 Узел 4 – Узел 5						

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

2019/206/ДС110-PD-AB.TCH

Лист

47

Сценарий аварии	Поражающий фактор	Вероятность развития аварии	На расстоянии 10 м от места аварии		На расстоянии 20 м от места аварии	
			Вероятность поражения человека, %	Потенциальный риск, год <sup>-1</sup>	Вероятность поражения человека, %	Потенциальный риск, год <sup>-1</sup>
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	4,09·10 <sup>-6</sup>	0	2,68·10 <sup>-7</sup>	0	4,17·10 <sup>-8</sup>
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	4,09·10 <sup>-7</sup>	65,5		10,2	
Узел 5						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	1,12·10 <sup>-5</sup>	0	7,34·10 <sup>-7</sup>	0	1,14·10 <sup>-7</sup>
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	1,12·10 <sup>-6</sup>	65,5		10,2	

Таблица 3.17 - Величина индивидуального гибели на расстоянии 10 (20) м от реконструируемого трубопровода

Наименование объекта	Индивидуальный риск, год <sup>-1</sup>
Нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1220 – блок задвижек»	$3,49 \cdot 10^{-7}$ ( $3,53 \cdot 10^{-8}$ )

По официальным данным Ростехнадзора и Росстата на производственных объектах в РФ фоновый риск гибели для объектов нефтедобычи за 2016 год составляет  $4,2E-05$ .

Сравнивая полученные значения индивидуального риска гибели с приведенными выше можно оценить их как «приемлемые».

### 3.8 Экологический ущерб

В результате реализации аварии в окружающую среду попадает опасное химическое вещество – нефть. Образующийся в результате экологический ущерб может иметь следующие составляющие:

- плата за загрязнение атмосферы при испарении разлива нефти;
- плата за загрязнение атмосферного воздуха при горении нефти;
- плата за загрязнение нефтью почв;
- плата за загрязнение нефтью водных объектов.

**Экологический ущерб от загрязнения атмосферы продуктами свободного испарения нефти.**

Расчет ущерба окружающей среде от выбросов нефти при аварийных разливах выполнен в соответствии с Постановлениями Правительства РФ «О ставках

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>В результате реализации аварии в окружающую среду попадает опасное химическое вещество – нефть. Образующийся в результате экологический ущерб может иметь следующие составляющие:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- плата за загрязнение атмосферы при испарении разлива нефти;</li><li>- плата за загрязнение атмосферного воздуха при горении нефти;</li><li>- плата за загрязнение нефтью почв;</li><li>- плата за загрязнение нефтью водных объектов.</li></ul> <p><i>Экологический ущерб от загрязнения атмосферы продуктами свободного испарения нефти.</i></p> <p>Расчет ущерба окружающей среде от выбросов нефти при аварийных разливах выполнен в соответствии с Постановлениями Правительства РФ «О ставках</p>					
						2019/206/ДС110-PD-AB.TCH	Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		48	

платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах» от 13.09.2016 №913 и от 29.06.2018 №758.

Ущерб, подлежащий компенсации, рассчитывается как плата за сверхлимитный выброс загрязняющих веществ с применением повышающего коэффициента 5.

Расчет ущерба от выбросов загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу, производится по формуле:

$$Y = 5 \cdot C_i \cdot M_i$$

где  $C_i$  – ставка платы за выброс 1 тонну  $i$ -го загрязняющего вещества, руб/т;

$M_i$  – масса выбрасываемых загрязняющих веществ, т;

5 – повышающий коэффициент за аварийные выбросы.

Масса свободно испаряющейся нефти  $M_i$ , т, определяется по формуле:

$$M_i = W \cdot S \cdot t,$$

где  $M_i$  – масса свободно испаряющегося топлива, т;

$W$  – интенсивность испарения, кг/(с·м<sup>2</sup>);

$S$  – площадь испарения, м<sup>2</sup>;

$t$  – время испарения, с.

Интенсивность испарения определяется по формуле:

$$W = 10^{-6} \cdot \eta \cdot \sqrt{M} \cdot p_n,$$

где  $W$  – интенсивность испарения, кг/(с·м<sup>2</sup>);

$\eta$  – коэффициент зависящий от скорости и температуры воздушного потока, в нашем случае  $\eta = 1$  для нефти;

$M$  – молярная масса, г/моль;

$p_n$  – давление насыщенного пара при расчетной температуре жидкости  $t_p$ , определяемое по справочным данным, кПа.

Масса испаряющегося газа принимается равной массе газа, находящегося в оборудовании.

Данные о величине возможных экологических ущербов (штрафов) за загрязнение атмосферы продуктами свободного испарения нефти приведены ниже.

### **Экологический ущерб за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сгорании нефти в атмосферу**

Ущерб определяется исходя из массы загрязняющих веществ, образующихся при сгорании нефти, в соответствии со значениями, приведенными ниже (таблица 3.18).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<i>при сгорании нефти в атмосферу</i> Ущерб определяется исходя из массы загрязняющих веществ, образующихся при сгорании нефти, в соответствии со значениями, приведенными ниже (таблица 3.18).							
							2019/206/ДС110-PD-AB.TCH		Лист	
									49	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Таблица 3.18 - Удельные выбросы вредных веществ в атмосферу в соответствии с «Методикой расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов» (согласована Минприроды РФ 09.08.96) и базовый норматив платы

Загрязняющий атмосферу компонент	Химическая формула	Коэффициент эмиссии вещества при горении нефти	Плата за выбросы загрязняющих веществ
		$T_{\text{вещ-ва}}/T_{\text{нефти}}$	руб./ $T_{\text{вещ-ва}}$
Диоксид углерода	CO <sub>2</sub>	1,0000	-
Оксид углерода	CO	0,0840	8
Сажа	C	0,1700	-
Оксиды азота (в пересчете на NO <sub>2</sub> )	NO <sub>2</sub>	0,0069	694
Сероводород	H <sub>2</sub> S	0,0010	3431
Оксиды серы (в пересчете на SO <sub>2</sub> )	SO <sub>2</sub>	0,0278	227
Синильная кислота	HCN	0,0010	2737
Формальдегид	HCHO	0,0010	9118
Органические кислоты (в пересчете на CH <sub>3</sub> COOH)	CH <sub>3</sub> COOH	0,0150	467,5

Итого: при сгорании 1 тонны нефти плата за выбросы загрязняющих веществ составляет 34,07 рубля (1,08 — коэффициент индексации в 2021 году).

Ущерб при аварийном горении горючей жидкости на поверхности раздела фаз жидкость – атмосфера определяется по формуле:

$$Y = 5 \cdot H_{\text{б.а.}} \cdot M_y,$$

где  $Y$  – размер ущерба, тыс. руб.;

5 – повышающий коэффициент;

$H_{\text{б.а.}}$  – базовый норматив платы за выброс загрязняющих веществ, образующихся при сгорании 1 тонны нефти;  $H_{\text{б.а.}} = 36,8$  руб./т (в 2021 году);

$M_y$  – масса выгорающей нефти, т.

Данные о величине возможных экологических ущербов (штрафов) за загрязнение атмосферы при испарении и горении нефти приведены ниже.

### Ущерб от загрязнения нефтью почв

Расчет ущерба за загрязнение почвы нефтью проведен в соответствии с Методикой исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту охраны окружающей среды, утвержденного Приказом Минприроды РФ № 238 от 08.07.2010 по формуле:

$$УЩ_{\text{загр}} = CXB \times S \times Kr \times K_{\text{исх}} \times T_x, \text{ где:}$$

$УЩ_{\text{загр}}$  - размер вреда (руб.);

$CXB$  - степень химического загрязнения;  $CXB=1,5$  рассчитывается в соответствии с пунктом 6 настоящей Методики;

$S$  - площадь загрязненного участка (кв. м);

$Kr$  - показатель в зависимости от глубины химического загрязнения или порчи почв;  $Kr=1$  (рассчитывается в соответствии с пунктом 7 настоящей Методики);

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2019/206/ДС110-PD-AB.TCH						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	

$K_{исх}$  - показатель в зависимости от категории земель и целевого назначения, на которой расположен загрязненный участок;  $K_{исх}=1,5$  (рассчитывается в соответствии с пунктом 8 настоящей Методики);

$T_x$  - такса для исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту окружающей среды, при химическом загрязнении почв;  $T_x=500$  (определяется согласно приложению 1 к настоящей Методике (руб./кв. м)).

### **Экологический ущерб от загрязнения нефтью водных объектов.**

Расчет платы за загрязнение нефтью водных объектов проведен в соответствии с Постановлением правительства Российской Федерации от 13 сентября 2016 г. № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах».

Ущерб при разлиии нефти на поверхность водного объекта (штраф за загрязнение водного объекта нефтью) определяется по формуле:

$$Y = 5 \cdot M_y \cdot H_{б.в.},$$

где  $Y$  – размер ущерба, руб.;

5 - повышающий коэффициент за аварийный сброс нефти в водный объект;

$M_y$  - масса нефти, оставшейся в воде после мероприятий по ликвидации разлива, т;

$H_{б.в.}$  - базовый норматив платы за сброс 1 тонны в поверхностный водный объект в пределах установленного лимита, руб./т.  $H_{б.в.}(нефть)=14711,7$  руб./т.

Данные о величине возможных экологических ущербов (штрафов) приведены ниже (таблица 3.19)

Таблица 3.19 Возможный экологический ущерб при аварии на реконструируемом трубопроводе

Вид аварии	Возможный гипотетический ущерб при полной разгерметизации трубопровода, тыс.руб.				Экологический риск, тыс. руб./год
	Почве	Водным объектам	Атмосф. воздуху	Общий ущерб	
Нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1220 – блок задвижек»					
Участок 1 Узел 1 – Узел 2					
Разлив и испарение	129165,68	-	2448,72	131614,41	$1,29 \cdot 10^{-2}$
Разлив и горение	129165,68	-	864,77	130030,45	$6,72 \cdot 10^{-4}$
Участок 5 Кусты 3,4 – Узел 2					
Разлив и испарение	59145,63	-	1121,28	60266,92	$7,18 \cdot 10^{-4}$
Разлив и горение	59145,63	-	395,98	59541,62	$3,75 \cdot 10^{-5}$
Узел 2					
Разлив и испарение	129165,68	-	2448,72	131614,41	$2,78 \cdot 10^{-2}$
Разлив и горение	129165,68	-	864,77	130030,45	$1,45 \cdot 10^{-3}$
Участок 2 Узел 2 – Узел 3					
Разлив и испарение	186557,46	-	3536,75	190094,21	$2,00 \cdot 10^{-2}$
Разлив и горение	186557,46	-	1249,01	187806,46	$1,04 \cdot 10^{-3}$
Участок 6 Задвижка 22 - Узел 3					

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

2019/206/ДС110-PD-AB.TCH

Лист

51

Вид аварии	Возможный гипотетический ущерб при полной разгерметизации трубопровода, тыс.руб.				Экологический риск, тыс. руб./год
	Почве	Водным объектам	Атмосф. воздуху	Общий ущерб	
Разлив и испарение	56879,68	-	1078,32	57958,00	$3,51 \cdot 10^{-4}$
Разлив и горение	56879,68	-	380,81	57260,49	$1,84 \cdot 10^{-5}$
Узел 3					
Разлив и испарение	186557,46	-	3536,75	190094,21	$8,03 \cdot 10^{-2}$
Разлив и горение	186557,46	-	1249,01	187806,46	$4,20 \cdot 10^{-3}$
Участок 3 Узел 3 - Узел 4					
Разлив и испарение	178799,14	-	3389,67	182188,82	$2,80 \cdot 10^{-2}$
Разлив и горение	178799,14	-	1197,07	179996,21	$1,46 \cdot 10^{-3}$
Участок 7 Задвижка 21 - Узел 4					
Разлив и испарение	74461,67	-	1411,64	75873,31	$2,46 \cdot 10^{-3}$
Разлив и горение	74461,67	-	498,52	74960,19	$1,28 \cdot 10^{-4}$
Узел 4					
Разлив и испарение	178799,14	-	3389,67	182188,82	$7,69 \cdot 10^{-2}$
Разлив и горение	178799,14	-	1197,07	179996,21	$4,02 \cdot 10^{-3}$
Участок 5 Узел 4 – Узел 5					
Разлив и испарение	237685,94	-	4506,05	242191,99	$1,87 \cdot 10^{-2}$
Разлив и горение	237685,94	-	1591,31	239277,26	$9,78 \cdot 10^{-4}$
Узел 5					
Разлив и испарение	237685,94	-	4506,05	242191,99	$5,11 \cdot 10^{-2}$
Разлив и горение	237685,94	-	1591,31	239277,26	$2,67 \cdot 10^{-3}$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС110-PD-AB.TCH			52

## 4 Выводы и предложения

### 4.1 Оценка уровня безопасности опасного производственного объекта

Строительство нового нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1220 – блок задвижек» осуществляется взамен существующего трубопровода, что само по себе является мероприятием по уменьшению риска возникновения аварий с ведением к минимуму вероятности разрушения в результате износа.

Выполненный анализ опасностей аварий на объекте позволил выявить перечень наиболее опасных событий, к которым относятся:

- гильотинный разрыв трубопровода (в частности в узлах установки задвижек) в результате механического разрушения.

Наиболее значимыми факторами, влияющими на возникновение или развитие риска, являются:

- нарушение регламента ремонтных работ вблизи проектируемых объектов;
- отказы КИП и А;
- отказы технологического оборудования (локальные утечки через фланцевые соединения, сварные швы, запорную арматуру и т.п. при несвоевременной локализации могут привести к развитию аварийной ситуации, полному разрушению оборудования и выбросу больших количеств опасных веществ).

Эксплуатация проектируемого объекта будет представлять определенную опасность для персонала и окружающей среды. Эта опасность характеризуется:

- значительной массой обращающихся опасных веществ в системе;
- наличием в проектируемом объекте пожаровзрывоопасного вещества (нефти);
- давлением, при котором происходит перекачка нефти, способствующем тому, что любые повреждения оборудования (трубопровода) могут стать причиной его разгерметизации с выбросом опасного вещества, образованием разливов нефти, загазованности, возникновением взрывов ТВС и пожаров разливов.

Согласно проведенной экспертной оценке, вероятность аварий с *частичной разгерметизацией* реконструируемого нефтегазосборного трубопровода на узлах установки задвижек и на всех участках, кроме участков 5,6 можно классифицировать – как «возможная»; вероятность аварий с *частичной разгерметизацией* на участках №5,6 – как «редкая». Вероятность аварий с *полной разгерметизацией* проектируемого нефтегазосборного трубопровода на узлах установки задвижек, на всех участках, кроме №№ 4,5,6,7 можно классифицировать – как «возможная», на участках №№4,5,6,7 – как «редкая».

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод прокладывается подземно, поэтому реально выброс нефти может составить расчетную величину только при разрушении его на надземных участках, например, в местах установки задвижек (узлы №№ 2,3,4,5).

Ближайший населенный пункт к месту проведения работ - Немзя, расположен в 8,9 км к северо-западу от конца трассы. Следует отметить, что все узлы установки задвижек находятся на значительном расстоянии от населенных пунктов.

Результаты анализа размеров зон поражения при различных сценариях аварий показали, что на проектируемом трубопроводе при любой аварии, связанной

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС110-PD-AB.TCH				
										Лист
										53

с разрушением трубопровода, поражающие факторы не приведут к прямому смертельному поражению людей в близлежащих населенных пунктах.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.05.2007 г. № 304, для проектируемого объекта возможно возникновение чрезвычайных - ситуаций локального характера (зона чрезвычайной ситуации при наиболее опасной аварии (взрыв ТВС при аварийном разрушении нефтегазосборного трубопровода на площадке ГЗУ - 1220) не выходит за пределы территории объекта, при этом пострадавших нет, погибших – нет, вероятность такой аварии составляет  $5,17 \cdot 10^{-7}$ ).

Таким образом, можно сделать вывод, что возможные аварии на проектируемом трубопроводе могут нанести ущерб, прежде всего, обслуживающему персоналу, окружающей среде и имуществу эксплуатирующей организации (ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»). При соблюдении правил безопасности при ведении работ и соответствующем обучении персонала риск возможных аварий может быть сведен к минимуму.

Взрывоопасные зоны надземных задвижек, проектируемого трубопровода, в соответствии с п. 149 и Приложением №5 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» относятся к Зоне 2 и составляют 2,5 м по горизонтали во все стороны от наиболее выступающей части оборудования и 1,5 м по вертикали от центральной оси.

Проведенный анализ позволил выявить наиболее типичные сценарии на проектируемом объекте.

#### **Наиболее вероятный сценарий:**

- утечка из реконструируемого трубопровода на узлах установки арматуры №№3,4, частота аварии –  $4,47 \times 10^{-3}$  в год, гуманитарного ущерба нет, экологический риск – до  $8,5 \cdot 10^{-1}$  тыс. руб. в год.

#### **Наиболее опасный сценарий (с точки зрения материального ущерба – наибольший экологический риск):**

- полная разгерметизация проектируемого трубопровода на узле установки арматуры №3 образование разлива, вероятность аварии составляет  $4,45 \times 10^{-4}$  в год, гуманитарного ущерба нет, экологический риск –  $8,03 \cdot 10^{-2}$  тыс. руб. в год.

В связи с периодичностью нахождения персонала на проектируемом объекте, и неопределенностью со значением вероятности нахождения его в зонах возможных аварий, были рассчитаны значения потенциального риска на различных расстояниях от проектируемого трубопровода.

Величина индивидуального риска гибели на расстоянии 10 и 20 м от реконструируемого трубопровода составляет  $3,49 \cdot 10^{-7}$  и  $3,53 \cdot 10^{-8}$ .

По официальным данным Ростехнадзора и Росстата на производственных объектах в РФ фоновый риск гибели для объектов нефтедобычи за 2016 год составляет  $4,2 \times 10^{-5}$ .

Сравнивая полученные значения индивидуального риска с приведенными выше можно оценить их как «приемлемые».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>В связи с периодичностью нахождения персонала на проектируемом объекте, и неопределенностью со значением вероятности нахождения его в зонах возможных аварий, были рассчитаны значения потенциального риска на различных расстояниях от проектируемого трубопровода.</p> <p>Величина индивидуального риска гибели на расстоянии 10 и 20 м от реконструируемого трубопровода составляет <math>3,49 \cdot 10^{-7}</math> и <math>3,53 \cdot 10^{-8}</math>.</p> <p>По официальным данным Ростехнадзора и Росстата на производственных объектах в РФ фоновый риск гибели для объектов нефтедобычи за 2016 год составляет <math>4,2E-05</math>.</p> <p>Сравнивая полученные значения индивидуального риска с приведенными выше можно оценить их как «приемлемые».</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС110-PD-AB.TCH		Лист
								54



Таблица 4.1 - Матрица для определения опасности территорий (зон) по критерию «частота реализации – социальный ущерб»

Частота реализации опасности, случаев/год	Социальный ущерб				
	Погибло более одного человека, имеются пострадавшие	Погиб один человек, имеются пострадавшие	Погибших нет, имеются серьезно пострадавшие	Серьезно пострадавших нет, имеются потери трудоспособности	Лиц с потерей трудоспособности нет
>1	Зона неприемлемого риска,				Зона жесткого контроля,
1·10 <sup>-1</sup>	необходимы неотложные меры по уменьшению риска			жесткого контроля,	
10 <sup>-1</sup> -10 <sup>-2</sup>			необходима оценка		
10 <sup>-2</sup> -10 <sup>-3</sup>	целесообразности			Зона приемлемого риска, нет необходимости в мероприятиях +по уменьшению риска	
10 <sup>-3</sup> -10 <sup>-4</sup>	мер по уменьшению риска				
10 <sup>-4</sup> -10 <sup>-5</sup>	риска				
10 <sup>-5</sup> -10 <sup>-6</sup>					

Все рассмотренные в разделе аварии находятся в зоне приемлемого риска. Таким образом, уровень опасности проектируемого объекта входит в зону приемлемого риска, нет необходимости в мероприятиях по уменьшению риска.

#### 4.2 Перечень основных проектных решений, направленных на уменьшение риска аварий

С целью уменьшения риска аварий проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- герметизированная схема технологического процесса;

- все трубопроводы, оборудование и арматура приняты стальные на давление, превышающее технологическое;
- повышенная толщина стенки трубопроводов относительно расчетной;
- соединение труб между собой на сварке, трубопроводы не имеют фланцевых или других разъемных соединений, кроме мест установки арматуры или присоединения к оборудованию;
- надземные стальные трубопроводы, оборудование и арматура покрываются краской для защиты от атмосферной коррозии в соответствии с СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ";
- система неразрушающего контроля сварных соединений стальных трубопроводов и несущих конструкций;
- испытание оборудования и трубопроводов после монтажа и ремонта;
- повышенное давление испытания трубопроводов;
- расположение проектируемых сооружений и трубопроводов с учетом требований действующих норм и правил;
- автоматизированная система управления технологическим процессом;
- заземление оборудования и трубопроводов;
- молниезащита оборудования;
- электрохимическая защита;
- внутреннее и внешнее антикоррозионное покрытие трубы;
- оснащение обслуживающего персонала переносными газоанализаторами, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ;
- применение электрооборудования во взрывозащищенном исполнении;
- фундаменты рассчитаны на нагрузку, обеспечивающую безопасность оборудования и трубопроводов;
- обязательный контроль за качеством выполнения строительно-монтажных работ.

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

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

При выполнении всех решений, предусмотренных проектом, достигается уровень допустимой опасности, установленный действующими нормативными документами. Поддержание достигнутого уровня обеспечивается:

- проведением строительных работ согласно проектной документации;
- проведением профилактической и плановой работы по выявлению дефектов оборудования, отдельных узлов и деталей, их ремонта или замены;

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<b>риска аварий</b>																							
			Для снижения риска аварий на проектируемом объекте, в первую очередь необходимо строгое соблюдение норм и правил эксплуатации взрывопожароопасных объектов, с учетом климатической зоны расположения проектируемого объекта.																							
			При выполнении всех решений, предусмотренных проектом, достигается уровень допустимой опасности, установленный действующими нормативными документами. Поддержание достигнутого уровня обеспечивается: <ul style="list-style-type: none"><li>• проведением строительных работ согласно проектной документации;</li><li>• проведением профилактической и плановой работы по выявлению дефектов оборудования, отдельных узлов и деталей, их ремонта или замены;</li></ul>																							
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>																		Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС110-PD-AB.TCH		Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата																					
								56																		

- осуществлением контроля за общим комплексом мероприятий по повышению технологической дисциплины и увеличения ресурса работы оборудования, выполнением аварийно-ремонтных и восстановительных работ в соответствии с требованиями промышленной безопасности, охраны труда и правил технической эксплуатации;
- проведением своевременного контроля трубопроводов и запорной арматуры, их техническое обслуживание и текущий ремонт;
- проведением систематического наблюдения за состоянием технологических сооружений, коррозионным состоянием металлических конструкций, осадкой фундаментов, состоянием кровли, их теплоизоляции и остекления; своевременным проведением ремонта перечисленных элементов;
- заключением договоров с производителями на сервисное обслуживание оборудования для обеспечения квалификационного его ремонта;
- проведением сертификации качества применяемого оборудования и материалов с использованием услуг независимых организаций;
- поддержанием в исправности и постоянной готовности средств пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения, средств автоматической сигнализации предельной загазованности;
- обеспечением надлежащего хранения и ведения проектно-сметной и эксплуатационной документации и поддержанием нормативных запасов материально-технических ресурсов для ликвидации аварий;
- совершенствованием мероприятий по профессиональной и противоаварийной подготовке производственного персонала, их обучение способам защиты и действиям в аварийных ситуациях;
- усилением физической защиты объектов, организацией телевизионного наблюдения за территорией для исключения несанкционированного на них доступа.

Кроме того, поскольку объект находится на стадии проектирования, в качестве мер, направленных на уменьшение риска аварий также рекомендуется:

- проводить все проектные и строительные работы с учетом настоящего анализа;
- внести изменения имеющийся в ЦДНГ-12 План ликвидации аварийных разливов нефти.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС110-PD-AB.TCH				57

## 5 Перечень используемой литературы

1. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения.
2. ГОСТ Р 12.3.047-2012. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
3. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
4. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
5. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
6. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".
7. Свод правил СП 165.132 5800-2014 , актуализированная редакция СНиП 2.01.51-90 «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны».
8. Свод правил СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
9. Свод правил СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ.
10. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора №534 от 15.12.2020.
11. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утвержденные приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №533.
12. Постановление Правительства РФ от 30.12.2020 №2451 «Об утверждении Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на территории РФ».
13. Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», утвержденное Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.04.2016 №144.
14. Руководство по безопасности "Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи" (приложение 2), утвержденное Приказом Ростехнадзора №317 от 17.08.2015.
15. Руководство по безопасности "Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности", утвержденное приказом Ростехнадзора №272 от 29.06.2016.
16. «Методические рекомендации по определению количества пострадавших при чрезвычайных ситуациях», утвержденные приказом МЧС России от 01.09.2007 № 1-4-60-9-9.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	гическому и атомному надзору от 11.04.2016 №144.					
			14. Руководство по безопасности "Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи" (приложение 2), утвержденное Приказом Ростехнадзора №317 от 17.08.2015.					
			15. Руководство по безопасности "Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности", утвержденное приказом Ростехнадзора №272 от 29.06.2016.					
16. «Методические рекомендации по определению количества пострадавших при чрезвычайных ситуациях», утвержденные приказом МЧС России от 01.09.2007 № 1-4-60-9-9.								
						2019/206/ДС110-PD-AB.TCH		Лист
								58
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			

17. Сборник методик по прогнозированию возможных аварий, катастроф, стихийных бедствий в РСЧС (книги 1 и 2). – М.: МЧС России, 1994.

18. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Управление рисками и экологическими аспектами», введен Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» №133 от 24.07.2019.

19. 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», введен Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» №149 от 26.08.2019.

20. 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», введен Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» №149 от 26.08.2019.

21. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.9.2-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Требования к составу и содержанию обосновывающих материалов», введен Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» №149 от 26.08.2019.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС110-PD-AB.TCH				59

# Приложение А Сведения об аттестации разработчиков раздела проектной документации в области промышленной безопасности

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»  
Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»

Комиссия по промышленной безопасности

(наименование аттестационной комиссии)

ПРОТОКОЛ № 04-19/12-2019

« 19 » декабря 2019 г.

г. Пермь

Председатель:

Заместитель директора

Проектного центра «ПНИПУ-Нефтепроект»

(должность)

Ладыгин А.Н.

(фамилия, инициалы)

Члены комиссии:

Начальник сектора обустройства нефтяных  
и газовых месторождений

Проектного центра «ПНИПУ-Нефтепроект»

(должность)

Булдаков С.Ю.

(фамилия, инициалы)

Руководитель группы сектора водоснабжения  
Систем ППД и транспорта газа

Проектного центра «ПНИПУ-Нефтепроект»

(должность)

Соснина Л.А.

(фамилия, инициалы)

Ведущий инженер сектора технического контроля

Проектного центра «ПНИПУ-Нефтепроект»

(должность)

Зиганшин Ш.С.

(фамилия, инициалы)

Проведена проверка знаний руководителей и специалистов

ПНИПУ, Проектного центра «ПНИПУ-Нефтепроект»

(наименование организации, подразделения)

в объеме, соответствующем должностным обязанностям.

№ п/п	Фамилия, имя, отчество	Должность	Причина проверки знаний	Результаты проверки знаний			
				Области аттестаций *			
				А	Б	Г	Д
1	Фейгина Татьяна Александровна	Главный специалист	повторная	сдано: 1.	сдано: 2.3. сдано: 2.13.		

Председатель

( А.Н. Ладыгин )

Члены комиссии

( С.Ю. Булдаков )

( Л.А. Соснина )

( Ш.С. Зиганшин )



Устанавливается Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2019/206/ДС110-PD-AB.TCH

Лист

60

# Приложение Б - Титульный лист действующей декларации промышленной безопасности

186ДСН/04.1/1-40 от 24.05.2018

для служебного  
пользования

Утверждаю  
Генеральный директор  
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»  
О.В.Третьяков  
2018 г.

Регистрационный номер, присваиваемый  
Федеральной службой по экологическому,  
технологическому и атомному надзору России

12-18(01)0250-00-ДР

Регистрационный номер декларируемого объекта  
в государственном реестре опасных производственных  
объектов  
Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-12 (Озерное,  
Гагаринское месторождения)

A48-10051-0320

**ДЕКЛАРАЦИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ**  
**СИСТЕМА ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**  
**ЦДНГ-12 (ОЗЕРНОЕ, ГАГАРИНСКОЕ**  
**МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

г. Пермь  
2018

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<div>г. Пермь 2018</div>						Лист
									2019/206/ДС110-PD-AB.TCH
Изм.	Кол.уч.	Лист							№док.

Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений								
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	изменен- ных	замененных	новых	аннулирован- ных				

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

						2019/206/ДС110-PD-AB.TCH	Лист
							62
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		