

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 Гавринского месторождения (модуль 141)»

Проектная документация

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

Часть 1 Декларация промышленной безопасности

Книга 2 Расчетно-пояснительная записка

2021/354/ДС88-PD-DPB2

Том 10.1.2

Договор №

2021/354/ДС88

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 Гавринского месторождения (модуль 141)»

Проектная документация

Раздел 10 Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами

Часть 1 Декларация промышленной безопасности

Книга 2 Расчетно-пояснительная записка

2021/354/ДС88-PD-DPB2

Том 10.1.2

Договор № 2021/354/ДС88

Заместитель директора В.А. Войтенко

Главный инженер проекта Д.Ю. Минин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС88-PD- DPB2.S	Содержание тома 10.1.2	2
2021/354/ДС88-PD- DPB2.TCH	Текстовая часть	5

Согласовано		Взам. инв. №		Подп. и дата		2021/354/ДС88-PD-DPB2.S					
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА 10.1.2	Стадия	Лист	Листов	
	Разраб.	Белякова				02.24		П	1	1	
	Проверил	Суворова				02.24		НПИ ОНГМ			
	Н. контр.	Белякова				02.24					
	ГИП	Минин				02.24					

Регистрационный номер декларируемого объекта
в государственном реестре опасных
производственных объектов

A48-10051-0118

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

в составе проектной документации

**«Строительство и обустройство скважин Гавринского месторождения
(модуль 141)»**

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

г. Пермь
2024

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	7
1.2.1	Принципиальная технологическая схема с обозначением основного технологического оборудования указанием направлений потоков опасных веществ и отсекающей арматуры и кратким описанием технологического процесса	7
1.2.2	План и перечень размещения основного технологического оборудования, в котором получают, используются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества	12
1.2.3	Данные о распределении опасных веществ по оборудованию	18
1.3	Описание технических решений по обеспечению безопасности.....	21
1.3.1	Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ.....	21
1.3.2	Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ.....	30
1.3.3	Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности	31
1.3.4	Описание автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности.....	32
2	АНАЛИЗ РИСКА	35
2.1	Анализ аварий на декларируемом объекте.....	35
2.1.1	Перечень аварий и обобщенные данные об инцидентах; имевших место на декларируемом объекте	35
2.1.2	Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, произошедших на других аналогичных объектах, или аварий, связанных с опасными веществами.....	35
2.1.3	Анализ основных причин произошедших аварий	39
2.2	Анализ условий возникновения и развития аварий на декларируемом объекте..	41
2.2.1	Определение возможных причин возникновения аварии на декларируемом объекте и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на декларируемом объекте	41
2.2.2	Определение сценариев аварий на декларируемом объекте для опасных веществ	43
2.2.3	Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета с оценкой влияния исходных данных на результаты анализа риска аварии	45
2.2.4	Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии и в создании поражающих факторов	48
2.2.5	Расчет вероятных зон действия поражающих факторов.....	51
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	56

Согласовано							2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH							
Взам. инв. №														
Подп. и дата														
Инв. № подл.														

ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ

Стадия	Лист	Листов
П	1	82

НПИ ОНГМ

	5
2.3 Оценка возможного ущерба	58
2.3.1 Оценка возможного ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде.....	60
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)	66
2.4.1 Определение вероятностей (частот) возникновения аварий	68
2.4.2 Показатели риска причинения вреда работникам декларируемого объекта и физическим лицам.....	70
2.4.3 Данные о показателях риска ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде (по составляющим объекта).....	73
3 ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ.....	75
3.1 Перечень составляющих декларируемого объекта с указанием показателей риска для работников и иных юридических и физических лиц.....	75
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	76
3.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий..	78
4 ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	80
Таблица регистрации изменений	82

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							2

1. СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ

1.1 Сведения об опасных веществах

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

Характеристики опасных веществ приведены ниже (таблица 1).

Таблица 1 - Сведения об опасных веществах

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1 Нефть		
1 Название вещества 1.1 химическое 1.2 торговое	Нефть - сложная смесь различных органических соединений (в основном углеводородов)	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
2 Формула эмпирическая	В состав нефти входят: предельные углеводороды C_nH_{2n+2} ; циклопарафины C_nH_{2n} (в основном это циклопентан, циклогексан и их гомологи); ароматические углеводороды C_nH_{2n-6} (в основном гомологи бензола); многоядерные полинафтоновые и ароматические углеводороды, содержащие различные боковые цепи	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
3 Содержание: % вес.		Данные лабораторных исследований
- серы	0-3,89	
- смол силикагелевых	16,97-26,41	
- асфальтенов	3,61-6,98	
- парафинов	2,0-4,22	
4 Общие данные:		ГОСТ 30852.11-2002; ГОСТ 30852.5-2002
4.1 Плотность, кг/м ³	0,875-0,927	
4.2 Газовый фактор, м ³ /т	46,3	
4.3 Обводненность, %	до 48	
5 Данные о взрывопожароопасности - категория и группа взрывоопасной смеси	IIA – T3	ГОСТ 30852.19-2002
5.1 Температура самовоспламенения, °С	От 223 до 375 (зависит от состава нефти); 256 – нефть Прикамская	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
5.2 Пределы взрываемости: объемные	1,3% (нижний)	
5.3 Температура вспышки (нефть Прикамская), С	-27	
6 Данные о токсической опасности	3 класс токсической опасности	СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и тре-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС88-PD-ДРВ2.ТСН

Лист

3

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
6.1 ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	10 (аэрозоль)	бования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
6.2 Смертельная концентрация, мг/л	227	Вредные вещества в промышленности. Т.1. Органические вещества: справочник для химиков, инженеров, врачей/ под ред. Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной. – Л.: Химия, 1976
7 Реакционная способность	Химические свойства нефти определяются наличием в ее составе различных групп углеводородов	Справочник химика. Т.4, М.: Наука, 1990
8 Запах	Зависит от состава нефти (обусловлен наличием сернистых соединений в нефти)	Справочник химика. Т.4, М.: Наука, 1990
9 Коррозионное воздействие	Оказывают сернистые соединения, содержащиеся в нефти, эффект воздействия зависит от их концентрации	Справочник химика. Т.4, М.: Наука, 1990
10 Меры предосторожности	Герметизация системы сбора и транспорта нефти, вентиляция производственных помещений, сигнализация превышения ПДК углеводородов и сероводорода в воздухе. В случае повышения концентрации – немедленное удаление работающих	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утв. приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №534
11 Информация о воздействии на людей	Углеводороды, входящие в состав нефтяных газов (метан и его ближайшие гомологи), могут оказывать сравнительно слабое наркотическое действие. Значительно сильнее действуют пары менее летучих (жидких) составных частей нефти. Именно они определяют характер действия сырых нефтей. Нефти, содержащие мало ароматических углеводородов, действуют также как и смеси метановых и нафтеновых углеводородов, их пары вызывают наркоз и судороги. Высокое содержание ароматических соединений может угрожать хроническими отравлениями с изменением состава крови и кроветворных органов. Сернистые соединения могут приводить к острым и хроническим отравлениям, главную роль при этом играет сероводород. Воздействие паров нефти на кожные покровы может приводить к раздражениям, возникновению сухости, шелушению кожи, появлению трещин. Многие химические соединения, содержащиеся в нефти, могут оказывать канцерогенное действие	Вредные вещества в промышленности. Т.1. Органические вещества: справочник для химиков, инженеров, врачей/ под ред. Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной. – Л.: Химия, 1976

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС88-PD-ДРВ2.ТСН

Лист

4

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
12 Средства защиты	Фильтрующие СИЗОД находят применение в воздушных средах с содержанием кислорода не менее 20%, концентрации вредных веществ не более 0.5% и могут использоваться с лицевыми частями в виде масок, полумасок, капюшонов и шлемов (промышленный противогаз с фильтрующими коробками марки «А, В, Е, АХ»). В прочих условиях (содержание кислорода в воздухе менее 20%, замкнутые пространства, смертельная концентрация вредного вещества в воздухе) применяются дыхательные аппараты. Для смывания нефти с кожных покровов использовать очищающие кремы, гели и пасты. Для защиты кожных покровов использовать средства гидрофильного действия (впитывающие влагу, увлажняющие кожу), а так же регенерирующие, восстанавливающие кремы, эмульсии	Приказ Минздравсоцразвития России от 17.12.2010 №1122н «Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи работникам смывающих и (или) обезвреживающих средств и стандарта безопасности труда «Обеспечение работников смывающими и (или) обезвреживающими средствами»
13 Методы перевода вещества в безвредное состояние	Вентиляция помещения с целью уменьшения концентрации паров сернистых и ароматических соединений в воздухе	
14 Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	1) Вынести пострадавшего в безопасное место, проветрить помещение 2) Определить наличие самостоятельного дыхания 3) При отсутствии признаков жизни приступить к сердечно-легочной реанимации, вызвать скорую медицинскую помощь 4) При восстановлении дыхания придать пострадавшему устойчивое боковое положение 5) Обеспечить постоянный контроль за дыханием до прибытия скорой помощи	Памятка по оказанию первой помощи пострадавшим, (Москва, 2015) разработанная Министерством Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий

2 Попутный нефтяной газ

1 Название вещества	Попутный нефтяной газ	Справочник химика. Т.4, М.: Наука, 1990
2 Формула	Сложная смесь углеводородов (в основном ряда метана) и неорганических соединений	
3 Параметры газа		Данные лабораторных исследований
3.1 Состав, мольное содержание, %		
- сероводород	0-0,45	
- двуокись углерода	0,11-1,96	
- азот+редкие	3,45-5,68	
в т.ч. гелий	-	
- метан	4,7-41,75	
- этан	2,6-12,13	
- пропан	2,49-8,78	

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист 5
------	---------	------	-------	-------	------	---------------------------	-----------

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
- изобутан	0,36-1,94	
- норм. бутан	1,85-3,6	
- изопентан	0,32-2,62	
- норм. пентан	0,28-1,75	
- гексаны	1,71-3,82	
- гептаны	25,68-66,69	
3.2 Плотность газа, кг/м ³	1,143-1,406	
3.3 Температура кипения, °С	Основные компоненты – С ₁ – С ₃ 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	ГОСТ 30852.19-2002
4.2 Температура самовоспламенения, °С	470 - 537	
5 Категория и группа взрывоопасной смеси	IIA – T1 (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 максимальной разовой предельно допустимой концентрации в рабочей зоне, мг/м ³	300 (в смеси с углеводородами С ₁ – С ₅)	
6.2 LCt ₅₀	960 (по этану)	
6.3 PCt ₅₀	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 подтоварной воды с УППН «Куюда»

№№ пп	Показатель	Един. изм	Величина
1	Плотность	кг/м ³	1110
2	Минерализация	г/дм ³	174,80
3	Водородный показатель рН	-	6,32
4	Жесткость	Ж	749,93
5	Коррозионная активность	мм/год	0,7
6	Содержание сероводорода	мг/дм ³	отсутств.
7	Содержание в воде нефтепродуктов	мг/л	22
8	Содержание в воде механических примесей	мг/л	16
9	Железо Fe общее	мг/л	0,26513
10	Шестикомпонентный состав:	мг/л	
	Cl		105113,03
	SO ₄		159,70

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							6

№№ пп	Показатель	Един. изм	Величина
	HCO ₃		206,79
	CO*		отсутств.
	Ca		9867,20
	Mg		6125,45
	Na-t-K		53325,88

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 строительство и обустройство скважин на новых кустовых площадках №№4, 5 и на существующих кустовых площадках №№1,2,3 Гавринского месторождения, сбор и транспорт нефти с данных скважин.

Цель строительства новых кустовых площадок и расширение существующих – необходимость увеличения добычи нефти на Гавринского месторождении.

Фонд проектируемых скважин, планируемые объемы добычи нефти и жидкости проектируемых кустов Гавринского нефтяного месторождения приняты на основании ТУ УРНГМ от 07.06.2022 г и приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Фонд проектируемых скважин, планируемые объемы добычи нефти и жидкости проектируемых кустов Гавринского нефтяного месторождения

Номер куста скважин	Скважины добывающие			
	Кол-во	Номер скважины	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, м ³ /сут
1 (расширение)	13	69	6,9	9,7
		70	7,2	10,1
		47	27,9	39,4
		19	18,0	24,6
		66	4,4	6,2
		46	25,2	35,6
		81	14,8	21,5
		62	6,5	9,1
		15	14,1	19,2
		65	6,2	8,7
		14	7,3	10,0
		64	6,7	9,4
63	5,9	8,3		
Итого:			151,1	211,8
2 (расширение)	9	24	6,7	9,4
		49	8,1	11,4
		75	7,0	9,8
		23	5,2	7,1

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH

Лист

7

Номер куста скважин	Скважины добывающие			
	Кол-во	Номер скважины	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, м ³ /сут
		22	6,9	9,4
		73	12,6	18,3
		48	7,3	10,3
		71	6,4	9,0
		18	12,4	16,9
Итого:			72,6	101,6
3 (расширение)	12	11	15,6	21,3
		13	18,4	25,1
		44	17,3	24,4
		45	11,5	16,2
		7	23,5	32,1
		42	16,4	23,1
		40	14,8	20,8
		6	17,1	23,3
		60	15,0	21,8
		41	17,0	23,9
		43	16,6	23,4
10	20,7	28,2		
Итого:			203,9	283,6
4	5	27	10,8	14,7
		50	15,4	21,7
		76	4,6	6,5
		26	10,9	14,9
		77	4,4	6,2
Итого:			46,1	64,0
5	1	5	10,0	14,1
Итого:			10,0	14,1

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

Температура транспорта продукции нефтяной скважины в зимнее время принята +5°C, в летнее время – +15°C, исходя из опыта эксплуатации месторождений.

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

На проектируемых кустах №№4,5 продукция обустраиваемых добывающих скважин под давлением, создаваемым штанговыми насосами, по выкидным тру-бопроводам поступает на узлы замера с СКЖ, размещаемые на приустьевых площадках скважин.

В соответствии с заданием на проектирование для проектируемых скважин предусматривается один способ эксплуатации - погружным штанговым насосом (ШГН) с приводом от станка-качалки типа ПШСН 80-3-40.

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							8

После замера дебита водонефтегазовая эмульсия с кустов по проектируемым нефтегазосборным трубопроводам направляется до точек врезки в существующие и проектируемые нефтегазосборные трубопроводы для последующего транспорта на УППН «Куета».

Водонефтегазовая эмульсия с куста №1 (расширение) по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу направляется до точки врезки в существующий нефтегазосборный трубопровод «Скважины №№1,4 – точка врезки в нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-0231 – ГЗУ-0229», по варианту 1. Водонефтегазовая эмульсия с куста №1 (расширение) по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу направляется до точки врезки в существующий нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-0231 – ГЗУ-0229», по варианту 2. Очистка от АСПО внутренней поверхности проектируемого нефтегазосборного трубопровода в виду его малой протяженности (менее 1,0 км) предусматривается методом периодической обработки горячим теплоносителем. Промывка предусматривается периодически в зависимости от роста давления в трубопроводе.

Водонефтегазовая эмульсия с куста №2 (расширение) по проектируемому выкидному трубопроводу направляется до точки врезки в существующий нефтегазосборный трубопровод «Скважина №2 – точка врезки в нефтегазосборный трубопровод от скважин №№1,4». Очистка от АСПО внутренней поверхности проектируемого выкидного трубопровода в виду его малой протяженности (менее 1,0 км) предусматривается методом периодической обработки горячим теплоносителем. Промывка предусматривается периодически в зависимости от роста давления в трубопроводе.

Водонефтегазовая эмульсия с куста №3 (расширение) по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу направляется до точки врезки в существующий нефтегазосборный трубопровод «Скважина №3 – точка врезки в нефтегазосборный трубопровод от скважин №№1,4». Очистка от АСПО внутренней поверхности нефтегазосборного трубопровода предусматривается при помощи существующих камер запуска и приема очистных устройств.

Водонефтегазовая эмульсия с куста №4 по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу направляется до точки врезки в существующий нефтегазосборный трубопровод «Скважина №3 – точка врезки в нефтегазосборный трубопровод от скважин №№1,4». Очистка от АСПО внутренней поверхности проектируемого нефтегазосборного трубопровода предусматривается при помощи камер запуска и приема очистных устройств.

Водонефтегазовая эмульсия с куста №5 по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу направляется до точки врезки в проектируемый нефтегазосборный трубопровод от куста №2. Очистка от АСПО внутренней поверхности проектируемого нефтегазосборного трубопровода предусматривается при помощи камер запуска и приема очистных устройств.

На вновь проектируемых кустах №№1,2,3,4,5 предусмотрен ввод деэмульгатора при помощи блока подачи реагента УБПР через устройство ввода. Ввод деэмульгатора предусматривается в нефтегазосборный трубопровод на узле задвижки на выходе с куста. Для предотвращения обратного хода жидкости при по-

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									9
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH			

даче реагента в трубопровод на напорном трубопроводе насоса подачи реагента предусмотрен обратный клапан.

Для организации системы ППД на Гавринском месторождении с целью повышения нефтеотдачи продуктивных горизонтов для скважин №№72,20,79,90,17,67,16,68 на кусте №1, для скважин №№25,74,21 на кусте №2, для скважин №№ 8,9,12 на кусте №3 данным разделом проекта выполняется строительство объектов системы ППД.

В соответствии с заданием на проектирование проектной документацией предусматривается:

Этап 1.2. Обустройство куста № 1:

- строительство нагнетательного водовода «ВРП-0217 – ВРП на кусте № 1».

Этап 2.2. Обустройство куста № 2:

- строительство нагнетательного водовода «Т. врезки в водовод «ВРП-0217 – ВРП на кусте № 1» - ВРП на кусте № 2».

Таблица 4 - Сведения о проектной мощности проектируемых линейных объектов

Наименование водовода	Диаметр, мм	Протяженность, км	Расход воды, м ³ /сут	Р _{раб} , МПа
1	2	3	4	5
Этап 1.2. Обустройство куста № 1				
Нагнетательный водовод «ВРП-0217 – ВРП на кусте № 1»	114×8	2,473	315,40	16,8
	114×8	1,807	233,4	16,8
Этап 2.2. Обустройство куста № 2				
Нагнетательный водовод «Т. врезки в водовод «ВРП-0217 – ВРП на кусте № 1» - ВРП на кусте № 2»	89×8	0,278	82,0	16,8

В соответствии с техническими условиями отдела ППД УТДНГ от 04.10.2023 г. в качестве источника водоснабжения для закачки в скважины №№ 72, 20, 79, 90, 17, 67, 16, 68, 25, 74, 21 Гавринского месторождения используется подтоварная сточная вода с УППН «Куеда» (КНС-0202).

Режим работы – непрерывный, круглосуточный.

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							10

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

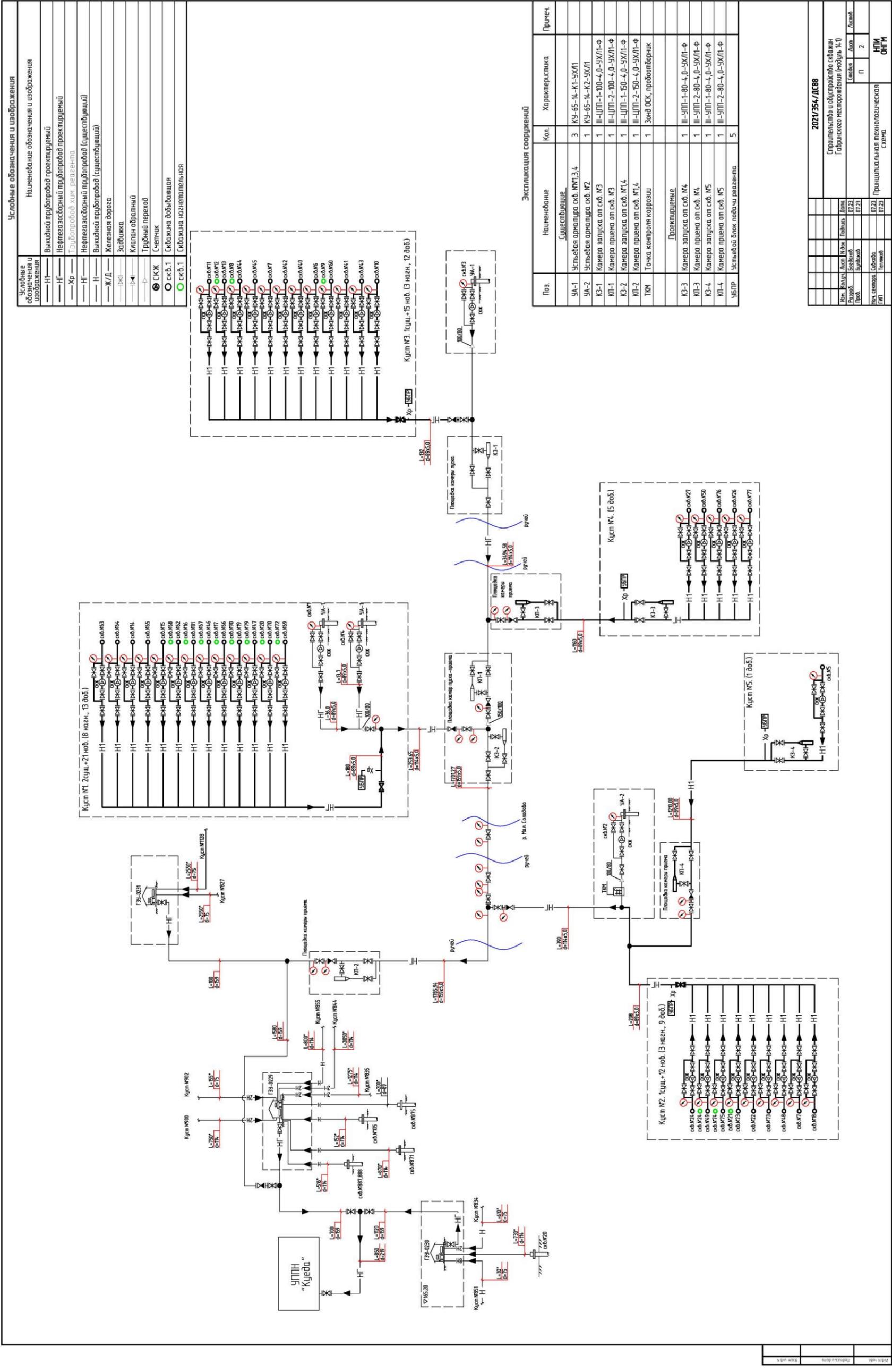


Рисунок 1 – Принципиальная технологическая схема декларируемого объекта

Изм.	Кол.уч.	Лист	Модок.	Подп.	Дата

2021/354/ДС88-PD-DPВ2.ТСН

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

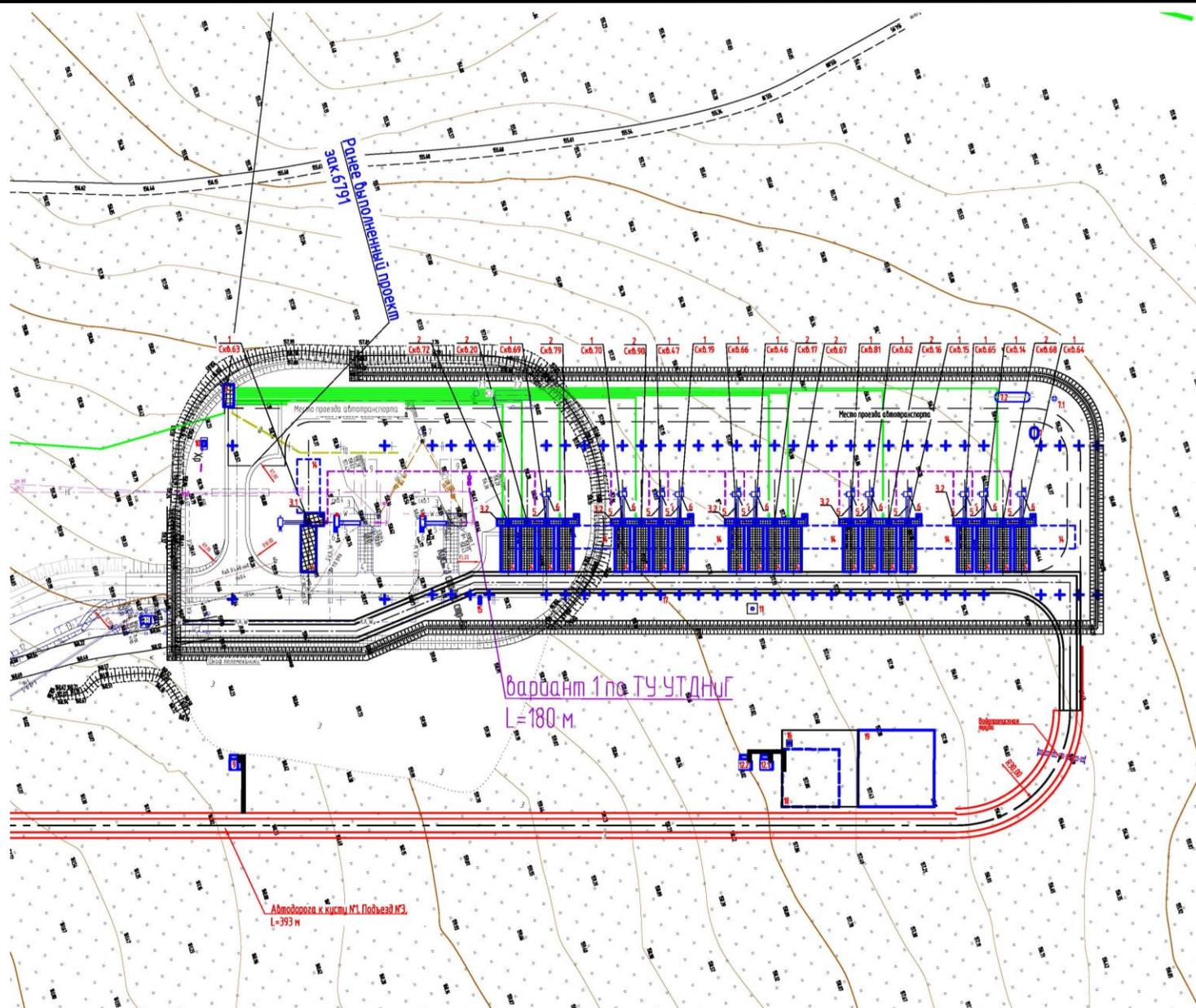
Планы размещения основного технологического оборудования декларируемого объекта приведены ниже (Рисунок 2).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									12
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH			

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата

2021/354/ДС88-РД- ДРВ2.ТСН



Экспликация зданий и сооружений		
Номер на плане	Наименование	Координаты абсолютной сети
Проектируемые:		
1	Устье добавочной самотеки - 19 шт.	
2	Устье наливательной самотеки - 8 шт.	
3.1	Приямки под гидранты добавочной самотеки - 1 шт.	
3.2	Приямки под гидранты наливательной самотеки - 5 шт.	
4	Площадка под решетчатый экран - 21 шт.	
5	Фундамент под сваи - 4 шт.	
6	Площадка обслуживания стенок - 4 шт.	
7	Смотровые люки сборов вальцев и вальца вод V=4 м³	
7.1	Комплексионный колодец для приема вальцев и вальца вод с переполнением гидранты в дренажных отстойниках	
7.2	Смотровые люки сборов вальцев и вальца вод с переполнением гидранты в дренажных отстойниках V=43 м³	
8	Площадка ВРП	
9	Площадка трансформаторной подстанции КТП-400/10-40 (Линия район электросети)	
10	Устойчивый банк подпорной стенки	
11	Рядовый банк	
12.1-12.2	Площадка трансформаторной подстанции КТП-400/10-40	
13	Номер не используется	

Экспликация оборудования и площадок		
Номер на плане	Наименование	Координаты абсолютной сети
Проектируемые:		
14	Площадка для установки переборных приемов и насосов	
15	Место для размещения вахтой конторы (ВТ-4)	
16	Площадка под размещение контейнера для отходов	
17	Место установки вахтой вахты отхола решетчатого экрана	
18	Площадка для размещения фрезиль КРС	
19	Площадка для установки газовой вентили	

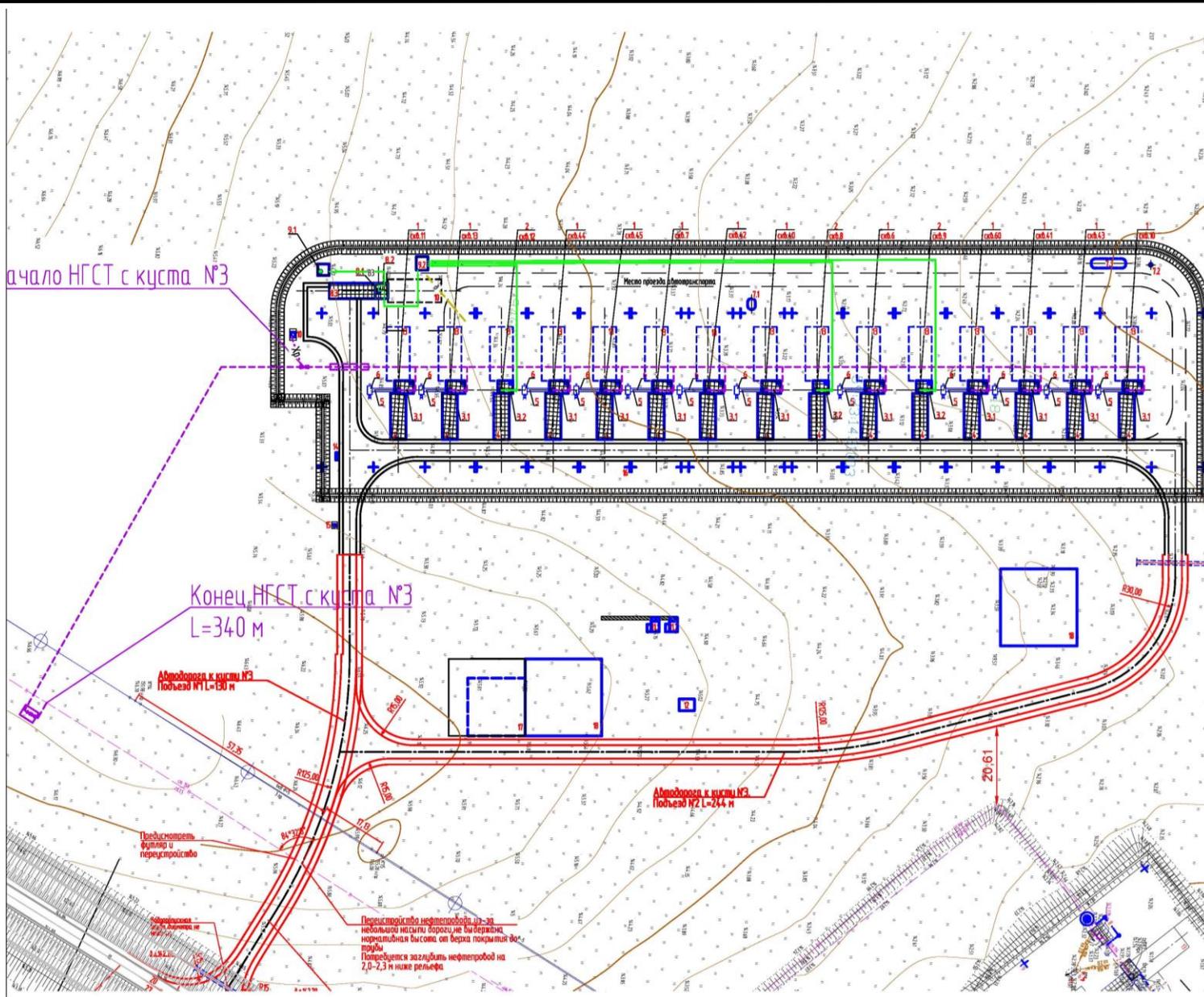
Условные графические обозначения и изображения	
Обозначения и изображения	Наименование
	Проектируемые:
Инженерные сети, прокладываемые в:	
—	в приямке
—	в траншее, в трубе
—	на низких опорах
—	Выходы и трубопроводы
—	Трубопровод химреактива
—	Канализация бытовых
—	Колодезь с сифонизатором
—	Вальца наливательный
—	Кабель КИП и А
—	Кабель силовой
—	Кабель связи
—	Линия заземления, заземлители
—	Кабель электрозащиты
—	Контактное устройство
—	ВЛ б/б

Рисунок 2 - План размещения декларируемого объекта (куст.№1)

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Листок	Пош.	Дата

2021/354/ДС88-РД-ДРВ2.ТСН



Экспликация зданий и сооружений

Номер по плану	Наименование	Координаты абсолютной точки
Проектируемые:		
1	Устье бойлерной обсадной - 12 шт.	
2	Устье нагнетательной обсадной - 3 шт.	
3.1	Площадка под площадку бойлерной обсадной - 12 шт.	
3.2	Площадка под площадку нагнетательной обсадной - 3 шт.	
4	Площадка под рамный каркас - 5 шт.	
5	Фундамент под стелж - между	
6	Площадка обслуживания стелж-кучели	
7.1	Емкость для сбора дождевых и талых вод V=4 м³	
7.2	Комплексиционный колодец для приема дождевых и талых вод с территории площадки в пределах обслуживания	
7.3	Емкость для сбора дождевых и талых вод с территории площадки в пределах обслуживания V=45 м³	
8	Щитовая насосная станция	
8.1	Газовая обсадная (барель)	
8.2	Площадка под площадку щитовой обсадной	
8.3	Площадка под рамный каркас щитовой обсадной	
9.1	Площадка обсадной	
9.2	ВРП	
10	Устьевой блок под обсадной	
11.1-11.2	Площадка для проекционной подстанции КТП-40КВ/10 кВ	
12	Площадка под электрооборудование	

Экспликация оборудования и площадок

Номер по плану	Наименование	Координаты абсолютной точки
Проектируемые:		
13	Площадка для установки передвижных топливных насосов	
14	Место для размещения щитовой подстанции ВРП-50	
15	Площадка под размещение контейнера для насосов	
16	Место установки второй щитовой насосной рамного каркаса	
17	Площадка для размещения трансформатора КРС	
18	Площадка для установки газовой емкости	

Служебные графические обозначения и изображения

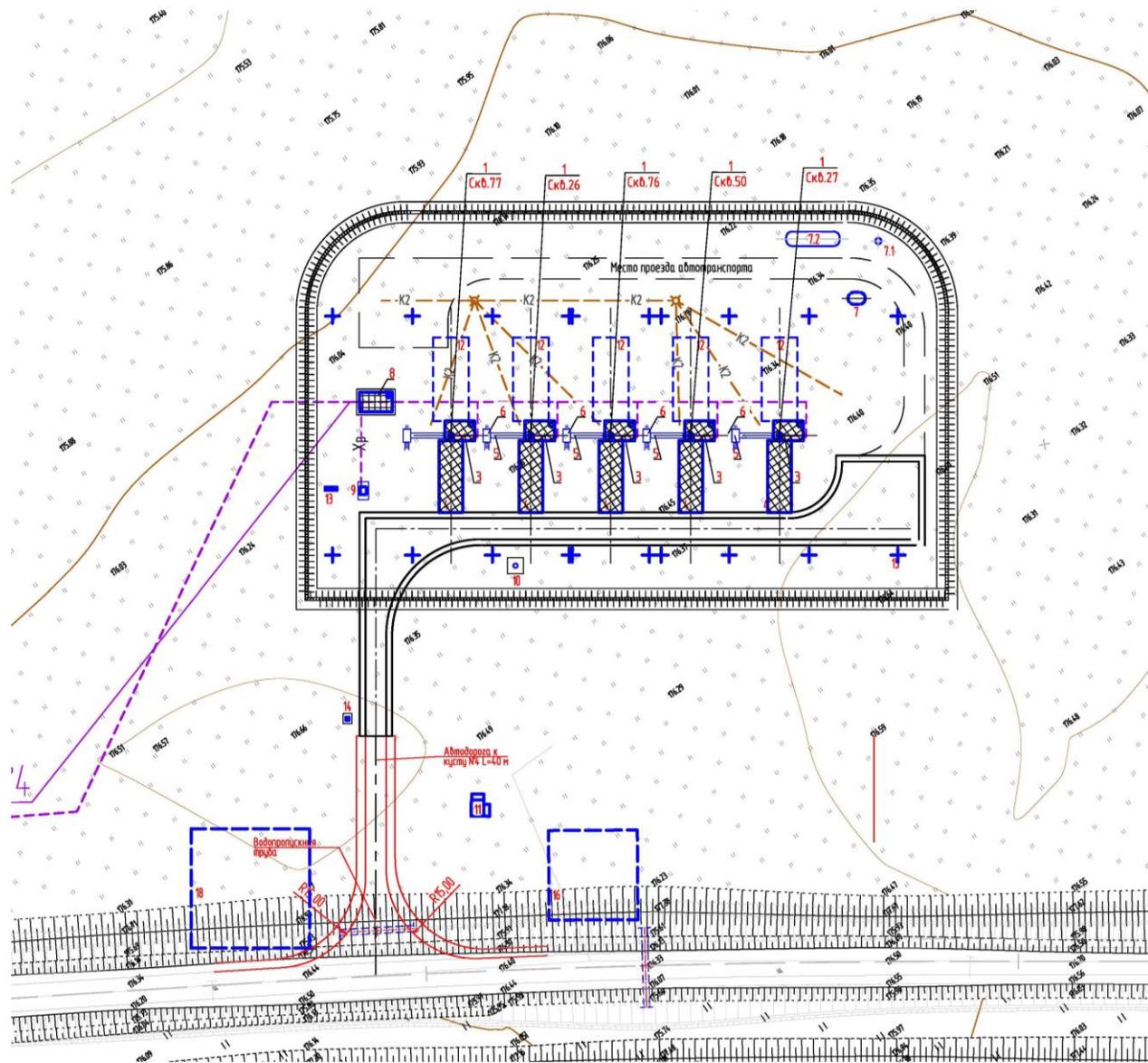
Обозначение и изображение	Наименование
Проектируемые:	
Инженерные сети, прокладываемые:	
- в траншее	
- в траншее, в трубе	
- на низких опорах	
—	Выкатные трубопроводы
—	Трубопровод химреактива
—	Канализация дождевая
—	Колодец с гидрозапором
—	Водовод нагнетательный
—	Кабель КИП и А
—	Кабель силовой
—	Кабель связи
—	Линия заземления, заземлители
—	Кабель электроизмерительный
—	Комплексное устройство
—	ВЛ без

Рисунок 4 - План размещения декларируемого объекта (куст №3)

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

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
Эполк.	
Пошп	
Дата	

2021/354/ДС88-РД- ДРВ2.ТСН



Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые:		
1	Устье добывающей скважины - 5 шт.	
2	Номер не использован	
3	Присутствие площадки добывающей скважины - 5 шт.	
4	Площадка под ремонтный агрегат - 5 шт.	
5	Фундамент под станок - качалку	
6	Площадка обслуживания станка-качалки	
7	Емкость для сбора дождевых и талых вод V=8 м ³	
7.1	Канализационный колодец для приема дождевых и талых вод с территории площадки в границах обслуживания	
7.2	Емкость для сбора дождевых и талых вод с территории площадки в границах обслуживания V=40 м ³	
8	Площадка устройства запуска очистных устройств	
9	Устьевой блок подачи реагента	
10	Радиомачта	
11	Площадка трансформаторной подстанции КТП-6(10)/0,4 кВ	

Экспликация оборудования и площадок

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые:		
12	Площадка для установки передвижных приемных мостков	
13	Место для размещения щитов пожарных (ЩП-В)	
14	Площадка под размещение контейнера для отходов	
15	Место установки якорей ветровой оттяжки ремонтного агрегата	
16	Площадка для размещения бригады КРС	
17	Номер не использован	
18	Площадка для стоянки пожарной техники	

Условные графические обозначения и изображения

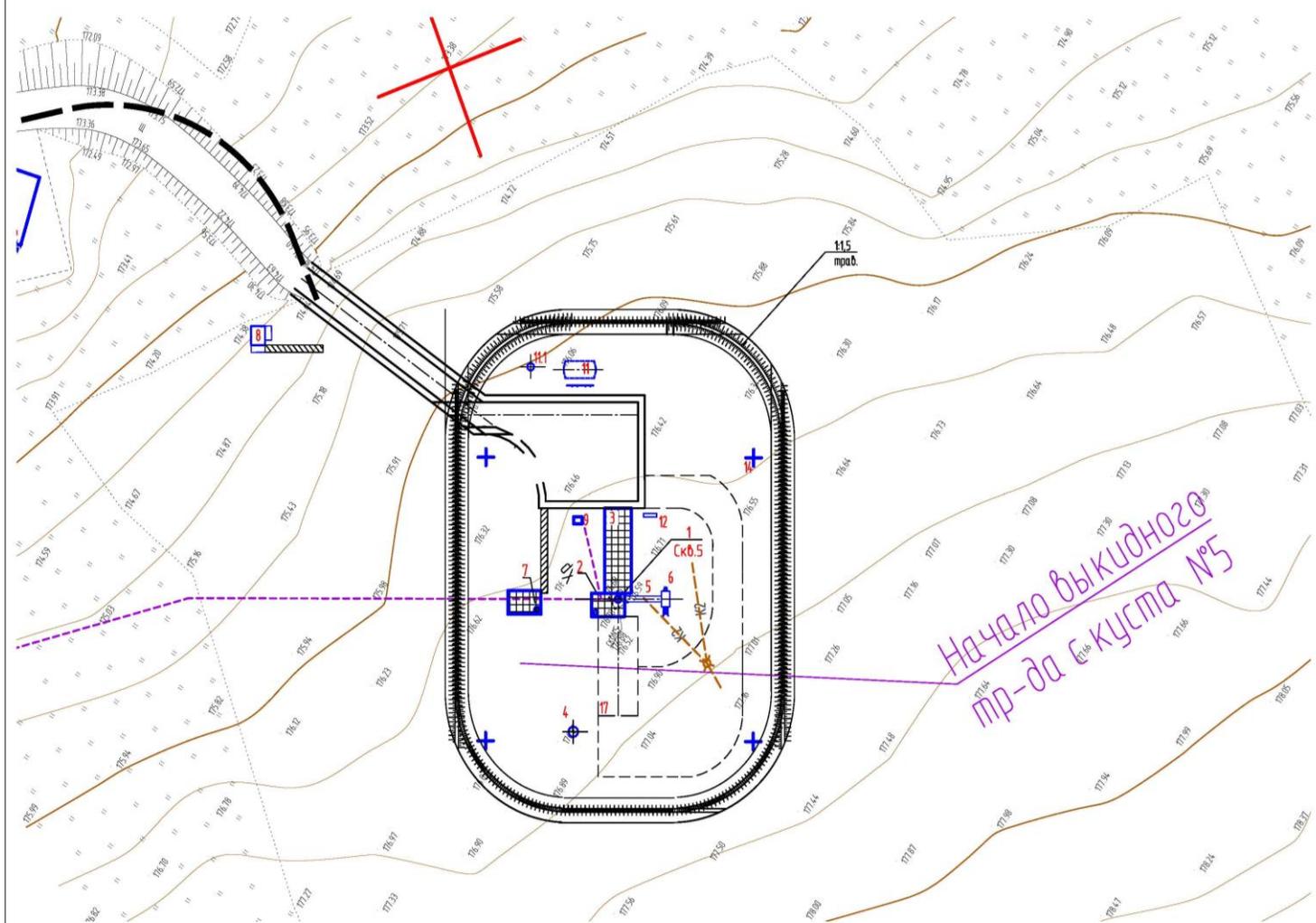
Обозначение и изображение	Наименование
Проектируемые:	
Инженерные сети, прокладываемые:	
—	- в траншее
—	- в траншее, в трубе
—	- на низких опорах
—	Выкидные трубопроводы
—	Трубопровод химреагента
—	Канализация дождевая
—	Колодец с гидрозатвором
—	Водовод на значительный
—	Кабель КИП и А
—	Кабель силовой
—	Кабель связи
—	Линия заземления, заземлители
—	Кабель электрохимзащиты
—	Контактное устройство

Рисунок 5 - План размещения декларируемого объекта (куст №4)

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Масш.	Подп.	Дата

2021/354/ДС88-РД- ДРВ2.ТСН



Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты входов сети
Примечание:		
1	Земля рабочей обложки	
2	Принадлежит площадке рабочей обложки	
3	Площадка под речной обрыв	
4	Комплексионный колодец для сбора дождевых и талых вод	
5	Фундамент под станину - кран	
6	Площадка обслуживания станины-крана	
7	Площадка устройства присоединительных устройств	
8	Площадка трансформаторной подстанции КТП-400/10-40	
9	ВЗР	
10	Место не используется	
11	Земельный участок для сбора дождевых и талых вод V-20х3	
11.1	Комплексионный колодец для приема дождевых и талых вод с территории площадки в границах обложки	

Экспликация оборудования и площадок

Номер на плане	Наименование	Координаты входов сети
Примечание:		
12	Место размещения щитов питания (ЩП-0)	
13	Площадка под размещение контейнера для отходов	
14	Место установки выключателя автоматического отключения	
15	Место не используется	
16	Площадка для размещения трансформатора КТС	
17	Площадка для установки передвижных приемных постов	

Условные графические обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
Проектируемые:	
Инженерные сети, прокладываемые:	
— в траншее	
— в трубе	
— на шпильчатых стойках	
— на низких опорах	
— выкидной трубопровод	
Ж	Трубопроводный элемент
К2	Канализация дождевая
У	Силовой кабель
КА	Кабель КИП и А
СС	Кабель связи
ВТ 6 кВ	ВЛ 6 кВ
—	Линия заземления, заземлители
—	Кабель электрических щитов
—	Контактное устройство
СКЗ	Станция кабельной защиты с контуром заземления
—	Электроприсоединение внешнего заземления

Рисунок 6 - План размещения декларируемого объекта (куст №5)

1.2.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Перечень основного проектируемого технологического оборудования приведен ниже (таблица 5).

Таблица 5 - Перечень основного проектируемого технологического оборудования

№п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол.	Характеристика
Куст №1. Этап 1.2. Обустройство куста №1				
1	ВРП открытого типа на 8 выходов	шт.	1	Размерами 2,65x5,84 м
2	Нагнетательный водовод «ВРП-0217 – ВРП на кусте № 1»	м	2437,40	Труба стальная бесшовная горячедеформированная 114x8 по ГОСТ 8732-78/ ГОСТ 8731-74 из стали 20 группы В с наружным трехслойным защитным покрытием усиленного типа на основе экструдированного полиэтилена, футерованная изнутри полиэтиленовой трубой
3	Нагнетательный водовод от ВРП-0217 до ВРП на кусте № 1	м	1807,20	Труба стальная бесшовная горячедеформированная 89x8 по ГОСТ 8732-78/ ГОСТ 8731-74 из стали 20 группы В с наружным трехслойным защитным покрытием усиленного типа на основе экструдированного полиэтилена, футерованная изнутри полиэтиленовой трубой
4	Нагнетательные водоводы от проектируемого ВРП до скв. №№72,20,79,90,17,67,16,68	м	1261,70	Труба стальная бесшовная горячедеформированная 89x8 по ГОСТ 8732-78/ ГОСТ 8731-74 из стали 20 группы В с наружным трехслойным защитным покрытием усиленного типа на основе экструдированного полиэтилена, футерованная изнутри полиэтиленовой трубой
5	Скважины нагнетательные №№72,20,79,90,17,67,16,68, в т.ч. оборудование:			
5.1	Арматура нагнетательная	шт.	8	АНК-12-65/65-21-Ф-180/180-Г73-К1-ВВ-1-3Д/3ДШ-КОТ-УХЛ с колонной обвязкой ОКР1-180×35[114ОТТМ]-В-168/ВС-К1-ВВ-1-УХЛ
Куст №2. Этап 2.2. Обустройство куста №2				
1	ВРП открытого типа на 3 выхода	компл.	1	Размеры 2,64x2,84 м
2	Нагнетательный водовод от точки врезки в нагнетательный водовод «ВРП-0217-ВРП на кусте № 1» до ВРП на кусте № 2	м	281,50	Труба стальная бесшовная горячедеформированная 89x8 по ГОСТ 8732-78/ ГОСТ 8731-74 из стали 20 группы В с наружным трехслойным защитным покрытием усиленного типа на основе экструдированного полиэтилена, футерованная изнутри полиэтиленовой трубой
3	Нагнетательные водоводы от	м		Труба стальная бесшовная горячеде-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							18

№п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол.	Характеристика
	проектируемого ВРП до скв.№№25,74,21		259,70	формированная 89х8 по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-74 из стали 20 группы В с наружным трехслойным защитным покрытием усиленного типа на основе экструдированного полиэтилена, футерованная изнутри полиэтиленовой трубой
4	Скважины нагнетательные №№25,74,21, в т.ч. оборудование:			
4.1	Арматура нагнетательная	шт.	3	АНК-12-65/65-21-Ф-180/180-Г73-К1-ВВ-1-3Д/3ДШ-КОТ-УХЛ с колонной обвязкой ОКР1-180×35[114ОТТМ]-В-168/ВС-К1-ВВ-1-УХЛ
Куст №3. Этап 3.2. Обустройство куста №3				
1	Обустройство водозаборной скважины:			
1.1	- погружная насосная установка	компл.	1	Насос ЭЦВ 4-4-80, Q=4,0 м³/ч, Н=80 м., с эл./двиг., мощность эл. двигателя 3,0 кВт, U=380В
1.2	- насосная станция над водозаборной скважиной	компл.	1	Блок-бокс
2	Обустройство ШНС:			
2.1	- погружная насосная установка	компл.	1	Насос ЭЦН5А-100-1600, Q=100 м³/сут, Н=1600 м., с электродвигателем ВДМ90-2400-3.0-117/1В5
2.2	Арматура фонтанная	шт.	1	ФК1-65х21-3.04 К1 УХЛ1 комплекте с КОС21-168х245
3	ВРП закрытого типа на 3 выхода	компл.	1	Размеры 3,0х3,5 м
4	Низконапорный водовод от проектируемой водозаборной скважины до проектируемой ШНС на кусте	м	14,42	Труба стальная бесшовная горячедеформированная 89х5 по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-74 из стали 20 группы В с наружным трехслойным защитным покрытием весьма усиленного типа из экструдированного полиэтилена по ТУ 1390-001-90091182-2011 и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием
5	Высоконапорный водовод от проектируемой ШНС на кусте до проектируемого ВРП	м	17,73	Труба стальная бесшовная горячедеформированная 89х8 по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-74 из стали 20 группы В с наружным трехслойным защитным покрытием усиленного типа на основе экструдированного полиэтилена, футерованная изнутри полиэтиленовой трубой
6	Нагнетательные водоводы от проектируемого ВРП до скв. №№12,8,9	м	369,50	Труба стальная бесшовная горячедеформированная 89х8 по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-74 из стали 20 группы В с наружным трехслойным защитным покрытием усиленного типа на основе экструдированного полиэтилена, футерованная изнутри полиэтиленовой тру-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH

Лист

19

№п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол.	Характеристика
				бой
7	Скважины нагнетательные №№12,8,9, в т.ч. оборудование:			
7.1	Арматура нагнетательная	шт.	3	АНК-12-65/65-21-Ф-180/180-Г73-К1-ВВ-1-3Д/3ДШ-КОТ-УХЛ с колонной обвязкой ОКР1-180×35[114ОТТМ]-В-168/ВС-К1-ВВ-1-УХЛ

Данные о распределении опасных веществ, используемых на проектируемом объекте, приведены ниже (таблица 6).

Таблица 6 – Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Технологический блок, оборудование			Кол-во опасного вещества (тонн)		Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование технологического	Наименование оборудования, № по схеме	Длина участков трубопровода, м	В единице оборудования	Общее кол-во опасного вещества	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С
Куст №1 (расширение)							
	Выкидные трубопроводы на площадке куста №1	310	$\frac{0,567}{0,012}$	$\frac{0,567}{0,012}$	нефть газ	4,0	5-15
	Нагнетательный водовод от ВРП-0217 до ВРП на кусте № 1	4280,0	35,82	35,82	вода	16,8	+5
Куст №2 (расширение)							
	Выкидные трубопроводы на площадке куста №2	232	$\frac{0,426}{0,009}$	$\frac{0,810}{0,017}$	нефть газ	4,0	5-15
	НГСТ с куста №2	209	$\frac{0,384}{0,008}$		нефть газ	4,0	5-15
	Нагнетательный водовод от точки врезки в нагнетательный водовод «ВРП-0217-ВРП на кусте № 1» до ВРП на кусте № 2"	278,6	1,294	1,294	вода	16,8	+5
Куст №3 (расширение)							
	Выкидные трубопроводы на площадке куста №3	306	$\frac{0,824}{0,011}$	$\frac{1,179}{0,016}$	нефть газ	4,0	5-15
	НГСТ с куста №3	132	$\frac{0,355}{0,005}$		нефть газ	4,0	5-15
Куст №4							
	Выкидные трубопроводы на площадке куста №4	108,00	$\frac{0,199}{0,043}$	$\frac{2,340}{0,086}$	нефть газ	4,0	5-15
	Камера запуска КЗ-3	2,00	$\frac{0,004}{0,0007}$		нефть газ	4,0	5-15
	НГСТ с куста №4	1155,00	$\frac{2,128}{0,043}$		нефть газ	4,0	5-15
	Камера приема КП-3	5,00	$\frac{0,009}{0,0002}$		нефть газ	4,0	5-15
Куст №5							

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							20

Технологический блок, оборудование			Кол-во опасного вещества (тонн)		Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование технологического	Наименование оборудования, № по схеме	Длина участков трубопровода, м	В единице оборудования	Общее кол-во опасного вещества	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С
Выкидные трубопроводы на площадке куста №5		11,00	$\frac{0,020}{0,0004}$	2,246 0,049	нефть газ	4,0	5-15
Камера запуска КЗ-4		2,00	$\frac{0,004}{0,0001}$		нефть газ	4,0	5-15
НГСТ с куста №5		1200,00	$\frac{2,204}{0,048}$		нефть газ	4,0	5-15
Камера приема КП-4		10,00	$\frac{0,018}{0,0004}$		нефть газ	4,0	5-15
Итого по проектируемым сооружениям (т)					нефть	7,142	
					газ	0,178	
					вода	37,11	

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:

- выбор оптимального технологического режима работы проектируемых сооружений;
- процесс транспорта рабочей среды полностью герметизирован, что предотвращает утечки, разливы нефти, выделение нефтяного газа в окружающую среду и создание взрывоопасных концентраций в воздухе рабочей зоны, выброс вредных веществ в окружающую среду.
- датчики импульсов счетчика СКЖ имеют взрывозащиту – «взрывонепроницаемая оболочка» по ГОСТ 30852.1-2002, уровень взрывозащиты – «взрывобезопасный» по ГОСТ Р 51330.0-99, маркировку взрывозащиты IExdПВТ4; степень защиты датчиков импульсов от попадания пыли и воды – IP67 по ГОСТ 14254-2015; выбор данного типа измерительного устройства обусловлен количеством скважин, размещенных на площадке, дебитом и свойствами добываемой смеси, а также категорией размещения;
- для снижения динамической вязкости и агрегативной устойчивости нефтегазоводяной эмульсии, для улучшения реологических свойств нефти проектом предусмотрено применение деэмульгатора;
- блок дозирования реагента предполагается полной заводской готовности, шкафного типа, обогреваемый, с металлическим каркасом, утепленный негорючим

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH

Лист

21

теплоизоляционным материалом; УБПР состоит из технологического и аппаратного отсеков, установленных на одной раме; оборудование в технологическом и аппаратном отсеках предусмотрено во взрывозащищенном исполнении;

- запорная арматура принята соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации; задвижки предусматриваются с ручным управлением;

- для запорной арматуры предусматривается окраска согласно СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" материалом с гарантийным сроком не менее 6 лет;

- запорная арматура для нефти и газа имеет класс герметичности А – отсутствие видимых протечек; размещение запорной арматуры предусмотрено, согласно ФНИП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", п.65, в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта;

- для сбора загрязненных промливневых стоков и возможных утечек нефти при эксплуатации и аварийных ситуациях приустьевые площадки скважин запроектированы с бордюром и ливневой канализацией; стоки отводятся в канализационные емкости с последующим вывозом на очистные сооружения УПСВ «Баклановка»; для сбора возможных разливов нефти при ремонтных работах предусматриваются инвентарные передвижные поддоны, которыми оснащаются ремонтные бригады;

- для быстрого привлечения внимания и предупреждения о потенциальной или действительной опасности вредного воздействия объекта на людей, снижения вероятности травматизма и профессиональных заболеваний, предотвращения аварий и облегчения управления производственными процессами на объекте устанавливаются знаки безопасности; знаки безопасности устанавливаются в соответствии с требованиями СТП 09-001-2013 «Оснащение производственных объектов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» предупредительными знаками безопасности и надписями»;

- освещение мест производства работ на проектируемых объектах предусмотрено местное при помощи переносных аккумуляторных фонарей;

- выкидные трубопроводы, согласно ГОСТ 32569-2013, п.10.1.32 и ФНИП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", п.52, предусматриваются проложенными в одной траншее в один ряд (в одной горизонтальной плоскости), расстояние между трубопроводами выдержано не менее 0,4м;

- глубина заложения технологических трубопроводов в пределах обвалований кустов скважин, согласно ГОСТ 32569-2013 п.10.1.34 и ФНИП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", п.54, принята не менее 0,6м до верха образующей трубы;

- пересечения технологических трубопроводов с автопроездами по территории кустов скважин не предусмотрены;

- надземные участки трубопроводов, арматура, фасонные детали, технологические опоры трубопроводов для защиты от атмосферной коррозии окрашиваются согласно СТП 09-001-2013 «Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» материалом с гарантийным сроком службы лакокрасочного покрытия не менее 6 лет; подготовка стальной поверхности под окрашивание выполняется абразивно-струйной очисткой;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
										22

- металлические трубопроводы для защиты от коррозии подключаются к системе электрохимзащиты и заземления (согласно ФНИП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", п.53, стальные подземные трубопроводы должны быть защищены от почвенной коррозии); надземные участки трубопроводов электрически изолированы от опор с помощью изолирующих прокладок из паронита.

Для нефтегазосборных трубопроводов (линейная часть) предусмотрено:

Строительство проектируемых нефтегазосборных трубопроводов принято из труб стальных бесшовных горячедеформированных 89×5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20, группа В (класс прочности К42) по ГОСТ 8731-74.

Номенклатура труб (наружный диаметр, длина) принята в соответствии с ГОСТ 8732-78 и ГОСТ 20295-85.

Предельные отклонения труб от номинальных размеров в соответствии с ГОСТ 8732-78 соответствуют:

- предельные отклонения по наружному диаметру не превышают $\pm 0,8\%$;
- предельные отклонения по толщине стенки не превышают $\pm 15\%$;
- овальность концов труб (отношение разности между наибольшим и наименьшим диаметром в одном сечении к номинальному диаметру) не превышает $0,8\%$;
- кривизна труб не превышает 1,5 мм на 1 м длины, а общая кривизна – не более $0,2\%$ длины трубы.

Предельные отклонения труб от номинальных размеров в соответствии с ГОСТ 20295-85 соответствуют:

- предельные отклонения по наружному диаметру не превышают $\pm 2,0\text{мм}$;
- предельные отклонения по толщине стенки не превышают $\pm 0,5\text{мм}$;
- кривизна труб не превышает 1,5 мм на 1 м длины, а общая кривизна – не более $0,2\%$ длины трубы.

Трубы приняты стальные, с термообработкой, с испытанием на ударный изгиб по ГОСТ 9454-78 (ударной вязкостью не ниже $KCU=29,4 \text{ Дж/см}^2$ (3 кгс/см^2) при температуре испытания минус 60°C), с гидроиспытанием каждой трубы по ГОСТ 3845-2017, с контролем качества неразрушающим методом каждой трубы, с испытанием на растяжение по ГОСТ 10006-80 и на твердость по ГОСТ 9012-59, с выполнением требований СП 36.13330.2012 по предельным отклонениям от номинальных размеров.

Для подземных участков проектируемых трубопроводов приняты трубы с заводским наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена и с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS по ТУ 1390-001-09308923-2014.

Расчетный срок службы труб и деталей – 25 лет;

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопровода установлена охранный зона вдоль трассы трубопроводов в виде участка земли шириной по 25м в каждую сторону от оси трубопровода.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							23

Проектной документацией предусматривается подземный способ укладки трубопроводов; глубина заложения трубопроводов 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;

Трассы проектируемых нефтегазосборных трубопроводов пересекают существующие трубопроводы и кабели; при пересечении проектируемых трубопроводов с проектируемыми и существующими подземными трубопроводами, согласно ГОСТ Р 55990-2014, п. 9.3.9, расстояние между ними в свету принято не менее 0,35 м; при пересечении с подземными силовыми кабелями и кабелями связи – не менее 0,5 м; пересечение с подземными коммуникациями запроектировано под углом не менее 60°; разработка траншеи производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемого трубопровода/кабеля.

На участках, где проектируемые трубопроводы расположены в одном коридоре и следуют параллельно другим трубопроводам, расстояния между трубопроводами выдержано согласно таблице 7 ГОСТ Р 55990-2014 - для трубопроводов диаметром до 150мм – не менее 5м.

Трассы проектируемых нефтегазосборных трубопроводов пересекают существующие и проектируемые трубопроводы и кабели. Ведомость пересекаемых коммуникаций приведена в томе 2.1. При пересечении проектируемых трубопроводов с проектируемыми и существующими подземными трубопроводами, согласно СП284.1325800.2016, п. 8.3, расстояние между ними в свету принято не менее 0,35 м; при пересечении с подземными силовыми кабелями и кабелями связи – не менее 0,5 м. При пересечении проектируемых трубопроводов и газопроводов нефтегазосборные трубопроводы располагаются под газопроводом. Пересечение с подземными коммуникациями запроектировано под углом не менее 60°. Разработка траншеи производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемого трубопровода/кабеля.

Трассы проектируемых нефтегазосборных трубопроводов пересекают подъездные автодороги категории IV, V. Ведомость пересекаемых автодорог приведена в томе 2.1.

Пересечения запроектированы подземными, закрытым либо открытым способом, с углом пересечения не менее 60°, в защитных кожухах из стальных электросварных труб (согласно СП284.1325800.2016 п.10.4.2). Глубина заложения кожухов – от верхней образующей кожуха не менее 1,4 м до верха покрытия дороги и не менее 0,5м до дна водоотводной канавы (согласно СП284.1325800.2016 п.9.3.1). Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи (согласно СП284.1325800.2016 п.10.4.3) и защищаются специальными манжетами из диэлектрического материала.

Кожухи при переходах через дороги предусматриваются из стальных сварных труб по ГОСТ 10704-91 из стали 10 по ГОСТ 10705-80 (класс прочности К34).

Для защиты кожухов от почвенной коррозии предусматривается ленточная полимерная антикоррозионная изоляция усиленного типа. Структура изоляционного покрытия:

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							24

- лента изоляционная «Полилен-40-ЛИ-63» ТУ 2245-003-1297859-99, 2 слоя;
- праймер НК-50 ТУ 5775-001-1297859-94;
- наружная обертка «Полилен-ОБ-63» ТУ 2245-004-1297859-99, 1 слой.

Данное изоляционное покрытие соответствует конструкции №16 по ГОСТ Р 51164-98 (таблице №1).

Для механической защиты стальных труб с полиэтиленовым покрытием при прокладке в кожухе предусматриваются опорно-позиционирующие кольца.

На участках, где проектируемые трубопроводы следуют параллельно существующим промышленным автодорогам, расстояния между осью трубопровода и бровкой земляного полотна автодороги, в соответствии с СП284.1325800.2016, п.6.6 (табл.7, п.23), выдержано не менее 10м.

На пересечении с автодорогами на расстоянии 100м от оси трубопровода необходимо установить с согласованием ГИБДД дорожные знаки №3.27, №8.2.2 «Зона действия 200м» по ГОСТ Р 52290-2004 «Знаки дорожные. Общие технические условия», запрещающие остановку транспорта. Форму, размеры, цветораскраски принять в соответствии с ГОСТ Р 52289-2019 «Технические средства организации дорожного движения» и «Правила дорожного движения РФ».

Трасса нефтегазосборного трубопровода «Куст №5 – т.вр. в трубопровод «Куст №2 – т.вр. в трубопровод «Скв. №2 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»» на ПК10+93,0 пересекает ручей шириной зеркала воды менее 10м и глубиной менее 1,5м. Ведомость пересекаемых водотоков приведена в томе 2.1.

Пересечение предусматривается подземным, укладка трубопровода производится с разработкой подводной траншеи (открытым способом).

Трубопровод при переходе через водную преграду, согласно СП284.1325800.2016, п.10.2.6, заглубляется на 0,5м ниже прогнозируемого размыва дна (в течение 25 лет), но не менее 1,0м от естественных отметок дна водоема.

В целях закрепления дна и откосов пересекаемой водной преграды от размыва предусмотрена каменная наброска по верху траншеи. Толщина каменной наброски 25см. Каменная наброска выполняется из щебня фракций 40-70 мм М 600, F-200 с коэффициентом размягчаемости $\geq 0,80$.

Каменная наброска выполняется без уменьшения глубины водотока.

. Прохождение трасс вблизи населенных пунктов запроектировано согласно СП284.1325800.2016, таблица 7 и п.6.6: расстояние от оси нефтегазосборного трубопровода III класса до проектной городской черты (на расчетный срок 25 лет) населенного пункта принято не менее 75м.

Очистка внутренней поверхности проектируемого нефтегазосборного трубопроводов от куста №4 и куста №5 предусматривается с помощью устройств пуска/приема ОУ. Для остальных проектируемых нефтегазосборных трубопроводов устройства пуска и приема очистных устройств не предусмотрены ввиду небольшой протяженности трасс.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							25

Проектом предусмотрены устройства пуска-приема очистных устройств полной заводской готовности. В качестве очистных устройств применяются полиуретановые торпеды. Запуск и прием очистных устройств осуществляется без прерывания потока транспортируемой среды. Контроль положения очистного устройства в камерах пуска и приема осуществляется с помощью сигнализатора прохождения ОУ, входящего в комплект поставки. Для замера давления в комплект поставки входит манометр. Положение затворов запорной арматуры в обвязке устройств пуска/приема контролируется обслуживающим персоналом визуально, во время ежесменных обходов оборудования. Также в комплекте поставки предусмотрены поддоны для сбора АСПО.

Материал корпуса и обвязки устройств пуска и приема принимается с учетом содержания в транспортируемой среде сероводорода, согласно унифицированной форме опросного листа для ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на устройства пуска-приема DN80-300 PN до 6,3 МПа.

Установка устройства пуска ОУ предусмотрена в начале трассы нефтегазосборного трубопровода, на территории проектируемых кустов №4 и №5, установка устройства приема ОУ предусмотрена в конце трассы: вблизи точки врезки в существующий трубопровод «Скв. №3 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв №№1,4» для куста №4 и вблизи точки врезки в проектируемый трубопровод от куста №2.

После окончания операций по запуску/приему очистных устройств откачка нефтесодержащей жидкости из внутренней полости устройств предусмотрена вакуумной автоцистерной типа АКН-10 через герметичную, закрытую дренажную систему, обеспечивающую полный слив токсичной и взрыво-пожароопасной жидкости. Слив производится через герметичный маслобензостойкий рукав с БРС, с последующим вывозом и герметичным сливом через рукав в дренажную емкость на УППН «Куеда».

Устройства пуска-приема размещаются на бетонных площадках с отбортовкой и колодцем для сбора ливневых стоков. Стоки отводятся в канализационную емкость с последующим вывозом автоцистернами на УППН " Куеда ".

Площадка устройства приема ОУ, расположенная в конце трассы нефтегазосборного трубопровода, за пределами обвалования куста скважин, размещается в ограждении высотой 2,2 м с калиткой, запирающейся на замок. К площадке устройства приема предусмотрен подъезд автотранспорта. Искусственное освещение площадки не предусмотрено, поскольку, согласно «Регламента проведения работ по очистке промысловых трубопроводов в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»», работы по запуску/приему очистных устройств проводятся в светлое время суток при дневном освещении.

Срок службы устройств пуска-приема не менее 20 лет.

Также очистка проектируемых нефтегазосборных трубопроводов предусматривается методом периодической обработки в соответствии с «Инструкцией по очистке полостей трубопроводов ЦДНГ №2». Промывка горячей водой предусматривается периодически, в зависимости от роста давления в трубопроводе, согласно графику по очистке трубопроводов. Для проведения промывки в обвязке устьев скважин устанавливаются штуцеры с запорным клапаном DN20 PN4,0МПа

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист

для ввода горячей жидкости. Горячая жидкость до-ставляется в автоцистернах с УППН " Куеда ". При промывке горячая жид-кость закачивается в трубопровод и затем транспортируется вместе с продук-цией скважин.трассы трубопроводов за-крепляются на местности указательными знаками; в начале, в конце трассы тру-бопровода, на углах поворота, на каждом километре, при переходах через есте-ственные и искусственные преграды установлены указательные знаки в соответ-ствии с СТП 09-001-2013 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»; знак содержит информацию о местоположении оси трубопровода, километре и пикете трассы, а также номер телефона эксплуатирующей организации.

Для нагнетательных водоводов предусмотрено:

Внутриплощадочные объекты запроектированы в соответствии с ГОСТ Р 58367-2019 и ГОСТ 32569-2013.

Режим работы проектируемого объекта круглосуточный непрерывный в со-ответствии с заданием на проектирование.

Требуемое давление на устьях нагнетательных скважин в соответствии с ТУ УРНГМ от 25.05.2022 г. составляет 15,0 МПа, и обеспечивается подбором смен-ных штуцеров в задвижке дисковой штуцерной (ЗДШ), входящей в состав нагне-тательной арматуры.

Нагнетательные (подземные и надземные участки длиной более 0,5 м)предусмотрены из труб бесшовных по ГОСТ 8732-78* гр. В из стали 20 Ø114×8 и Ø89×8 с наружным антикоррозийным трехслойным полимерным покрытием усиленного типа (конструкция № 1), таблица 1 ГОСТ Р 51164-98, футерованных изнутри полиэтиленовыми трубами. Полиэтиленовые трубы должны соответство-вать требованиям ТУ 1394-002-05608841-2002 и изготавливаться по технологиче-ской документации, утвержденной в установленном порядке. Для изготовления полиэтиленовых труб должен применяться гранулированный полиэтилен высокой плотности трубных базовых марок 273-79 по ГОСТ 16338-85, а также материалов, сертифицированных как ПЭ-63, ПЭ-80, ПЭ-100 по ГОСТ 18599-2001. Применение вторичного сырья (полиэтилена) при изготовлении полиэтиленовых труб не до-пускается. Поверхность полиэтиленовых труб (наружная и внутренняя) должна быть ровной и гладкой, без трещин, пузырей, раковин и прочее. Цвет труб черный (п. 2.2 ГОСТ 18599-2001).

Надземные участки нагнетательных водоводов при подключении к суще-ствующим трубопроводам и на подходах к проектируемым ВРП выполнить из труб бесшовных по ГОСТ 8732-78* гр. В из стали 20 и отводов крутоизогнутых без внутреннего антикоррозионного покрытия с увеличенной толщиной стенки на коррозию, Ø114×10 и Ø89×9 (при длине трубы до 0,5 м).

Нормативный срок службы трубопроводов с заводским внутренним анти-коррозионным покрытием – не менее 25 лет.

Нормативный срок службы трубопроводов без антикоррозионного покры-тия – не менее 20 лет.

Проектной документацией принят подземный способ прокладки трубопро-водов.

Разработка траншей выполняется согласно СП 45.13330.2017.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							27

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

Для обслуживания трубопроводов и ликвидации аварий предусматривается полоса отвода земли для перемещения вездеходной техники.

Надежность нагнетательных водоводов обеспечивается при соблюдении требований, направленных на обеспечение промышленной безопасности с учетом требований ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» № 534 от 15 декабря 2020 г.:

- конструкторские решения трубопровода (толщина стенки трубопровода, глубина заложения, применение защитного футляра (кожуха), наружное и внутреннее антикоррозионные изоляционные покрытия, средства электрохимзащиты) приняты согласно требованиям действующих норм;

- безопасность, в т. ч. пожарная, которая определяется назначением соответствующих безопасных расстояний от нагнетательных водоводов до сооружений и трубопроводов, находящихся в зонах прохождения нагнетательных водоводов;

- качество строительства;

- стабильность положения нагнетательного водовода в пространстве и во времени в течение всего срока эксплуатации.

Для особо опасных участков нагнетательных водоводов проектной документацией предусматриваются специальные меры безопасности, снижающие риск аварии:

- увеличение толщины стенки трубопровода относительно расчетной;

- увеличение глубины залегания трубопровода при прохождении трассы водовода в пучинистых грунтах;

- повышение требований к качеству металла труб и монтажных сварных швов;

- 100 % контроль сварных стыков радиографическим методом (в составе всего трубопровода);

- наружное и внутреннее противокоррозионное покрытие трубопроводов (в составе всего трубопровода);

- применение защитного кожуха (футляра) при пересечении автодороги.

Основной способ прокладки водоводов – открытый, подземный.

Глубина заложения трубопровода, транспортирующего подтоварную воду, принята в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 п. 9.3.2 (табл. 8) не менее 0,7 м до верха трубопровода.

Глубина заложения трубопроводов, транспортирующих пресную воду, принята исходя из следующих условий:

- согласно [СП 31.13330.2012](#) п.11.40 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения» (актуализированная редакция СНиП 2.04.02-84), для малых диаметров до 500 мм включительно глубина заложения труб по низу трубы следует выполнять по формуле: $h_{\text{залож}} = d + 0,3 + h_{\text{глуб.промерз}}$.

По трассе проектируемого водовода встречаются коридоры инженерных коммуникаций.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							28

Пересечение проектируемого водовода с существующими трубопроводами предусматривается под углом не менее 60° согласно п. 8.10 ГОСТ Р 55990-2014.

При параллельной прокладке проектируемого водовода с существующими коммуникациями между водоводом и подземными коммуникациями предусматривается расстояние не менее 5м (согласно п.8.6 ГОСТ Р55990-2014).

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

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

Пересечения проектируемых подземных водоводов с ВЛ выполнить в соответствии с требованиями п.п. 2.5.287, 2.5.288 ПУЭ. Угол пересечения не нормируется. Расстояние по горизонтали при пересечении, сближении и параллельном следовании от подземной части опоры в зависимости от напряжения принимается по таблице 2.5.40 ПУЭ.

Пересечение с автодорогами предусматривается под углом близким к 90°, но не менее 60 ° согласно п. 10.3. [ГОСТ Р 55990-2014](#).

Участки промышленных водоводов на переходах через автомобильные дороги прокладываются в защитных футлярах (кожухах) открытым способом. Футляры (кожухи) предусматриваются из стальных электросварных труб Ø325×10 группы В ст.10 по [ГОСТ 10704-91/ГОСТ 10705-80*](#). Защита изоляционного покрытия трубопровода в футляре предусмотрена с помощью спейсеров из полиамида, изготавливаемых по ТУ 2291-034-00203803. На концах футляров устанавливаются герметизирующие конусные манжеты по ТУ 2531-007-01297858-2002.

Глубина заложения – не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра, от дна кювета до верхней образующей защитного футляра – 0,5 м.

Концы футляра должны выводиться на расстояние согласно п. 10.3.6 [ГОСТ Р 55990-2014](#):

- на переходах через автомобильные дороги - на 5 м от бровки земляного полотна, но не менее чем на 2 м от подошвы насыпи.

В местах пересечения проектируемого водовода с автодорогами устанавливаются специальные знаки в соответствии с требованиями ФНИП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» № 534 от 15 декабря 2020 г.

По трассе водовода предусматривается установка указательных знаков на каждом километре, на углах поворота и на переходах через автодорогу. Знак содержит информацию о местоположении оси трубопровода, километре и пикете трассы, а также номер эксплуатирующей организации.

Для защиты от почвенной коррозии проектируемый водовод принят из стальных труб с заводским наружным трехслойным защитным покрытием усиленного типа по ГОСТ 51164-98, а также предусмотрены средства электрохимзащиты.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							29

Для защиты от коррозии сварных стыков в полевых условиях предусматривается их изоляция лентой антикоррозионной полимерно - асмольной. Рекомендуемый тип антикоррозионной ленты – «ЛИАМ-3» по ГОСТ 52602-2006.

Для защиты футляров при переходах через автодороги от почвенной коррозии предусматриваются средства электрохимзащиты и наружная ленточно-полимерная изоляция усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98, номер конструкции 15, таблица 1.

Надземные стальные участки трубопроводов и фасонные изделия проектом рекомендовано покрыть антикоррозионным покрытием, состоящим из одного слоя ФЕРРА-ЭП-018, толщиной 100 ± 10 мкм.

Кроме того, проектом предусмотрены:

- - оснащение проектируемых объектов первичными средствами пожаротушения;
- - автоматизированная система управления технологическим процессом;
- - блокировка оборудования и сигнализация при отклонении от технологического режима;
- - заземление оборудования и трубопроводов;
- - молниезащита оборудования;
- - переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ;
- - применение электрооборудования во взрывозащищенном исполнении;
- - 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:

- транспорт рабочей среды по напорной герметизированной системе, исключающей утечки нефти и газа в окружающую среду;
- для строительства промышленного трубопровода приняты стальные трубы с внутренним и наружным противокоррозионным покрытием и с повышенной толщиной стенки относительно расчетной;
- противокоррозионная защита сварных стыков промышленных трубопроводов;
- для отключения трубопровода для ремонта или в аварийных ситуациях предусмотрены узлы задвижек;
- проектируемый промышленный трубопровод не имеет фланцевых и других разъёмных соединений за исключением мест установки запорной арматуры;
- 100 % контроль сварных соединений промышленных трубопроводов неразрушающими методами;
- установка по трассе промышленного трубопровода указательных знаков;
- обязательный входной контроль качества труб и изделий;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

- обязательный контроль качества выполнения строительного-монтажных работ;
- применение при ремонтных работах инструмента, не допускающего искр при ударе;
- систематический обход трассы трубопровода согласно утвержденному графику;
- своевременный ремонт трубопровода в процессе эксплуатации, периодическое испытание на прочность и герметичность;
- контроль воздушной среды переносными газоанализаторами при обслуживании трубопровода и при производстве ремонтных работ.
- обязательный контроль качества выполнения строительного-монтажных работ: в процессе строительства не допускаются отклонения от проектной документации, при обнаружении отступлений от проекта, порядка и качества выполнения работ, заказчик обязан приостановить строительные-монтажные работы и дать необходимые указания исполнителям работ (подрядчику) об исправлении обнаруженных дефектов.

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

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

1.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности

Система обеспечения пожарной безопасности объекта создается в целях предотвращения пожара, обеспечения безопасности людей и защиты имущества при пожаре. Система обеспечения пожарной безопасности объекта защиты включает в себя:

- систему предотвращения пожара;
- систему противопожарной защиты;
- комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Решения, направленные на обеспечение взрывопожаробезопасности:

- применение герметизированной системы сбора и транспорта нефти;
- установка запорной арматуры типа ЗКЛ с ручным приводом;
- содержание полосы отвода и охранных зон вдоль трубопроводов, проходящих через лесные массивы, в безопасном в пожарном отношении состоянии – расчистка от поросли;
- контроль газовоздушной среды перед началом ремонтных работ с применением огня (сварки) на трубопроводе;
- обеспечение места проведения огневых работ первичными средствами пожаротушения;

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

- молниезащитные устройства и защитные заземления линейных сооружений.

В состав НАСФ входит 12 штатных аварийно-спасательных групп (НАСГ) общей численностью 158 человек, из них 132 человека спасателей, прошедших соответствующее обучение и аттестованных комиссией ПАО НК «ЛУКОЙЛ» по аттестации штатных аварийно-спасательных формирований и спасателей ПАО «ЛУКОЙЛ», 26 человек вспомогательный персонал.

В ЦДНГ №2 создана штатная аварийно-спасательная группа (НАСГ) по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти/нефтепродуктов в составе 18 человек:

- руководитель группы – начальник ЦДНГ-2, спасатель РФ;
- зам. руководителя НАСГ – зам.начальника ЦДНГ-2, спасатель РФ;
- члены звена: 12 человек и 2 руководителя звена, спасатели РФ;
- вспомогательный персонал – 2 человека.

Место базирования НАТГ ЦДНГ-2 – АБК ЦДНГ-2 (УППН «Куеда»), расположен в 1,8 км к юго – западу п.Куеда, КТС расположен на площадке УППН «Куеда».

На пожарную охрану объекта возлагаются задачи по организации предупреждения пожаров, их тушению и проведению аварийно-спасательных 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 _{всп.} менее 28°С	АН
Нагнетательная скважина	Подтоварная вода	ДН
Технологический блок УБПР	Реагент	АН
Технологический блок КТП	Масло трансформаторное – ГЖ, Т _{всп.} 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.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

					2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
						32

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 № 2(ЦДНГ-2).

Персонал, производящий регламентные работы, обеспечен носимыми радиостанциями и сотовой связью. В случае визуального обнаружения пожара информация о пожаре, посредством радиоканала или по GSM-каналу, передается в операторную ЦДНГ с круглосуточным пребыванием дежурного персонала. Данный способ передачи сообщения о пожаре сокращает время обработки информации, поскольку дежурный персонал получает полную информацию о происходящем событии непосредственно от лица, обнаружившего пожар, и не тратит временной ресурс на уточнение обстановки, что, в свою очередь, сокращает время вызова пожарных подразделений.

Технические решения по противопожарной защите технологических узлов и систем направлены на исключение образования горючей среды и источников зажигания, предотвращение распространения вероятных пожаров, обеспечение безопасности людей и безопасной эксплуатации технологических установок.

Для строительства линейной части выкидных, нефтегазосборных трубопроводов и нагнетательных водоводов принимаем трубы с внутренним и внешним покрытием с усиленной толщиной стенки. Основной способ укладки труб - подземный.

Контроль состояния трубопровода осуществляется наружным осмотром и по показаниям приборов, измеряющих давление. Средства автоматизации, расположенные во взрывоопасных зонах, имеют взрывозащищенное исполнение.

Отключение обустраиваемых добывающих скважин решается посредством оборудования скважинных погружных насосов автоматикой отключения по волне давления. При изменении установленных значений давления в выкидном трубопроводе погружной насос в скважине автоматически отключается, поступление продукта в выкидную линию прекращается.

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

Для постоянного контроля герметичности промысловых трубопроводов, транспортирующих жидкие углеводороды с проектируемых площадок до т. врезки, предусмотрено:

- контроль параметров трубопроводов (установка датчика давления на выходном нефтегазосборном трубопроводе);
- передачу контролируемых параметров трубопроводов в СТМ ЦДНГ-2 и далее на АРМ диспетчера.

На узле подключения проектируемых трубопроводов к существующим трубопроводам в точке врезки предусмотрен местный контроль давления до и после задвижки.

Для нагнетательных скважин проектом предусмотрено измерение с передачей данных в СТМ ЦДНГ-2:

- измерение давления по месту и дистанционно в общем трубопроводе;
- измерение давления по месту и дистанционно на устье скважины;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							33

- измерение расхода.

Для УБПР предусмотрено:

- местный визуальный контроль уровня реагента в емкости с дистанционной сигнализацией минимального уровня;
- дистанционная сигнализация повышения и понижения давления в нагнетательной линии относительно заданного значения;
- дистанционная сигнализация повышения и понижения температуры в емкости относительно заданного значения;
- дистанционная сигнализация включения/отключения насоса-дозатора;
- управление обогревом емкости по заданным значениям с дистанционной сигнализацией включения/отключения обогрева;
- повторное включение насоса-дозатора после пропадания электропитания;
- отключение насоса-дозатора при недопустимом отклонении давления в линии нагнетания и при минимальном уровне реагента в емкости;
- передача данных в систему телемеханики ЦДНГ-2.

Проектом обеспечивается интеграция проектируемых объектов в общую систему телемеханики ЦДНГ-2, экспорт данных в информационную систему OIS+ и АСОДУ.

Работа объектов автоматизации обеспечивается в круглосуточном режиме.

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.

Для контроля загазованности воздушной среды рабочей зоны и своевременного обнаружения возможных утечек углеводородов, при обслуживании оборудования и проведении ремонтных работ, обслуживающий персонал оснащается переносными газоанализаторами со встроенной светозвуковой сигнализацией и ЖК-индикатором.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									34
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH			

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 7 - 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 325 мм 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 325 мм 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 промышленных трубопроводов попутного нефтяного газа, природного газа «Курбаты-Кокуй, Кокуй-Кыласово, Куласово-Пермь, Кыласово-Кунгур» ЦТГ-3, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». В результате наезда тяжёлой 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 219 мм 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 ф219 мм, 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 1420 мм 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 наружной поверхности трубы газопровода, в околошовной зоне продольного сварного соединения. Дефект представля-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							35

Дата и место аварии	Описание аварии
	ет 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 300 мм 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 1420 мм 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 159 мм 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 Куэрро, 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 1200 мм с разливом 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, стравили давление и дождалась 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 районе 6 км от п.Поникла магистрального нефтепровода Бугурусланского районного нефтяного управления

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							36

Дата и место аварии		Описание аварии
		АО "Транснефть-Приволга" поступило в 11:18 мск. Труба подземного нефтепровода металлическая, диаметром 1200 мм, принадлежит Нижневатовск-Курган-Куйбышев. Ориентировочная площадь разлива 500 м.кв. Пострадавших нет. В результате инцидента возгорания не произошло, также нет угрозы попадания нефтепродуктов в водоемы. На месте происшествия собрано 75 кубических метров замасуленного 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 газодонефтяной 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 Поньковского района нефтепродукты вылились на земли сельскохозяйственного назначения и в местный пруд. В администрации Поньковского 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 воспрепятствования 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 219 мм, 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 76 мм. Затем возникла утечка газа с образованием газозвушной 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 159 мм, с утечкой газа. В результате 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

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH

Лист

37

Изм. Кол.уч. Лист №док. Подп. Дата

Дата и место аварии	Описание аварии
	телям 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	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. 14 мая загрязнение достигло реки Уса, в которую впадает Колва. К 15 мая нефть спустилась вниз по течению на 180-200 километров, начав загрязнять более крупные реки — Усу и Печору. К 16 мая нефть достигла села Чаркабож на реке Печора. 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 заграждения и сорбенты, нейтрализующие нефтепродукты для их утилизации.

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 в 2010–2019 гг. по данным Ростехнадзора на опасных производственных объектах нефтегазодобывающей промышленности показана на рисунке 5.

В 2019 году на опасных производственных объектах произошло 7 аварий, что на 2 аварии меньше, чем за тот же период 2017 года.

Экономический ущерб от аварий значительно увеличился и составил 7460 тыс. руб., за тот же период 2018 года экономический ущерб составил 39 581 тыс. руб.

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

							2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
								39
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			

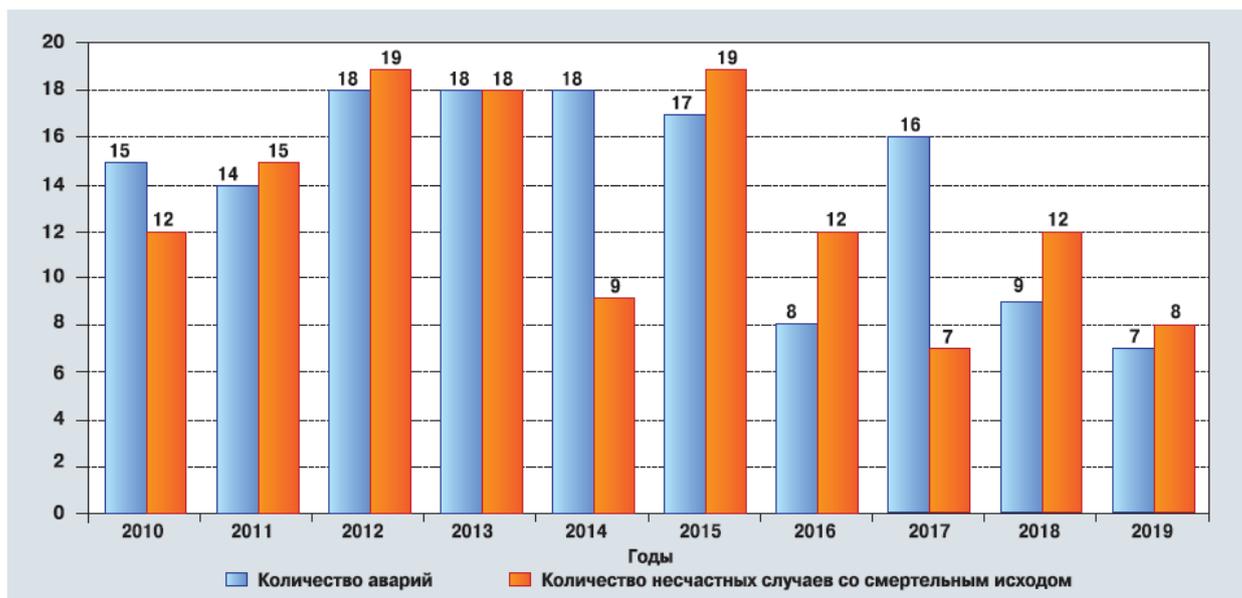


Рисунок 7 - Динамика аварийности и производственного травматизма со смертельным исходом в 2010–2019 годах на опасных производственных объектах нефтегазодобычи.

Показатели аварийности в 2019 году в сравнении с 2018 годом, связанные:

- с открытыми фонтанами и выбросами снизились на 1 аварию;
- со взрывом и пожаром увеличились на 1 аварию;
- с разрушением технических устройств, разливами нефтесодержащей жидкости, также снизились на 1 аварию.

Распределение аварий по видам аварий на опасных производственных объектах за 2018 и 2019 годы приведено в таблице 8.

Таблица 8-Распределение аварий по видам аварий на опасных производственных объектах за 2018 и 2019 годы

Виды аварий	Количество аварий				
	2018 г.		2019 г.		+/-
	Количество	%	Количество	%	
Открытые фонтаны и выбросы	3	33	2	29	-1
Взрывы и пожары на объектах	1	11	2	29	+1
Падение буровых (эксплуатационных) вышек, разрушение их частей	1	11	0	0	-1
Прочие (разрушение технических устройств, разливы нефтесодержащей жидкости)	4	45	3	42	-1
Всего:	9	100	7	100	-2

Анализ результатов законченных технических расследований аварий показывает, что основными причинами возникновения аварий явились:

- внутренние опасные факторы, связанные с разгерметизацией и разрушением технических устройств (2 случая) – 29%;

- ошибки персонала, связанные с нарушением требований организации и производства опасных видов работ, организации работ по обслуживанию оборудования (5 случаев) – 71%.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH

Лист

40

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

Возможные причины и факторы, способствующие возникновению и развитию аварий на опасном производственном объекте.

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

Опасности, связанные с типовыми процессами.

1) Типовым процессом является процесс транспорта взрывопожароопасных веществ-нефти и попутного газа, что характеризуется большими объемами перекачиваемого продукта, протяженными трубопроводами. Среда характеризуется высокой коррозионной активностью.

2) Трубопроводные системы являются источником повышенной опасности из-за большого количества сварных и фланцевых соединений, запорной и регулирующей арматуры, жестких условий работы и значительных объемов веществ, перемещаемым по ним. Значимым фактором возникновения аварии является также протяженность трубопроводов.

3) Причинами разгерметизации могут быть:

- остаточное напряжение в материале трубопроводов в сочетании с напряжениями, возникающими при монтаже и ремонте, вызывают поломку элементов запорных устройств, образование трещин, разрывы трубопроводов;
- разрушение под воздействием температурных деформаций;
- гидравлические удары;
- вибрация;
- превышение давления и т.п.

4) Т.к. все вещества, обращающиеся на декларируемом объекте, являются химически стабильными, неспособными к самопроизвольному разложению с выделением большого количества энергии, то единственным условием возникновения воспламенения (взрыва) на установке является сочетание 3 факторов:

- наличие горючего вещества, способного образовывать пожаровзрывоопасную смесь с окислителем;
- наличие окислителя в таком количестве, что его смесь с горючим веществом образует пожаровзрывоопасную смесь (применительно к нефтепереработке таким окислителем является кислород, содержащийся в воздухе);
- наличие источника зажигания достаточной мощности.

Воспламенение (взрыв) возможен только в том случае, если одновременно в одном месте присутствуют все три названные выше фактора.

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							41

Коррозия и эрозия оборудования и технологических трубопроводов могут стать причиной разгерметизации оборудования. Исходя из анализа аварий на аналогичных установках, можно сделать вывод, что коррозионное разрушение, при достаточной прочности конструкции или трубопроводов, чаще всего имеет локальный характер и не приводит к серьезным последствиям. Однако при несвоевременном устранении оно может привести к цепному развитию аварийной ситуации.

Заметное влияние на износ оборудования оказывает то, что в нефти содержится большое количество агрессивных примесей, абразивных частиц (песок), пластовой воды.

Физический износ и усталость металла оборудования могут привести как к частичному, так и к полному разрушению оборудования или трубопроводов и возникновению аварийной ситуации любого масштаба.

Отказы, разрушение и поломки оборудования.

Основными отказами/поломками трубопроводов являются: разгерметизации сварных швов стыков труб, уплотнений и фланцевых соединений запорной арматуры.

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

- Отступление от технологического регламента ведения работ, пуска и остановки системы, нарушение инструкций и т.д.

- Некачественные диагностика и выявление дефектов во время эксплуатации. Неликвидирующиеся дефекты из-за отсутствия, неудовлетворительного качества ремонтных работ, недооценки опасности дефектов.

- Некачественное строительство, отступление от проекта.

- Некачественные диагностика и выявление дефектов перед вводом резервуаров в эксплуатацию.

- Ошибки операторов.

- Механическое повреждение. Механическое повреждение возможно в результате строительной или иной деятельности. Особенной опасности подвергаются технологические трубопроводы, проходящие по территории декларируемого объекта.

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 (Приложение 3 к ГОСТ 12.1.004-91).

Поражение объекта молнией возможно при совместной реализации двух событий – прямого удара молнии и отказа молниеотвода (из-за его отсутствия, неправильного конструктивного исполнения, неисправности).

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							42

сильным ветром скоростью 15 м/с и более, которые могут вызвать аварии на энергетических сетях и привести к перерывам в подачи электроэнергии.

Низкая температура воздуха.

Приводит к повышению вязкости нефти, образованию парафиновых пробок в местах скопления воды и, следовательно, к повышению давления в трубопроводах.

Землетрясения.

Объект находится в несейсмоопасном районе (фоновая сейсмичность 1-3 балла в соответствии со СП 14.13330.2018 «Строительство в сейсмичных районах»-актуализированная редакция СНиП II-7-81*), возможные землетрясения при расчете не рассматриваются.

Оползневые явления, сели, лавины.

Для зоны расположения декларируемого объекта эти явления не характерны.

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).

Механическое повреждение.

Механическое повреждение трубопроводов чаще всего возникает при строительно-монтажных работах.

Диверсии и террористические акты, акты вандализма.

Не рассматривается, поскольку объект находится в малонаселенном районе и не является стратегически важным.

Воздействие от аварий, связанных с разгерметизацией оборудования на соседних объектах: УППН «Баклановка», УПСВ «Баклановка», ДНС-0883, ДНС-0886, ДНС-0888, Трубопровод товарной нефти УППН «Баклановка»-т.вр.н/пр НПС «Оса» - ПНОС г. Пермь.

2.2.2 Определение сценариев аварий на декларируемом объекте для опасных веществ

Под сценарием возможных аварий подразумевается последовательность логически связанных отдельных событий (истечение, распространение, воспламенение, взрыв и т.п.), обусловленных конкретным иницирующим событием (например, разрушением оборудования или трубопровода).

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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							43

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 разлития, 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) – разлив/выброс опасных веществ (нефти, попутного газа, подтоварной воды), сопровождающийся загрязнением промплощадки/окружающей среды.

Сценарий 2 (С₂) – пожар разлива в открытом пространстве, возникающий при проливе опасного вещества (нефть) из разрушенного технологического оборудования и трубопроводов.

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

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 9).

Таблица 9 – Схемы развития типовых сценариев аварий

№ сценария	Схема развития сценария
С ₁ Разлитие/выброс нефти, подтоварной воды	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода → выброс опасных веществ, подтоварной воды → растекание нефти в пределах площадки → загрязнение промплощадки и окружающей среды – ОС
С ₂ Пожар разлива	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание в пределах площадки → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлива → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист

№ сценария	Схема развития сценария
С ₃ Взрыв ТВС	Полная или частичная разгерметизация оборудования → образование взрывоопасной ТВС (за счет испарения нефти) → взрыв ТВС при наличии источника инициирования → поражение оборудования и персонала ударной волной
Примечания	
1 При описании схем развития большинства типовых сценариев аварий в качестве инициирующего события не рассматривается образование неплотностей во фланцевых соединениях оборудования и коммуникаций, т.к. при идентичности схем развития аварий, ожидаемые последствия будут менее катастрофичны. Сделанное допущение будет в дальнейшем определять выбор наиболее вероятного сценария аварии не из всего возможного множества аварийных ситуаций, а из представленного перечня аварий с наиболее значительными последствиями.	
2 При определении типовых сценариев аварии цепное развитие аварии, как типовое, не рассматривалось из-за множества комбинаций схем развития	

Перечень основных сценариев возможных аварий, принятых к количественному расчету для проектируемых трубопроводов, представлен ниже (таблица 9).

Таблица 10 - Перечень основных сценариев возможных аварий

Наименование оборудования	C ₁	C ₂	C ₃
Куст №1 (расширение)			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №1	+	+	+
Нагнетательный водовод от ВРП-0217 до ВРП на кусте № 1	+	-	-
Куст №2 (расширение)			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №2	+	+	+
НГСТ с куста №2	+	+	+
Нагнетательный водовод от точки врезки в нагнетательный водовод «ВРП-0217-ВРП на кусте № 1» до ВРП на кусте № 2"	+	-	-
Куст №3 (расширение)			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №3	+	+	+
НГСТ с куста №3	+	+	+
Куст №4			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №4	+	+	+
Камера запуска КЗ-3	+	+	+
НГСТ с куста №4	+	+	+
Камера приема КП-3	+	+	+
Куст №5			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №5	+	+	+
Камера запуска КЗ-4	+	+	+
НГСТ с куста №5	+	+	+
Камера приема КП-4	+	+	+

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;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист 45
------	---------	------	--------	-------	------	---------------------------	------------

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

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 квазигнновенном разрушении емкости (трубопровода);
- испарение жидкости из пролива;
- образование паровоздушного облака;
- взрыв паровоздушной смеси на открытом пространстве;
- горение легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (пожар пролива).

Также оцениваются следующие параметры:

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							46

- интенсивность теплового излучения.

2.2.4 Анализ риска для проектируемых нагнетательных водоводов сточной воды

Аварийная ситуация на проектируемых сооружениях заключается в том, что в случае отказа с потерей герметичности системы происходит выброс на рельеф воды под давлением с последующим негативным воздействием на окружающую среду, оборудование и персонал.

В качестве критерия необходимости выбора метода оценки риска (качественной или количественной) может быть использована матрица «вероятность отказа - тяжесть последствий» (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, приложение 8 и ГОСТ 27.310-95, приложение Б).

Таблица 11 - матрица «вероятность- тяжесть последствий»

Отказ	Тяжесть последствий			
	катастрофический отказ (категория IV)	критический отказ (категория III)	некритический отказ (категория II)	отказ с пренебрежимо малыми последствиями (категория I)
Частый (>1 в год)	A	A	A	C
Вероятный (1 - 10 ⁻² в год)	A	A	B	C
Возможный (10 ⁻² - 10 ⁻⁴ в год)	A	B	B	C
Редкий (10 ⁻⁴ - 10 ⁻⁶ в год)	A	B	C	D
Практически невероятный (<10 ⁻⁶)	B	C	C	D

Тяжесть последствий аварий характеризуется:

катастрофическое событие – приводит к нескольким смертельным исходам для персонала, полной потере объекта, невозможному ущербу окружающей природной среде;

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

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

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

Категории (критичность) отказов:

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							47

А – риск выше допустимого, требуется разработка дополнительных мер безопасности, обязателен углубленный количественный анализ критичности;

В - риск ниже допустимого при принятии дополнительных мер безопасности, желателен количественный анализ критичности;

С - риск ниже допустимого при осуществлении контроля принятых мер безопасности, можно ограничиться качественным анализом риска;

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

Указанные аварийные ситуации на проектируемом водоводе характеризуются как «возможные», по их последствиям по тяжести – «с пренебрежимо малыми последствиями», т.е. не угрожают жизни людей, возможно, приводят к несущественному ущербу имуществу, окружающей среде.

Таким образом, для аварий, связанных с отказом проектируемых сооружений достаточным является качественный анализ опасностей при осуществлении контроля принятых мер безопасности.

2.2.5 Качественная оценка риска аварий на проектируемых водоводах

1 Повреждение зданий и сооружений отсутствует (закачиваемая среда взрыво- и пожаробезопасна).

2 Воздействие на человека – персонал присутствует только во время профилактических осмотров и при проведении ремонтных работ. Радиус зоны воздействия при прорыве можно оценить по размеру зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов (диаметром 100-300 мм) при давлении более 8,25 МПа – 100 м в обе стороны от оси трубопровода (табл.№2, приложение №7 к ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. Приказом №534 от 15.12.2020). Обслуживающий персонал может оказаться на месте аварии лишь при проведении ремонта оборудования или профилактического осмотра.

3 Воздействие на окружающую среду:

- размыв, загрязнение поверхностного слоя почвы;
- загрязнение поверхностных вод.

2.2.6 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:

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH						48
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

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

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

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

Количество опасных веществ, способных участвовать в аварии по выбранным сценариям, представлено ниже (таблица 12-14).

Таблица 12 – Сценарий С₁ - экологическое загрязнение

Оборудование	Количество загрязняющего вещества (масса)		
	Нефть (т)	Газ (кг)	Подтоварная вода (т)
Куст №1 (расширение)			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №1	10,01	599,29	-
Нагнетательный водовод от ВРП-0217 до ВРП на кусте № 1	-	-	24,73
Куст №2 (расширение)			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №2	4,96	291,86	-
НГСТ с куста №2	4,92	289,38	-
Нагнетательный водовод от точки врезки в нагнетательный водовод «ВРП-0217-ВРП на кусте № 1» до ВРП на кусте № 2"	-	-	6,42
Куст №3 (расширение)			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №3	13,57	754,45	-
НГСТ с куста №3	13,10	728,40	-
Куст №4			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №4	3,08	176,27	-
Камера запуска КЗ-3	2,88	165,10	-
НГСТ с куста №4	3,80	217,60	-
Камера приема КП-3	2,89	165,41	-
Куст №5			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №5	0,65	40,03	-
Камера запуска КЗ-4	0,63	39,00	-
НГСТ с куста №5	1,36	84,35	-
Камера приема КП-4	0,64	39,92	-

Таблица 13 - Сценарий С₂ - пожар пролива. Поражающий фактор - тепловое излучение

Оборудование	Загрязняющее вещество	Площадь пролива, м ²
Куст №1 (расширение)		
Выкидные трубопроводы на площадке куста №1	нефть	223,39
Куст №2 (расширение)		
Выкидные трубопроводы на площадке куста №2	нефть	110,27
НГСТ с куста №2	нефть	109,34
Куст №3 (расширение)		
Выкидные трубопроводы на площадке куста №3	нефть	300,43

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							49

Оборудование	Загрязняющее вещество	Площадь пролива, м ²
НГСТ с куста №3	нефть	290,06
Куст №4		
Выкидные трубопроводы на площадке куста №3	нефть	68,21
НГСТ с куста №3	нефть	63,88
Выкидные трубопроводы на площадке куста №3	нефть	84,20
НГСТ с куста №3	нефть	64,00
Куст №5		
Выкидные трубопроводы на площадке куста №5	нефть	14,33
Камера запуска КЗ-4	нефть	13,97
НГСТ с куста №5	нефть	30,20
Камера приема КП-4	нефть	14,29

Таблица 14 - Сценарий С₃ - взрыв облака ТВС. Поражающий фактор - барическое давление взрыва

Оборудование	Интенсивность испарения, кг/м ² -сек.	Масса паров нефти, поступившая в окружающее пространство в результате аварии, кг	Приведенная масса паров нефти, кг
Куст №1 (расширение)			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №1	0,00015	718,47	71,847
Куст №2 (расширение)			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №2	0,00015	350,69	35,069
НГСТ с куста №2	0,00015	347,71	34,771
Куст №3 (расширение)			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №3	0,00015	914,74	91,474
НГСТ с куста №3	0,00015	883,15	88,315
Куст №4			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №4	0,00015	212,66	21,266
Камера запуска КЗ-3	0,00015	199,18	19,918
НГСТ с куста №4	0,00015	262,52	26,252
Камера приема КП-3	0,00015	199,56	19,956
Куст №5			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №5	0,00015	47,68	4,768
Камера запуска КЗ-4	0,00015	46,46	4,646
НГСТ с куста №5	0,00015	100,46	10,046
Камера приема КП-4	0,00015	47,54	4,754

Проектируемые трубопроводы вне площадок скважин прокладываются подземно, поэтому реально выброс нефти может составить расчетную величину только при разрушении их на надземных участках, например, в местах установки задвижек.

Следует отметить, что проектируемые сооружения находятся на значительном расстоянии от населенных пунктов: ближайшие из которых – Бадашка, на

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							50

расстоянии 0,7 км от куста №4, Маньш – на расстоянии 0,9 км от площадки куста №3.

2.2.7 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;

- 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 С₁)

Загрязняющими веществами при аварии на проектируемых трубопроводах являются нефть и попутный нефтяной газ.

Экологическое воздействие при выбросе нефти и газа определяется массой выброса и составом газа, количество нефти/газа, участвующего в образовании экологического ущерба приведено выше (таблица 11)

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 , м² рассчитываем по формуле:

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

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

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

где V_{nn} – объем потерянной жидкости, м³.

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 13)

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							51

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разли- тия (сценарий С₂)

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

Для определения интенсивности теплового излучения пожара пролива использована методика, рекомендованная ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля» (Приложение Д).

Интенсивность теплового излучения q , кВт/м²; рассчитывается по формуле:

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

где E_f - среднеповерхностная плотность теплового излучения пламени, кВт/м²,

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

τ - 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/(м²с) (для нефти $m=0,04$ кг/(м²с);

ρ_e – плотность окружающего воздуха, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с².

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 15).

Таблица 15 – Характер воздействия теплового излучения на различные материалы и конструкции

Характер повреждений элементов зданий	Интенсивность излучения, кВт/м ²
Стальные конструкции (критическая температура прогрева 300 °С) разрушение	
10 мин при	30
30 мин при	20
90 мин при	12

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							52

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

Результаты расчетов по воздействию теплового излучения на человека представлены ниже (таблица 16).

Таблица 16 - Воздействие теплового излучения на человека

Оборудование	Размеры зон действия теплового излучения при пожарах разлития, м					
	Радиус зоны пламени	I = 44,5 кВт/м ²	I = 10,5 кВт/м ²	I = 7,0 кВт/м ²	I = 4,2 кВт/м ²	I = 1,4 кВт/м ²
Куст №1 (расширение)						
Выкидные трубопроводы на площадке куста №1	8,43	-	10,22	12,07	15,18	25,44
Куст №2 (расширение)						
Выкидные трубопроводы на площадке куста №2	5,93	-	7,21	8,54	10,79	19,19
НГСТ с куста №2	5,90	-	7,18	8,50	10,74	19,13
Куст №3 (расширение)						
Выкидные трубопроводы на площадке куста №3	9,78	-	11,82	13,95	17,52	28,78
НГСТ с куста №3	9,61	-	11,62	13,71	17,22	28,36
Куст №4						
Выкидные трубопроводы на площадке куста №4	4,66	-	5,68	6,74	8,54	16,06
Камера запуска КЗ-3	4,51	-	5,50	6,53	8,28	15,70
НГСТ с куста №4	5,18	-	6,31	7,48	9,46	17,34
Камера приема КП-3	4,51	-	5,51	6,53	8,28	15,71
Куст №5						
Выкидные трубопроводы на площадке куста №5	2,14	-	2,62	3,12	3,99	10,26
Камера запуска КЗ-4	2,11	-	2,59	3,08	3,94	10,20
НГСТ с куста №5	3,10	-	3,80	4,51	5,75	12,35
Камера приема КП-4	2,13	-	2,62	3,12	3,99	10,25

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 со-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							53

оружия (величина радиуса), определяющей степень их разрушения, характеризуются значениями избыточных давлений по фронту ударной волны.

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

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

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

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

где p_0 - атмосферное давление (101 кПа);

r – расстояние от геометрического центра газопаровоздушного облака, м;

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

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

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

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

Z – коэффициент участия (0,1);

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

Импульс волны давления, рассчитывают по формуле:

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

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 17).

Таблица 17 - 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	10 - 20	25 - 35	35 - 45	> 45

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							54

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

Согласно Приказу Ростехнадзора №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 проектируемых трубопроводах приведены ниже (таблица 18).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							55

Таблица 18 - Результаты расчетов по воздействию ударной волны при аварии на проектируемых трубопроводах

Оборудование	Уровни поражения ударной волной, м						
	Разрушение зданий					Смертельное поражение людей	Нижний порог повреждения человека волной давления
	$\Delta P_{ф=100кПа}$	$\Delta P_{ф=70кПа}$	$\Delta P_{ф=28кПа}$	$\Delta P_{ф=14кПа}$	$\Delta P_{ф=2кПа}$		
Куст №1 (расширение)							
Выкидные трубопроводы на площадке куста №1	10,97	13,21	22,48	35,82	180,24	10,01	80,07
Куст №2 (расширение)							
Выкидные трубопроводы на площадке куста №2	8,65	10,41	17,73	28,26	142,23	7,89	63,19
НГСТ с куста №2	8,62	10,39	17,68	28,18	141,84	7,87	63,01
Куст №3 (расширение)							
Выкидные трубопроводы на площадке куста №3	11,88	14,31	24,35	38,80	195,19	10,85	86,71
НГСТ с куста №3	11,74	14,14	24,07	38,35	192,92	10,72	85,72
Куст №4							
Выкидные трубопроводы на площадке куста №4	7,33	8,82	15,03	23,96	120,61	6,69	53,57
Камера запуска КЗ-3	7,17	8,64	14,71	23,45	118,03	6,54	52,43
НГСТ с куста №4	7,86	9,46	16,11	25,69	129,25	7,17	57,43
Камера приема КП-3	7,17	8,64	14,72	23,46	118,16	6,55	52,46
Куст №5							
Выкидные трубопроводы на площадке куста №5	4,46	5,38	9,17	14,62	73,63	4,07	32,70
Камера запуска КЗ-4	4,43	5,33	9,09	14,49	73,01	4,04	32,43
НГСТ с куста №5	5,71	6,88	11,73	18,70	94,17	5,22	41,83
Камера приема КП-4	4,46	5,37	9,16	14,60	73,57	4,07	32,67

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

2.2.8 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 по-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							56

страдавших 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./м²;

S_i - площадь i зоны, м².

Для расчета ориентировочно принято:

- на площадках проектируемых кустов скважин №№1,2,3,4,5 в максимальную смену периодически могут находиться не более 4х человек (площадь кустов составляет ~10000 м²), плотность распределения персонала на площадках составляет ~0,0004 чел./м²;

- для территории вдоль трасс нефтегазосборных трубопроводов, проходящих вне площадок кустов, где нет постоянно проживающих и работающих людей, плотность распределения персонала принята 2 чел./км²;

- плотность населения в Куединском районе ~8,91 чел./кв.км.

Величина потерь для проектируемого объекта приведена ниже (таблица 19).

Таблица 196 - Возможные людские потери

Оборудование	Поражающий фактор							
	Ударная волна				Тепловое излучение			
	Площадь зоны ($R_{изб.}$ не менее 120 кПа), м ² /летальный исход 100%, персонал (население)	Площадь зоны ($R_{изб.}$ не менее 70 кПа), м ² /летальный исход 50%, персонал (население)	Площадь зоны ($R_{изб.}$ не более 5 кПа), м ²	Травмы, персонал/население	Площадь зоны (тепловое излучение не менее 44,5 кВт/м ²), м ²	Летальный исход с вероятностью 50 %, персонал/население	Площадь зоны (тепловое излучение не более 4,0 кВт/м ²), м ²	Ожоги I и II степени, персонал/население
Куст №1 (расширение)								
Выкидные трубопроводы на площадке куста №1	314,76	547,72	20133,15	4/0	-	-	758,07	0/0
Куст №2 (расширение)								
Выкидные трубопроводы на площадке куста №2	195,65 0/0	340,59 0/0	12538,88 0/0	4/0	-	-	383,53	0/0
НГСТ с куста №2	194,54 0/0	338,67 0/0	12468,35	0/0	-	-	380,38	0/0
Куст №3 (расширение)								
Выкидные трубопроводы на площадке куста №3	369,41 0/0	642,74 0/0	23608,32	4/0	-	-	1008,57	0/0

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							57

Оборудование	Поражающий фактор							
	Ударная волна				Тепловое излучение			
	Площадь зоны ($R_{изб.}$ не менее 120 кПа), м ² /летальный исход 100%, персонал (население)	Площадь зоны ($R_{изб.}$ не менее 70 кПа), м ² /летальный исход 50%, персонал (население)	Площадь зоны ($R_{изб.}$ не более 5 кПа), м ²	Травмы, персонал/население	Площадь зоны (тепловое излучение не менее 44,5 кВт/м ²), м ²	Летальный исход с вероятностью 50 %, персонал/население	Площадь зоны (тепловое излучение не более 4,0 кВт/м ²), м ²	Ожоги I и II степени, персонал/население
НГСТ с куста №3	360,91 0/0	627,95 0/0	23071,86	0/0	-	-	974,9998	0/0
Куст №4								
Выкидные трубопроводы на площадке куста №4	140,43	244,53	9011,65	4/0	-	-	240,99	0/0
Камера запуска КЗ-3	134,46	234,15	8630,85	3/0	-	-	226,18	0/0
НГСТ с куста №4	161,47	281,14	10356,85	00	-	-	295,498	0/0
Камера приема КП-3	134,63	234,44	8641,57	0/0	-	-	226,60	0/0
Куст №5								
Выкидные трубопроводы на площадке куста №5	52,11	90,82	3358,397	1/0	-	-	52,998	0/0
Камера запуска КЗ-4	51,22	89,27	3301,399	1/0	-	-	51,68	0/0
НГСТ с куста №5	85,42	148,799	5493,05	0/0	-	-	109,40	0/0
Камера приема КП-4	52,01	90,65	3351,76	0/0	-	-	52,85	0/0

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

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);

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH

Лист

58

вред, нанесенный окружающей природной среде; косвенный ущерб и потери государства от выбытия трудовых ресурсов.

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:

$$Pa = Ppp + Pla + Pse + Pnv + P\text{экол} + P\text{втр},$$

где:

P_a - полный ущерб от аварий, руб.;

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

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

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

P_{nv} - косвенный ущерб, руб.;

$P_{\text{экол}}$ - 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 АВР) в соответствии с рекомендациями РД 03-496-02 принимаются в размере 10% от стоимости прямого / имущественного ущерба.

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

Косвенный ущерб будет определяться:

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

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

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

- убытками третьих лиц из-за недополученной ими прибыли. Косвенный ущерб принимался равным 30% от прямых потерь.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							59

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

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

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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							60

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

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

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

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

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

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

Соответствующие значения ущерба от возможных аварий приведены в таблице (Таблица 20).

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

Таблица 20 – Значения ущерба от возможных аварий

Оборудование		Сценарий	Ппп, тыс.руб	ликвидация аварий, тыс. руб.	косвенный ущерб, тыс. руб.	Потери от выбытия трудовых ресурсов, тыс.руб	социально-экономический ущерб, тыс.руб.	экологический ущерб, тыс.руб	Общий материальный ущерб (в т.ч. экологический ущерб), тыс.руб
Куст №1	Выкидные трубопроводы на площадке куста №1	C1	128,79	12,88	38,64	0	0	2,44	182,75
		C2	128,79	12,88	38,64	0	0	2,15	182,45
		C3	128,79	12,88	38,64	0	800	2,15	982,45
Куст №2	Выкидные трубопроводы на площадке куста №2	C1	66,05	6,60	19,81	0	0	1,19	93,66
		C2	66,05	6,60	19,81	0	0	1,07	93,53
		C3	66,05	6,60	19,81	0	800	1,07	893,53
	НГСТ с куста №2	C1	64,90	6,49	19,47	0	0	124,19	215,04
		C2	64,90	6,49	19,47	0	0	124,06	214,91
		C3	64,90	6,49	19,47	0	0	124,06	214,91
Куст №3	Выкидные трубопроводы на площадке куста №3	C1	171,36	17,14	51,41	0	0	3,11	243,02
		C2	171,36	17,14	51,41	0	0	2,91	242,82
		C3	171,36	17,14	51,41	0	800	2,91	1042,82
	НГСТ с куста №3	C1	160,46	16,05	48,14	0	0	329,32	553,97
		C2	160,46	16,05	48,14	0	0	329,13	553,78

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							61

Оборудование	Сценарий	Ппп, тыс.руб	ликвидация аварий, тыс. руб.	косвенный ущерб, тыс. руб.	Потери от выбытия трудовых ресурсов, тыс.руб	социально-экономический ущерб, тыс.руб.	экологический ущерб, тыс.руб	Общий материальный ущерб (в т.ч. экологический ущерб), тыс.руб	
	C3	160,46	16,05	48,14	0	0	329,13	553,78	
Куст №4	Выкидные трубопроводы на площадке куста №4	C1	39,98	4,00	11,99	0	0	2,44	58,42
		C2	39,98	4,00	11,99	0	0	0,66	56,63
		C3	39,98	4,00	11,99	0	800	0,66	856,63
	Камера запуска КЗ-3	C1	34,68	3,47	10,40	0	0	1,19	49,74
		C2	570,16	57,02	171,05	0	0	0,62	798,84
		C3	570,16	57,02	171,05	0	600	0,62	1398,84
	НГСТ с куста №4	C1	77,91	7,79	23,37	0	0	95,91	204,98
		C2	77,91	7,79	23,37	0	0	95,54	204,61
		C3	77,91	7,79	23,37	0	0	95,54	204,61
	Камера приема КП-3	C1	34,83	3,48	10,45	0	0	3,11	51,87
		C2	596,27	59,63	178,88	0	0	0,62	835,39
		C3	596,27	59,63	178,88	0	0	0,62	835,39
Куст №5	Выкидные трубопроводы на площадке куста №5	C1	8,05	0,80	2,41	0	0	0,16	11,43
		C2	8,05	0,80	2,41	0	0	0,14	11,41
		C3	8,05	0,80	2,41	0	200	0,14	211,41
	Камера запуска КЗ-4	C1	7,60	0,76	2,28	0	0	0,16	10,80
		C2	543,08	54,31	162,92	0	0	0,13	760,45
		C3	543,08	54,31	162,92	0	200	0,13	960,45
	НГСТ с куста №5	C1	76,23	7,62	22,87	0	0	34,32	141,04
		C2	76,23	7,62	22,87	0	0	34,27	140,99
		C3	76,23	7,62	22,87	0	0	34,27	140,99
	Камера приема КП-4	C1	8,00	0,80	2,40	0	0	0,16	11,36
		C2	569,44	56,94	170,83	0	0	0,14	797,35
		C3	569,44	56,94	170,83	0	0	0,14	797,35

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.

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))

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							62

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;

Экологический ущерб от загрязнения атмосферы продуктами свободного 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·м²);

S – площадь испарения, м²;

t – время испарения, с.

Интенсивность испарения определяется по формуле:

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

где W – интенсивность испарения, кг/(с·м²);

η – 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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							63

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 21).

Таблица 21 - 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
		$G_{\text{вещ-ва}}/G_{\text{нефти}}$	руб./ $G_{\text{вещ-ва}}$
Диоксид углерода	CO ₂	1,0000	-
Оксид углерода	CO	0,0840	8
Сажа	C	0,1700	183
Оксиды азота (в пересчете на NO ₂)	NO ₂	0,0069	694
Сероводород	H ₂ S	0,0010	3431
Оксиды серы (в пересчете на SO ₂)	SO ₂	0,0278	227
Синильная кислота	HCN	0,0010	2737
Формальдегид	HCHO	0,0010	9118
Органические кислоты (в пересчете на CH ₃ COOH)	CH ₃ COOH	0,0150	467,5

Итого: при сгорании 1 тонны нефти плата за выбросы загрязняющих веществ составляет 34,07 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;

$H_{б.а.}$ – базовый норматив платы за выброс загрязняющих веществ, образующихся при сгорании 1 тонны нефти; $H_{б.а.} = 42,93$ (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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							64

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:

$УЩ_{загр} = СХВ \times S \times Kr \times Kисх \times Тх$, 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);

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

Данные о величине возможных экологических ущербов (штрафов) приведены ниже (таблица 22)

Таблица 22- Возможный экологический ущерб при аварии на проектируемых трубопроводах

Оборудование		Сценарий	Экологические штрафы за загрязнение почв, тыс. руб	Экологические штрафы за загрязнение водных ресурсов, тыс. руб.	Экологические штрафы за загрязнение атмосферы, тыс. руб.	Экологический ущерб, тыс. руб.	Риск экологического ущерба, тыс.руб./год
Куст №1	Выкидные трубопроводы на площадке куста №1	C1	0	0	2,44	2,44	1,25E-03
		C2	0	0	2,15	2,15	5,80E-05
		C3	0	0	2,15	2,15	5,80E-06
Куст №2	Выкидные трубопроводы на площадке куста №2	C1	0	0	1,19	1,19	3,30E-04
		C2	0	0	1,07	1,07	1,56E-05
		C3	0	0	1,07	1,07	1,56E-06
	НГСТ с куста №2	C1	123,00	0	1,18	124,19	3,36E-02
		C2	123,00	0	1,06	124,06	1,77E-03
		C3	123,00	0	1,06	124,06	1,77E-04
Куст №3	Выкидные трубопроводы на площадке куста №3	C1	0	0	3,11	3,11	1,58E-03
		C2	0	0	2,91	2,91	7,84E-05
		C3	0	0	2,91	2,91	7,84E-06
	НГСТ с куста №3	C1	326,32	0	3,00	329,32	8,18E-02
		C2	326,32	0	2,81	329,13	4,33E-03
		C3	326,32	0	2,81	329,13	4,33E-04
Куст №4	Выкидные трубопроводы на площадке куста №4	C1	0	0	2,44	2,44	5,91E-04
		C2	0	0	0,66	0,66	8,46E-06
		C3	0	0	0,66	0,66	8,46E-07

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист

Оборудование		Сценарий	Экологические штрафы за загрязнение почв, тыс. руб	Экологические штрафы за загрязнение водных ресурсов, тыс. руб.	Экологические штрафы за загрязнение атмосферы, тыс. руб.	Экологический ущерб, тыс. руб.	Риск экологического ущерба, тыс.руб./год
	Камера запуска КЗ-3	C1	0	0	1,19	1,19	7,56E-04
		C2	0	0	0,62	0,62	2,08E-05
		C3	0	0	0,62	0,62	2,08E-06
	НГСТ с куста №4	C1	94,72	0	1,18	95,91	3,14E-02
		C2	94,72	0	0,82	95,54	1,66E-03
		C3	94,72	0	0,82	95,54	1,66E-04
	Камера приема КП-3	C1	0	0	3,11	3,11	1,98E-03
		C2	0	0	0,62	0,62	2,08E-05
		C3	0	0	0,62	0,62	2,08E-06
Куст №5	Выкидные трубопроводы на площадке куста №5	C1	0	0	0,16	0,16	3,47E-05
		C2	0	0	0,14	0,14	1,57E-06
		C3	0	0	0,14	0,14	1,57E-07
	Камера запуска КЗ-4	C1	0	0	0,16	0,16	1,00E-04
		C2	0	0	0,13	0,13	4,53E-06
		C3	0	0	0,13	0,13	4,53E-07
	НГСТ с куста №5	C1	33,98	0	0,34	34,32	1,17E-02
		C2	33,98	0	0,29	34,27	6,17E-04
		C3	33,98	0	0,29	34,27	6,17E-05
	Камера приема КП-4	C1	0	0	0,16	0,16	1,03E-04
		C2	0	0	0,14	0,14	4,65E-06
		C3	0	0	0,14	0,14	4,65E-07

2.4 Оценка риска аварий, включающая данные о вероятности аварий, показателях риска причинения вреда работникам декларированного 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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
										66

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

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

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

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

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

$$q = \tau n/T$$

τ – 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,

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							67

выражает собой потенциал максимально возможной опасности для конкретных объектов воздействия (реципиентов), находящихся в данной точке пространства.

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 23).

Таблица 23 - Обобщенные статистические данные по ожидаемым частотам инициирования аварий на трубопроводах

Тип аварии	Частота разгерметизации	Источник данных
<i>Трубопровод Ду от 75- 150мм</i>		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
Разрыв трубопровода на полное сечение диаметром	$3,0 \cdot 10^{-7}$ /м в год	
Истечение через отверстие с эффективным диаметром 10% от номинального диаметра	$2,0 \cdot 10^{-6}$ /м в год	
Задвижка	0,04468 1/год	

Интенсивность отказов (λ) на проектируемых сооружениях может быть определена по формуле:

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

где:

$$\lambda_{зав} = 5,1 \cdot 10^{-6} \text{ 1/час} = 0,04468 \text{ 1/год (таблица 19);}$$

n - количество задвижек;

p - вероятность крупномасштабной аварии (0,005);

$\lambda_{трубы}$ - частота аварий в год на трубопроводе (таблица 23)

$l_{трубы}$ - 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 по проведению 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).

Таблица 24 – Оценка вероятности отказов

Тип отказа	Ожидаемая частота возникновения, год ⁻¹	Качественное описание частоты отказов индивидуального изделия (ГОСТ 27.310-95)
Частый отказ	>1	Вероятно частое возникновение
Вероятный отказ	$1 \cdot 10^{-2}$	Будет наблюдаться несколько раз за срок

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH

Лист

68

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

В основу расчетов положены значения частот инициирующих 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 С₂);
- вероятность (отложенного) взрывного превращения облака ТВС = 0,1x0,05 = 0,005 (сценарий С₃);

- вероятность аварии без воспламенения (загрязнение ОПС) равна единице за минусом суммы всех сценариев соответствующей группы (сценарий С₁).

Частоты наиболее типичных крупных аварий, возможных на проектируемых сооружениях, представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Оценка частоты отказов на проектируемых сооружениях

Оборудование	Частота отказов, 1/год		Вероятность развития сценария при полной разгерметизации, 1/год		
	Полная разгерметизация	Частичная разгерметизация	Сценарий С ₁	Сценарий С ₂	Сценарий С ₃
Куст №1 (расширение)					
Выкидные трубопроводы на площадке куста №1	5,40E-04	5,09E-03	5,10E-04	2,70E-05	2,70E-06
Нагнетательный водовод от ВРП-0217 до ВРП на кусте № 1	1,51E-03	1,08E-02	1,42E-03	-	-
Куст №2 (расширение)					
Выкидные трубопроводы на площадке куста №2	2,93E-04	2,70E-03	2,77E-04	1,47E-05	1,47E-06
НГСТ с куста №2	2,86E-04	2,65E-03	2,70E-04	1,43E-05	1,43E-06
Нагнетательный водовод от точки врезки в нагнетательный водовод «ВРП-0217-ВРП на кусте № 1» до ВРП на кусте № 2"	3,07E-04	2,79E-03	2,90E-04	-	-
Куст №3 (расширение)					
Выкидные трубопроводы на площадке куста №3	5,39E-04	5,08E-03	5,09E-04	2,69E-05	2,69E-06
НГСТ с куста №3	2,63E-04	5,35E-03	2,49E-04	1,32E-05	1,32E-06

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист 69
------	---------	------	-------	-------	------	---------------------------	------------

Оборудование	Частота отказов, 1/год		Вероятность развития сценария при полной разгерметизации, 1/год		
	Полная разгерметизация	Частичная разгерметизация	Сценарий С ₁	Сценарий С ₂	Сценарий С ₃
Куст №4					
Выкидные трубопроводы на площадке куста №4	2,56E-04	2,45E-03	2,42E-04	1,28E-05	1,28E-06
Камера запуска КЗ-3	6,71E-04	6,71E-03	6,34E-04	3,35E-05	3,35E-06
НГСТ с куста №4	3,47E-04	2,31E-03	3,27E-04	1,73E-05	1,73E-06
Камера приема КП-3	6,72E-04	6,71E-03	6,35E-04	3,36E-05	3,36E-06
Куст №5					
Выкидные трубопроводы на площадке куста №5	2,27E-04	2,26E-03	2,14E-04	1,13E-05	1,13E-06
Камера запуска КЗ-4	6,71E-04	6,71E-03	6,34E-04	3,35E-05	3,35E-06
НГСТ с куста №5	3,60E-04	2,40E-03	3,40E-04	1,80E-05	1,80E-06
Камера приема КП-4	6,73E-04	6,72E-03	6,36E-04	3,37E-05	3,37E-06

2.4.2 Показатели риска причинения вреда работникам декларируемого объекта и физическим лицам

Потенциальный риск определяют по формуле:

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

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

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

n – число ветвей логической схемы.

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

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

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

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

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

Δp - избыточное давление, Па;

i - импульс волны давления, Па с.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							70

Таблица 26 – Условная вероятность поражения человека избыточным давлением при разрушении проектируемых трубопроводов

Наименование участка	Расстояние от эпицентра аварии, м	Значение «пробит»-функции	Вероятность поражения, %
Куст №1 (расширение)			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №1	10	4,18	20,95
	15	3,20	3,94
Куст №2 (расширение)			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №2	10	3,04	2,92
	15	2,06	0,77
НГСТ с куста №2	10	3,02	2,9
	15	2,04	0,76
Куст №3 (расширение)			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №3	10	4,57	34,85
	15	3,59	8
НГСТ с куста №3	10	4,51	31,86
	15	3,53	8,14
Куст №4			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №4	10	2,24	0,84
	15	1,26	0,47
Камера запуска КЗ-3	10	2,13	0,798
	15	1,15	0,43
НГСТ с куста №4	10	2,57	0,96
	15	1,59	0,596
Камера приема КП-3	10	2,14	0,8
	15	1,16	0,43
Куст №5			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №5	10	0	0
	15	0	0
Камера запуска КЗ-4	10	0	0
	15	0	0
НГСТ с куста №5	10	1,04	0,39
	15	0,06	0,02
Камера приема КП-4	10	0	0
	15	0	0

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

$$P_r = -12,8 + 2,56 \cdot \ln(t \cdot q^{1,33})$$

где $t = t_0 + \frac{x}{v}$

где t_0 - характерное время обнаружения пожара, с (допускается принимать $t = 5$ с);
 x — расстояние от места расположения человека до зоны, интенсивность теплового излучения в которой не превышает 4 кВт/м², м;
 v — скорость движения человека, м/с (допускается принимать $v = 5$ м/с);

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							71

Таблица 27– Условная вероятность поражения человека тепловым воздействием пожара разлива при разрушении проектируемых трубопроводов

Наименование участка	Расстояние от центра разлива, м	Значение «пробит»-функции	Вероятность поражения, %
Куст №1 (расширение)			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №1	10	0,0175	0,0075
	15	0	0
Куст №2 (расширение)			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №2	10	0	0
	15	0	0
НГСТ с куста №2	10	0	0
	15	0	0
Куст №3 (расширение)			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №3	10	1,47	0,55
	15	0	0
НГСТ с куста №3	10	1,28	0,48
	15	0	0
Куст №4			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №4	10	0	0
	15	0	0
Камера запуска КЗ-3	10	0	0
	15	0	0
НГСТ с куста №4	10	0	0
	15	0	0
Камера приема КП-3	10	0	0
	15	0	0
Куст №5			
Выкидные трубопроводы на площадке куста №5	10	0	0
	15	0	0
Камера запуска КЗ-4	10	0	0
	15	0	0
НГСТ с куста №5	10	0	0
	15	0	0
Камера приема КП-4	10	0	0
	15	0	0

Таблица 28– Величина потенциального риска гибели и несмертельного поражения людей на расстоянии 10м (15м) при аварии на проектируемых трубопроводах

Наименование объекта	Индивидуальный риск, год ⁻¹
Куст №1 (расширение)	$1,25 \cdot 10^{-7}$ ($2,34 \cdot 10^{-8}$)
Куст №2 (расширение)	$1,27 \cdot 10^{-8}$ ($3,35 \cdot 10^{-9}$)
Куст №3 (расширение)	$2,78 \cdot 10^{-7}$ ($5,60 \cdot 10^{-8}$)
Куст №4	$1,17 \cdot 10^{-8}$ ($6,48 \cdot 10^{-9}$)
Куст №5	$5,62 \cdot 10^{-10}$ ($2,88 \cdot 10^{-11}$)
Итого по проектируемым сооружениям	$4,27 \cdot 10^{-7}$ ($8,92 \cdot 10^{-8}$)

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							72

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

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 29).

Таблица 29 - 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 экологического ущерба, тыс.руб./год	Риск общего материального ущерба, тыс. руб./год
Куст №1	Выкидные трубопроводы на площадке куста №1	C1	1,25E-03	9,32E-02
		C2	5,80E-05	4,92E-03
		C3	5,80E-06	2,65E-03
Куст №2	Выкидные трубопроводы на площадке куста №2	C1	3,30E-04	2,59E-02
		C2	1,56E-05	1,37E-03
		C3	1,56E-06	1,31E-03
	НГСТ с куста №2	C1	3,36E-02	5,81E-02
		C2	1,77E-03	3,07E-03
		C3	1,77E-04	3,07E-04
Куст №3	Выкидные трубопроводы на площадке куста №3	C1	1,58E-03	1,24E-01
		C2	7,84E-05	6,54E-03
		C3	7,84E-06	2,81E-03
	НГСТ с куста №3	C1	8,18E-02	1,38E-01
		C2	4,33E-03	7,28E-03
		C3	4,33E-04	7,28E-04
Куст №4	Выкидные трубопроводы на площадке куста №4	C1	1,75E-04	1,37E-02
		C2	8,46E-06	7,24E-04
		C3	8,46E-07	1,10E-03
	Камера запуска КЗ-3	C1	4,30E-04	3,12E-02
		C2	2,08E-05	2,68E-02
		C3	2,08E-06	4,69E-03
	НГСТ с куста №4	C1	3,13E-02	6,70E-02
		C2	1,66E-03	3,54E-03
		C3	1,66E-04	3,54E-04
	Камера приема КП-3	C1	4,31E-04	3,14E-02
		C2	2,08E-05	2,81E-02
		C3	2,08E-06	2,81E-03

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							73

Куст №5	Выкидные трубопроводы на площадке куста №5	C1	3,47E-05	2,45E-03
		C2	1,57E-06	1,29E-04
		C3	1,57E-07	2,40E-04
	Камера запуска КЗ-4	C1	1,00E-04	6,84E-03
		C2	4,53E-06	2,55E-02
		C3	4,53E-07	3,22E-03
	НГСТ с куста №5	C1	1,17E-02	4,80E-02
		C2	6,17E-04	2,54E-03
		C3	6,17E-05	2,54E-04
	Камера приема КП-4	C1	1,03E-04	7,23E-03
		C2	4,65E-06	2,68E-02
		C3	4,65E-07	2,68E-03

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

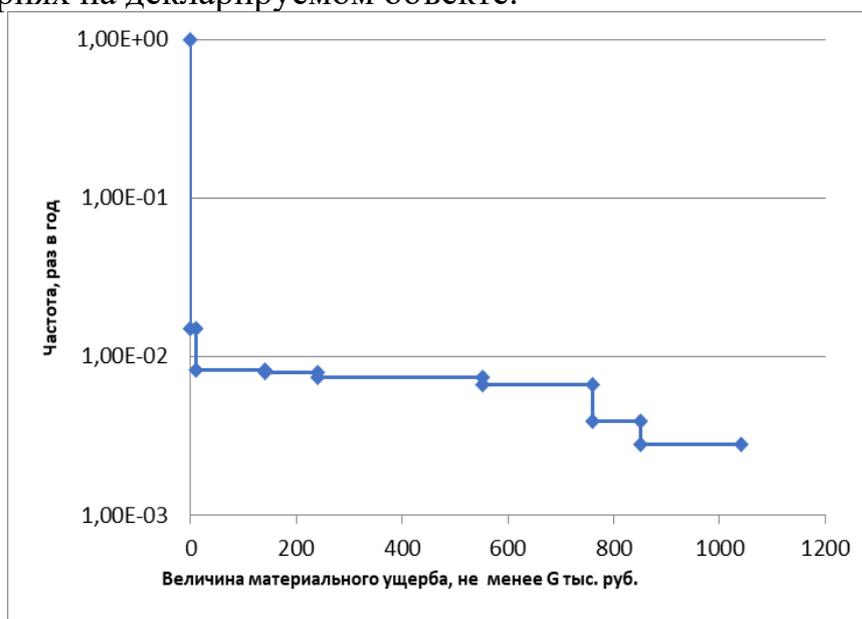


Рисунок 8 -Общая F/G диаграмма, характеризующая масштаб последствий при авариях на декларируемом объекте.

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

2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH

Лист

74

3 ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

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

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

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

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

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

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

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

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

Перечень проектируемого оборудования по индивидуальному риску на расстоянии 10 м от проектируемых сооружений в порядке уменьшения опасности приведен в таблице (Таблица 30).

Таблица 30 - Перечень составляющих декларируемого объекта в порядке уменьшения индивидуального риска на расстоянии 10 м от проектируемых трубопроводов

Составляющие декларируемого объекта	Индивидуальный риск гибели персонала, 1/год	Индивидуальный риск гибели третьих лиц, 1/год
Куст №3 (расширение)	$2,78 \cdot 10^{-7}$	-
Куст №1 (расширение)	$1,25 \cdot 10^{-7}$	-
Куст №2 (расширение)	$1,27 \cdot 10^{-8}$	-
Куст №4	$1,17 \cdot 10^{-8}$	-
Куст №5	$5,62 \cdot 10^{-10}$	-

Перечень составляющих декларируемого объекта в порядке уменьшения опасности по экологическому риску представлены соответственно в таблице 31.

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH						75
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

Таблица 31 - Перечень составляющих декларируемого объекта в порядке уменьшения опасности по экологическому риску

Оборудование	Экологический риск, тыс.руб/год
Куст №3 (расширение)	8,83E-02
Куст №2 (расширение)	3,59E-02
Куст №4	3,42E-02
Куст №5	1,26E-02
Куст №1 (расширение)	1,31E-03

Перечень проектируемого оборудования в порядке уменьшения опасности по риску ожидаемого материального ущерба приведен в таблице (Таблица 32).

Таблица 32 - Перечень составляющих декларируемого объекта в порядке уменьшения опасности по риску ожидаемых материальных потерь

Оборудование	Ожидаемый риск материального ущерба, тыс.руб./год
Куст №3 (расширение)	2,79E-01
Куст №4	2,11E-01
Куст №5	1,26E-01
Куст №1 (расширение)	1,01E-01
Куст №2 (расширение)	9,01E-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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							76

ющих трубопроводы. Населенные пункты не попадают в зоны действия поражающих факторов аварии (все узлы арматуры и площадки камер пуска и приема находятся на значительном расстоянии от населенных пунктов).

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 «Возможный материальный ущерб при НОА» декларируемый объект находится в зоне малого (до 10 млн.) риска аварии.

Рассчитанные 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 оборудования для обеспечения квалификационного его ремонта;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							78

- 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;
- планово-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;

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.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
										79

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. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора №534 от 12.12.2020.
11. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утвержденные приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №533.
12. Постановление Правительства РФ от 30.12.2020 №2451 «Об утверждении Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на территории РФ».
13. Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», утвержденное Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 03.11.2022 №387.
14. Руководство по безопасности "Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи" (приложение 2), утвержденное Приказом Ростехнадзора №4 от 10.01.2023.
15. Руководство по безопасности "Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности", утвержденное приказом Ростехнадзора №414 от 28.11.2022.
16. «Методические рекомендации по определению количества пострадавших при чрезвычайных ситуациях», утвержденные приказом МЧС России от 01.09.2007 № 1-4-60-9-9.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH

Лист

80

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

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

19. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Оценка риска аварий и чрезвычайных ситуаций на опасных производственных объектах», введен Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» №149 от 26.08.2019.

20. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.2-2019 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Методика анализа риска аварий на сухопутных объектах нефтегазодобычи и промысловых трубопроводах.

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH						81
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.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-DPB2.TCH	Лист
							82