

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»  
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых месторождений»

**ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»**

**«Строительство и обустройство скважин  
Дороховского месторождения (модуль 145)»**

**Проектная документация**

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

**Часть 5 Декларация промышленной безопасности**

**Книга 2 Расчетно-пояснительная записка**

**2021/354/ДС121-PD-DPB2**

**Том 10.6.2**

**Договор №**

**2021/354/ДС121**

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

**2024**

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

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»  
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых месторождений»

**ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»**

**«Строительство и обустройство скважин  
Дороховского месторождения (модуль 145)»**

Проектная документация

Раздел 10 Иная документация в случаях,  
предусмотренных федеральными законами

Часть 5 Декларация промышленной безопасности

Книга 2 Расчетно-пояснительная записка

2021/354/ДС121-PD-DPB2

Том 10.6.2

Договор № 2021/354/ДС121

Заместитель директора В.А. Войтенко

Главный инженер проекта М.Н. Калугин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС121-PD- DPB2.S	Содержание тома 10.5.2	2
2021/354/ДС121-PD- DPB2.TCH	Текстовая часть	5

Согласовано	

Взам. инв. №	

Подп. и дата	


Инв. № подл.	

						2021/354/ДС121-PD-DPB2.S			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Белякова			02.24	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА 10.5.2	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Суворова			02.24		П	1	1
Н. контр.		Белякова			02.24		<b>НИИ ОНГМ</b>		
ГИП		Калугин			02.24				

Регистрационный номер декларируемого объекта  
в государственном реестре опасных  
производственных объектов \_\_\_\_\_

**РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ДЕКЛАРАЦИИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ**

в составе проектной документации

**«Строительство и обустройство скважин  
Дороховского месторождения (модуль 145)»**

г. Пермь  
2024

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

## Содержание

1.	СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ .....	3
1.1	Сведения об опасных веществах .....	3
1.2	Данные о технологии и оборудовании, применяемых на декларируемом объекте.....	6
1.2.1	Принципиальная технологическая схема с обозначением основного технологического оборудования указанием направлений потоков опасных веществ и отсекающей арматуры и кратким описанием технологического процесса.....	6
1.2.2	План и перечень размещения основного технологического оборудования, в котором получают, используются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества .....	10
1.2.3	Данные о распределении опасных веществ по оборудованию .....	15
1.3	Описание технических решений по обеспечению безопасности.....	18
1.3.1	Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ.....	18
1.3.2	Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ.....	21
1.3.3	Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности .....	21
1.3.4	Описание автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности.....	23
2	АНАЛИЗ РИСКА .....	26
2.1	Анализ аварий на декларируемом объекте.....	26
2.1.1	Перечень аварий и обобщенные данные об инцидентах; имевших место на декларируемом объекте .....	26
2.1.2	Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, произошедших на других аналогичных объектах, или аварий, связанных с опасными веществами..	26
2.1.3	Анализ основных причин произошедших аварий .....	30
2.2	Анализ условий возникновения и развития аварий на декларируемом объекте	32
2.2.1	Определение возможных причин возникновения аварии на декларируемом объекте и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на декларируемом объекте .....	32
2.2.2	Определение сценариев аварий на декларируемом объекте для опасных веществ .....	34
2.2.3	Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета с оценкой влияния исходных данных на результаты анализа риска аварии	36
2.2.4	Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии и в создании поражающих факторов .....	37
2.2.5	Расчет вероятных зон действия поражающих факторов.....	38

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

2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
						ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ	Стадия	Лист	Листов
							П	1	68
							<b>НПИ ОНГМ</b>		

2.2.6 Оценка возможного числа потерпевших, в том числе погибших, среди работников декларируемого объекта и иных физических лиц, которым может быть причинен вред здоровью или жизни в результате аварии на декларируемом объекте.....	44
2.3 Оценка возможного ущерба.....	45
2.3.1 Оценка возможного ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде.....	47
2.4 Оценка риска аварий, включающая данные о вероятности аварий, показателях риска причинения вреда работникам декларируемого объекта и физическим лицам, ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде (по составляющим объекта).....	52
2.4.1 Определение вероятностей (частот) возникновения аварий.....	54
2.4.2 Показатели риска причинения вреда работникам декларируемого объекта и физическим лицам.....	55
2.4.3 Данные о показателях риска ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде (по составляющим объекта).....	59
3 ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ.....	61
3.1 Перечень составляющих декларируемого объекта с указанием показателей риска для работников и иных юридических и физических лиц.....	61
3.2 Сравнительный анализ рассчитанных показателей аварии на декларируемом объекте со среднестатистическими показателями риска аварий, риска гибели людей по неестественным причинам (пожары, дорожно-транспортные происшествия), риска чрезвычайных ситуаций техногенного характера и (или) критериями приемлемого (допустимого) риска.....	62
3.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий.....	64
4 ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	66
Таблица регистрации изменений.....	68

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							2
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

# 1. СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ

## 1.1 Сведения об опасных веществах

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

Характеристики опасных веществ приведены ниже (таблица 1).

Таблица 1 - Сведения об опасном веществе

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
<b>1. 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 полинафтенновые и ароматические углеводороды, содержащие различные боковые цепи	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
3 Содержание: % вес.	Характеристика приведена ниже (Таблица 2)	Данные лабораторных исследований
4 Данные о взрывопожароопасности - категория и группа взрывоопасной смеси	ПА – Т3	ГОСТ 30852.11-2002; ГОСТ 30852.5-2002
4.1 Температура самовоспламенения, °С	От 223 до 375 (зависит от состава нефти); 256 – нефть Прикамская	ГОСТ 30852.19-2002
4.2 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
4.3 Температура вспышки (нефть Прикамская), С	-27	
5 Данные о токсической опасности	3 класс токсической опасности	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
5.1 ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup>	10 (аэрозоль)	
5.2 Смертельная концентрация, мг/л	227	

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист 3
------	---------	------	--------	-------	------	----------------------------	-----------

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
6 Реакционная способность	Химические свойства нефти определяются наличием в ее составе различных групп углеводородов	Справочник химика. Т.4, М.: Наука, 1990
7 Запах	Зависит от состава нефти (обусловлен наличием сернистых соединений в нефти)	Справочник химика. Т.4, М.: Наука, 1990
8 Коррозионное воздействие	Оказывают сернистые соединения, содержащиеся в нефти, эффект воздействия зависит от их концентрации	Справочник химика. Т.4, М.: Наука, 1990
9 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
10 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
11 Средства защиты	При работе с высокими концентрациями (защитка 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»
12 Методы перевода вещества в безвредное состояние	Вентиляция помещения с целью уменьшения концентрации паров сернистых и ароматических соединений в воздухе	

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

2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH

Лист

4



Наименование параметра	Параметр	Источник информации
13 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
<b>2 Попутный нефтяной газ</b>		
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 3.1 Состав, мольное содержание, %	Характеристика приведена ниже (Таблица 3)	Данные лабораторных исследований
3.3 Температура кипения, °С	Основные компоненты – С <sub>1</sub> – С <sub>3</sub> Метан / этан / пропан -161,6 / -88,6 / -42,06	Пожарная опасность веществ и материалов, применяемых в химической промышленности: справочник / под общ. ред. к.т.н. И.В.Рябова, М.: Химия, 1970
4 Данные о взрывопожароопасности		
4.1 Пределы взрываемости, %	2,1 – 15	
4.2 Температура самовоспламенения, °С	470 - 537	ГОСТ 30852.19-2002
5 Категория и группа взрывоопасной смеси	ПА – Т1 (по метану)	
6 Данные о токсической опасности	4 класс токсической опасности (для этана, пропана, бутана)	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>	300 (в пересчете на углерод)	
6.2 LC <sub>50</sub>	960 (по этану)	
6.3 PC <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

Таблица 2 - Физико-химические свойства и состав разгазированной нефти Дороховского месторождения

Показатель	Единица измерения	Значение			
		Т1	Мл	Тл26	Бб
Пласты					
Плотность, при 20°С	кг/м <sup>3</sup>	833	879	847	815-830
Газосодержание	м <sup>3</sup> /т	159,4	111,8	132,5	179,5 – 241,1

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							5

Показатель	Единица измерения	Значение			
		T1	Мл	Тл2б	Бб
Пласты		T1	Мл	Тл2б	Бб
Вязкость	мПа*с				
при 20°C		3,95	17,14	6,34	3,18-4,86
при 50°C		2,07	6,61	3,05	1,74-2,44
- серы	% масс.	0,81	2,13	0,9	0,65
- смол силикагелевых	% масс.	9,27	17,68	12,47	6,35-9,46
- асфальтенов	% масс.	0,73	4,22	0,97	0,52-0,88
- парафина	% масс.	3,21	3,78	3,06	2,26-3,32
Температура застывания нефти	°С	-5...-45	-1	-3...-20	-5,1...-11,8
Температура плавления парафина	°С	55,4	52,9	56	55,1-58,5

Таблица 3 - Физико-химические свойства и состав газа Дороховского месторождения

Показатель	Единица измерения	Значение			
		T1	Мл	Тл2б	Бб
Пласты		T1	Мл	Тл2б	Бб
- сероводород		0	0	0	0
- двуокись углерода		1,11	0,1-0,17	0,66	0,12-0,28
- азот		4,1	3,98-6,81	10,62	2,64-8,87
- гелий		0,01	0-0,01	0,011	0-0,01
- метан		47,01	50,34-52,3	46,86	49,16-59,7
- этан	% моль.	20,09	19,22-19,8	18,52	16,61-17,63
- пропан		15,63	12,86-14,24	13,92	11,97-13,65
- изобутан		2,65	1,93-3,16	2,37	2,19-3,25
- норм. бутан		5,44	3,68-5,47	4,56	3,58-4,89
- изопентан		1,77	1,26-1,63	1,24	0,48-1,44
- норм. пентан		1,39	0,85-1,18	0,86	0,76-1,12
- гексаны+высшие		0,82	0,41-0,59	0,28	0,06-2,19
Плотность газа в стандартных условиях	кг/м³	1,248	1,133-1,209	1,183	1,08-1,187
Плотность газа относительная (по воздуху)	доли ед.	1,036	0,941-1,004	0,983	0,897-0,986

## 1.2 Данные о технологии и оборудовании, применяемых на декларируемом объекте

### 1.2.1 Принципиальная технологическая схема с обозначением основного технологического оборудования указанием направлений потоков опасных веществ и отсекающей арматуры и кратким описанием технологического процесса

Настоящей проектной документацией предусматривается, согласно заданию на проектирование, строительство и обустройство проектируемых скважин кустов №№ 33 (расш.), 1115 (расш.), 34 (расш.), 35 (расш.) Дороховского месторождения, сбор и транспорт нефти с данных скважин, строительство нефтегазосборного тру-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							6

бопровода «от куста скважин №1115 до т. врезки в нефтепровод «ГЗУ-1483 – ДНС-0120».

Объемы добычи с обустраиваемых скважин приняты согласно ТУ УР-НиГМ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»:

Кустовая площадка № 33 (расширение) (1 скважина, из них 1 добывающая)  
- Сква. №1515 (доб.) –  $Q_n = 7,9$  т/сут.,  $Q_{ж} = 12,1$  м<sup>3</sup>/сут.;

Кустовая площадка № 34 (расширение) (5 скважин, из них 4 добывающих, 1 нагнетательная):

- Сква. № 1350 (доб.) –  $Q_n = 12,2$  т/сут.,  $Q_{ж} = 17,9$  м<sup>3</sup>/сут.;
- Сква. № 1351 (доб.) –  $Q_n = 14,4$  т/сут.,  $Q_{ж} = 21,2$  м<sup>3</sup>/сут.;
- Сква. № 1352 (доб.) –  $Q_n = 15,1$  т/сут.,  $Q_{ж} = 22,2$  м<sup>3</sup>/сут.;
- Сква. № 1527 (доб.) –  $Q_n = 16,3$  т/сут.,  $Q_{ж} = 24,8$  м<sup>3</sup>/сут.;
- Сква. № 1354 (нагн.) - приемистость 50,0 м<sup>3</sup>/сут.;

Кустовая площадка № 1115 (расширение) (7 скважин, из них 5 добывающих, 2 нагнетательных):

- Сква. № 1408 (доб.) –  $Q_n = 7,0$  т/сут.,  $Q_{ж} = 10,4$  м<sup>3</sup>/сут.;
- Сква. № 1517 (доб.) –  $Q_n = 9,1$  т/сут.,  $Q_{ж} = 13,8$  м<sup>3</sup>/сут.;
- Сква. № 1420 (доб.) –  $Q_n = 14,2$  т/сут.,  $Q_{ж} = 21,1$  м<sup>3</sup>/сут.;
- Сква. № 1519 (доб.) –  $Q_n = 16,4$  т/сут.,  $Q_{ж} = 24,9$  м<sup>3</sup>/сут.;
- Сква. № 1409 (доб.) –  $Q_n = 4,9$  т/сут.,  $Q_{ж} = 7,3$  м<sup>3</sup>/сут.;
- Сква. № 1522 (нагн.) - приемистость 40,0 м<sup>3</sup>/сут.;
- Сква. № 1410 (нагн.) - приемистость 50,0 м<sup>3</sup>/сут.;

Кустовая площадка № 35 (расширение) (4 скважины, из них 3 добывающих, 1 нагнетательная):

- Сква. № 1526 (доб.) –  $Q_n = 18,0$  т/сут.,  $Q_{ж} = 27,4$  м<sup>3</sup>/сут.;
- Сква. № 1525 (доб.) –  $Q_n = 9,8$  т/сут.,  $Q_{ж} = 14,9$  м<sup>3</sup>/сут.;
- Сква. № 1530 (доб.) –  $Q_n = 8,2$  т/сут.,  $Q_{ж} = 12,4$  м<sup>3</sup>/сут.;
- Сква. № 1520 (нагн.) - приемистость 40,0 м<sup>3</sup>/сут.

Число рабочих дней в году для системы сбора и транспорта нефти и газа Дороховского месторождения принято 365 сут. Режим работы – непрерывный, круглосуточный.

Сбор и транспорт нефти предусматривается по однострубно герметизированной схеме, принятой исходя из существующей ситуации на месторождении.

Продукция всех добывающих скважин куста №115 расш., скв. №1527 куста №34 расш., скв. №1530 куста №35 расш. под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием, поступает на СКЖ, расположенные в обвязках устьев скважин, и далее, после замера дебита, по проектируемым выкидным трубопроводам в проектируемые нефтегазосборные трубопроводы, после чего транспортируется до точки врезки в трубопроводы Дороховского месторождения.

Продукция добывающей скважины №1515 куста №33 расш. под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием, поступает на существующую ГЗУ-01483.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							7

Продукция добывающих скважин №№1350, 1351, 1352 куста №34 расш. под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием, поступает на существующую ГЗУ-01406.

Продукция добывающих скважин №№1525, 1526 куста №35 расш. под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием, поступает на существующую ГЗУ-01407.

В соответствии с заданием на проектирование для проектируемых скважин предусматривается способ эксплуатации – ШГН (кроме скважин №№1526, 1527, 1519 - способ эксплуатации – ЭЦН).

Для предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в стволе скважины, оборудованной ЭЦН, предусматривается установка депарафинизации скважин механическим способом.

Для предотвращения асфальтово-парафинистых отложений (АСПО) в стволах скважин, оборудованных ШГН, предусмотрены штанги с полиамидными скребками и штанговращатели.

Очистка от АСПО полостей трубопроводов осуществляется промывкой.

Согласно ГОСТ Р 55990-2014, п. 9.2.1, в точке подключения проектируемого трубопровода к другому трубопроводу, предусматривается отключающая задвижка с ручным управлением и обратный клапан.

Начало линейной части нефтегазосборного трубопровода – отключающая задвижка на кусте скважин №1115.

Рабочее давление и максимально допустимое рабочее нефтегазосборного трубопровода принято 4,0 МПа - максимальное давление, при котором возможна нормальная работа подключаемого оборудования (счетчика СКЖ, запорной арматуры).

Также на основании задания на проектирование и технических условий функциональных управлений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проектом предусматривается системы ППД на кустах №№ 34 расш., 1115 расш., 35 расш. Дороховского месторождения (модуль 145).

В качестве водоисточника для закачки в скважины №№ 1354, 1522, 1410, 1520 Дороховского месторождения используется пресная техническая вода с водозабора «Тюш».

Производительность системы ППД согласно заданию на проектирование составляет 180,0 м<sup>3</sup>/сут.

Давление закачки на устье нагнетательных скважин №№ 1354, 1522, 1410, 1520 составляет 16,0 МПа.

Принципиальная технологическая схем декларируемого объекта приведена ниже (рисунок 1).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							8

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

Изм.	Колуч	Лист	Модок	Подп	Дата

2021/354/ДС121-РД-ДРВ2.ТСН

Лист  
9

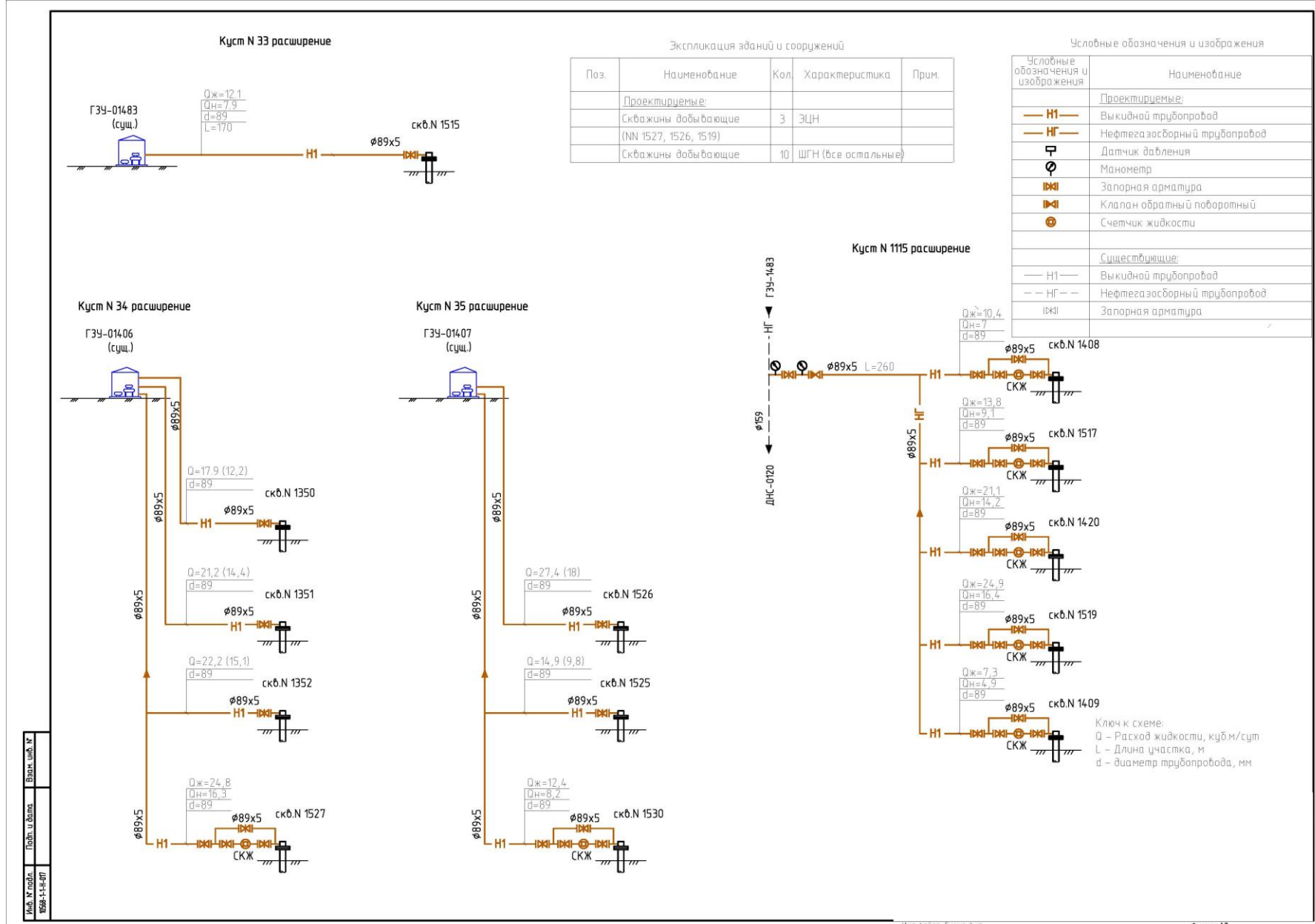


Рисунок 1 – Принципиальная технологическая схема декларируемого объекта

Имя файла: Схема.dwg

Формат A2

### 1.2.2 План и перечень размещения основного технологического оборудования, в котором получают, используются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества

Планы размещения основного технологического оборудования декларируемого объекта приведены ниже (Рисунки 2-5).

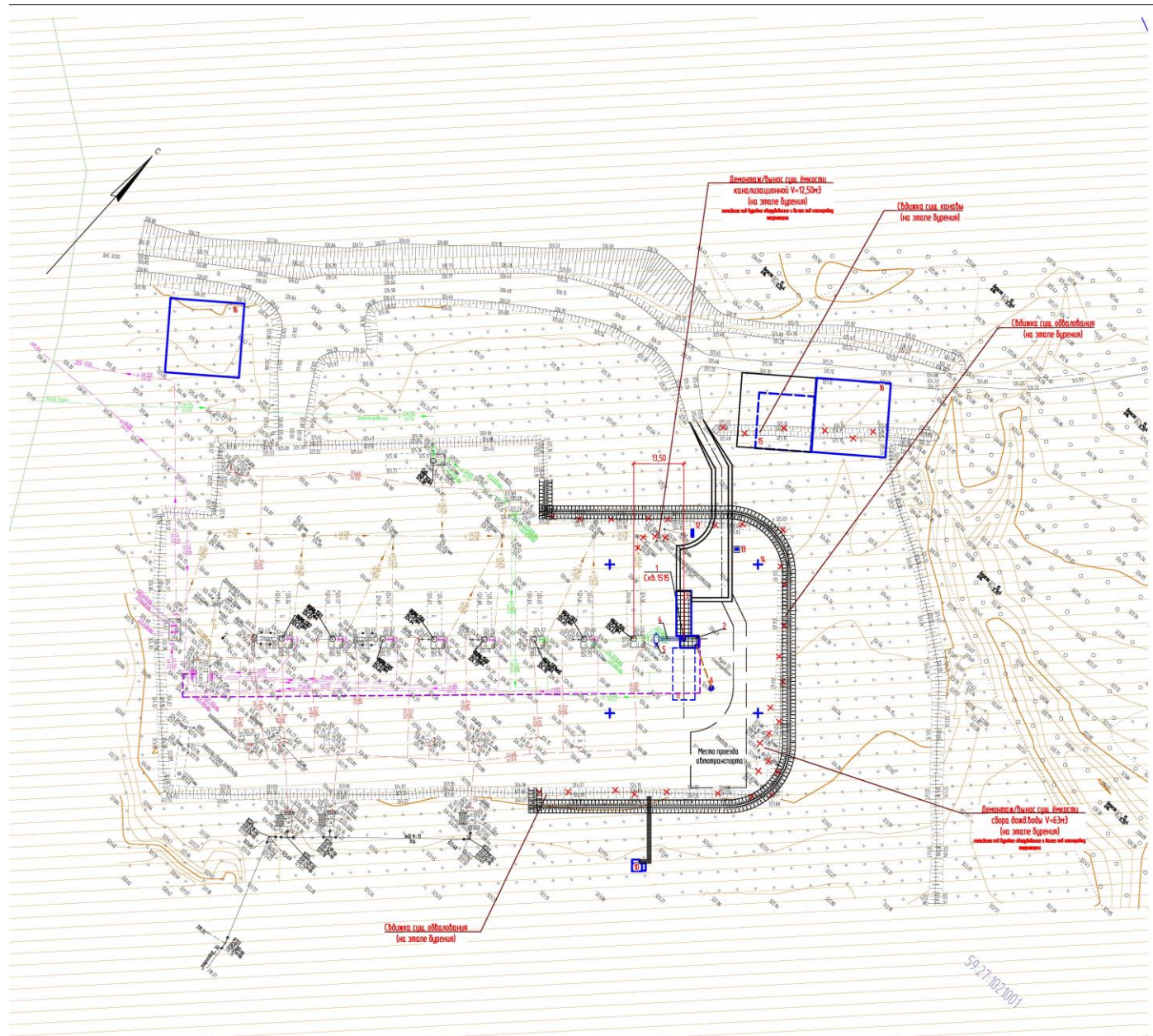
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH			

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

Изм.	Колуч	Лист	Масш.	Подп.	Дата

2021/354/ДС121-РД-ДРВ2.ТСН

Лист	11
------	----



Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Примечание
Проектируемые		
1	Устье дождевой скважины - 1 шт.	
2	Проектируемая площадка дождевой скважины - 1 шт.	
3	Площадка под ремонтный агрегат - 1 шт.	
4	Фундамент под станок-качалку	
5	Площадка обслуживания спуска-качалки	
6	Контактный ящик для привода вышек и талей 1шт	
7	Номер не использован	
8	Номер не использован	
9	Номер не использован	
10	Площадка трансформаторной подстанции КТП-610/0,4 кВ	

Экспликация оборудования и площадок

Номер на плане	Наименование	Корректировка по данным сети
Проектируемые		
11	Площадка для установки передвижных приемов к насосов	
12	Место для размещения щитов пожарных (ЩП-В)	
13	Площадка под размещение контейнера для отходов	
14	Место установки вышек ветровой оптики ремонтного агрегата	
15	Площадка для размещения бригады КРС	
16	Площадка для установки пожарной лестницы	

Условные графические обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
Проектируемые	
Инженерные сети, прокладываемые:	
—	- в траншее, в трубе
—	- в траншее, в трубе
—	- на мачтах опорах
—	Высшие трубопроводы
—	Трубопроводы низкого давления
—	Канализация дождевая
—	Колодезь с гидроаппаратом
—	Водолей нагнетательный
—	Кабель КИП и А
—	Кабель силовой
—	Кабель связи
—	Линия заземления, заземлители
—	Кабель электрозащиты
—	Контактное устройство
—	ВЛ бив

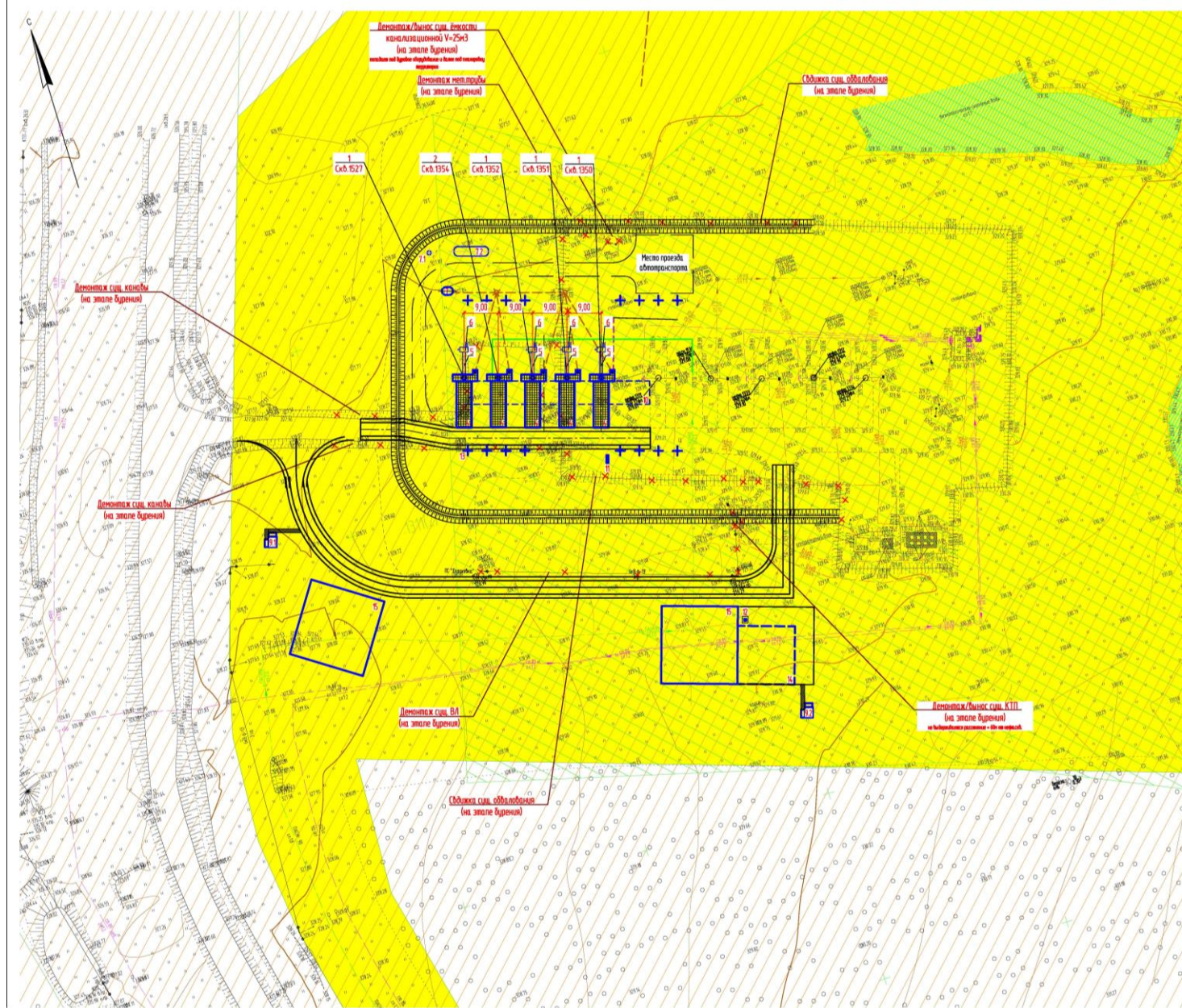
Рисунок 2 - План размещения оборудования декларируемого объекта (куст №33)

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

Изм.	Колуч	Лист	Масш.	Подп.	Дата

2021/354/ДС121-РД-ДРВ2.ТСН

Лист	12
------	----



Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты в/вынос сети
	Проектируемые	
1	Устье дополнительной обводки - 4 см.	
2	Устье наметательной обводки - 1 см.	
3	Проектируемая площадка - 1 см.	
4	Площадка под расчетный срез - 5 см.	
5	Фундамент под станок - начально	
6	Площадка обводки станка-начально	
7	Смотровая для сбора дождевых и талых вод V=8 м³	
7.1	Канализационный колодец для приема дождевых и талых вод с территории площадки в границах обводнения	
7.2	Смотровая для сбора дождевых и талых вод с территории площадки в границах обводнения V=43 м³	
8	Номер не используется	
9.1-9.2	Площадка приварочной подстанции КТП-400/10-4 мВ	

Экспликация оборудования и площадок

Номер на плане	Наименование	Координаты в/вынос сети
	Проектируемые	
10	Площадка для установки передвижных приемных мест	
11	Место для размещения щита показаний (ЩП-6)	
12	Площадка под размещение контейнера для отходов	
13	Место установки жерди второй ступени расчетного срезам	
14	Площадка для размещения бригады КРС	
15	Площадка для установки полевой техники	

Условные графические обозначения и изображения

Обозначение изображения	Наименование
	Проектируемые
	Инженерные сети, прокладываемые:
—	— в траншее
—	— в трубе
—	— на низких опорах
—	Выкопанные трубопроводы
—	Трубопроводы химвозлеза
—	Канализация дождевая
—	Колодец с гидрозатвором
—	Водой наметательный
—	Кабель КИП и А
—	Кабель силовой
—	Кабель связи
—	Линия заземления, заземлители
—	Кабель электроизмерительный
—	Контактное устройство
—	ВЛ б/в

Рисунок 3 - План размещения оборудования декларируемого объекта (куст №34)

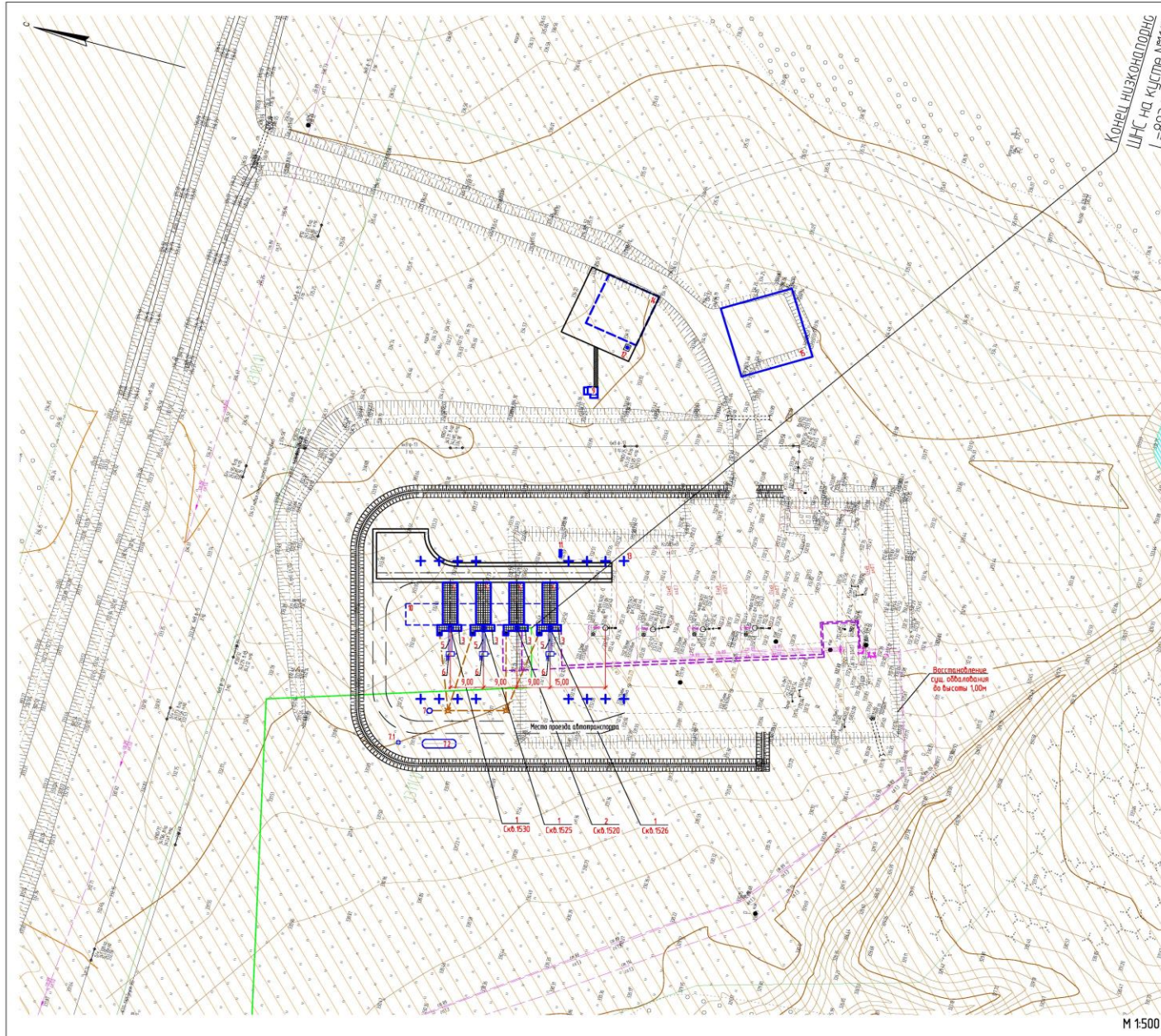


Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	Листок	Подп	Дата

2021/354/ДС121-РД-ДРВ2.ТСН

Лист	13
------	----



Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты объекта сети
Примечание:		
1	Устье выхлопной системы - 3 шт.	
2	Устье напорной системы - 1 шт.	
3	Площадка для техники - 1 шт.	
4	Площадка под речной мостом - 4 шт.	
5	Устройство для сбора - 1 шт.	
6	Площадка для хранения техники	
7	Канализационный коллектор для сбора стоков и талых вод	
11	Канализационный коллектор для приема дождевых и талых вод с территории площадки в границах обслуживания	
12	Устройство для сбора дождевых и талых вод с территории площадки в границах обслуживания 1-43 м3	
8	Номер на плане	
9	Площадка для размещения подстанции КТП-6/10/0,4 кВ	

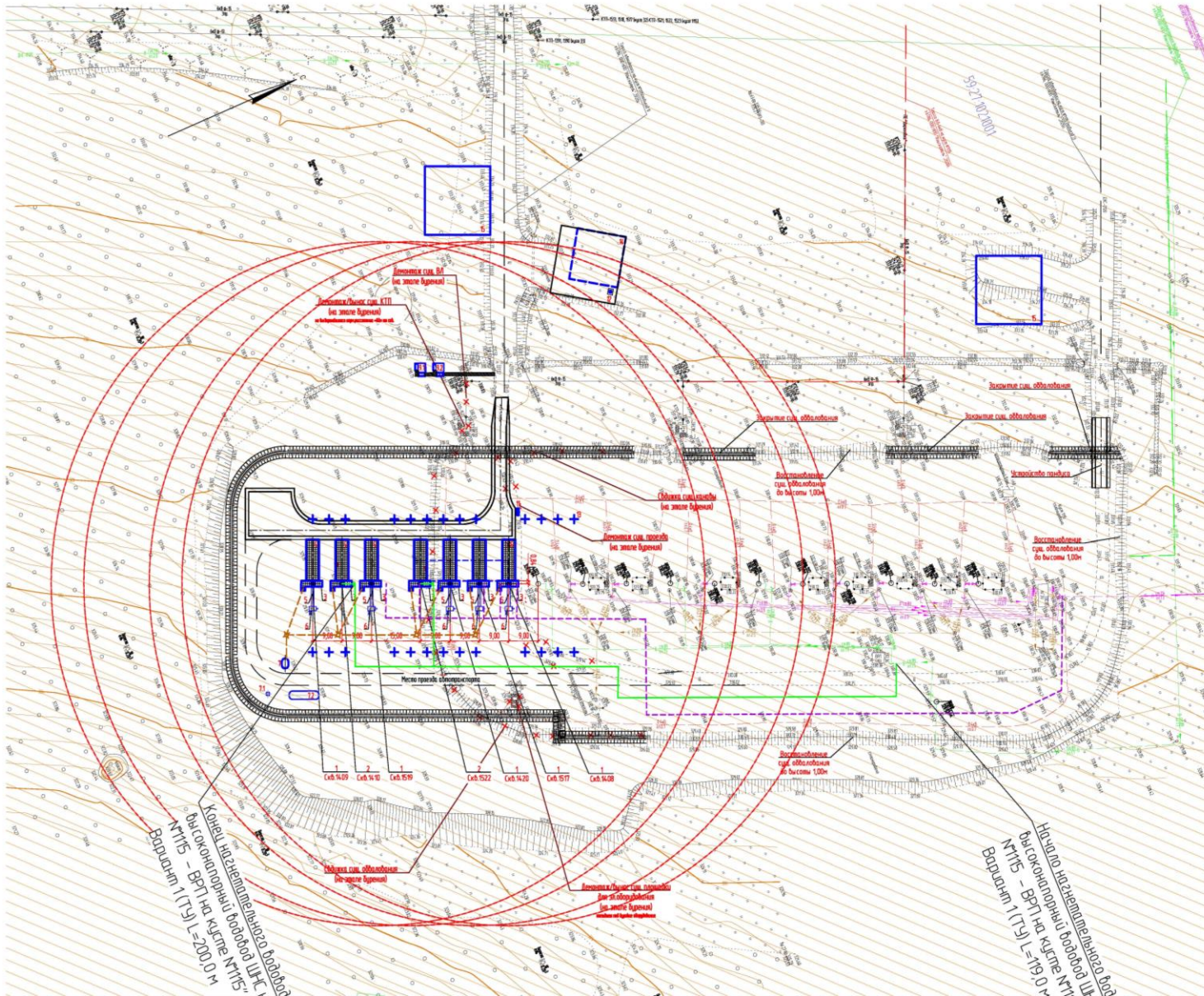
Экспликация оборудования и площадок

Номер на плане	Наименование	Координаты объекта сети
Примечание:		
10	Площадка для установки передвижных трансформаторов	
11	Место для размещения щитов питания ЩП-В	
12	Площадка для размещения кабинета для людей	
13	Место установки вышек радиотелевизионного вещания	
14	Площадка для размещения бранды КРС	
15	Площадка для установки пожарной техники	

Условные графические обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
Проектируемые:	
Инженерные сети, прокладываемые:	
—	в траншее
—	в канале, в трубе
—	на мачтах опор
—	Вышки и трубопроводы
—	Трубопровод инженерной сети
—	Канализация дождевая
—	Канализация с гидрозатвором
—	Водосток напорный
—	Кабель КИП и А
—	Кабель силовой
—	Кабель связи
—	Линия заземления, заземлитель
—	Кабель электропроводящий
—	Компактное устройство
—	ВЛ б/в

Рисунок 4 - План размещения оборудования декларируемого объекта (куст №35)



Экспликация зданий и сооружений

Номер по плану	Наименование	Коды по выбору сети
Проектируемые		
1	Здание складской комнаты - 5 кв.м	
2	Здание складской комнаты - 2 кв.м	
3	Промышленная станция - 2 кв.м	
4	Площадка под размещение серверов - 1 кв.м	
5	Фундамент под станцию - на месте	
6	Площадка для размещения станции - на месте	
7	Система для сбора дождевой и талой воды 14х1 м	
11	Инженерный корпус для хранения дождевой и талой воды с перемычкой в дренажную систему	
12	Система для сбора дождевой и талой воды с перемычкой в дренажную систему 14х1 м	
8	Номер не используется	
15-12	Площадка проектной реконструкции КТП-40В/4х4 м	

Экспликация оборудования и площадок

Номер по плану	Наименование	Коды по выбору сети
Проектируемые		
И	Площадка для размещения передвижных трансформаторов	
И	Место для размещения шлюзовых станций ИТ-С	
О	Площадка под размещение серверов для размещения	
О	Место для размещения серверов для размещения серверов	
Н	Площадка для размещения трансформатора	
15	Площадка для установки пожарной техники	

Условные графические обозначения и изображения

Обозначение и изображения	Наименование
Проектируемые:	
- - - - -	Инженерная сеть, проектируемая
— — — — —	В проекте
— — — — —	В проекте, в трубе
— — — — —	на высоте отрыва
— — — — —	Высотные трубопроводы
— — — — —	Трубопроводы конденсата
— — — — —	Канализация вентилей
— — — — —	Кондоцит с воздухоподогревателем
— — — — —	Водосточная система
— — — — —	Кабель КИТ и А
— — — — —	Кабель силовой
— — — — —	Кабель связи
— — — — —	Линия заземления, заземлитель
— — — — —	Кабель электропитания
— — — — —	Контактное устройство
— — — — —	ВЛ без

Рисунок 5 - План размещения оборудования декларируемого объекта (куст №1115)

M 1500

### 1.2.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Перечень основного проектируемого технологического оборудования приведен ниже (таблица 4).

Таблица 4 - Перечень основного проектируемого технологического оборудования

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
<b>Куст №33 расширение</b>				
1	Насосные агрегаты добывающих скважин	шт.	1	Способ ШГН: Станок-качалка ПШСН 80-3-40 в комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
2	Штанговращатель и штанги с полиамидными скребками	компл.	1	ШЧ-8000М
3	Устьевая арматура в комплекте с колонной обвязкой КОС	шт.	1	Диаметр условного прохода ствола – 65мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50мм;
4	Выкидной трубопровод	м	165	Труба стальная бесшовная горячедеформированная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-98, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений.
<b>Куст №34 расширение</b>				
1	Насосные агрегаты добывающих скважин	шт.	3	Способ ШГН: Станок-качалка ПШСН 80-3-40 в комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
2	Штанговращатель и штанги с полиамидными скребками	компл.	3	ШЧ-8000М
3	Насосный агрегат на скважине №1527	шт.	1	Центробежный насос: ЭЦН5-25-1460 вентиляльным электроприводом ВДМ20-460-6.0-81В5, с гидрозащитой, со станцией управления, с частотным регулированием, с трансформатором, с системой погружной телеметрии, с погружным кабелем.. Мощность двигателя –26,614 кВт
4	Механизм депарафинизации скважин на скважине №1527	компл.	1	Универсальная установка депарафинизации скважин механическим способом станцией управления СУЛС-16 и лубрикатором Л65-21-01

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист 15
------	---------	------	-------	-------	------	----------------------------	------------

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
5	Устьевая арматура в комплекте с колонной обвязкой КОС	шт.	4	Диаметр условного прохода ствола – 65мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50мм;
6	Счетчик камерный жидкости на скважине №1527	шт.	1	СКЖ с вычислителем БЭСЖ-2М и обогревателем КТО-2
7	Выкидные трубопроводы	м	430	Труба стальная бесшовная горячедеформированная Ø89x5,0мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-98, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений.

**Куст №1115 расширение**

1	Насосные агрегаты добывающих скважин	шт.	4	Способ ШГН: Станок-качалка ПШСН 80-3-40 в комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
2	Штанговращатель и штанги с полиамидными скребками	компл.	4	ШЧ-8000М
3	Насосный агрегат на скважине №1519	шт.	1	Центробежный насос: ЭЦН5-25-1460 вентиляльным электроприводом ВДМ20-460-6.0-81В5, с гидрозащитой, со станцией управления, с частотным регулированием, с трансформатором, с системой погружной телеметрии, с погружным кабелем.. Мощность двигателя –26,473 кВт
4	Механизм депарафинизации скважин на скважине №1519	компл.	1	Универсальная установка депарафинизации скважин механическим способом станцией управления СУЛС-16 и лубрикатором Л65-21-01
5	Устьевая арматура в комплекте с колонной обвязкой КОС	шт.	5	Диаметр условного прохода ствола – 65мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50мм;
6	Счетчик камерный жидкости	шт.	5	СКЖ с вычислителем БЭСЖ-2М и обогревателем КТО-2
7	Выкидные трубопроводы	м	40	Труба стальная бесшовная горячедеформированная Ø89x5,0мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-98, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH

Лист

16

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
				более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений.
8	Нефтегазосборный трубопровод	м.	273	Труба стальная Ø89х5,0мм, бесшовная горячедеформированная по ГОСТ 8732-78 из стали 20, группа В (класс прочности К42) по ГОСТ 8731-74 с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
<b>Куст №35 расширение</b>				
1	Насосные агрегаты добывающих скважин	шт.	2	Способ ШГН: Станок-качалка ПШСН 80-3-40 в комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
2	Штанговращатель и штанги с полиамидными скребками	компл.	2	ШЧ-8000М
3	Насосный агрегат на скважине №1526	шт.	1	Центробежный насос: ЭЦН5-25-1460 вентиляльным электроприводом ВДМ20-460-6.0-81В5, с гидрозащитой, со станцией управления, с частотным регулированием, с трансформатором, с системой погружной телеметрии, с погружным кабелем.. Мощность двигателя –29,335 кВт
4	Механизм депарафинизации скважин на скважине №1526	компл.	1	Универсальная установка депарафинизации скважин механическим способом станцией управления СУЛС-16 и лубрикатором Л65-21-01
3	Устьевая арматура в комплекте с колонной обвязкой КОС	шт.	3	Диаметр условного прохода ствола – 65мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50мм;
4	Счетчик камерный жидкости на скважине №1530	шт.	1	СКЖ с вычислителем БЭСЖ-2М и обогревателем КТО-2
5	Выкидные трубопроводы	м	262	Труба стальная бесшовная горячедеформированная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-98, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH

Лист

17

Данные о распределении опасных веществ, используемых на проектируемом объекте, приведены ниже (таблица 5).

Таблица 5 – Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Технологический блок, оборудование		Кол-во опасного вещества (тонн)		Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование оборудования, № по схеме	Кол-во единиц оборудования, шт./м	В единице оборудования	В блоке (всего)	Агрегатное состояние	Давление, МПа (абс.)	Температура, °С
<b>Куст № 33 (расш.)</b>						
Выкидной трубопровод	165,00	$\frac{0,539}{0,008}$	$\frac{0,539}{0,008}$	жидкость газ	4,0	5-15
<b>Куст № 34 (расш.)</b>						
Выкидные трубопроводы	430,00	$\frac{1,401}{0,02}$	$\frac{1,401}{0,02}$	жидкость газ	4,0	5-15
<b>Куст № 35 (расш.)</b>						
Выкидные трубопроводы	262,00	$\frac{0,855}{0,013}$	$\frac{0,855}{0,013}$	жидкость газ	4,0	5-15
<b>Куст № 1115 (расш.)</b>						
Выкидные трубопроводы	40	$\frac{0,134}{0,002}$	1,05 0,015	жидкость газ	4,0	5-15
Нефтегазосборный трубопровод	273,00	$\frac{0,916}{0,013}$		жидкость газ	4,0	5-15
<b>Итого опасных веществ на проектируемом объекте:</b>				нефть, т	<b>3,845</b>	
				газ, т	<b>0,055</b>	

### 1.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности

#### 1.3.1 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:

- герметизированная схема технологического процесса;
- применяемое в настоящем проекте технологическое оборудование в блочном исполнении (погружные электроцентробежные насосы, установки депарафинизации скважин, штанговые насосы с приводом от станка-качалки) является оборудованием полной заводской готовности, монтируемым на проектируемое основание и подключаемое к проектируемым коммуникациям;
- для скважин №№1526,1527,1519 предусматривается способ обустройства скважины - погружным центробежным насосом (ЭЦН);
- проектом предусмотрен автоматический останов погружных насосов при превышении и понижении давления в трубопроводе (порыв трубопроводов, защита оборудования обвязки скважин от превышения давления в системе), а также

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							18

защиты двигателей погружных насосов (повышение, понижение напряжения, короткое замыкание и т.п.);

- в соответствии с заданием на проектирование для остальных проектируемых скважин предусматривается способ эксплуатации – ШГН.

- при способе ШГН предусматривается эксплуатация погружными штанговыми насосами (ШГН) с приводом от станка-качалки типа ПШСН 80-3-40.

- для предотвращения АСПО в ГНО проектируемых скважин предусматриваются следующее оборудование:

- при способе эксплуатации ШГН предусматриваются штанговращатели и штанги с полиамидными скребками, а также профилактические тепловые обработки;

- при способе эксплуатации ЭЦН предусматривается универсальная установка депарафинизации скважин механическим способом.

- для замера дебита добывающих скважин №№1527, 1530, 1408, 1517, 1420, 1519, 1409 предусмотрен счетчик жидкости СКЖ с вычислителем БЭСЖ-2М и обогревателем КТО-2.

- согласно п.20,21 ФНИП материал труб принят с учетом коррозионной агрессивности продукта, протяженности, диаметра, параметров (давление, температура) трубопровода.

- строительство надземных участков трубопроводов на площадках добывающих скважин запроектировано из стальных бесшовных горячедеформированных труб 89х6мм по ГОСТ 8732-78, с термообработкой, с ударной вязкостью не менее 29,4 (на образцах КСУ) Дж/см<sup>2</sup>, 19,61 (на образцах КСВ) Дж/см<sup>2</sup>, при -40° С, с гидротестированием каждой трубы по ГОСТ 3845-2017, с контролем качества неразрушающим методом каждой трубы, материал сталь В20 (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74.

- строительство нефтегазосборного трубопровода, в соответствии с унифицированным сортаментом труб для строительства, реконструкции и капитального ремонта промысловых трубопроводов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», принято из труб стальных бесшовных Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена (соответствует конструкции №1 по ГОСТ Р 51164-98 (таблице №1)), с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS.

- надземные участки предусматриваются из этих же труб, но без наружной полиэтиленовой изоляции;

- для сбора загрязненных промливневых стоков и возможных утечек нефти при эксплуатации и аварийных ситуациях приустьевая площадка скважины предусматривается с бордюром и ливневой канализацией;

- наружная изоляция подземных деталей трубопроводов предусматривается в трассовых условиях термоусаживающимися материалами «ЛИАМ». Наружная изоляция подземных сварных стыков предусматривается термоусаживающимися манжетами «ЛИАМ».

- для надземных участков стальных трубопроводов и арматуры предусматривается окраска согласно СТП 09-001-2013 «Стандарт предприятия по применению

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инав. № подл.	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
										19

фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» материалом с гарантийным сроком не менее 5 лет.

- на выкидном трубопроводе в обвязке скважины до отключающей задвижки установлен электроконтактный манометр, по сигналу которого при достижении  $P=4,0$  МПа останавливается привод станка-качалки или ЭЦН

- нефтегазосборный трубопровод оснащен системой контроля его герметичности. На трубопроводе в обвязке скважины установлен электроконтактный манометр, который передает в операторную сигналы о повышении или понижении давления ниже или выше допустимых.

- проектной документацией предусматривается подземный способ укладки трубопровода. Глубина заложения трубопровода вне постоянных проездов принята не менее 0,8 м до верха трубы, исходя из свойств грунта и в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014, п. 9.3.1., при прокладке в пучинистых грунтах - из условия прохождения трубопровода ниже глубины промерзания пучинистого грунта;

- глубина заложения выкидных трубопроводов и нефтегазосборного трубопровода в пределах обвалования куста скважин, согласно ГОСТ 32569-2013 п.10.1.34, принята не менее 0,6м до верха образующей трубы (согласно п.54 «Правил безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»); в местах пересечения с подземными и надземными коммуникациями расстояние в свету между трубопроводами выдержано не менее 0,35м, между трубопроводом и кабелем – не менее 0,5м. Пересечения предусматриваются под углом не менее 60°. Разработка траншеи производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемого трубопровода или кабеля.

- подземная часть трубопровода защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ.

- установленная запорная арматура обеспечивает надежное отключение каждого агрегата или технологического аппарата от технологического процесса, отключающие задвижки нефтегазосборного трубопровода предусмотрены на кусте скважин и в точке врезки в существующий трубопровод.

- все сварные соединения подлежат контролю радиографическим методом в объеме 100%.

- трасса трубопровода закрепляется на местности указательными знаками в соответствии с СТП 09-001-2013 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Щит-указатель устанавливается в 1 метре от оси подземного ВПТ или на его оси на высоте 1,5-2 м от поверхности земли в пределах прямой видимости через 500-1000 м, а также в начале, в конце трасс, на углах поворота и пересечениях с другими ВПТ и коммуникациями.

- автоматизированная система управления технологическим процессом;
- блокировка оборудования и сигнализация при отклонении от технологического режима;
- заземление оборудования и трубопроводов;
- молниезащита оборудования;
- контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ при помощи переносных газоанализаторов;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH

Лист

20



- обязательный контроль за качеством выполнения строительно-монтажных работ.

### 1.3.2 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;
- 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;
- устройство бордюра по периметру площадки с технологическим оборудованием для сбора возможных проливов нефти при эксплуатации и текущем ремонте;
- сбор производственно-ливневых стоков в закрытую систему, исключающую сброс вредных веществ в окружающую среду.
- выбранные материалы для проектируемого нефтепровода 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.

### 1.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности

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

Решения, направленные на обеспечение взрывопожаробезопасности:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

- применением негорючих веществ и материалов в конструкции проектируемых сооружений;
- ограничением массы и объема горючих веществ объемами технологических установок;
- изоляцией горючей среды от источников зажигания, за счет герметизированной схемы технологического процесса;
- устойчивости трубопроводов к механическим напряжениям и химическому воздействию, достигаемой посредством использования высокопрочных материалов; исключением фланцевых и резьбовых соединений; подземной прокладкой трубопроводов; применением антикоррозийных технологий; устройством защитных футляров в местах прохода преград (дороги, водоемы, ж/д пути);
- установкой пожароопасного оборудования на открытых площадках;

Функции пожарной охраны на проектируемых сооружениях выполняются договорным подразделением федеральной противопожарной службы ПСЧ-52 ФГБУ «6 отряд ФПС ГПС по Пермскому краю (договорной)», в рамках заключенных договоров на выполнение услуг (работ) по пожарной охране и пожарно-профилактическому обслуживанию объектов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Пожарное депо ПСЧ-52 расположено в г Чернушка.

Система предотвращения пожара проектируемого объекта обеспечивается следующими способами:

- применение герметизированной схемы технологического процесса;
- применение в технологической схеме запорной, запорно-регулирующей арматуры, исключающих выход горючих веществ наружу;
- устройство молниезащиты для проектируемых сооружений и оборудования;
- блокировка оборудования и сигнализация при отклонении от технологического режима.

Система противопожарной защиты проектируемого объекта обеспечивается следующими способами:

- применение объемно-планировочных решений и средств, обеспечивающих ограничение распространения пожара за пределы очага;
- устройство эвакуационных путей, удовлетворяющих требованиям безопасной эвакуации людей при пожаре;
- применение основных строительных конструкций с пределами огнестойкости и классами пожарной опасности, соответствующими требуемым степеням огнестойкости и классам конструктивной пожарной опасности сооружений;
- применение первичных средств пожаротушения сооружения в соответствии со ст. 60 № 123-ФЗ.

Организационно-технические мероприятия предусматривают:

- организация подразделений пожарной охраны;
- взаимодействие пожарной охраны с подразделениями Государственной противопожарной службы при тушении пожаров;
- организацию обучения правилам пожарной безопасности;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							22

- разработку инструкций по обеспечению пожарной безопасности и других документов;
- применение сертифицированных технических средств пожаровзрывобезопасности;
- привлечение организаций, имеющих соответствующие лицензии для осуществления монтажа, наладки и технического обслуживания технологического оборудования;
- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ.

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

Характеристики проектируемых сооружений по взрывопожарной и пожарной опасности.

Перечень зданий, сооружений и наружных установок	Наименование обращающихся веществ и материалов, группа горючести по ГОСТ 12.1.044-89	Категория зданий и сооружений по взрывопожарной и пожарной опасности по № 123-ФЗ
Добывающая скважина	Нефть – ЛВЖ, Т <sub>всп.</sub> менее 28°C	АН
Нагнетательная скважина	Подтоварная вода	ДН
Технологический блок КТП	Масло трансформаторное – ГЖ, Т <sub>всп.</sub> 135 °С	ВН

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

Принятый в проектной документации объем автоматизации по объекту в условиях нормальной эксплуатации позволяет работать без постоянного присутствия обслуживающего персонала на нем.

В соответствии со структурой управления процессами добычи, сбора и транспорта нефти и газа в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проектируемый объект входит в состав Цеха добычи нефти и газа № 1 (ЦДНГ-1).

Принятый в проектной документации объем автоматизации и телемеханизации по объектам в условиях нормальной эксплуатации позволяет им работать в автоматическом режиме без постоянного присутствия на них обслуживающего персонала.

Вывод технологических процессов объектов на заданный режим работы осуществляется вручную на месте с последующим подключением местных средств контроля, сигнализации, блокировок и перевода на автоматический режим работы.

Проектной документацией предусматривается оснащение технологического оборудования приборами для местного и дистанционного контроля параметров

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							23

процесса, средствами предупредительной и аварийной сигнализации, автоматического регулирования, блокировок (защит), дистанционного управления.

Для насосного оборудования предусмотрено выполнение следующих основных функций:

- местное включение и отключение насоса;
- контроль за силой тока электродвигателя и напряжением сети;
- автоматическое защитное отключение электродвигателя:
  - а) при обрыве, перекосе фаз;
  - а) при перегрузке по току;
  - б) при недогрузке по току;
  - в) при токах короткого замыкания;
  - г) при поступлении сигнала о понижении ниже допустимого или превышении давления в начале выкидного трубопровода;
- автоматическое включение электродвигателя при восстановлении напряжения сети после его отсутствия через установленное время задержки самозапуска;
- возможность настройки на месте эксплуатации защиты от перегрузки и недогрузки электродвигателя по току и выбора рабочей зоны по напряжению сети;
- световая сигнализация об аварийной остановке насоса;
- подключение внешних переносных потребителей.

Проектом предусмотрены типы и количество необходимых приборов, материалов и оборудования, а также места и специальные сооружения для их размещения, эксплуатации и обслуживания:

- точка подключения проектируемого нефтегазосборного трубопроводов с куста №1115 предусмотрена с установкой в узле подключения задвижки, обратного клапана и манометра для контроля давления;
- глубинно-насосное оборудование добывающих скважин, расположенное внутри скважин, имеет дистанционное и автоматическое управление по сигналам систем противоаварийной защиты.

Для обмена данными с системой телемеханики (СТМ) ЦДНГ-1 на каждой скважине предусмотрено:

- местное и дистанционное измерение линейного давления на выкидном трубопроводе скважины с сигнализацией отклонения;
- мониторинг состояния СУ ЭЦН (по интерфейсу RS-485);
- дистанционное управление СУ ЭЦН (пуск, стоп) из диспетчерского пункта.

На выходе каждой площадки устанавливается датчик давления для контроля герметичности промышленного трубопровода с передачей в систему телемеханики (СТМ) ЦДНГ-1.

В зоны действия поражающих факторов при аварии на проектируемом объекте существующий диспетчерский пункт на площадке УППН «Павловка» не попадает.

В связи с этим решения по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственным процессом, безопасности нахо-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							24

дющегося в нем персонала и возможности управления процессом при аварии данным проектом не предусматриваются.

В нефтяном районе функционирует сеть проводной ведомственной телефонной связи, сеть технологической и производственной радиосвязи. Проектом не предусматривается изменение существующих каналов связи.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.		Подп.

## 2 АНАЛИЗ РИСКА

### 2.1 Анализ аварий на декларируемом объекте

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.

#### 2.1.1 Перечень аварий и обобщенные данные об инцидентах; имевших место на декларируемом объекте

Проектируемое оборудование не эксплуатировалось ранее.

#### 2.1.2 Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, произошедших на других аналогичных объектах, или аварий, связанных с опасными веществами

Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах и аварии, связанные с обращающимися опасными веществами, представлен ниже.

Таблица 6 - Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах

Дата и место аварии	Описание аварии
21.01.2015	ОАО «Газпром газораспределение Краснодар». Подземный стальной газопровод высокого давления диаметром 325мм от ГРС до КРП поселка Тихорецкого района. При производстве земляных работ в охранной зоне газопровода разрушен подземный стальной распределительный газопровод высокого (0,6 МПа) давления диаметром 325мм с выбросом природного газа. Экономический ущерб составил 1130443,06 руб. Причины аварии: Механическое разрушение подземного стального распределительного газопровода высокого давления экскаваторной техникой при проведении земляных работ, что привело к его разрушению, разгерметизации и выходу природного газа в атмосферу. Проведение строительных работ в охранной зоне подземного газопровода от газораспределительной организации без участия представителя газораспределительной организации. Отсутствие контроля газораспределительной организацией за проведением строительно-монтажных работ в охранной зоне газопровода. Работы проводятся не аттестованным персоналом на знание требований промышленной безопасности.
06.02.2015	Кунгурский район Пермского края, 2 км. от деревни Баташи, ПК25+00 Система промысловых трубопроводов попутного нефтяного газа, природного газа «Курбаты-Кокуй, Кокуй-Кыласово, Куласово-Пермь, Кыласово-Кунгур» ЦТГ-3, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». В результате наезда тяжелой гусеничной техники на газопровод произошло его повреждение с последующим возгоранием. Бульдозер «KOMATSU – D355A» сгорел полностью. Травмированы 1 человек. Общий ущерб от аварии составил 1 466 000 руб. Причины аварии: Механическое повреждение газопровода ножом отвала бульдозера. Нарушение технологии проведения строительно-монтажных работ, выразившееся в отсутствии контроля по обеспечению безопасности и безопасного ведения земляных работ в охранной зоне действующего промышленного газопровода.
16.02.2015	ООО «Дагестангазсервис». Утечка газа из стального подземного газопровода высокого давления 0,6 МПа диаметром 219мм в результате коррозионного повреждения. Причины аварии: Коррозионное разрушение подземного газопровода вследствие отсутствия электрохимической защиты. Не выполнен комплекс мероприятий, по техническому обслуживанию и ремонту, обеспечивающего содержание опасных производственных объектов сетей газораспределения и газопотребления в исправном и безопасном состоянии; отсутствие защиты от электрохимической коррозии подземного стального газопровода ф219мм, защитными изоляционными покрытиями весьма усиленного типа; не выявлены утечки газа при обходе подземного газопровода на трассе газопровода; не выявлены размывы газопровода паводковыми или дождевыми водами.
02.03.2015	ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург». Участок магистрального газопровода Торжокского ЛПУМГ, 1996 г. ввода в эксплуатацию. В режиме эксплуатации магистрального газопровода «Торжок-Долина» произошло разрушение 46,15 м трубы, диаметром 1420мм с утечкой и возгоранием газа. Последствия аварии: 1. Пострадавших нет. 2. Экономический ущерб – 18 811 737,61 руб. Технические причины аварии: - потеря прочности металла, приведшая к возникновению разрушения, произошла в локальном месте на

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							26

		Дата и место аварии	Описание аварии				
			наружной поверхности трубы газопровода, в околошовной зоне продольного сварного соединения. Дефект представляет собой продольную трещину стресс-коррозионного характера. Отмечается низкая технологичность металла заводского сварного соединения газопровода.				
		07.04.2015	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород». Газопровод-отвод к г. Алатырь Участок магистрального газопровода Сеченовского ЛПУМГ, 1993 г. ввод в эксплуатацию. В ходе проведения земляных работ по обследованию линейной части газопровода-отвода на ГРС «Алатырь» Ду 300мм допущено механическое воздействие ковшом экскаватора на тело трубы, вследствие чего произошел разрыв трубы без возгорания. Последствия аварии: 1. В результате аварии пострадало два человека. 2. Экономический ущерб – 1 277,28 тыс. руб. Технические причины аварии: труба не соответствует требованиям ТУ по значению ударной вязкости и наличию недопустимых дефектов заводского происхождения. механическое повреждение трубы газопровода, которое в условиях низкой ударной вязкости металла привело к образованию трещины. Организационные причины аварии:Нарушение правил производства земляных работ. Прочие причины:Проведение работ на сложном рельефе местности (овраг) в период весеннего паводка				
		12.04.2015	ООО «Газпром трансгаз Югорск». Участок магистрального газопровода Таежного ЛПУМГ, 1984 г. ввода в эксплуатацию. В режиме эксплуатации магистрального газопровода «Уренгой-Центр 1» произошло разрушение 24,96 м трубы, диаметром 1420мм с утечкой и возгоранием газа. Последствия аварии: 1. Пострадавших нет. 2. Экономический ущерб – 9 476,62 тыс. руб. Причины аварии: 1. Технические причины аварии:-разрушение кольцевого сварного соединения по причине развития трещиноподобного дефекта вдоль линии сплавления шва с трубой;-сквозной дефект в кольцевом сварном соединении вследствие нарушения технологии сварочно-монтажных работ, допущенных при строительстве газопровода и воздействия осевых растягивающих нагрузок, вызванной сезонной подвижкой грунтов.				
		17.04.2015	14 человек получили ранения в результате взрыва газопровода в центральной Калифорнии на западе США. Взрыв прогремел около 14:30 по местному времени в округе Фресно. На данном участке газопровода работала ремонтная бригада, которая использовала тяжелую технику. В ходе работ был поврежден газопровод, что и спровоцировало взрыв. Несчастный случай произошел в непосредственной близости от автотрассы 99 и железной дороги. Движение машин приостановлено в результате взрыва.				
		01.06.2015	Вышедшая из берегов река Золка в селении Шордаково повредила распределительный газопровод высокого давления диаметром 159мм и 3 газопровода низкого давления, а в селении Залукокоже-газопровод-переход через реку. Без газа оставались около 160 абонентов.				
		07.06.2015	ОАО «Астраханьгазсервис». Газопровод среднего давления расположенный по адресу: Астраханская область, г. Астрахань, ул. Звездная, д. 1. В результате пожара в охранной зоне газопровода произошло повреждение изолирующего фланцевого соединения расположенного на месте выхода газопровода из земли, с последующим выходом газа и его возгоранием. Последствия аварии: Экономический ущерб отсутствует. Пострадавших нет. 1. Технические причины аварии: 1.1. Пожар в охранной зоне газопровода. 1.2. Повреждение фланцевого соединения вследствие возгорания сухой растительности в зоне прокладки газопровода. 2. Организационные причины: 2.1. Отсутствие должного контроля со стороны ОАО «Астраханьгазсервис» за состоянием охранной зоны газопровода. 2.2. Отсутствие взаимодействия ОАО «Астраханьгазсервис» с органами исполнительной власти и органами местного самоуправления в части обеспечения сохранности газопровода по адресу: г.Астрахань, ул.Звездная, 1, предупреждении аварий и чрезвычайных ситуаций. 2.3. Внесение постороннего источника зажигания в зону прокладки газопровода с последующим возгоранием сухой растительности.				
		14.06.2015	Мощный взрыв на газопроводе в г Куэро, округ Девитт, шт Техас, США, стал причиной пожара и как следствие эвакуации десятков жителей из 7 находящихся поблизости домов. Взрыв случился восточнее шоссе №87 у местечка Линденау, расположенного в 136 км юго-восточнее г Сан-Антонио, около 20:00 местного времени. Огонь виден на расстоянии почти 40 км. Никто не пострадал. Участок поврежденного газопровода был отключен от подачи газа. Спасатели приступили к работе после выгорания газа в поврежденной трубе газопровода.				
		19.08.2015	В районе деревни Тараканово Большесосновского района Пермского края произошла разгерметизация магистрального трубопровода диаметром 1200мм с розливом нефти на площади около 4,5 тыс.кв.м с последующим возгоранием. Во избежание распространения пожара были закрыты задвижки на нефтепроводе, расстояние между которыми составляет порядка 20 километров. Всего к ликвидации происшествия были привлечены 113 человек и 38 единиц техники, в том числе от МЧС России – 82 человека и 21 единица техники. Пострадавших нет.				
		22.09.2015	Произошло возгорание на подземном нефтепроводе в Бершетском сельском поселении близ Перми. Площадь возгорания составила 150 кв. м. Угрозы домам, населению и лесным насаждениям нет.				
		15.10.2015	В 03:47 мск неподалеку от г Нового Уренгоя в ЯНАО загорелась тупиковая промысловая нитка газопровода. Газопровод принадлежит Газпром добыча Уренгой. Порыв газопровода и возгорание произошло вблизи пос. Лимбьяха, в труднодоступном месте, в 2 км от г Нового Уренгоя. Газопровод ведет от места добычи до газоперекачивающей станции (ГПС). Столб пламени достигал высоты около 20 м. На месте происшествия работали 3 ед спецтехники и 10 спасателей. Для ликвидации газовыми заглушками перекрыли поврежденный участок газопровода, стравлили давление и дождались полного выгорания газа. Порыв произошел из-за того, что сорвало заглушку.				
		17.11.2015	В Белоярском районе Ханты-Мансийского автономного округа-Югра произошел порыв газопровода с последующим возгоранием в 40 км от поселка Сосновка. В результате ЧП никто не пострадал. Рядом с местом происшествия нет населенных пунктов и промпредприятий. Поэтому порыв газопровода никак не отразился на жизнеобеспечении жилого сектора. На место порыва выезжала ремонтная бригада, которая передвинула задвижки на аварийном участке газопровода, после чего факел на месте прорыва угас.				
		15.12.2015	Порыв нефтепровода произошел в Бугурусланском районе Оренбургской области. Сообщение о порыве в				
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							27

Дата и место аварии		Описание аварии
		районе 6 км от п.Поникла магистрального нефтепровода Бугурусланского районного нефтяного управления АО "Транснефть-Приволга" поступило в 11:18 мск. Труба подземного нефтепровода металлическая, диаметр 1200мм, принадлежит Нижневатовск-Курган-Куйбышев. Ориентировочная площадь разлива 500 м.кв. Пострадавших нет. В результате инцидента возгорания не произошло, также нет угрозы попадания нефтепродуктов в водоёмы. На месте происшествия собрано 75 кубических метров замасленного грунта. На месте работали 46 человек и 19 единиц техники. От регионального МЧС привлекалось 2 человека и 1 единица техники.
07.02.2016		На Северо-Тарасовском нефтяном месторождении в 45 км от г.Тарко-Сале ООО «РН-Пурнефтегаз» ОАО «НК «Роснефть» произошла разгерметизация промышленного нефтесборного коллектора Ду 426х10 с последующим возгоранием вследствие коррозионного износа, возникшего по причине транспорта газоводонефтяной смеси с большим содержанием механических примесей.
06.04.2016		В Хабаровском крае 6 апреля 2016 г в 15.26 по местному времени (8.26 мск) из-за разгерметизации трубопровода произошла утечка нефтепродуктов. Авария произошла на нефтепроводе в 2х км к югу от пос. Ягодный Комсомольского района. Нефтепровод, на котором произошла авария, принадлежит РН-Сахалинморнефтегазу, дочке Роснефти. По нему осуществляется транспортировка нефти, добытой на месторождениях Сахалина до НПЗ, расположенного в г. Комсомольск-на-Амуре. Объем попавших на землю нефтепродуктов составляет около 38 т, при этом попадания нефтепродуктов в водные объекты не допущено. На месте работали бригады филиала ЭКО-СПАСС, специалисты РН-Сахалинморнефтегаз, нештатные аварийно-спасательные формирования объекта, оперативная группа пожарно-спасательного гарнизона и пожарные ПЧ-96 пос Ягодный. На площади разлива был вырыт котлован, из которого углеводороды откачивали в специальные резервуары. Пострадавших в результате ЧП нет, угрозы жизни и здоровью граждан также нет.
08.04.2016		В Курской области при демонтаже нефтепровода «Курск — Орёл» в селе Брусовое Поньровского района нефтепродукты вылились на земли сельскохозяйственного назначения и в местный пруд. В администрации Поньровского района ответственность за происшествие возложили на ООО «МАГМА», представителей которого на месте аварии не оказалось.
11.04.2016		Произошла утечка нефти в объеме 4 т в Завьяловском районе Удмуртии. По информации ОАО «Удмуртнефть», причиной аварии стала разгерметизация поврежденного патрубка, произошедшая при проведении работ на Гремихинском месторождении. Место выхода нефтепродуктов было локализовано, нефть собрана в амбар, из которого производилась откачка для дальнейшей утилизации сырья. Для предотвращения распространения эмульсии на протекающем неподалеку безымянном ручье установлены боновые заграждения. В результате разлива нефти погибли животные: была обнаружена 1 мертвая ондатра и 2 мертвых бобра. Единственный живой бобр нырнул в речку. По мнению специалистов, уцелевшие животные ушли на непострадавшие участки ручья — как вверх по течению, так и ниже установленных нефтеулавливающих заграждений.
09.06.2016		В Канаде, в провинции Альберта произошла утечка порядка 2,4 млн барр конденсата из нефтепроводной системы CopocoPhillips. Разлив произошел в 65 км от г Гранд Кэч.
22.09.2016		В ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на опасном производственном объекте «Система внутрипромысловых трубопроводов КСП-56 Верхне-Возейского нефтяного месторождения (ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»)», произошла авария, причиной которой явилась разгерметизация участка трубопровода «ГЗУ -2463 — до УЗ №5» с выходом на поверхность нефтесодержащей жидкости. Комиссией по расследованию технических причин аварии установлено, что разгерметизация участка трубопровода произошла в результате образования трещины трубы в зоне сплавления сварного шва под воздействием коррозионно-активной жидкости. Экономический ущерб от аварии составил 61 млн 397 тыс. руб.
21.11.2016		Из-за разрыва нефтепровода в порту Тамань в Краснодарском крае на территории ЗАО «Таманьнефтегаз» в акваторию вылились нефтепродукты. С мазутным пятном на поверхности акватории порта боролись 4 судна-сборщика Росморречфлота. Они локализовали разлив боновыми заграждениями и собрали 10 кубометров нефти. Мазутное пятно полностью ликвидировано. Вдоль берега выставили 2 ветки боновых заграждений. Закончены работы по очистке грунта на берегу и причале ЗАО «Таманьнефтегаз» протяженностью 400 м. В порт Тамань отправлена бригада спасателей морской спасательной службы Росморречфлота.
16.01.2017		В районе посёлка Каджером Печорского района (около 110 км от г. Печоры) было обнаружено два порыва на межпромысловом нефтепроводе диаметром 219мм, ТПП «Лукойл-Ухтанефтегаз» ООО «Лукойл-Коми». Они находятся на расстоянии 1,0 км и 1,5 км от дожимной насосной станции «Южный Тереховой». По предварительным данным причина разлива – коррозия. По информации ТПП «Лукойл-Ухтанефтегаз» объем разлившейся нефти составил около 4 кубометров. В итоге в результате ликвидационных работ было убрано и вывезено более 150 кубических метров нефтесодержащей жидкости и 304 кубических метра нефтезагрязненного грунта.
28.01.2017		В селе Жако Хабезского района в Карачаево-Черкесии произошло разрушение подводящего к котельной подземного 9 газопровода высокого давления (0,6 МПа) диаметром 76мм. Затем возникла утечка газа с образованием газозвоздушной смеси, и последовал взрыв. Причиной аварии стало нарушение целостности подземного газопровода в результате оползневой процесса и воздействия низких температур, что привело к утечке газа из трещины в изношенной трубе и его накоплению в почве и приземном слое. Организационной причиной аварии стало отсутствие мониторинга грунтовых условий, низкая периодичность обхода трассы. По оценке Ростехнадзора экономический ущерб от аварии составил 73 тыс. руб. Жильцы не пострадали, т.к. в момент взрыва их не было дома.
31.01.2017		В селе Шарданово, расположенном в Прохладненском районе Кабардино-Балкарии, произошло разрушение наружного газопровода высокого давления (до 0,6 МПа) диаметром 159мм, с утечкой газа. В результа-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							28



		Дата и место аварии	Описание аварии				
			те аварии были отключены от газоснабжения села Шарданово и Комсомольское, в которых проживает 260 человек. Причина аварии-нарушения при проведении строительно-монтажных работ в процессе строительства газопровода. По данным Ростехнадзора экономический ущерб оценен в 0,2 млн рублей. По данным МЧС, причиной утечки газа стало расхождение по сварочному шву длиной 3 метра на стальном распределительном газопроводе.				
		31.01.2017	В январе 2017 года государственными инспекторами Советского отдела Природнадзора Югры во время патрулирования территории лесного фонда в Советское лесничество было обнаружено три случая загрязнения лесов разливами нефтесодержащей жидкости. Они находились в 62, 82 и 84 кварталах Арантурского участкового лесничества. По фактам этих разливов в отношении ТПП Урайнефтегаз ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» возбуждены административные дела по ст.8.31 КоАП РФ.				
		22.02.2017	В Природнадзор Югры 22 февраля поступила информации о разливе нефти на Быстринском месторождении. Его длина составляет 504 м, ширина около 10 м. Стволы находящихся на участке деревьев загрязнены нефтепродуктами на различную высоту. На участке расположены углубления, в которой находится пока не откачанная нефть. Работает 20 единиц тяжелой техники. Загрязненный участок обвалован. Загрязненный нефтью участок отделен от протоки Минчимка дамбой, высота которой 7-8 метров. Ведется визуальный контроль наличия нефтепродуктов в воде. Установлены боновые заграждения. По информации ОАО «Сургутнефтегаз» 22 февраля был установлен источник разлива нефтесодержащей жидкости. Это выведенный из эксплуатации нефтепровод ДНС-2 — 62 ДНС-1. Были проведены ремонтные работы с использованием хомута и начата откачка нефтепродуктов из трубопровода.				
		02.03.2017	Утечка газа, взрыв и мощный пожар на трубопроводе «Газпрома» в г. Гатчина Ленинградской области с массовым отключением абонентов.ООО «ГНБ Строй» в охранной зоне газопровода вело земляные работы по обустройству котлована для строительства канализационного коллектора в Гатчинском районе Ленинградской области. 2 марта 2017 года в результате этих работ произошло разрушение неукрепленной стенки котлована с повреждением временного участка распределительного газопровода (байпас диаметром 219мм). Произошел выброс природного газа в атмосферу, а затем – пожар. По данным Ростехнадзора пострадавших не было. В результате аварии было отключено 22 юридических лица, 2 котельные, 2150 квартир и более 350 индивидуальных домов. Технической причиной аварии стало разрушение временного участка подземного стального распределительного газопровода диаметром 219мм вследствие обрушения стенки котлована, из-за складирования оборудования (железобетонные трубы, плиты) в сочетании с оттаиванием грунта, которое было вызвано временным потеплением. В результате под давлением массы грунта и оборудования произошло смещение трубопровода от оси на 1 метр, со срезанием болтового соединения крана с фитингом. Земляные работы в охранной зоне газопровода проводились с грубыми нарушениями, без получения разрешения и вызова представителя газозащитной организации.				
		24.03.2017	Ямало-Ненецкая природоохранная прокуратура провела проверку соблюдения филиалом «Газпромнефть-Муравленко» АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» выполнения требований природоохранного законодательства и промышленной безопасности при добыче нефти и газа на территории Пуровского района ЯНАО. В ходе проверки было выявлено 14 фактов разливов нефтепродуктов и нефтесодержащей жидкости на участках лесного фонда, общая площадь которых составила 3 га. Сумма причиненного лесному фонду ущерба оценена в 20 млн рублей. Было вынесено представление прокуратуры, по которому к дисциплинарной ответственности было привлечено 6 должностных лиц компании. В отношении компании и ее должностных лиц прокуратурой возбуждено 32 дела об административных нарушениях по ст. 8.31 КоАП РФ (нарушение правил санитарной безопасности в лесах) и 8.3.2 (нарушение правил пожарной безопасности в лесах), по которым назначены штрафы на общую сумму 592 тыс. рублей. Поскольку нанесенный лесному фонду ущерб не был возмещен, прокуратура обратилась в суд с иском о возмещении с АО «Газпромнефть-ННГ» 20 млн рублей и возложении обязанности провести рекультивацию нарушенных земельных участков. Ноябрьский городской суд удовлетворил требование прокуратуры.				
		18.01.2018	На магистральном нефтепроводе компании Транснефть Куйбышев-Тихорецк около с. Красноармейское Саратовской области произошел выход нефти и возгорание. Пожар потушен. По информации Росприроднадзора, площадь разлива нефти составила 2 тыс. кв. метров, объем выхода нефти-около 2 тыс. куб. метров. Пострадали 10 жилых домов, два из которых сгорели полностью, пострадавших нет. Предварительная причина аварии на нефтепроводе дефект сварного шва. Рекультивацию земель сельхозназначения планируется провести в течение года.				
		19.01.2018	В Кушнаренковском районе Башкирии в 50 км от Уфы вследствие разгерметизации трубопровода в реку Кудушлинка попала нефть, которая растекалась на 400 м. На месте происшествия работали 120 человек и 32 единицы техники.				
		21.03.2018	В Пермском районе в районе поселка Мулянка произошла утечка на нефтепроводе «Кыловское – ПНОС». Разлив нефтесодержащей жидкости был вызван несанкционированной врезкой, сообщили в компании «ЛУКОЙЛ-Пермь». По информации нефтяников, экологической обстановке и населению близлежащих населенных пунктов ничего не угрожает. На ликвидацию аварии выезжали силы и средства в количестве 27 человек и 15 единиц техники, в том числе от МЧС 3 человека и 1 единица техники.				
		25.02.2020	Взрыв на магистральном газопроводе «Ямбург — Елец-2» с последующим факельным горением произошел в 12 километрах от поселка Средняя Усьва в Пермском крае. Диаметр трубы 1400мм. Газопровод принадлежит «Газпром трансгаз Чайковский». Аварийный участок трубы был перекрыт задвижками. Транспортировка газа организована по резервной схеме.				
		07.10.2020	Выброс нефти из действующего нефтепровода ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в Пермском крае. Погибших и пострадавших в инциденте нет. Выброс нефти не угрожает населенным пунктам и водным объектам.				
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							29

Дата и место аварии	Описание аварии
02.11.2020	Разрыв с возгоранием произошел на 59-км магистрального газопровода «Ямбург — Западная граница СССР». Диаметр газопровода 1400мм, давление 70 атмосфер. Трубу обслуживает ООО «Газпром трансгаз Югорск». По телемеханике отключен участок 32–60 км. Пострадавших и ограничений подачи газа потребителям нет.
09.01.2021	Мощный взрыв произошел на газопроводе вблизи села Халепцы Лубенского района в Полтавской области Украины на газопроводе «Уренгой — Помары — Ужгород» с последующим факельным горением, по которому осуществляется транзит российского газа в Европу. По данным компании «Лубныгаз», чрезвычайная ситуация коснулась двух газораспределительных станций «Новаки» и «Вишневое». Жертв и пострадавших нет. Авария оставила без газа 17 населенных пунктов. Причиной происшествия стала разгерметизация. К тушению пожара привлекались 40 человек и семь единиц техники.
30.04.2021	Магистральный газовый трубопровод загорелся утром 30 апреля в селе Серменево Белорецкого района Башкирии. Трубопровод проходит под автодорогой регионального значения Белорецк-Инзер-Уфа. В результате происшествия произошло частичное разрушение дорожного полотна. Был организован объезд через автодорогу Серменево. Газоснабжение населенного пункта было отключено. Пожарные проводили охлаждение зоны горения. В ликвидации аварии было задействовано 38 человек и 15 единиц техники.
11.05.2021	<p>Произошла утечка нефти на сборном коллекторе Ошского месторождения Ненецкого автономного округа из-за изношенности нефтепровода и отсутствия автоматики, которая могла бы отключить подачу нефти сразу после аварии. Утечка произошла на расстоянии порядка 300 метров от береговой линии реки Колвы в количестве около 90 т. Нефть под большим давлением выбрасывалась из трубы в воду в течение шести часов.</p> <p>14 мая загрязнение достигло реки Уса, в которую впадает Колва.</p> <p>К 15 мая нефть спустилась вниз по течению на 180-200 километров, начав загрязнять более крупные реки — Усу и Печору.</p> <p>К 16 мая нефть достигла села Чаркабож на реке Печора.</p> <p>В акваторию реки Колвы в общей сложности попало девять тонн нефти, после чего был организован ее сбор, в котором приняли участие 230 работников НК «ЛУКОЙЛ» и его подрядчиков, а также свыше 70 единиц техники. Ликвидаторы аварии использовали боновые ограждения и сорбенты, нейтрализующие нефтепродукты для их утилизации.</p>

### 2.1.3 Анализ основных причин произошедших аварий

Проанализировано всего 38 аварий, произошедших на аналогичных объектах в период с 2015 г. по 2021 г., из них:

Анализ основных причин происшедших аварий на технологическом оборудовании транспорта и перекачки нефти и газа (трубопроводы, насосы, компрессоры) позволил выделить следующие взаимосвязанные группы причин:

- отказ оборудования – 66% от всех причин аварий,
- «человеческий фактор» – 16% от всех причин аварий,
- внешнее воздействие (строительно-монтажные работы, наезд транспорта) – 18% от всех причин аварий.

Динамика аварийности и производственного травматизма со смертельным исходом в 2009–2020 гг. по данным Ростехнадзора на опасных производственных объектах нефтегазодобывающей промышленности показана на рисунке (рисунок 6).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							30

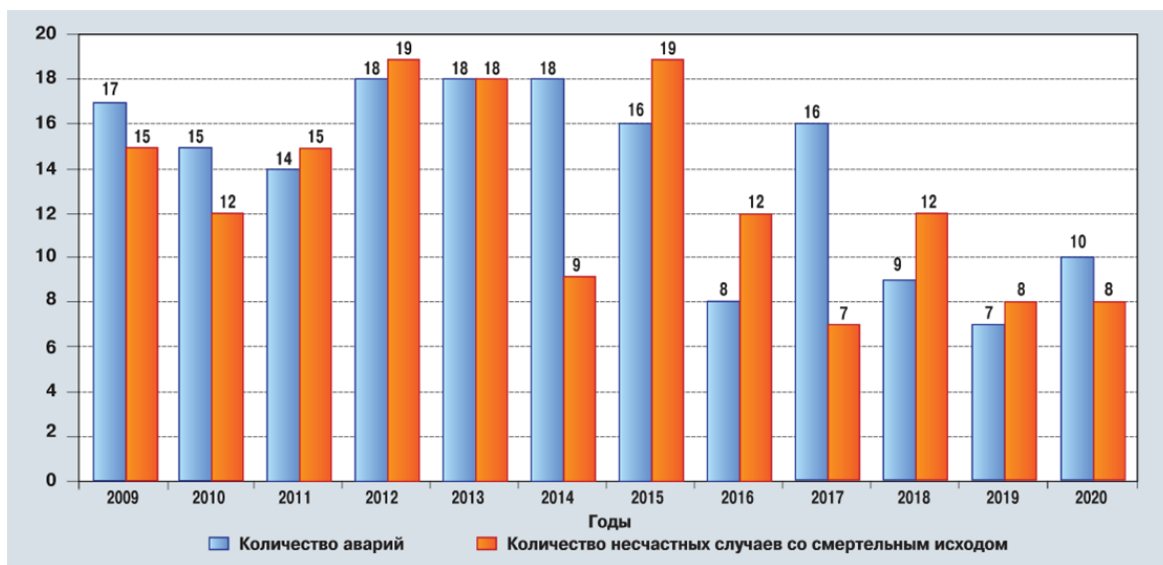


Рисунок 6 - Динамика аварийности и производственного травматизма со смертельным исходом в 2009–2020 годах на опасных производственных объектах нефтегазодобычи.

В 2020 году на объектах нефтегазодобывающей промышленности произошло 10 аварий (в 2019 г. - 7). Количество смертельно травмированных составило 8 человек (в 2019 г. - 8). В результате аварий погибло 2 человека (в 2019 г. - 5). Ущерб от аварий составил 143 895 тыс. руб.

Территориальными органами Ростехнадзора в 2020 году проведено 2613 проверок соблюдения требований промышленной безопасности при эксплуатации ОПО.

Основными характерными нарушениями, выявленными в результате проведенных проверок, являются:

- непроведение в установленном порядке экспертиз промышленной безопасности в отношении технических устройств, зданий и сооружений, эксплуатируемых на ОПО;
- отсутствие аттестации в области промышленной безопасности руководителей и специалистов, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности;
- отсутствие документов, подтверждающих право собственности на недвижимость, входящую в состав ОПО предприятий;
- отсутствие договоров на обслуживание с аварийно-спасательными службами или с профессиональными аварийно-спасательными формированиями;
- проведение реконструкции ОПО с нарушениями законодательства Российской Федерации о градостроительной деятельности;
- несоблюдение обязательных требований при демонтаже и (или) ликвидации промысловых трубопроводов, выведенных из эксплуатации;
- отсутствие учета инцидентов, несвоевременная передача оперативных сообщений об авариях.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH

Лист

31

## 2.2 Анализ условий возникновения и развития аварий на декларируемом объекте

### 2.2.1 Определение возможных причин возникновения аварии на декларируемом объекте и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на декларируемом объекте

Определены возможные причины и факторы, способствующие возникновению и развитию аварий на проектируемом оборудовании.

1. К основным причинам и факторам, связанным с отказом оборудования, относятся:

*Опасности, связанные с типовыми процессами.*

Основными типовыми процессами являются процессы транспорта нефти. Основную опасность процессов обуславливает наличие больших количеств пожаровзрывоопасных веществ. Возможно образование топливовоздушных смесей.

Важнейшими параметрами процессов являются давление и расход жидкости. При нарушении технологического режима возможна разгерметизация оборудования с выбросом опасных веществ, образованием загазованности, возникновением взрывов ТВС, пожара-вспышки, факельного горения и пожаров разлива. В связи с этим особое значение имеет точное соблюдение технологического режима.

*Физический износ, коррозия, механическое повреждение, брак при сварке, усталость металла.*

Коррозия и эрозия оборудования и трубопроводов могут стать причиной разгерметизации оборудования. С этой точки зрения особую опасность представляет газосодержание нефти, наличие в нефти пластовой воды и солей. Поэтому коррозионное разрушение аппаратов и трубопроводов может привести к серьезным последствиям и цепному развитию аварийной ситуации. Исходя из анализа аварий на аналогичных установках, можно сделать вывод, что при достаточной прочности конструкции или трубопровода, коррозионное разрушение чаще всего имеет локальный характер. Однако при несвоевременной локализации может произойти дальнейшее развитие аварии. Физический износ, структурные отказы или механические дефекты происходят в результате развития исходных дефектов основного металла, механического повреждения, температурной деформации, браке при сварке, усталости металла.

*Отказы, разрушение и поломки оборудования, прекращение подачи энерго-ресурсов.*

Основными отказами/поломками оборудования являются разгерметизации-уплотнений и фланцевых соединений; отказ/поломки электрооборудования; неполадки и отказ задвижек, контрольно-измерительных приборов.

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

- некачественная диагностика и выявление дефектов во время эксплуатации;

- не ликвидируемые дефекты из-за отсутствия или неудовлетворительного качества ремонтных работ, или недооценки опасности;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							32

- ошибки операторов при проведении технологических операций (резкое повышение давления сверх нормативного, отступление от норм технологического регламента, нарушение правил пуска и остановки системы, правил техники без- опасности и правил взрывопожаробезопасности, нарушение должностных инструкций и т.д.).

- механическое повреждение.

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

*Разряд атмосферного электричества.*

Разряд атмосферного электричества возможен при поражении объекта молнией, при вторичном ее воздействии или при заносе в него высокого потенциала.

*Неблагоприятные погодные условия.*

Сильный ветер (скорость при порывах 25 м/с и более), сильный гололед (отложения на проводах диаметром 20 мм и более), сильная метель в сочетании с сильным ветром скоростью 15 м/с и более, которые могут вызвать аварии на энергетических сетях и привести к перерывам в подаче электроэнергии. Максимальная наблюдаемая скорость ветра (порыв) по метеостанции Чернушка составляет 30 м/с. Среднее за год дней с сильным ветром (15 м/с) составляет 13 дней, наибольшее число дней с сильным ветром (15 м/с) – 26 дней.

*Землетрясения.*

Согласно общему сейсмическому районированию территории Российской Федерации ОСР-2015 и карты ОСР-2015-В (СП 14.13330), район расположен в пределах зоны с интенсивностью и повторяемостью 5 баллов по шкале MSK-64 с 5% вероятностью возможного превышения в течение 50 лет указанных на карте значений интенсивности сейсмических воздействий, что соответствует повторяемости сейсмических сотрясений в среднем один раз в 1000 лет.

Согласно табл. 5.1 СП 115.13330, категория опасности выявленных природных процессов (землетрясение) – умеренно опасные; пучение – опасные, карст – весьма опасные.

*Оползневые явления, сели, лавины.*

Для зоны расположения проектируемых объектов эти явления не характерны. Оползневых и карстовых явлений в зоне расположения не наблюдалось.

*Подтопление.*

По подтопляемости территории, согласно прил. И СП 11-105-97, часть II, участки работ относятся к III неподтопляемой области, к III-А району (неподтопляемые в силу геологических, гидрогеологических, топографических и других естественных причин), к III-А-1 участку (подтопление отсутствует и не прогнозируется в будущем) по подтопляемости территории, согласно прил. И СП 11-105-97, часть II.

*Падение самолета, метеорита и т.п.*

Не рассматривается, поскольку частота данного события не превышает  $10^{-7}$  1/год (над территорией декларируемого объекта нет постоянно действующих авиалиний, в окрестности отсутствуют взлетно-посадочные полосы и площадки, а также аэропорты).

*Диверсии и террористические акты, акты вандализма.*

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							33

Приводят к разгерметизации оборудования, загрязнению окружающей среды и возникновению аварийных ситуаций. Частота не превышает  $1 \times 10^{-6}$  1/год, регулярно проводится осмотр трасс трубопроводов.

## 2.2.2 Определение сценариев аварий на декларируемом объекте для опасных веществ

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

Каждая аварийная ситуация может иметь несколько стадий развития, при сочетании определенных условий может быть приостановлена, перейти в следующую стадию развития или на более высокий уровень.

Особый случай представляют ситуации, когда происходит разрушение сразу нескольких расположенных вблизи трубопроводов. Подобная ситуация возможна, например, в результате специально спланированной диверсии, либо в процессе развития аварии по принципу «домино». Вероятность данного события крайне мала и не рассматривается.

Анализ возможных причин возникновения аварий на опасных объектах и свойств опасных веществ позволил выявить возможные сценарии развития аварийных ситуаций на объекте.

### *На объектах транспорта нефти*

На объекте возможны типовые сценарии развития аварий для следующих групп оборудования и типов веществ.

#### Группы оборудования:

- Трубопроводы (нефтегазосборные трубопроводы);

#### Типы веществ

- Легковоспламеняемая жидкость (нефть с растворенным в ней попутным нефтяным газом).

Анализ известных аварий показал, что на объектах, аналогичных проектируемым, и содержащих подобные опасные вещества, возможны аварии, сопровождающиеся разливом опасного вещества - нефти, выбросом газа, пожарами разлива, горением факела, 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 (С1) – выброс, разлив опасных веществ (нефть, попутный газ, пресная вода), сопровождающийся загрязнением окружающей среды.

Сценарий 2 (С2) – пожар разлива, возникающий при проливе опасных веществ (нефть) из разрушенных трубопроводов.

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

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

Сценарий 3 (С3) – образование и взрыв топливо-воздушной смеси (ТВС) в открытом пространстве (на месте разгерметизации оборудования).

Схемы развития приведенных сценариев аварий представлены ниже (таблица 7).

Таблица 7 – Схемы развития типовых сценариев аварий

№ сценария	Схема развития сценария
С <sub>1</sub> Экологическое загрязнение	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода → выброс опасных веществ, растекание нефти/подтоварной воды в пределах площадки → загрязнение промплощадки и окружающей среды
С <sub>2</sub> Пожар разлива	Полная или частичная разгерметизация оборудования (трубопровода) → выброс опасного вещества и его растекание → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлива → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение
С <sub>3</sub> Взрыв ТВС	Полная или частичная разгерметизация оборудования (трубопровода) → образование взрывоопасной ТВС (за счет испарения) → взрыв ТВС при наличии источника инициирования → поражение оборудования и персонала ударной волной
<p>Примечания</p> <p>1 При описании схем развития большинства типовых сценариев аварий в качестве иницирующего события не рассматривается образование неплотностей во фланцевых соединениях оборудования и коммуникаций, т.к. при идентичности схем развития аварий, ожидаемые последствия будут менее катастрофичны. Сделанное допущение будет в дальнейшем определять выбор наиболее вероятного сценария аварии не из всего возможного множества аварийных ситуаций, а из представленного перечня аварий с наиболее значительными последствиями.</p> <p>2 При определении типовых сценариев аварии цепное развитие аварии, как типовое, не рассматривалось из-за множества комбинаций схем развития</p>	

Перечень основных сценариев возможных аварий, принятых к количественному расчету для проектируемого нефтепровода, представлен ниже (таблица 8)

Таблица 8 - Перечень основных сценариев возможных аварий

Наименование оборудования	С <sub>1</sub>	С <sub>2</sub>	С <sub>3</sub>
Куст № 33 (расш.)			
Выкидной трубопровод	+	+	+
Куст № 34 (расш.)			
Выкидные трубопроводы	+	+	+
Куст № 35 (расш.)			
Выкидные трубопроводы	+	+	+
Куст № 1115 (расш.)			
Выкидные трубопроводы	+	+	+
Нефтегазосборный трубопровод	+	+	+

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							35

### 2.2.3 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета с оценкой влияния исходных данных на результаты анализа риска аварии

При проведении анализа риска и выборе методов расчета к руководству приняты следующие требования:

- научная обоснованность и соответствие рассматриваемой системе;
- результативность в виде, позволяющем лучше понимать характер риска и пути его снижения;
- повторяемость и проверяемость метода.

В качестве расчетных методов, применяемых при оценке риска, используются:

1) 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.

2) СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (определение количественной оценки параметров волны давления при сгорании газоздушных смесей в открытом пространстве).

3) ГОСТ Р 12.3.047-2012 ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля (определение объема возможной утечки при повреждении трубопроводов, определение интенсивности теплового излучения пожара пролива, определение массы паров нефти, поступившей в окружающее пространство в результате аварии, а также приведенной массы паров).

4) Руководство по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», утвержденное Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору №387 от 03.11.2022 (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 расчетных объемов разлива нефти).

При проведении оценок вероятности аварий, причинения вреда персоналу и населению применялись графоаналитические методы «дерево отказов» и «дерево событий», рекомендованные Руководством по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», а также методы математической статистики.

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 квазигнотвенном разрушении емкости (трубопровода);

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							36



- 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.

#### 2.2.4 Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии и в создании поражающих факторов

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

В соответствии с Основными требованиями к разработке планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (утверждены Постановлением Правительства РФ от 30.12.2020 №2451) расчетно-нормативные объемы разлива нефти составляют:

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

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

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».

Количество опасных веществ, способных участвовать в аварии по выбранным сценариям, представлено ниже (таблицы 9-11).

Таблица 9 – Сценарий С<sub>1</sub> - экологическое загрязнение

Оборудование	Загрязняющее вещество, т	
	нефть	газ
Куст № 33 (расш.)		
Выкидной трубопровод	1,03	0,205
Куст № 34 (расш.)		
Выкидной трубопровод	2,42	0,481
Куст № 35 (расш.)		
Выкидной трубопровод	1,98	0,394
Куст № 1115 (расш.)		
Выкидные трубопроводы	1,16	0,190

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							37

Оборудование	Загрязняющее вещество, т	
Нефтегазосборный трубопровод	4,14	0,679

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

Таблица 10 - Сценарий С<sub>2</sub> - пожар пролива. Поражающий фактор - тепловое излучение

Оборудование	Вещество, образующее поражающий фактор	Площадь пролива, м <sup>2</sup>
Куст № 33 (расш.)		
Выкидной трубопровод	нефть	24,81
Куст № 34 (расш.)		
Выкидной трубопровод	нефть	58,27
Куст № 35 (расш.)		
Выкидной трубопровод	нефть	47,59
Куст № 1115 (расш.)		
Выкидные трубопроводы	нефть	27,11
Нефтегазосборный трубопровод	нефть	96,83

Таблица 11 - Сценарий С<sub>3</sub> - взрыв облака ТВС. Поражающий фактор - барическое давление взрыва

Оборудование	Интенсивность испарения, кг/м <sup>2</sup> сек.	Масса паров нефти газа, поступившая в окружающее пространство в результате аварии, кг	Приведенная масса паров нефти и газа, кг
Куст № 33 (расш.)			
Выкидной трубопровод	0,00012	215,87	21,59
Куст № 34 (расш.)			
Выкидной трубопровод	0,00012	505,95	50,6
Куст № 35 (расш.)			
Выкидной трубопровод	0,00012	414,06	41,4
Куст № 1115 (расш.)			
Выкидные трубопроводы	0,00012	201,57	20,16
Нефтегазосборный трубопровод	0,00012	720,05	72,00

### 2.2.5 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов

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;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							38

- образование осколочного поля;
  - образование зоны термического поражения при пожарах пролива.
- В качестве основных поражающих факторов аварий рассматриваются:
- избыточное давление во фронте воздушной ударной волны;
  - тепловое излучение горящих 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.

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

Загрязняющими веществами при аварии на проектируемых трубопроводах 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 9).

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:

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

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

где  $V_{nn}$  – 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 разливах нефти были приведены выше (таблица 10).

### **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 разлива использована методика, рекомендованная ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля» (Приложение Д).

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							39

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

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 12).

Таблица 12 – 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

Результаты расчетов по воздействию теплового излучения на человека представлены ниже (таблица 13).

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH						40
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

Таблица 13 - Воздействие теплового излучения на человека

Оборудование	Размеры зон действия теплового излучения при пожарах разлива, 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>
Куст № 33 (расш.)						
Выкидной трубопровод	2,81	-	3,44	4,1	5,22	11,69
Куст № 34 (расш.)						
Выкидной трубопровод	4,3	-	5,26	6,24	7,91	15,19
Куст № 35 (расш.)						
Выкидной трубопровод	3,89	-	4,23	5,03	6,27	11,65
Куст № 1115 (расш.)						
Выкидные трубопроводы	2,94	-	3,6	4,28	5,45	11,98
Нефтегазосборный трубопровод	5,55	-	6,02	7,14	8,88	15,6
I=44,5 кВт/м <sup>2</sup> - летальный исход с вероятностью 50% при длительности воздействия около 10 с.						
I=10,5 кВт/м <sup>2</sup> - непереносимая боль через 3-5 с. Ожог 1 степени через 6-8 с. Ожог 2 степени через 12-16 с.						
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.						

### Расчет вероятных зон действия поражающих факторов взрывов ТВС в открытом пространстве (сценарий С3)

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

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							41

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

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

$Z$  – коэффициент участия (0,1);

$m_{г.н.}$  - масса газа, поступившего в результате аварии в окружающее пространство.

Импульс волны давления, рассчитывают по формуле:

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

Размер зоны поражения ударной волной человека на открытой площадке определялся по перепаду давления во фронте ударной волны при бесконечно большой длительности импульса.

Для оценки количества разрушений и числа пострадавших от воздушной ударной волны могут быть использованы данные, приведенные ниже (таблица 14).

Таблица 14 - 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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							42

Тип зданий, сооружений	Разрушение при избыточном давлении на фронте ударной волны, кПа			
	Слабое	Среднее	Сильное	Полное
Резервуары и емкости стальные наземные	35	55	80	90
Подземные резервуары	40	75	150	200

Согласно Приказу Ростехнадзора №387 от 03.11.2022 (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.

Результаты расчетов по воздействию ударной волны при аварии на проектируемом нефтепроводе приведены ниже (таблица 15).

Таблица 15 - Результаты расчетов по воздействию ударной волны при аварии на проектируемом нефтепроводе

Оборудование	Уровни поражения ударной волной, м						
	Разрушение зданий					Смертельное поражение людей	Нижний порог повреждения человека волной давления
	$\Delta P_{\text{ф}} = 100 \text{ кПа}$	$\Delta P_{\text{ф}} = 70 \text{ кПа}$	$\Delta P_{\text{ф}} = 28 \text{ кПа}$	$\Delta P_{\text{ф}} = 14 \text{ кПа}$	$\Delta P_{\text{ф}} = 2 \text{ кПа}$		
Куст № 33 (расш.)							
Выкидной трубопровод	7,36	8,87	15,10	24,08	121,17	6,72	53,84
Куст № 34 (расш.)							
Выкидные трубопроводы	9,76	11,76	20,02	31,90	160,49	8,91	71,32
Куст № 35 (расш.)							
Выкидные трубопроводы	9,14	11,00	18,73	29,86	150,24	8,34	66,75
Куст № 1115 (расш.)							
Выкидные трубопроводы	7,20	8,67	14,76	23,54	118,45	6,57	52,63
Нефтегазосборный трубопровод	10,98	13,22	22,49	35,85	180,38	10,02	80,13

Трубопроводы прокладываются подземно, поэтому реально выброс опасного вещества может составить расчетную величину только при их разрушении на наземных участках: в узлах установки задвижек.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							43

## 2.2.6 Оценка возможного числа потерпевших, в том числе погибших, среди работников декларируемого объекта и иных физических лиц, которым может быть причинен вред здоровью или жизни в результате аварии на декларируемом объекте

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», п.2.4 (утверждены 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:

1) на площадке кустов скважин №№1115, 35,33,34 в максимальную смену могут периодически одновременно находиться не более 2-х человек, площадки имеют площадь:

- площадка куста скважин №1115 – 9900 м<sup>2</sup>;
- площадка куста скважин №35 – 5300 м<sup>2</sup>;
- площадка куста скважин №34 – 8300 м<sup>2</sup>;
- площадка куста скважин №33 – 8600 м<sup>2</sup>

2) плотность распределения персонала составит:

- на площадке куста скважин №1115 – 0,0002 чел./м<sup>2</sup>;
- на площадке куста скважин №35 – 0,00038 чел./м<sup>2</sup>;
- на площадке куста скважин №34 – 0,00024 чел./м<sup>2</sup>;
- на площадке куста скважин №33 – 0,00023 чел./м<sup>2</sup>

3) для территории вдоль трассы проектируемого нефтегазосборного трубопровода, где нет постоянно проживающих и работающих людей, плотность распределения персонала принята 2 чел./км<sup>2</sup>;

4) плотность населения в Октябрьском ГО – 7,05 чел./кв.км.

Величина потерь для обслуживающего персонала проектируемого объекта приведена ниже (таблица 16).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									44
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH			



Таблица 16 - Возможные людские потери

Оборудование	Поражающий фактор							
	Ударная волна				Тепловое излучение			
	Площадь зоны ( $R_{изб.}$ не менее 120 кПа), м <sup>2</sup> /летальный исход	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
<b>Куст № 33 (расш.)</b>								
Выкидные трубопроводы	81,35 (0/-)	141,80 (0/-)	5229,53	2/-	-	-	72,04	0/-
<b>Куст № 34 (расш.)</b>								
Выкидные трубопроводы	103,82 (0/-)	180,89 (0/-)	6667,37	2/-	-	-	103,09	0/-
<b>Куст № 35 (расш.)</b>								
Выкидные трубопроводы	129,02 (0/-)	224,73 (0/-)	8276,40	2/-	-	-	107,09	0/-
<b>Куст № 1115 (расш.)</b>								
Выкидные трубопроводы	99,17 (0/-)	172,88 (0/-)	6375,47	2/-	-	-	93,95	0/-
Нефтегазосборный трубопровод	223,67 (0/0)	389,67 (0/0)	14340,56	0/0	-	-	236,57	0/0
<b>При воздействии ударной волны считается:</b>								
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.								
<b>При воздействии теплового излучения считается:</b>								
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.								

### 2.3 Оценка возможного ущерба

Возможный полный ущерб при авариях на проектируемом объекте будет определяться прямыми потерями, затратами на локализацию (ликвидацию последствий) аварии, социально-экономическими потерями вследствие гибели и травматизма людей, косвенным ущербом, экологическим ущербом.

Оценка ущерба проводилась на основании «Методических рекомендаций о оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах» (РД 03-496-02).

Структура ущерба от аварий на опасных производственных объектах, как правило, включает: полные финансовые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект, на котором произошла авария; расходы на ликвидацию аварии; социально-экономические потери, связанные с травмированием и гибелью людей (как персонала организации, так и третьих лиц); вред, нанесенный окружающей природной среде; косвенный ущерб и потери государства от выбытия трудовых ресурсов.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH

Лист

45

При оценке ущерба от аварии на опасном производственном объекте за время расследования аварии, как правило, подсчитываются те составляющие ущерба, для которых известны исходные данные. Окончательно ущерб от аварии рассчитывается после окончания сроков расследования аварии и получения всех необходимых данных.

Составляющие ущерба могут быть рассчитаны независимо друг от друга.

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

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

$$P_a = P_{пп} + P_{ла} + P_{сэ} + P_{нв} + P_{экол} + P_{втр},$$

где:

$P_a$  - полный ущерб от аварий, руб.;

$P_{пп}$  - прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект, руб.;

$P_{ла}$  - затраты на локализацию / ликвидацию и расследование аварии, руб.;

$P_{сэ}$  - социально - экономические потери (затраты, понесенные вследствие гибели и травматизма людей), руб.;

$P_{нв}$  - косвенный ущерб, руб.;

$P_{экол}$  - экологический ущерб (урон, нанесенный объектам окружающей природной среды), руб.

Прямой ущерб при авариях на проектируемом объекте будет определяться:

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

- потерями продукции.

Прямые потери рассчитываются исходя из стоимости оборудования, а также стоимости обращающихся веществ.

Затраты на локализацию (ликвидацию последствий) аварий определяются:

- расходами, связанными с локализацией (ликвидацией последствий) аварии;
- расходами на расследование причин аварии.

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

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

Косвенный ущерб будет определяться:

- потерями ожидаемой прибыли из-за временного, связанного с аварией, прекращения деятельности;
- зарплатой и условно-постоянными расходами предприятия за время простоя;
- убытками, вызванными уплатой различных неустоек, штрафов, пени;
- убытками третьих лиц из-за недополученной ими прибыли. Косвенный ущерб принимался равным 30% от прямых потерь.

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							46

- ущерб от загрязнения атмосферы;
- ущерб от загрязнения почвы и водотоков.

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

### 2.3.1 Оценка возможного ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде

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

*Прямые потери, включая потери:*

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

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

*Социально-экономические потери.*

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

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

1) Минимальная рыночная стоимость закупки и транспортировки от места изготовления до территории предприятия технологического оборудования и другого имущества, которое оказалось полностью или частично разрушено в результате инцидентов, аварий, производственных неполадок и чрезвычайных ситуаций.

2) Фактические затраты на выполнение работ:

- ремонт частично выведенного из строя оборудования в результате инцидентов, аварий, производственных неполадок и чрезвычайных ситуаций;
- демонтаж (полностью разрушенного или частично выведенного из строя) оборудования, имущества;
- монтаж и наладка нового закупленного технологического оборудования или другого имущества взамен поврежденного (уничтоженного), удовлетворяющего техническим условиям действующего проекта.

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

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH						47
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

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

- непредусмотренные бюджетом выплаты заработной платы и премии за все работы по реализации мер, направленных на уменьшение возможных убытков;
- стоимость работ по реализации инженерно-технических мероприятий, специально разработанных и проводимых для минимизации убытков;
- затраты на аренду оборудования, техники, задействованной при ликвидации последствий инцидентов, аварий, производственных неполадок и чрезвычайных ситуаций, включая стоимость израсходованного топлива;
- стоимость оборудования и специальной техники, пострадавшей или уничтоженной при ликвидации последствий инцидентов, аварий, производственных неполадок и чрезвычайных ситуаций.

Соответствующие значения ущерба от возможных аварий приведены в таблице (Таблица 17).

Значения затрат на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии принимались равными 10% от ущерба прямых потерь (в соответствии РД03-496-02).

Таблица 17 – Значения ущерба от возможных аварий

Оборудование	Сценарий	Пп, тыс.руб	ликвидация аварий	косвенный ущерб	Потери от выбытия трудовых ресурсов	социально-экономический ущерб	экологический ущерб	Общий материальный ущерб (в т.ч. экологический ущерб)	Риск общего материального ущерба, тыс. руб./год
<b>Куст № 33 (расш.)</b>									
Выкидной трубопровод	C1	17	2	5	0	0	0	24	2,15E-02
	C2	17	2	5	0	0	0	24	1,13E-03
	C3	17	2	5	0	400	0	424	2,00E-03
<b>Куст № 34 (расш.)</b>									
Выкидные трубопроводы	C1	41	4	12	0	0	0	58	5,60E-02
	C2	41	4	12	0	0	0	58	2,95E-03
	C3	41	4	12	0	400	0	458	2,34E-03
<b>Куст № 35 (расш.)</b>									
Выкидные трубопроводы	C1	31	3	9	0	0	1	44	4,05E-02
	C2	31	3	9	0	0	0	44	2,13E-03
	C3	31	3	9	0	400	0	444	2,16E-03
<b>Куст № 1115 (расш.)</b>									
Выкидные трубопроводы	C1	15	2	5	0	0	0	21	1,83E-02
	C2	15	2	5	0	0	0	21	9,62E-04
	C3	15	2	5	0	400	0	421	1,91E-03
Нефтегазосборный трубопровод	C1	57	6	17	0	0	101	181	5,22E-02
	C2	57	6	17	0	0	100	180	2,75E-03
	C3	57	6	17	0	0	100	180	2,75E-04

Расчет экологического ущерба выполнен в соответствии со следующими нормативными документами:

- 1) Федеральный закон «Об охране окружающей природной среды» от 10.01.02 г. №7-ФЗ.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист 48
------	---------	------	-------	-------	------	----------------------------	------------

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

3) Методика исчисления размера вреда, причиненного атмосферному воздуху как компоненту природной среды (утверждена Приказом Минприроды России от 28.01.2021 N 59).

4) Методика исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту охраны окружающей среды (утверждена Приказом Минприроды России от 08.07.2010 N 238 (ред. от 25.04.2014) (Зарегистрировано в Минюсте России 07.09.2010 N 18364))

5) Методика исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства (утверждена Приказом Минприроды России от 13.04.2009 N 87 (ред. от 26.08.2015) (Зарегистрировано в Минюсте России 25.05.2009 N 13989)).

Оценка ущерба природной среде в результате разгерметизации оборудования производилась по следующим составляющим:

- ущерб от загрязнения атмосферного воздуха продуктами свободного испарения опасных веществ;
- ущерб от загрязнения атмосферного воздуха продуктами сгорания опасных веществ;
- ущерб от загрязнения земель;
- ущерб от загрязнения водных ресурсов.

### ***Экологический ущерб от загрязнения атмосферы продуктами свободно-го испарения нефти.***

Расчет ущерба окружающей среде от выбросов нефти, попутного нефтяного газа в атмосферу при аварийных разливах выполнен в соответствии с Постановлениями Правительства РФ «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах» от 13.09.2016 №913 и от 20.03.2023 №437.

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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							49

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 18).

Таблица 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
		Твещ-ва/Тнефти	руб./Твещ-ва
Диоксид углерода	CO <sub>2</sub>	1,0000	-
Оксид углерода	CO	0,0840	8
Сажа	C	0,1700	183
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 69,01 рубля.

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

$$Y = 5 \cdot H_{б.а.} \cdot M_y,$$

где  $Y$  – размер ущерба, тыс. руб.;

5 – повышающий коэффициент;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							50

$H_{б.а.}$  – базовый норматив платы за выброс загрязняющих веществ, образующихся при сгорании 1 тонны нефти;  $H_{б.а.} = 77,56$  (с учетом коэф. 2023 года – 1,26) руб./т;

$M_y$  – 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:

$УЩ_{загр} = СХВ \times S \times Kr \times Kисх \times T_x$ , где:

$УЩ_{загр}$  - размер вреда (руб.);

$СХВ$  - степень химического загрязнения;  $СХВ=1,5$  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);

$Kисх$  - показатель в зависимости от категории земель и целевого назначения, на которой расположен загрязненный участок;  $Kисх=1,5$  (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:

$$У = 5 \cdot M_y \cdot H_{б.в.}$$

где  $У$  – 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 19)

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

Таблица 19 - Возможный экологический ущерб при аварии на проектируемом объекте

Оборудование	Сценарий	Ппп, тыс.руб	ликвидация аварий	косвенный ущерб	Потери от выбытия трудовых ресурсов	социально-экономический ущерб	экологический ущерб	Общий материальный ущерб (в т.ч. экологический ущерб)	Риск общего материального ущерба, тыс. руб./год
<b>Куст № 33 (расш.)</b>									
Выкидной трубопровод	C1	17	2	5	0	0	0	24	2,15E-02
	C2	17	2	5	0	0	0	24	1,13E-03
	C3	17	2	5	0	400	0	424	2,00E-03
<b>Куст № 34 (расш.)</b>									
Выкидные трубопроводы	C1	41	4	12	0	0	0	58	5,60E-02
	C2	41	4	12	0	0	0	58	2,95E-03
	C3	41	4	12	0	400	0	458	2,34E-03
<b>Куст № 35 (расш.)</b>									
Выкидные трубопроводы	C1	31	3	9	0	0	1	44	4,05E-02
	C2	31	3	9	0	0	0	44	2,13E-03
	C3	31	3	9	0	400	0	444	2,16E-03
<b>Куст № 1115 (расш.)</b>									
Выкидные трубопроводы	C1	15	2	5	0	0	0	21	1,83E-02
	C2	15	2	5	0	0	0	21	9,62E-04
	C3	15	2	5	0	400	0	421	1,91E-03
Нефтегазосборный трубопровод	C1	57	6	17	0	0	101	181	5,22E-02
	C2	57	6	17	0	0	100	180	2,75E-03
	C3	57	6	17	0	0	100	180	2,75E-04

## 2.4 Оценка риска аварий, включающая данные о вероятности аварий, показателях риска причинения вреда работникам декларируемого объекта и физическим лицам, ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде (по составляющим объекта)

Ниже рассмотрены основные показатели риска, характеризующие опасности промышленных аварий.

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

Одной из наиболее часто употребляющихся характеристик опасности является индивидуальный риск - частота поражения отдельного индивидуума (челове-

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

2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH

Лист

52



ка) 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>;

$q$  - 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 №387 от 03.11.2022, 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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							53

### 2.4.1 Определение вероятностей (частот) 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.

Обобщенные статистические данные по ожидаемым частотам инициирования аварий на трубопроводах представлены ниже (таблица 20).

Таблица 20 - Обобщенные статистические данные по ожидаемым частотам инициирования аварий на трубопроводах

Тип аварии	Частота разгерметизации	Источник данных
<i>Трубопровод Ду 75-150мм</i>		
Разрыв трубопровода на полное сечение	$3,0 \cdot 10^{-7}/\text{м в год}$	Руководство по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», утвержденное Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 03.11.2022 №387
Истечение через отверстие с эффективным диаметром 10% от номинального диаметра трубы диаметром от 75 до 150 мм	$2,0 \cdot 10^{-6}/\text{м в год}$	
Задвижка	$5,110^{-6} \text{ 1/час}$	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:

$$\lambda_{\text{зав}} = 5,1 \cdot 10^{-6} \text{ 1/час} = 0,04468 \text{ 1/год (таблица 20);}$$

$n$  - количество задвижек;

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

$\lambda_{\text{трубы}}$  - частота аварий в год на трубопроводе (таблица 20)

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

Вероятность безотказной работы оборудования в некотором промежутке времени принято характеризовать показателем надежности оборудования. Для учета вероятности отдельных событий сценариев аварий, использован метод экспертных оценок вероятности событий (Руководство по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», утвержденное Приказом №387 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 03.11.2022 и ГОСТ 27.310-95).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист

Таблица 21 – 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 <sup>-2</sup>	Будет наблюдаться несколько раз за срок службы
Возможный отказ	10 <sup>-2</sup> -10 <sup>-4</sup>	Возможно одно наблюдение данного отказа за срок службы
Редкий отказ	10 <sup>-4</sup> -10 <sup>-6</sup>	Отказ маловероятен, но возможен хотя бы один отказ за срок службы
Практически невероятный отказ	<10 <sup>-6</sup>	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 = 0,1x0,05 = 0,005 (сценарий С<sub>3</sub>);
- вероятность аварии без воспламенения (загрязнение ОПС) 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 22.

Таблица 22 – Оценка частоты отказов на проектируемых сооружениях

Наименование оборудования	Частота отказов		С <sub>1</sub>	С <sub>2</sub>	С <sub>3</sub>
	Частичная разгерметизация	Полная разгерметизация			
<b>Куст № 33 (расш.)</b>					
Выкидной трубопровод	9,27E-03	9,43E-04	8,91E-04	4,72E-05	4,72E-06
<b>Куст № 34 (расш.)</b>					
Выкидной трубопровод	9,80E-03	1,02E-03	9,66E-04	5,11E-05	5,11E-06
<b>Куст № 35 (расш.)</b>					
Выкидной трубопровод	9,46E-03	9,72E-04	9,19E-04	4,86E-05	4,86E-06
<b>Куст № 1115 (расш.)</b>					
Выкидные трубопроводы	9,02E-03	9,06E-04	8,56E-04	4,53E-05	4,53E-06
Нефтегазосборный трубопровод	2,78E-03	3,05E-04	2,89E-04	1,53E-05	1,53E-06

#### 2.4.2 Показатели риска причинения вреда работникам декларируемого объекта и физическим лицам

Потенциальный риск определяют по формуле:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист 55
------	---------	------	-------	-------	------	----------------------------	------------

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

где  $Qd_i$  – условная вероятность поражения человека в определенной точке местности в результате реализации  $i$ -го сценария аварии, отвечающего определенному инициирующему 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 инициирующие события и возможные варианты их развития (таблица 7).

Расчет условной вероятности поражения человека проводился на заданном расстоянии от места инициирования 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:

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

$$\text{где } V = \left( \frac{17500}{\Delta p} \right)^{8.4} + \left( \frac{290}{i} \right)^{9.3}$$

$\Delta p$  - избыточное давление, Па;

$i$  - импульс волны давления, Па с.

Таблица 23 – Условная вероятность поражения человека избыточным давлением при разрушении проектируемого объекте

Наименование участка	Расстояние от эпицентра аварии, м	Значение «пробит»-функции	Вероятность поражения, %
<b>Куст № 33 (расш.)</b>			
Выкидной трубопровод	10	0,92	0,34
	15	0	0
<b>Куст № 34 (расш.)</b>			
Выкидной трубопровод	10	1,51	0,57
	15	0,53	0,41
<b>Куст № 35 (расш.)</b>			
Выкидной трубопровод	10	2,03	0,76
	15	1,05	0,39
<b>Куст № 1115 (расш.)</b>			
Выкидные трубопроводы	10	1,40	0,52
	15	0,42	0,16
Нефтегазосборный трубопровод	10	3,36	5
	15	2,38	0,89

– Вероятность поражения человека тепловым излучением горения разлива нефти, вычисляется исходя из значения «пробит»-функции по формуле;

$$P_r = -12,8 + 2,56 \cdot \ln(t \cdot q^{1.33})$$

$$\text{где } t = t_0 + \frac{x}{V_1}$$

где  $t_0$  - характерное время обнаружения пожара, с (допускается принимать  $t = 5$  с);

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							56

$x$  — расстояние от места расположения человека до зоны, интенсивность теплового излучения в которой не превышает  $4 \text{ кВт/м}^2$ , м;

$v$  — скорость движения человека, м/с (допускается принимать  $v = 5 \text{ м/с}$ );

Условная вероятность поражения человека, попавшего в зону непосредственного воздействия пламени пожара разлива, принимается равной 1.

Таблица 24 – Условная вероятность поражения человека тепловым воздействием пожара разлива при разрушении проектируемого нефтепровода

Наименование участка	Расстояние от эпицентра аварии, м	Значение «пробит»-функции	Вероятность поражения, %
<b>Куст № 33 (расш.)</b>			
Выкидной трубопровод	10	0	0
	15	0	0
<b>Куст № 34 (расш.)</b>			
Выкидной трубопровод	10	0	0
	15	0	0
<b>Куст № 35 (расш.)</b>			
Выкидной трубопровод	10	0	0
	15	0	0
<b>Куст № 1115 (расш.)</b>			
Выкидные трубопроводы	10	0	0
	15	0	0
Нефтегазосборный трубопровод	10	0	0
	15	0	0

Таблица 25 – Величина потенциального риска гибели на расстоянии 10 м (15 м) при разрушении проектируемых сооружений

Сценарий аварии	Поражающий фактор	Вероятность развития аварии	На расстоянии 10 м от места аварии		На расстоянии 15 м от места аварии	
			Вероятность поражения человека, %	Потенциальный риск, год <sup>-1</sup>	Вероятность поражения человека, %	Потенциальный риск, год <sup>-1</sup>
<b>Куст № 33 (расш.)</b>						
<b>Выкидной трубопровод</b>						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	4,72E-05	0	1,60E-08	0	0,00E+00
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	4,72E-06	0,34		0,00	
<b>Куст № 34 (расш.)</b>						
<b>Выкидные трубопроводы</b>						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	5,11E-05	0	2,91E-08	0	7,22E-09
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	5,11E-06	0,57		0,41	
<b>Куст № 35 (расш.)</b>						
<b>Выкидные трубопроводы</b>						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	4,86E-05	0	3,69E-08	0	5,89E-09
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	4,86E-06	0,76		0,39	

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист 57
------	---------	------	--------	-------	------	----------------------------	------------

Куст № 1115 (расш.)						
Выкидные трубопроводы						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	4,53E-05	0	2,35E-08	0	7,24E-09
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	4,53E-06	0,52		0,16	
Нефтегазосборный трубопровод						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	1,53E-05	0	7,63E-08	0	1,36E-08
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	1,53E-06	5		0,89	

Величина индивидуального риска гибели и несмертельного поражения людей при аварии на проектируемых сооружениях приведена ниже, таблица 26.

Таблица 26 - Величина индивидуального риска гибели и несмертельного поражения людей на расстоянии 10 м (15 м) от проектируемых сооружений

Наименование объекта	Индивидуальный риск, год <sup>-1</sup>
Куст № 33 (расш.)	3,53E-09 (0)
Куст № 34 (расш.)	6,41E-09 (4,61E-09)
Куст № 35 (расш.)	8,13E-09 (4,17E-09)
Куст № 1115 (расш.)	1,13E-08 (2,68E-09)
<b>Итого по проектируемому объекту</b>	<b>2,94E-08 (1,15E-08)</b>

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

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

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

Результаты оценки вероятности гибели и несмертельного поражения людей представлены на F-N диаграмме (рисунок 7).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							58

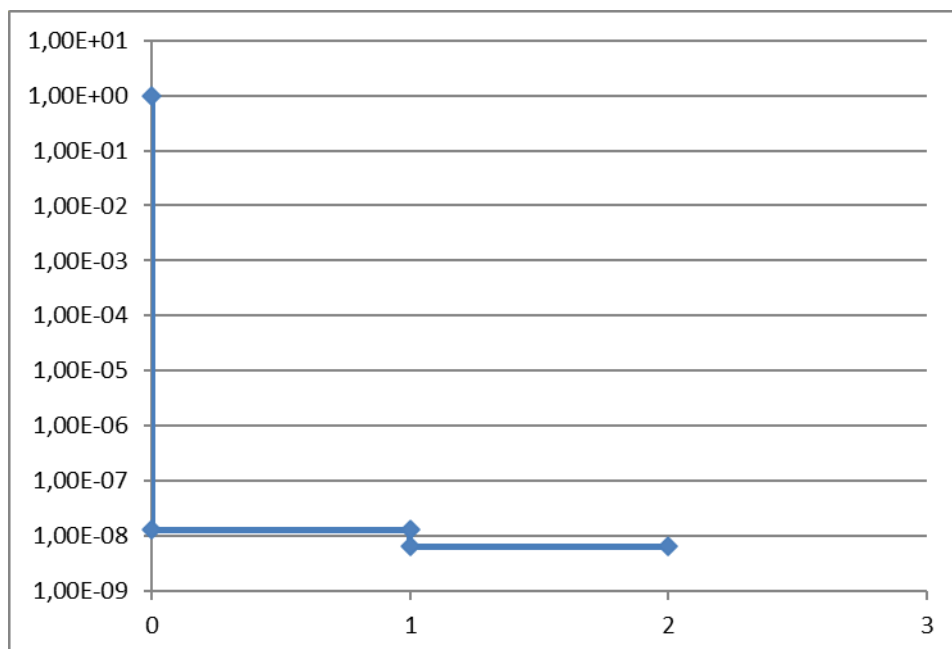


Рисунок 7 - F-N диаграмма вероятности гибели и несмертельного поражения людей.

Населенные пункты находятся вне зон действия поражающих факторов аварий на проектируемом нефтепроводе.

### 2.4.3 Данные о показателях риска ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде (по составляющим объекта)

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

Значения показателей риска материального ущерба (в том числе и экологического) приведены в таблице (Таблица 27).

Таблица 27 - Значения показателей риска прямых потерь, риска затрат на локализацию (ликвидацию) и расследование аварий, риска социально-экономических потерь, риска экологического ущерба и общего риска материального ущерба

Оборудование	Сценарий	Риск общего материального ущерба, тыс. руб./год	Риск ПП	Риск ликвид	Риск косвен	Риск экологического ущерба, тыс.руб./год
Куст № 33 (расш.)						
Выкидной трубопровод	C1	2,15E-02	1,52E-02	1,52E-03	4,55E-03	2,67E-04
	C2	1,13E-03	8,02E-04	8,02E-05	2,40E-04	7,81E-06
	C3	2,00E-03	8,02E-05	8,02E-06	2,40E-05	7,81E-07
Куст № 34 (расш.)						

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH

Лист

59

Выкидные трубопроводы	C1	5,60E-02	3,97E-02	3,97E-03	5,60E-02	4,18E-04
	C2	2,95E-03	2,10E-03	2,10E-04	2,95E-03	1,22E-05
	C3	2,34E-03	2,10E-04	2,10E-05	2,34E-03	1,22E-06
Куст № 35 (расш.)						
Выкидные трубопроводы	C1	4,05E-02	2,86E-02	2,86E-03	8,57E-03	5,52E-04
	C2	2,13E-03	1,51E-03	1,51E-04	4,53E-04	1,61E-05
	C3	2,16E-03	1,51E-04	1,51E-05	4,53E-05	1,61E-06
Куст № 1115 (расш.)						
Выкидные трубопроводы	C1	1,83E-02	1,29E-02	1,29E-03	3,86E-03	3,14E-04
	C2	9,62E-04	6,80E-04	6,80E-05	2,04E-04	9,21E-06
	C3	1,91E-03	6,80E-05	6,80E-06	2,04E-05	9,21E-07
Нефтегазосборный трубопровод	C1	5,22E-02	1,65E-02	1,65E-03	4,96E-03	2,90E-02
	C2	2,75E-03	8,75E-04	8,75E-05	2,62E-04	1,53E-03
	C3	2,75E-04	8,75E-05	8,75E-06	2,62E-05	1,53E-04

Ниже приведена общая F/G диаграмма, характеризующая масштаб последствий при авариях на декларируемом объекте.

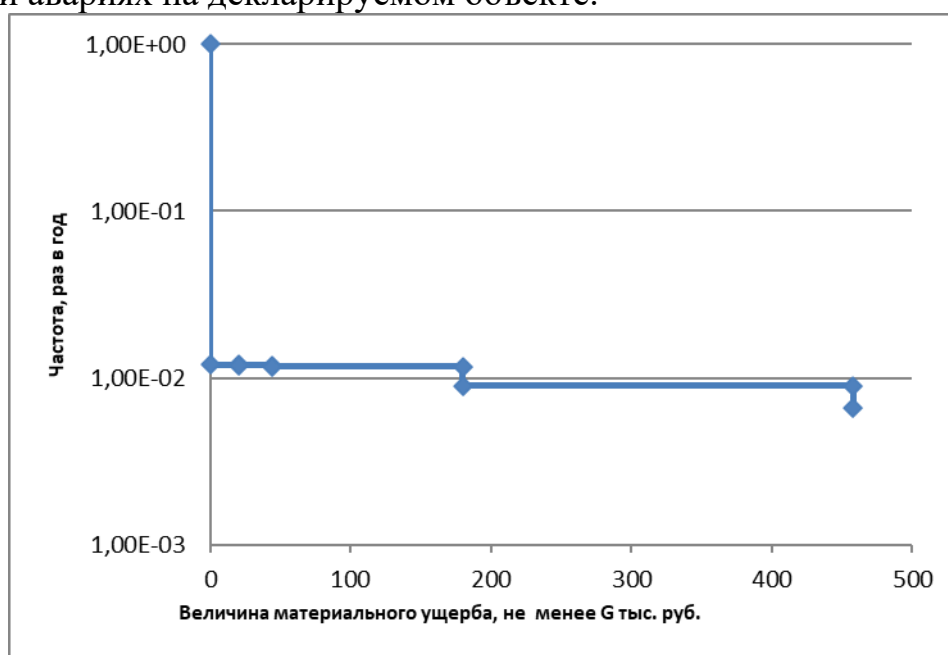


Рисунок 8 -Общая F/G диаграмма, характеризующая масштаб последствий при авариях на декларируемом объекте.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH

Лист

60



### 3 ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

#### 3.1 Перечень составляющих декларируемого объекта с указанием показателей риска для работников и иных юридических и физических лиц

Эксплуатация проектируемых сооружений будет представлять определенную опасность для персонала и окружающей среды. Эта опасность характеризуется:

- значительной массой обращающихся опасных веществ в системе;
- наличием в проектируемых сооружениях пожаровзрывоопасных веществ (нефти, попутного нефтяного газа);
- давлением, при котором происходит транспорт нефти и газа, способствующем тому, что любые повреждения оборудования могут стать причиной разгерметизации оборудования с выбросом опасных веществ, образованием загазованности, возникновением взрывов ТВС, пожаров разлития.

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).

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

- гильотинный разрыв технологических трубопроводов и разрушение оборудования в результате механического разрушения.

Проведенный анализ позволил проранжировать составляющие участки проектируемого нефтепровода по индивидуальному риску гибели, по экологическому риску и ожидаемому ущербу (в порядке уменьшения опасности).

Перечень проектируемого оборудования по индивидуальному риску на расстоянии 10 м в порядке уменьшения опасности приведен в таблице (Таблица 28).

Таблица 28 - Перечень составляющих декларируемого объекта в порядке уменьшения индивидуального риска

Составляющие декларируемого объекта	Индивидуальный риск гибели персонала, 1/год	Индивидуальный риск гибели третьих лиц, 1/год
Куст № 1115 (расш.)	1,13E-08	-
Куст № 35 (расш.)	8,13E-09	-
Куст № 34 (расш.)	6,41E-09	-
Куст № 33 (расш.)	3,53E-09	-

Перечень составляющих декларируемого объекта в порядке уменьшения опасности по экологическому риску приведен в таблице (Таблица 29).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист

Таблица 29 - Перечень составляющих декларируемого объекта в порядке уменьшения опасности по экологическому риску

Оборудование	Экологический риск, тыс.руб/год
Куст № 1115 (расш.) Нефтегазосборный трубопровод	2,90E-02
Куст № 34 (расш.) Выкидные трубопроводы	4,18E-04
Куст № 35 (расш.) Выкидные трубопроводы	5,52E-04
Куст № 1115 (расш.) Выкидные трубопроводы	3,14E-04
Куст № 33 (расш.) Выкидные трубопроводы	2,67E-04

Перечень проектируемого оборудования в порядке уменьшения опасности по риску ожидаемого материального ущерба приведен в таблице (Таблица 30).

Таблица 30 - Перечень составляющих декларируемого объекта в порядке уменьшения опасности по риску ожидаемых материальных потерь

Составляющие декларируемого объекта	Ожидаемый риск материального ущерба, тыс.руб./год
Куст № 34 (расш.) Выкидные трубопроводы	6,12E-02
Куст № 1115 (расш.) Нефтегазосборный трубопровод	5,52E-02
Куст № 35 (расш.) Выкидные трубопроводы	4,48E-02
Куст № 33 (расш.) Выкидные трубопроводы	2,46E-02
Куст № 1115 (расш.) Выкидные трубопроводы	2,12E-02

### **3.2 Сравнительный анализ рассчитанных показателей аварии на декларируемом объекте со среднестатистическими показателями риска аварий, риска гибели людей по неестественным причинам (пожары, дорожно-транспортные происшествия), риска чрезвычайных ситуаций техногенного характера и (или) критериями приемлемого (допустимого) риска**

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

- по критерию границы зон распространения поражающих факторов возможно возникновение локальных (зона чрезвычайной ситуации не выходит за пределы территории объекта) чрезвычайных ситуаций;
- по критерию «гуманитарный ущерб» возможно возникновение локальных ЧС (пострадало не более 10 человек),
- по критерию «материальный ущерб» возможно возникновение муниципальных, межмуниципальных ЧС (материальный ущерб свыше 240 тыс. руб., но не более 12 млн. руб.).

В соответствии с приложением 6 к Руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденному Приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 №387 по критерию «Возможное число погибших при наиболее

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

					2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
						62

опасном по последствиям сценарии аварии» проектируемые объекты находятся в зоне малого риска аварии.

В соответствии с приложением 6 к Руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденному Приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 №387 по критерию «Возможный материальный ущерб при опасном по последствиям сценарии аварии» проектируемые объекты находятся в зоне малого риска аварии.

Суммарный индивидуальный риск гибели для персонала, обслуживающего проектируемый нефтепровод, на расстоянии 10 (15)м от него составляет 2,94E-08 (1,15E-08) 1/год.

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

Для третьих лиц и населения суммарный индивидуальный риск гибели отсутствует.

В соответствии с приложением 6 к Руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утв. Приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 №387 по критерию «Кратность превышения индивидуального риска гибели персонала от аварий по сравнению среднеотраслевым уровнем» проектируемые объекты находятся в зоне малого риска аварии.

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

По показателю индивидуального риска меньше  $10^{-4}$  год<sup>-1</sup>, но больше  $10^{-6}$  год<sup>-1</sup> проектируемые объекты относятся к зоне жесткого контроля риска. В зоне риск считается допустимым, когда приняты меры, позволяющие его снизить настолько, насколько это практически целесообразно. При этом выполняются следующие требования: в зоне находится ограниченное число людей в течение ограниченного отрезка времени; персонал объекта хорошо обучен и готов к действиям по локализации и ликвидации различных аварий и пожаров; в полном объеме предусмотрены меры по социальной защите работников, компенсирующие их работу в условиях повышенного риска; отработана система оповещения об опасных ситуациях.

Пострадавшие среди третьих лиц могут быть при авариях в местах пересечения трубопровода с автодорогами, а также среди работников охраны объезжающих трубопроводы. Населенные пункты не попадают в зоны действия поражающих факторов аварии - все узлы арматуры находятся на значительном расстоянии

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH	Лист
							63

от населенных пунктов (расстояние от площадки куста скважин № 33 до ближайшего населенного пункта (н.п. Верх-Тюш) – 4,8 км).

В соответствии с приложением 6 к Руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утв. Приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 №387 по критерию «Возможное число погибших при наиболее опасной аварии» декларируемый объект находится в зоне малого (до 5 чел.) риска аварии.

В соответствии с приложением 6 к Руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утв. Приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 №387 по критерию «Возможное число погибших при НОА» декларируемый объект находится в зоне малого риска аварии, по критерию «Возможный материальный ущерб при НОА» декларируемый объект находится в зоне чрезвычайно высокого риска аварии.

Расчитанные показатели риска гибели от пожаров и взрывов при авариях на декларируемом объекте находятся на допустимом уровне согласно ст.93 Федерального Закона РФ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 г. №123-ФЗ.

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

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

При выполнении всех решений, предусмотренных проектом, достигается уровень допустимой опасности, установленный 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;
- 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 техники 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 оборудование для обеспечения квалификационного его ремонта;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

- 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.

Для уменьшения риска возникновения аварийных ситуаций на декларируемом объекте возможно предусмотреть следующие общие мероприятия:

1) Для уменьшения вероятности разгерметизации трубопроводов:

- периодическое техническое обслуживание, диагностика;
- плано-предупредительные ремонты;
- качественное выполнение строительно-монтажных работ;
- контроль герметичности оборудования;
- усиление контроля за работой трубопроводов в зимнее время;
- повышение квалификации, обучение и проверка знаний рабочего персонала;

ла;

2) Для уменьшения масштабов ущерба от аварии:

- 100% обеспечение СИЗ персонала;
- обучение обслуживающего персонала действиям по ликвидации возможных аварий, проведение учебных тренировок с отработкой практических действий в случае аварии;
- совершенствование систем связи пунктов управления с подразделениями объекта, пожарной частью;
- совершенствование системы оповещения при авариях;
- подготовка персонала декларируемого объекта к действиям в условиях возникновения аварии или ЧС.

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH						65
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

#### 4 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. СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам...».
8. Свод правил СП 165.132 5800-2014 , актуализированная редакция СНиП 2.01.51-90 «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны».
9. Свод правил СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
10. Свод правил СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ.
11. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора №534 от 12.12.2020.
12. 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.
13. 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».
14. 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 03.11.2022 №387.
15. Руководство по безопасности "Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи" (приложение 2), утвержденное Приказом Ростехнадзора №4 от 10.01.2023.
16. Руководство по безопасности "Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности", утвержденное приказом Ростехнадзора №414 от 28.11.2022.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH						66
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

17. «Методические рекомендации по определению количества пострадавших при чрезвычайных ситуациях», утвержденные приказом МЧС России от 01.09.2007 № 1-4-60-9-9.

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

19. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Управление рисками и экологическими аспектами», введен Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» №8 от 10.01.2024.

20. 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.

21. 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.

22. 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
			2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH						67
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

## Таблица регистрации изменений

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС121-PD-DPB2.TCH

Лист

68