

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

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»

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

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство и обустройство скважин Ножовского месторождения
(модуль № 138)» Куст №330.»

Проектная документация

Раздел 10 Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными
законами

Часть 1 Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий

Книга 2 Обустройство месторождения

2021/354/ДС38-PD-AB1.2

Том 10.1.2

Договор №

2021/354/ДС38

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

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

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»

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

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство и обустройство скважин Ножовского месторождения
(модуль № 138)» Куст №330.»

Проектная документация

Раздел 10 Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными
законами

Часть 1 Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий

Книга 2 Обустройство месторождения

2021/354/ДС38-PD-AB1.2

Том 10.1.2

Договор №

2021/354/ДС38

Главный инженер

Д.Г. Малыхин

Главный инженер проекта

А.А. Чемус

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2022

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС38-PD-AB1.2.S	Содержание тома 10.1.2	2
2021/354/ДС38-PD-SP	Состав проектной документации	3
2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Текстовая часть	4

Согласовано		

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Инв. № подл.	
--------------	--

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.S			
						СОДЕРЖАНИЕ ТОМА	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Чемус			11.22		П	1	1
Проверил							НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»		
Нач.отд.									
Н.контр.		Топчиенко			11.22				
ГИП		Чемус			11.22				

Состав проектной документации приведен в томе 2021/354/ДС38-PD-SP

Согласовано																				
Взам. инв. №																				
Подл. и дата																				
Индв. № подл.																				
	Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-SP					Стадия	Лист	Листов						
Разраб.			Чемус			11.22	СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ					П	1	1						
Проверил																				
Нач.отд.																				
Н.контр.																				
ГИП			Чемус			11.22														
											НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»									

Содержание

Данные об организации-разработчике	4
Список разработчиков раздела с указанием сведений об их аттестации на выполнение работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства	5
1 Общие сведения о проектируемом объекте	6
1.1 Идентификация и классификация проектируемых объектов по признаку принадлежности к опасным производственным объектам	6
1.2 Данные о топографии и месторасположении проектируемого объекта	8
1.2.1 Данные о топографии района расположения проектируемого объекта	8
1.2.2 Наличие и границы запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта	8
1.2.3 Данные о природно-климатических условиях в районе расположения проектируемого объекта	9
1.3 Данные о персонале и проживающем вблизи населении	12
1.3.1 Данные о размещении персонала проектируемого объекта.....	12
1.3.2 Данные о размещении близлежащих организаций, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов аварии	13
1.3.3 Данные о размещении близлежащих населенных пунктов, которые могут оказаться в зонах действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии	14
2 Анализ безопасности	15
2.1 Характеристика опасных веществ	15
2.2 Данные о технологии и аппаратурном оформлении	19
2.2.1 Перечень технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества	19
2.2.2 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию	21
2.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности	21
2.3.1 Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ	21
2.3.2 Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ	27
2.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности	27
2.3.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности.....	29
3 Анализ риска	34
3.1 Результаты анализа условий возникновения и развития аварий	35

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Чемус			11.22
Проверил					
Нач.отд.					
Н.контр.		Топчиенко			11.22
ГИП		Чемус			11.22

ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ

Стадия	Лист	Листов
П	1	86
НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»		

3.1.1	Выявление возможных причин и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на проектируемом объекте	35
3.1.2	Определение сценариев.....	36
3.2	Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета.....	37
3.3	Оценка количества опасных веществ, способных участвовать в аварии	40
3.4	Определение зон действия основных поражающих факторов при различных сценариях аварии	42
3.4.1	Расчет вероятных зон действия поражающих факторов загрязнения окружающей среды при аварийных выбросах.....	43
3.4.2	Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлития на открытой площадке.....	44
3.4.3	Расчет вероятных зон действия поражающих факторов взрывов ТВС на открытой площадке.....	46
3.4.4	Расчет вероятных зон действия поражающих факторов горения ТВС (пожар-вспышка) в открытом пространстве	48
3.4.5	Определение категории помещения	49
3.5	Оценка возможного числа пострадавших, с учетом смертельно пораженных среди персонала и населения в случае аварии.....	50
3.6	Оценка возможного ущерба.....	51
3.6.1	Оценка возможного ущерба для окружающей среды.....	53
3.6.2	Оценка величины возможного ущерба физическим и юридическим лицам в случае аварии.....	54
3.7	Оценка риска аварий	58
3.7.1	Данные о вероятностях аварий.....	58
3.7.2	Данные о показателях риска причинения вреда работникам и физическим лицам	61
3.7.3	Данные о показателях риска причинения ущерба имуществу и вреда окружающей природной среде	65
4	Выводы и предложения.....	68
4.1	Оценка уровня безопасности опасного производственного объекта.....	68
4.2	Перечень основных проектных решений, направленных на уменьшение риска аварий.....	70
4.3	Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий	71
5	Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности по готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий.....	73
5.1	Сведения о составе противоаварийных сил, аварийно-спасательных и других служб обеспечения промышленной безопасности.....	73
5.2	Сведения о финансовых и материальных ресурсах для локализации и ликвидации последствий возможных аварий на проектируемом опасном производственном объекте	74
5.3	Сведения о системе управления промышленной безопасностью	76
6	Графические материалы.....	78
7	Список литературы	80

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
										2

Приложение А Декларация промышленной безопасности опасного
 производственного объекта «Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-7».... 84
 Таблица регистрации изменений 86

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Данные об организации-разработчике

Настоящий раздел разработан специалистами НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг».

Право на разработку специальных разделов подтверждено:

- свидетельство о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства № 0253-2016-5902291029-08, выданное Саморегулируемой организацией, основанной на членстве лиц, осуществляющих подготовку проектной документации АССОЦИАЦИЯ САМОРЕГУЛИРУЕМАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ «Балтийское объединение проектировщиков». Начало действия с 21 июня 2016 г. Свидетельство выдано без ограничения срока и территории его действия.

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

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

Канцелярия: (342) 219-80-70.

Исполнители проекта:

А.А. Чемус

Главный инженер проекта

Инв. № подл.	Подш. и дата	Взам. инв. №							2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
										4
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

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

Фамилия и инициалы	Сведения об аттестации
А.А. Чемус	Аттестация по общим и специальным требованиям промышленной безопасности А.1, Б2.3, Б.2.13

Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Инв. № подл.							
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							5

1 Общие сведения о проектируемом объекте

Настоящей проектной документацией предусматривается обустройство скважин куста №330 Ножовского месторождения, сбор и транспорт нефти со скважин данного куста.

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

Продукция добывающих скважин под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием, со скважин №№ 330, 333, 332, 331 по проектируемым выкидным трубопроводам транспортируется до проектируемой АГЗУ, далее направляется по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу до точки врезки в существующий трубопровод от ГЗУ-7059.

В соответствии с заданием на проектирование:

– для скважины №330 предусматривается два способа эксплуатации – ЭЦН (электропогружным центробежным насосом) и ШГН (штанговым глубинным плунжерным насосом) с приводом от станка-качалки;

– для скважин №№ 333, 332, 331 предусматривается один способ эксплуатации – ШГН (штанговым глубинным плунжерным насосом) с приводом от станка-качалки.

При способе эксплуатации ШГН для предотвращения асфальтосмолопарафиноотложений (АСПО) в стволах скважин предусмотрены штанги с полиамидными скребками и штанговращатели.

При способе эксплуатации ЭЦН для предотвращения АСПО в стволе скважины №330 предусматривается автоматическая депарафинизационная установка типа «Лебедка Сулейманова» МДС-010.

Для очистки полости от отложений АСПО нефтегазосборного трубопровода предусмотрена периодическая промывка растворителем.

Для понижения вязкости водонефтяной эмульсии продукции скважин куста № 330 проектом предусматривается использование деэмульгатора. Количество вводимого реагента корректируется исходя из фактических свойств транспортируемой среды.

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

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

Согласно п. 1в приложения 1 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ О промышленной безопасности опасных производственных объектов,

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									6
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH

проектируемые объекты являются опасными производственными объектами (ОПО), на которых:

- обращаются горючие вещества – нефть с растворенным ней попутным нефтяным газом.

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

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

Вещество		Признаки идентификации							
Наименование	Количество, т	Воспламеняющиеся и горючие газы, т	Горючие жидкости, т		Токсичные вещества, т	Высокотоксичные вещества, т	Окисляющие вещества, т	Взрывчатые вещества, т	Вещества, опасные для ОПС, т
			на складах и базах	в технологическом процессе					
Фонд скважин Ножовского нефтяного месторождения ЦДНГ-7 (проект.)									
нефть	5,256	-	-	5,256	-	-	-	-	-
Попутный нефтяной газ	0,069	0,069	-	-	-	-	-	-	-
Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-7 (проект.)									
нефть	17,483	-	-	17,483	-	-	-	-	-
I класс опасности		2000 и более	500000 и более	2000 и более	2000 и более	200 и более	2000 и более	500 и более	2000 и более
II класс опасности		200 и более, но менее 2000	50000 и более, но менее 500000	200 и более, но менее 2000	200 и более, но менее 2000	20 и более, но менее 200	200 и более, но менее 2000	50 и более, но менее 500	200 и более, но менее 2000
III класс опасности		20 и более, но менее 200	1000 и более, но менее 50000	20 и более, но менее 200	20 и более, но менее 200	2 и более, но менее 20	20 и более, но менее 200	менее 50	20 и более, но менее 200
IV класс опасности		1 и более, но менее 20	-	1 и более, но менее 20	1 и более, но менее 20	0,1 и более, но менее 2	1 и более, но менее 20	-	1 и более, но менее 20

Проектируемые объекты кустов скважин будут зарегистрированы в составе опасного производственного объекта «Фонд скважин Ножовского нефтяного месторождения ЦДНГ-7» (рег. № А48-10051-0040 - III класса опасности).

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы будут зарегистрированы в составе опасного производственного объекта «Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-7» (рег. № А48-10051-0211 - I класса опасности), на который в 2017 году разработана Декларация промышленной безопасности (рег. №17-17(00).0627-00-ЛН). Копия титульного листа приведена ниже (Приложение А).

Согласно Декларации промышленной безопасности, на опасном производственном объекте «Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-7» в технологическом процессе обращается 1250,80 т нефти. Проектируемое оборудование увеличивает количество опасных веществ менее чем на 20 % (фактически на 1,40%), нет

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							7

необходимости в переработке действующей декларации промышленной безопасности.

1.2 Данные о топографии и месторасположении проектируемого объекта

1.2.1 Данные о топографии района расположения проектируемого объекта

В административном положении район работ расположен на территории Частинского муниципального округа Пермского края, Ножовское месторождение, ЦДНГ-7.

Ближайшие населенные пункты: Ножовка, Поздышки.

Расстояние от проектируемых трубопроводов до ближайших населенных пунктов составляет: от Ножовка – 2.2км, от Поздышки - 2.7км.

Проезд к объектам осуществляется в любое время года по асфальтированным дорогам «Пермь - Казань», «Б.Соснова–Частые», по гравийной дороге «Частые–Бабка» далее по проселочным и промысловым дорогам.

Местность в районе работ спокойная. Углы наклона поверхности не превышают 6°.

В геоморфологическом отношении участок работ приурочен к склоново-водораздельному пространству реки Пьянка (приток Воткинского водохранилища).

Согласно ботанико-географическому районированию Пермского края, территория относится к району широколиственных, широколиственно-елово-пихтовых лесов.

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

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

Таблица 1.2 - Сведения о размерах территории проектируемого объекта

Наименование	Ед.изм.	Кол-во
1. Площадь в границах проектирования	га	0,9163
2. Площадь застройки*	м ²	345
3. Площадь автопроездов и тротуаров	м ²	778
4. Площадь водоотводных сооружений	м ²	-
5. Площадь обвалования	м ²	1207
6. Прочая спланированная территория	м ²	11493

* Согласно п.2 Приложения В СП 18.13330.2019 «Генеральные планы промышленных предприятий», площадь застройки определяется как сумма площадей, занятых сооружениями всех видов,

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							8

включая открытые технологические, энергетические установки, эстакады, подземные сооружения (резервуары), а также открытые стоянки автомобилей при условии, что размеры и оборудование стоянок принимаются по нормам технологического проектирования предприятий.

В соответствии с п. 7.1.3 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03» рекомендуемый размер СЗЗ для предприятий по добыче нефти составляет 300 м и 1000 м в зависимости от количества выбросов сероводорода и содержания летучих углеводородов.

Рекомендуемый размер СЗЗ составляет 300 м.

Трассы проектируемых участков трубопроводов имеют охранную зону, расположенную:

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

Объекты гражданского назначения в пределах санитарно-защитной зоны площадок отсутствуют.

На территории проектируемого объекта и в радиусе 2 км от него особо охраняемые природные территории федерального, регионального, местного значения, включая государственные природные биологические заказники Пермского края, а также их охранные зоны отсутствуют.

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

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

Климат рассматриваемой территории континентальный, с холодной, продолжительной зимой, теплым, но сравнительно коротким летом, ранними осенними и поздними весенними заморозками. Зимой на Урале часто наблюдается антициклон с сильно охлажденным воздухом. Охлаждение воздуха в антициклонах происходит, главным образом, в нижних слоях, одновременно уменьшается влагосодержание этих слоев. С высотой температура воздуха в зимнее время обычно возрастает.

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

Температура воздуха. Средняя годовая температура воздуха в районе составляет плюс 2,8°C. Самым холодным месяцем в году является январь. Средняя температура января составляет минус 14,0°C. Абсолютный минимум температуры составил минус 52°C.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							9

Самым теплым месяцем является июль. Средняя температура июля составляет плюс 19,0°С. Абсолютный максимум температуры составил плюс 39°С.

Осадки

Таблица 1.3 – Среднемесячное и среднегодовое количество осадков по метеостанции Оса

Метеостанция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Оса	44	31	25	31	42	60	65	59	56	54	49	43	559

Ветер

За год в районе преобладают ветра южного направления.

Таблица 1.4 – Средняя месячная и годовая скорость ветра (м/с)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
2,2	2,2	2,6	2,6	2,4	2,3	2,0	2,1	2,0	2,8	2,7	2,4	2,4

Таблица 1.5 – Среднегодовая повторяемость ветра по направлениям и штилям

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
10	10	10	11	18	15	16	10	11

Атмосферные явления

Таблица 1.6 – Среднее и максимальное число дней с атмосферными явлениями

	Гроза	Туман	Метель	Гололедно-изморозевые отложения	Гололед	Град	Пыльная буря
Среднее	18,1	9,2	22,9	26,3	0,54	0,22	0
Максимальное	36	23	47	69	8	2	0

Максимальная наблюденная толщина стенки гололеда: 7 мм

Максимальный вес наблюденных гололедно-изморозевых отложений 40 г/м.

При проектировании следует учитывать нагрузки, возникающие при возведении и эксплуатации сооружений.

Основными характеристиками атмосферных нагрузок являются их нормативные значения: снеговой, ветровой и гололедной нагрузки.

Согласно СП 20.13330.2016, они равны:

– снеговая нагрузка – (V район согласно карте 1 приложения Е), нормативное значение веса снегового покрова S_g составляет 2,5 кН/м² (таблица 10.1);

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

– гололедные нагрузки – (II район согласно карте 3 приложения Е), толщина гололедной стенки составляет 5 мм согласно таблице 12.1.

Согласно Правилам устройства электроустановок (ПЭУ):

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							10

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

– по толщине стенки гололеда район изысканий относится к III району, толщина гололедной стенки составляет 20 мм.

Коэффициент рельефа рассчитан согласно разделу VII "Методы расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе". Перепад высот в районе работ составляет менее 50 м на километр, таким образом коэффициент рельефа равен 1.

Геологические и инженерно-геологические процессы

В соответствии с СП 116.13330.2012 прил. В, в Пермском крае присутствуют карстовые процессы. Согласно ТСН 11-301-2004 По («Инженерно-геологические изыскания на закарстованных территориях Пермской области», 2004г.), участок работ не относится к карстовому району.

В результате рекогносцировочного обследования поверхностных форм карста не зафиксировано. В процессе инженерно-геологических работ карстующиеся породы не встречены. В соответствии с таблицей 5.1 СП 11-105-97 Часть II, район работ относится к 6 категории устойчивости относительно интенсивности образования карстовых провалов (провалообразование исключается).

На период изысканий (июнь 2022г.) подземные воды до глубины 4,0-9,0м не вскрыты.

Среди геологических процессов и явлений, осложняющих инженерно-геологические условия, на территории исследуемого участка следует отметить возможное формирование «верховодки» на глубинах до 0,5м от поверхности земли. Вероятно образование техногенного водоносного горизонта вследствие накопления воды в обратных засыпках котлованов и траншей во время строительства; инфильтрация поверхностных вод из-за нарушения поверхностного стока, задержанного земляными отвалами, проездами, насыпями; инфильтрация утечек из водонесущих коммуникаций, сооружений с «мокрым» технологическим процессом.

Изысканная территория характеризуется как сезонно подтапливаемая в естественных условиях (I-A-2).

Подтопление на участке изысканий имеет площадной характер. Согласно табл. 5.1 СП 115.13330.2016, категория опасности по площадной пораженности территории подтоплением – умеренно опасная.

В пределах района работ грунты в зоне сезонного промерзания (до глубины 1,58м) грунты проявляют пучинистые свойства.

Согласно табл. 5.1 СП 115.13330, категория опасности по пучению – потенциально опасная.

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

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

										Лист
										11
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH				

район расположен в пределах зоны с интенсивностью и повторяемостью 5 баллов по шкале MSK-64 с 5% вероятностью превышения, что соответствует повторяемости сейсмических сотрясений в среднем один раз в 1000 лет; согласно карты ОСР-2015-С, район работ расположен в пределах зоны с интенсивностью и повторяемостью 6 баллов по шкале MSK-64 с 1% вероятностью превышения, что соответствует повторяемости сейсмических сотрясений в среднем один раз в 5000 лет, что согласно табл. 5.1 СП 115.13330.2016 является умеренно опасным для строительства.

Согласно табл.1 СП 14.13330.2018, по сейсмическим свойствам категория глинистых грунтов с показателем консистенции $I_L \leq 0,5$ при коэффициенте пористости $e < 0,9$, а также алевролитов – II.

1.3 Данные о персонале и проживающем вблизи населения

1.3.1 Данные о размещении персонала проектируемого объекта

Настоящей проектной документацией предусматривается обустройство скважин куста №330 Ножовского месторождения, сбор и транспорт нефти со скважин данного куста.

Таблица 1.7 – Численность обслуживающего персонала (существующая)

Профессии	Численность всего, чел.	Максим. смена			Группа по СП 44.13330.2011
		Всего	в том числе		
			муж.	жен.	
Мастер по добыче нефти, газа и конденсата	2	1	1	–	1а
оператор по добыче нефти, газа 6 разряда	3	1	1	–	2г
оператор по добыче нефти, газа 5 разряда	5	2	2	–	2г
оператор по добыче нефти, газа 4 разряда	31	5	5	–	2г
оператор по исследованию скважин 4 разряда	4	2	2	–	2г
Итого:	45	11	11	–	

Строительство объектов обустройства скважин Ножовского месторождения находится в зоне ответственности бригады по добыче нефти и газа № 0701. Ввода дополнительной численности для обслуживания не требуется.

Бригада по добыче нефти и газа №0701 базируется в опорном пункте на АБК-0701. Опорный пункт бригады оборудован бытовыми помещениями и устройствами (душевые сетки, умывальники, гардеробы, шкафы) с учетом производственной группы в соответствии с численностью обслуживающего персонала бригады по добыче нефти и газа №0701, дополнительных бытовых помещений и устройств не требуется.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							12

Горячее питание для сотрудников ЦДНГ №7 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» организовано в столовой ООО «ЛЮКОЛЬ», располагающейся на территории АБК ЦДНГ №7 (Частинский район, м-с «Суханово»), или в комнате приема пищи опорного пункта бригады.

Доставка рабочих к объектам обслуживания производится вахтовым автотранспортом.

Обслуживание объектов электроснабжения предусмотрено специалистами сервисной организации.

Медицинское обслуживание работников осуществляется в здравпункте, расположенном в здании общежития № 2 ЦДНГ № 7 Сухановского месторождения и в ближайших медицинских учреждениях.

Мелкий ремонт выполняется бригадой добычи нефти, обслуживающей месторождение.

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

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

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

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

Таблица 1.8 - Ведомость пересечения с наземными и подземными коммуникациями

№№ пересечения	Километр	На участке		Угол пересечения	Наименование трубопровода и его назначение (наземного или подземного)	Направление откуда и куда	Какой организации принадлежит трубопровод	Диаметр	Отметка поверхности земли в точке пересечения	Отметка верха трубы (глубина заложения)	Примечание
		Пикет	Плюс								

Трасса нефтегазосборного трубопровода от куста №330											
1	2	12	92.4	64°	кабель связи	Ножовка - Бабка	ПАО «Ростелеком»		163.36	0.7	
2	3	25	82.71	86°	нефтепровод	ГЗУ-7059 - УП Ножовка	ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»	114	152.71	1.0	ст.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист

Таблица 1.9 - Ведомость пересечения с дорогами

№№ п.п.	Положение оси пересекаемого сооружения по трассе		Название дороги	Вид покрытия	Положение трассы на дороге		Угол пересечения	Ширина		Отметка Г. Р., или оси проезжей части	Схема поперечного сечения пересекаемой дороги
	проектн. км	пикет плюс			километр	пикет		Земляного полотна	Проезжей части		
Трасса нефтегазосборного трубопровода от куста №330											
1	3	25+61.0	технологический проезд ООО «ЛУ-КОЙЛ-ПЕРМЬ»	щебень			89°	8.7	5.3	153.13	

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

Данные о размещении близлежащих населенных пунктов приведены ниже (таблица 1.10).

Таблица 1.10

Название объекта проектирования	Местоположение, км
Площадка куста скважин №330 с площадкой АЗ №1	в 2.2 км юго-западнее н.п. Ножовка, в 2.7 км юго-восточнее н.п. Поздышки
Нефтегазосборный трубопровод от куста №330	в 1,4 км юго-западнее н.п. Ножовка, в 2.06 км юго-восточнее н.п. Поздышки
ВЛ-10кВ к площадке куста №330	в 2.07 км юго-западнее н.п. Ножовка, в 2.12 км юго-восточнее н.п. Поздышки
Подъездная автодорога на куст №330	в 2.04 км юго-западнее н.п. Ножовка, в 2.08 км юго-восточнее н.п. Поздышки

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2 Анализ безопасности

2.1 Характеристика опасных веществ

Опасными веществами на проектируемом объекте являются нефть с растворенным в ней попутным нефтяным газом. Характеристика опасных веществ приведена ниже (таблица 2.1).

Таблица 2.1 - Сведения об опасных веществах

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
Нефть		
1 Название вещества 1.1 химическое 1.2 торговое	Нефть - сложная смесь различных органических соединений (в основном углеводородов)	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
2 Формула эмпирическая	В состав нефти входят: предельные углеводороды C_nH_{2n+2} ; циклопарафины C_nH_{2n} (в основном это циклопентан, циклогексан и их гомологи); ароматические углеводороды C_nH_{2n-6} (в основном гомологи бензола); многоядерные полинафтенновые и ароматические углеводороды, содержащие различные боковые цепи	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
3 Содержание: % масс.	Данные приведены ниже (таблица 2.2)	Данные лабораторных исследований
4 Общие данные:		
4.1 Плотность, кг/м ³		
4.2 Вязкость кинематическая, мм ² /с		
4.3 Газовый фактор, м ³ /т		
4.4 Молекулярный вес, г/моль	51-230	
5 Данные о взрывопожароопасности - категория и группа взрывоопасной смеси	ПА – Т3 (по гексану)	ГОСТ 31610.20-1-2020
5.1 Температура самовоспламенения, °С	225	
5.2 Пределы взрываемости: объемная доля, %	НКПР - 1,0 (по гексану) ВКПР - 8,9 (по гексану)	
5.3 Температура вспышки, °С	меньше минус 22	
6 Данные о токсической опасности	3 класс токсической опасности	СанПиН 1.2.3685-21
6.1 ПДК в воздухе рабочей зоны средне-сменно, мг/м ³	10 (аэрозоль)	
6.2 Смертельная концентрация, мг/л	227	Вредные вещества в промышленности. Т.1. Органические

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
		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	
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
12 Средства защиты	При работе с высокими концентрациями (защитка аппаратов и т.п.) шланговые противогазы с принудительной подачей воздуха, при меньших концентрациях углеводородов в нефти - фильтрующий промышленный противогаз марки А. Для смывания нефти с кожных покровов использовать очищающие	

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

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

Попутный нефтяной газ

1 Название вещества	Попутный нефтяной газ			Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
2 Формула	Сложная смесь углеводородов (в основном ряда метана) и неорганических соединений			
3 Параметры газа	Характеристика приведена ниже (таблица 2.3)			Данные лабораторных исследований
3.1 Состав, объемный %				
3.2 Плотность газа, кг/м ³				
3.3 Температура кипения, °С	Основные компоненты – С ₁ – С ₃			Пожарная опасность веществ и материалов, применяемых в химической промышленности: справочник / под общ. ред. К.т.н. И.В.Рябова, М.: Химия, 1970
	По метану	По этану	По пропану	
	-161,6	-88,6	-42,06	
3.4. Молекулярный вес, г/моль	16,04	30,07	44,1	
4 Данные о взрывопожароопасности				ГОСТ 31610.20-1-2020
4.1 Пределы взрываемости, объемная доля, %	4,4 17,0	2,4 15,5	1,7 10,9	

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

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

2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH

Лист

17

Наименование параметра	Параметр			Источник информации
4.2 Температура самовоспламенения, °С	600	515	445	
5 Категория и группа взрывоопасной смеси	ПА – Т1	ПА – Т1	ПА – Т2	
6 Данные о токсической опасности	4 класс (углеводороды алифатические предельные С1-10 (в пересчете на С))			ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
6.1 ПДК в рабочей зоне максимальная разовая / среднесменная, мг/м ³	900/300 (углеводороды алифатические предельные С1-10 (в пересчете на С))			СанПиН 1.2.3685-21
6.2 LCt ₅₀	960 (по этану)			Вредные вещества в промышленности. Т.1. Органические вещества: справочник для химиков, инженеров, врачей/ под ред. Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной. – Л.: Химия, 1976
6.3 PCt ₅₀	720 (по этану)			
7 Реакционная способность	При обычных температурах – инертный			
8 Меры предосторожности	Герметизация системы сбора и транспорта газа, сигнализация превышения ПДК углеводородов и сероводорода в воздухе. В случае повышения концентрации – немедленное удаление работающих.			
9 Информация о воздействии на людей	Углеводороды, входящие в состав нефтяных газов (метан и его ближайшие гомологи), могут оказывать сравнительно слабое наркотическое действие. Сероводород оказывает раздражающее действие на дыхательный аппарат. За считанные минуты наступает удушье, блокируются обонятельные рецепторы. При повышенной концентрации наступает смерть.			
10 Средства защиты	Применение средств индивидуальной защиты в случае высоких концентраций			
11 Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	Гибель от асфиксии можно предотвратить, если немедленно начать искусственное дыхание и проводить его в течение длительного времени. Срочная госпитализация.			

Таблица 2.2 – Физико-химическая характеристика нефти

Показатель	Ед. изм.	Значение	
		пласт Т	пласт Бш
Плотность, при 20°С	кг/м ³	918	877
Вязкость динамическая	мПа*с	при 20°С	139,61
		при 50°С	33,05
			16,07
			6,48

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							18

Показатель	Ед. изм.	Значение	
		пласт Т	пласт Бш
Температура застывания	°С	-22,4 ÷ -6,8	-22,8 ÷ -16,7
Содержание:	% масс.		
– серы		3,05	2,41
– смол силикагелевых		26,54	19,97
– асфальтенов		7,18	3,14
– парафина		2,62	2,0
Температура плавления парафинов	°С	57,7	57,7
Газосодержание	м ³ /т	11,68	21,4
Давление насыщения пластовой нефти	МПа	9,20	9,45

Таблица 2.3

Компонент	% моль (разгазирование в рабочих условиях)	
	пласт Тл	пласт Бш
– сероводород	0,00	0,00
– двуокись углерода	5,90	0,60
– азот+редкие	62,91	43,03
в т.ч. гелий	0,036	0,040
– метан	9,63	6,44
– этан	4,86	11,97
– пропан	8,01	22,23
– изобутан	2,85	3,77
– норм. бутан	3,75	7,36
– изопентан	1,21	2,49
– норм. пентан	0,62	1,36
– гексан	0,23	0,75
Плотность газа, кг/м ³	1,338	1,533

2.2 Данные о технологии и аппаратном оформлении

2.2.1 Перечень технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

Перечень технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества на объекте, приведен ниже (таблица 2.4).

Таблица 2.4 - Перечень проектируемого технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол.	Характеристика
Обустройство куста №330				
1	Скважина добывающая, обустраиваемая на 2		4	

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.					Лист
						Лист	
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	
						19	

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол.	Характеристика
	способа эксплуатации (скв.330):			
1.1	ЭЦН	шт.	1	Электропогружные насосы с вентильным электроприводом со станцией управления с частотным регулированием, - номинальная подача – 25м³/сут; - напор – 2000 м.
1.1.2	Механизм депарафинизации скважин	компл.	1	Максимальная глубина спуска – 1500 м; Тип рабочей проволоки – 2-180-B ГОСТ 7372-79 Максимальное тяговое усилие – 600 Н; Мощность электродвигателя – 0,37 кВт; Исполнение привода – взрывозащищенное.
1.2	ШГН	шт.	1	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=30 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.2.2	Штанговращатель и штанги с полиамидными скребками (способ эксплуатации ШГН)	компл.	1	ШЧ-8000М
2	Скважины добывающие, обустраиваемые на 1 способ эксплуатации (скв. №№ 333, 332, 331)	шт.	3	
2.1	ШГН	шт.	3	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=30 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
2.2	Штанговращатель и штанги с полиамидными скребками (способ эксплуатации ШГН)	компл.	3	ШЧ-8000М
3	Устьевой блок подачи реагента	шт.	1	УБПР05-00-К-0,25/40-0,4-К; мощность 2,5 кВт
4	Измерительная установка АГЗУ	компл.	1	Измерительная установка на 8 подключений, P=4,0 МПа
5	Емкость дренажная	компл.	1	V=8 м³, габаритные размеры LxD=2,9x2,016 м
6	Выкидной трубопровод	км	0,225	Труба стальная бесшовная горячедеформированная Ø89x5,0 мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-98, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							20

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол.	Характеристика
7	Нефтегазосборный трубопровод	км	2,584	Труба стальная бесшовная горячедеформированная Ø114x5,0 мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-98, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений. Запорная арматура: – Задвижка клиновья DN100, PN4,0 МПа; – Обратный клапан DN 100 PN4,0 МПа.

2.2.2 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Данные о распределении опасных веществ, используемых на объекте, приведены ниже (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Наименование	Кол-во единиц, шт./м	Кол-во опасного вещества (тонн)		Физические условия содержания опасного вещества		
		В единице	Всего	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С
Выкидные трубопроводы	225	0,849	0,849	Жидкость	до 4,0	5
Нефтегазосборный трубопровод	2584	16,634	16,634	Жидкость	до 4,0	5
Измерительная установка АГЗУ	1	0,766	0,766	Жидкость	до 4,0	5
		0,066	0,066	Газ		
Емкость дренажная	1	4,490	4,490	Жидкость	Атм.	Окр.ср.
		0,003	0,003	Газ		
Итого опасных веществ на проектируемом объекте:						
Нефть, т				22,739		
Попутный нефтяной газ, т				0,069		

2.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности

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

При способе эксплуатации ЭЦН (скв. №330) предусматривается электропогружной центробежный насос в коррозионно-износостойком исполнении со

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							21

ступенями КДС типа ЭЦН 5-25-2000 в комплекте с погружным электродвигателем ВД 24-117В5, с системой погружной телеметрии, со станцией управления ЭЦН с частотным преобразователем, с трансформатором и силовой кабельной линией.

Устьевая арматура оснащена надежными, легкоуправляемыми и высокогерметичными задвижками типа ЗД. Минимальные свободные объемы в задвижках данного типа обеспечивают гарантию от попадания и замерзания жидкости.

Арматура комплектуется сальником штангового насоса СШН для способа эксплуатации ШГН или лубрикаторной задвижкой – для способа эксплуатации ЭЦН.

Для предотвращения АСПО в ГНО проектируемой скважины при способе эксплуатации ШГН предусматриваются штанговращатели и штанги с полиамидными скребками, а также профилактические тепловые обработки.

Для предотвращения АСПО в стволе скважины №330, при способе ЭЦН, предусматриваются автоматическая депарафинизационная установка типа «Лебедка Сулейманова» МДС-010.

Для замера дебита каждой добывающей скважины куста №330 предусмотрена измерительная установка. АГЗУ предусмотрена с учетом перспективы развития месторождения и обеспечивает возможность измерения дебита для 8 скважин.

АГЗУ предусматривается в блочном исполнении полной заводской готовности и состоит из двух блоков: технологического и аппаратурного. Взрывоопасные зоны и их классы для помещения технологического блока 2, категории взрывоопасных смесей – ПА, группа взрывоопасных смесей – ТЗ.

В составе АГЗУ предусмотрена автоматическая пожарная сигнализация.

Размещение АГЗУ на кустовой площадке выполнено с учетом противопожарных разрывов. АГЗУ разрабатывается заводом-изготовителем в соответствии с опросным листом. Блоки выполнены с учетом габаритов основного технологического оборудования, мест ввода инженерных сетей, проходов для осмотра и обслуживания оборудования. Технологический и аппаратурный блоки АГЗУ – утепленные, с металлическим каркасом, с негорючим теплоизоляционным материалом. Степень огнестойкости помещений – IV; класс конструктивной пожарной опасности – С0 согласно федеральному закону РФ №123-ФЗ от 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Технологический блок имеет освещение, отопление, принудительную вытяжную вентиляцию, оконный и дверной проемы. Аппаратурный блок имеет освещение, отопление, естественную вентиляцию, дверной проем.

Вентиляция технологического блока – естественная вытяжная из верхней зоны через дефлектор, рассчитанная на однократный воздухообмен и вытяжная механическая периодического действия, рассчитанная на 8-ми кратный воздухообмен. Включение периодической вентиляции – автоматическое, от газосигнализатора, при достижении 10% от нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПП) и ручное от кнопки у входной двери снаружи здания. Приток – естественный неорганизованный. Вентоборудование механической системы – во взрывозащищенном исполнении. Отключение системы при пожаре – централизованное.

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH							22
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Вентиляция аппаратурного блока – естественная однократная, через жалюзийные решетки в стенах.

В технологическом блоке АГЗУ предусматривается автоматическая пожарная сигнализация, контролируются параметры загазованности.

Для подачи деэмульгатора в проектируемый нефтегазосборный трубопровод с куста №330 предусматривается устьевой блок подачи реагента (УБПР), размещаемый в непосредственной близости от АГЗУ куста №330.

УБПР рекомендуется во взрывозащищенном исполнении и может применяться во взрывоопасной зоне В-1а в соответствии с гл. 7.3 «ПУЭ». УБПР изготовлен во взрывозащищенном исполнении. Категория УБПР по пожарной и взрывопожарной опасности по № 123-ФЗ – ВН, класс пожароопасных и взрывоопасных зон по № 123-ФЗ – 2. Уровень взрывозащищенности по ГОСТ 12.2.020-76 – Ex-e.

Для предотвращения АСПО в ГНО проектируемых скважин при способе эксплуатации ШГН предусматриваются штанговращатели и штанги с полиамидными скребками, а также профилактические обработки растворителем.

Для удаления (предотвращения) АСПО в ГНО скважины №330 (при способе эксплуатации ЭЦН) предусматривается механизм депарафинизации скважин «Лебедка Сулейманова» МДС-010 в комплекте с лубрикаторм Л65-21-01. Электродвигатель привода принят во взрывобезопасном исполнении, размещение привода в пределах взрывоопасной зоны – на устье скважины.

Для слива жидкости из АГЗУ при ремонтных работах и приема жидкости, сбрасываемой с предохранительного клапана АГЗУ предусматривается дренажная емкость $V=8 \text{ м}^3$.

Дренажная емкость предусматривается без термообработки, с внутренним антикоррозионным покрытием из лакокрасочных материалов. Покрытие наносится не менее чем в 2 слоя на предварительно очищенную стальную поверхность по технологии разработчика лакокрасочного материала.

Дренажная емкость оборудуется дыхательным клапаном типа КДМ-ОТР-150/100-ХЛ1 со встроенным огнепреградителем.

Согласно п. 6.3.7 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности», для обеспечения возможности дистанционного отключения куста скважин от общей нефтегазосборной сети месторождения на кусте №330 предусмотрена задвижка с электроприводом на нефтегазосборном трубопроводе после АГЗУ. Задвижка с электроприводом устанавливается в пределах площадки АГЗУ.

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

Запорная арматура принята в ручном исполнении соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации, герметичность затвора, класс «А» по ГОСТ 9544-2015, климатическое исполнение – УХЛ1.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							23

Задвижка с электроприводом принята соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации аналогично запорной арматуре с ручным управлением. Электропривод запорной арматуры предусматриваются во взрывозащищенном исполнении и имеет уровень защиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны и вид взрывозащиты, соответствующий категориям и группам взрывоопасных смесей. Электропривод применяется со встроенными средствами управления, с автоматическим отключением по положению и моменту, с ручным дублером.

Для транспортировки продукции предусматривается строительство выкидных трубопроводов от скважин № 330, 333, 332, 331 до проектируемой АГЗУ.

Согласно п. 5.6 СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ» границей технологической и линейной части нефтегазосборного трубопровода с куста № 330 является задвижка с электроприводом, расположенная на нефтегазосборном трубопроводе после АГЗУ.

Выкидные трубопроводы, прокладываемые по территории куста, являются технологическими.

Выкидные трубопроводы в пределах приустьевых площадок скважин размещены надземно, на опорах.

Строительство подземных участков выкидных трубопроводов на кусте №330 предусматривается из труб стальных бесшовных горячедеформированных 89х5,0 по ГОСТ 8732-78 В20 ГОСТ 8731-74 с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений.

Строительство надземных участков выкидных трубопроводов на кусте №330 предусматривается из труб стальных бесшовных горячедеформированных 57х5,0, 89х6,0 по ГОСТ 8732-78 В20 ГОСТ 8731-74 (обвязка скважин) и 89х5,0 по ГОСТ 8732-78 В20 ГОСТ 8731-74 с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений (выход с площадки скважин, после отключающей задвижки).

Для сварных стыков, крутоизогнутых отводов в полевых условиях предусматривается комбинированное покрытие усиленного типа на основе ленты антикоррозионной полимерно-асмольной «ГИАЛ-М80» по ТУ 2293-007-58210788-2006. Структура покрытия: грунтовка асмольная, лента полимерная (2 слоя).

Объем контроля сварных соединений согласно ГОСТ 32569-2013 составляет:

- для трубопроводов категории I не менее 20% радиографическим методом от общего количества стыков, заваренных одним сварщиком, но не менее одного стыка;

- для трубопроводов категории II не менее 10% радиографическим методом от общего количества стыков, заваренных одним сварщиком, но не менее одного стыка.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

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

Для подземных технологических трубопроводов, расположенных вне постоянных проездов автотранспорта, глубина заложения принята не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней части трубы. В местах пересечения с подземными коммуникациями (трубопроводы и кабели) глубина заложения принята из расчета расстояния в свету между трубопроводами не менее 0,35м и кабелями – не менее 0,5м. Пересечение предусматривается под углом не менее 60°, в стесненных условиях – не менее 45°.

На территории куста скважин при подземной прокладке технологических трубопроводов в одной траншее, трубопроводы располагаются в один ряд (в одной горизонтальной плоскости). Расстояние между ними в свету - не менее 0,4 м.

Уклон трубопровода дренажа из АГЗУ – не менее 0,002 в сторону дренажной емкости.

Проектом предусматривается электрохимзащита подземной части трубопроводов.

Строительство надземных участков нефтегазосборного трубопровода предусматривается из стальных бесшовных горячедеформированных труб 114х5,0 по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74 с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием с применением защитных втулок.

Строительство подземных участков нефтегазосборного трубопровода предусматриваются из стальных бесшовных горячедеформированных труб 114х5,0 по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74 с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 (Конструкция №1 по таблице №1) и с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием с применением защитных втулок.

Основной способ укладки труб – подземный.

Глубина заложения нефтегазосборного трубопровода принята исходя из свойств грунта и согласно п.9.3.1 СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»:

– при прохождении по пахотным землям - не менее 1,0м от уровня земли до верха трубы;

– при прокладке в пучинистых грунтах из условия прохождения трубопровода ниже глубины промерзания пучинистого грунта – не менее 1,7 м от поверхности земли до верха трубы (для глинистых грунтов).

В остальных случаях трубопровод укладывается на глубину не менее 0,8 м от уровня земли до верха трубы.

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

При пересечении проектируемого трубопровода с существующими коммуникациями расстояние между ними в свету должно приниматься не менее 350 мм, а пересечение выполняться под углом не менее 60°.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							25

Пересечение нефтегазосборного трубопровода с куста № 330 с существующей автодорогой предусматривается открытым способом преимущественно с углом пересечения 90°, в защитном кожухе. Глубина заложения – не менее 1,4 м до верха кожуха. Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Кожух предусматривается из стальных сварных труб 377x10,0 из стали 10 по ГОСТ 10704-91. Для механической защиты полиэтиленового покрытия трубопровода при прокладке в кожухе применяются предохранительные изолирующие диэлектрические кольца «спейсеры» по ТУ 2291-034-00203803-2005.

Для защиты подземных кожухов от коррозии предусматривается антикоррозионное ленточное покрытие усиленного типа согласно ГОСТ Р 51164-98, конструкция № 19.

Объём контроля сварных соединений нефтегазосборного трубопровода физическими методами составляет 100% (п.19.8.5 СП 284.1325800.2016).

Подземная часть нефтегазосборного трубопровода защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ. Для исключения повреждения внутреннего изоляционного покрытия труб высокими температурами термитной сварки, приварка кабелей ЭХЗ на наружной поверхности труб предусматривается в зоне перекрытия защитной втулкой.

Для защиты оборудования и неизолированного трубопровода от блуждающих токов в местах опусков трубопровода в землю предусмотрена установка изолирующих фланцевых соединений.

Подключение проектируемого нефтегазосборного трубопровода от куста №330 в существующий трубопровод от ГЗУ-7059 предусматривается подземным способом врезкой через стальной тройник. Узлы подключения предусматривается выполнить из стальных бесшовных труб с внутренним покрытием.

Изоляцию сварных стыков в полевых условиях выполнить манжетами «ТИАЛ-М» по ТУ 2293-002-58210788-2004 и комплектами термоусаживающихся материалов «ТИАЛ» по ТУ 2293-004-58210788-2005.

Согласно п. 9.2.1 СП 284.1325800.2016 в точке подключения проектируемого нефтегазосборного трубопровода от куста № 330 в существующий трубопровод от ГЗУ-7059 предусматривается отключающая задвижка.

Для предотвращения движения продукции обратным потоком из ГЗУ-7059 в проектируемый нефтегазосборный трубопровод на нем предусматривается установка обратного клапана.

С обеих сторон запорной арматуры устанавливаются манометры. Подключение проектируемого трубопровода к существующему трубопроводу предусмотрено подземно через тройник.

Надземная часть узлов врезок предусматривается из стальных труб, с последующим заземлением труб и арматуры.

Узлы задвижек размещаются в ограждениях.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							26

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

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

- площадка куста скважин обвалована. Высота земляного вала составляет не менее 1,0 м при ширине бровки поверху - 0,5 м и заложении откосов 1:1,5;
- для сбора загрязненных промливневых стоков и возможных утечек нефти при эксплуатации и аварийных ситуациях приустьевые площадки скважин предусматриваются с бордюром и ливневой канализацией. Согласно п. 6.2.2.2 ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование» для сбора возможных разливов нефти при ремонтных работах предусматриваются инвентарные поддоны и ёмкости, которыми оснащаются ремонтные бригады. Стоки отводятся в канализационную емкость с последующим вывозом на очистные сооружения УППН «Суханово».

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

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

2.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности

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

Система предотвращения пожара проектируемого объекта обеспечивается следующими способами:

- применение герметизированной схемы технологического процесса;
- сокращение площади, занимаемой технологическими сооружениями, за счет рациональной компоновки блочных устройств и оборудования и максимального размещения оборудования вне зданий;
- размещение оборудования и аппаратуры исключающее возможность растекания проливов за пределы площадок, помещений;
- применение в технологической схеме запорной, запорно-регулирующей арматуры, исключающих выход горючих веществ наружу;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
										27

- применение негорючих материалов технологического оборудования, аппаратов и трубопроводов для хранения, переработки и перемещения горючих газов и жидкостей;

- применение негорючих материалов опорных конструкций аппаратов и емкостных сооружений, опор и эстакад внутриплощадочных трубопроводов;

- применение электроустановок соответствующих классу пожаровзрывоопасной зоны, в которой они установлены, а также категории и группе горючей смеси;

- применение во взрывоопасных зонах кабелей с медными жилами с изоляцией и оболочкой не распространяющими горение;

- устройство молниезащиты для проектируемых зданий, сооружений и оборудования;

- блокировка оборудования и сигнализация при отклонении от технологического режима.

Система противопожарной защиты проектируемого объекта обеспечивается следующими способами:

- применение объемно-планировочных решений и средств, обеспечивающих ограничение распространения пожара за пределы очага;

- устройство эвакуационных путей, удовлетворяющих требованиям безопасной эвакуации людей при пожаре;

- применение основных строительных конструкций с пределами огнестойкости и классами пожарной опасности, соответствующими требуемым степеням огнестойкости и классам конструктивной пожарной опасности сооружений;

- устройство аварийного слива пожароопасных жидкостей и аварийного стравливания горючих газов из аппаратуры;

- применение первичных средств пожаротушения сооружения в соответствии со ст. 60 № 123-ФЗ.

Организационно-технические мероприятия предусматривают:

- организация подразделений пожарной охраны;

- взаимодействие пожарной охраны с подразделениями Государственной противопожарной службы при тушении пожаров;

- организацию обучения правилам пожарной безопасности;

- разработку инструкций по обеспечению пожарной безопасности и других документов;

- применение сертифицированных технических средств пожаровзрывобезопасности;

- привлечение организаций, имеющих соответствующие лицензии для осуществления монтажа, наладки и технического обслуживания технологического оборудования;

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

Пожарная безопасность линейного объекта, в том числе зданий, строений и сооружений в его составе, нераспространение пожара на соседние здания и

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							28

сооружения обеспечивается расположением их на соответствующих безопасных расстояниях друг от друга.

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

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

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

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

2.3.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности

Принятый в проекте объем автоматизации и телемеханизации по проектируемым объектам кустовой площадки №330 в условиях нормальной эксплуатации, позволяет работать без постоянного присутствия на них обслуживающего персонала.

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

Объем автоматизации по каждому объекту рассматривается отдельно.

Объем автоматизации для добывающих скважин:

Проектируемые скважины эксплуатируются способом ШГН. Скважины оборудованы штанговым глубинным насосом с приводом от станка-качалки ПШСН80-3-40 в комплекте со станцией управления.

Оборудование, поставляемое комплектно с насосом, обеспечивает:

- работу в ручном и автоматическом режимах;
- защиту насоса, в том числе от недопустимого повышения и понижения давления ($\leq 0,3$ МПа и $\geq 4,0$ МПа) на устье скважины (проектом предусмотрена установка электроконтактного манометра на выкидном трубопроводе скважины, по сигналам которого производится автоматическое отключение насоса);
- передачу данных в систему телемеханики ЦДНГ-7.

Для контроля и управления технологическим процессом оператором ЦДНГ-7 для проектируемых скважин предусмотрено:

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист 29
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		
			Подп.	Дата				

- измерение линейного давления;
- измерение затрубного давления;
- измерение температуры на устье скважины;
- мониторинг параметров СУ ШГН по RS-485:
 - ток электродвигателя насоса;
 - напряжение;
 - сигнализация состояния «Работа»/«Отключен»;
 - общая «Авария»;
- дистанционное управление насосом «Пуск»/«Останов» с АРМа оператора ЦДНГ-7;

– автоматическое отключение насоса при пожаре в АГЗУ.

Для скважины №330 проектом предусмотрен способ эксплуатации ЭЦН (остальные скважины №331, №332, №333 эксплуатируются способом ШГН).

Скважина №330 оборудована электропогружным центробежным насосом ЭЦН5-25-2000 в комплекте со станцией управления, частотным регулированием, трансформатором и системой погружной телеметрии.

Оборудование, поставляемое комплектно с насосом, обеспечивает:

- работу в ручном и автоматическом режимах;
- защиту насоса, в том числе от недопустимого повышения и понижения давления ($\leq 0,3 \text{ МПа}$ и $\geq 4,0 \text{ МПа}$) на устье скважины (проектом предусмотрена установка электроконтактного манометра на выкидном трубопроводе скважины, по сигналам которого производится автоматическое отключение насоса);
- передачу данных в систему телемеханики ЦДНГ-7.

Для контроля и управления технологическим процессом оператором ЦДНГ-7 для проектируемой скважины №330 предусмотрено:

- измерение линейного давления;
- измерение буферного давления;
- измерение затрубного давления;
- состояние насоса (дискретный сигнал);
- состояние МДС-10 (дискретный сигнал);
- мониторинг параметров СУ ЭЦН по RS-485:
 - ток электродвигателя насоса;
 - напряжение по фазам А, В, С;
 - частота сети;
 - сигнализация состояния «Работа»/«Отключен»;
 - общая «Авария»;
 - турбинное вращение;
 - потребляемая мощность;
 - мгновенная активная мощность;
 - мгновенная реактивная мощность;
- дистанционное управление насосом «Пуск»/«Останов» с АРМа оператора ЦДНГ-7;
- автоматическое отключение насоса при пожаре в АГЗУ.

Замер дебита жидкости по проектируемым добывающим скважинам осуществляется с помощью, автоматизированной групповой замерной установки

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	
						30	

(АГЗУ). АГЗУ поставляется в блочно-модульном исполнении, полной заводской готовности, оснащенной локальной системой управления на базе программируемого логического контроллера, которая позволяет замерять дебит скважин, подключенных к замерной установке, управлять гидроприводом, а также передавать в АСУ ТП ЦДНГ-7 следующую информацию:

- дебит скважин по нефти;
- дебит скважин по воде;
- объёмный расход скважин по жидкости;
- объёмный расход скважин по газу;
- объёмный расход скважин по газу при нормальных условиях;
- плотность жидкости;
- обводнённость нефти;
- давление в общем коллекторе;
- температура в общем коллекторе;
- положение ПСМ;
- телеуправление гидроприводом ПСМ;
- время замера;
- режим работы «Ручной»/«Автоматический»;
- несанкционированный доступ в технологический и аппаратурный блоки;
- температура в блоке технологическом;
- температура в блоке аппаратурном;
- сигнализация загазованности в технологическом блоке;
- сигнализацию пожара в технологическом и аппаратурном блоках.

При превышении допустимых значений загазованности локальная система управления АГЗУ автоматически включает вытяжной вентилятор.

При возникновении пожара в АГЗУ происходит автоматическое отключение вентсистем в технологическом блоке.

Дополнительно на выходном нефтегазосборном коллекторе после АГЗУ установлена электрифицированная задвижка, для которой предусмотрено:

- передача данных в АСУ ТП ЦДНГ-7:
 - переключатель выбора режимов работы задвижки в положении «Ручной»/«Дистанционный»;
 - Авария задвижки;
 - Задвижка открыта;
 - Задвижка закрыта.
- открытие задвижки (вручную);
- закрытие задвижки:
 - вручную;
 - автоматическое при пожаре в АГЗУ;
 - автоматическое при недопустимого повышении и понижении давления ($\leq 0,3\text{МПа}$ и $\geq 4,0\text{МПа}$) в выходном нефтегазосборном коллекторе после АГЗУ;
 - по сигналам с АМРа оператора ЦДНГ-7.

Для дренажной емкости предусмотрен уровнемер с индикацией уровня жидкости по месту.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							31

Для постоянного контроля герметичности промышленного трубопровода, транспортирующего жидкие углеводороды от проектируемой кустовой площадки №330 до точки врезки, предусмотрено:

- контроль параметров трубопровода (достигается установкой датчика давления на нефтегазосборном коллекторе на выходе с кустовой площадки);
- передачу контролируемых параметров трубопровода в систему АСУ ТП ЦДНГ-7 и далее на АРМ оператора с выводом соответствующих трендов;
- отключение насосов скважин в автоматическом режиме (из системы АСУ ТП ЦДНГ-7) или оператором ЦДНГ-7 с АРМа.

На узле подключения, проектируемого нефтепровода в существующий трубопровод в точке врезки предусмотрен местный контроль давления до и после задвижки.

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-7.

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.

Для централизованного телемеханического контроля за работой проектируемых технологических объектов проектом предлагается следующая архитектура:

- нижний (нулевой) уровень – датчики, исполнительные механизмы, средства автоматики, встроенные в технологическое оборудование и другие КИП и А;
- первый уровень – программируемый логический контроллер (ПЛК) в составе шкафа телемеханики;
- второй уровень – существующие АРМ оператора ЦДНГ-7 и сервер в ЦДНГ-7;
- третий уровень – АСОДУ.

Для сбора данных с проектируемых технологических объектов проектом предлагается использовать контроллер в составе шкафа телемеханики (шкаф телемеханики располагается в блоке аппаратурном АГЗУ и входит в комплект поставки АГЗУ). Данные передаются в существующую систему АСУ ТП ЦДНГ-7 на АРМ оператора и в АСОДУ с куста №330 по NB-IoT (GSM-канал).

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							32

Проектом обеспечивается интеграция проектируемых объектов в общую систему АСУ ТП ЦДНГ-7, экспорт данных в информационную систему OIS+ и АСОДУ.

Прикладное ПО для проектируемого контроллера, разрабатывается заводом-изготовителем шкафа телемеханики и входит в комплект поставки АГЗУ.

На верхнем уровне для системы АСУ ТП ЦДНГ-7 и АСОДУ в ходе ПНР предусмотрена доработка программного и информационного обеспечений.

Работа объектов автоматизации обеспечивается в круглосуточном режиме.

Датчики, устанавливаемые во взрывоопасных зонах, имеют взрывозащищенное исполнение вида «взрывонепроницаемая оболочка» или «искробезопасная цепь» и сертификат соответствия Техническому регламенту Таможенного Союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работ во взрывоопасной среде».

Кроме того, все датчики имеют сертификат соответствия Техническому регламенту Таможенного Союза ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств».

Все контрольно-измерительные приборы, монтируемые непосредственно на открытых технологических площадках, имеют климатическое исполнение У1 по ГОСТ 15150-69. Степень защиты оболочки КИП по ГОСТ 14254-96 не менее IP65.

Питание системы автоматизации осуществляется переменным током промышленной частоты 50Гц, напряжением ~220В, соответствует первой категории надёжности электроснабжения и требованиям ГОСТ 32144-2013 по качеству электроэнергии.

Питание шкафа телемеханики осуществляется с использованием ИБП типа «on-line», гарантирующего работоспособность системы автоматизации при аварийных ситуациях в системе электроснабжения.

Все технические средства должны быть заземлены в соответствии с требованиями ПУЭ и инструкциями заводов-изготовителей.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							33
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

3 Анализ риска

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

Таблица 3.1

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

Рекомендуемая градация событий по тяжести последствий:

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

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

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

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

Уровни риска:

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

В - риск ниже допустимого при принятии дополнительных мер безопасности;

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

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

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

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							34

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

3.1 Результаты анализа условий возникновения и развития аварий

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

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

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

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

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

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

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

- морозное пучение и т.п.;
- экстремальные климатические условия;
- акты вандализма или диверсии;
- разряд атмосферного электричества.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	Лист
									2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH

3.1.2 Определение сценариев

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 друг от друга аппаратов. 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.

В соответствии с постановлением Правительства РФ №2451 от 31.12.2020 и приложением 3 РБ «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи» (утв. Приказом Ростехнадзора от 17.08.2015 №317) для скважин рассматриваются аварии при их фонтанировании. Проектом предусматривается добыча нефти с помощью насосного оборудования (без фонтанирования). Таким образом, аварии на скважинах не рассматриваются.

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

Группы оборудования:

- трубопроводы (выкидные трубопроводы, нефтегазосборный трубопровод);
- емкость под избыточным давлением (емкость АГЗУ).

Типы веществ

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

Для данных групп оборудования и типов веществ возможны следующие типовые сценарии аварий.

Сценарии аварий, приводящие к образованию пожара пролива на открытой площадке

Разрушение оборудования → истечение (выброс) опасного вещества + источник зажигания → образование пожара пролива → термическое поражение людей, сооружений и оборудования, загрязнение окружающей среды.

Сценарии аварий, приводящие к пожару пролива в помещении

Разрушение оборудования в помещении → выброс опасного вещества и его растекание в пределах помещения → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар в помещении → термическое поражение оборудования и персонала, загрязнение окружающей среды.

Сценарии аварий, приводящие к взрыву облака ТВС на открытой площадке.

Разрушение оборудования → истечение (выброс) ЛВЖ → испарение ЛВЖ → образование облака ТВС → распространение облака ТВС + источник зажигания → взрыв облака ТВС, возможно образование пожара разлива → барическое и

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							36

термическое поражение людей, сооружений и оборудования, загрязнение окружающей среды.

Сценарии аварий, приводящие к взрыву ТВС в помещении

Разрушение оборудования в помещении → выброс опасного вещества и его растекание в пределах помещения → образование взрывоопасной ТВС → взрыв ТВС в помещении при наличии источника инициирования → барическое и термическое поражение людей и оборудования, загрязнение окружающей среды.

Сценарии аварий, приводящие к пожару-вспышке ТВС

Разрушение оборудования → истечение (выброс) ЛВЖ → образование облака ТВС → распространение облака ТВС + источник зажигания → пожар-вспышка (возможно образование пожара пролива) → термическое поражение людей, сооружений и оборудования, загрязнение окружающей среды.

Сценарии аварий, приводящие к экологическому загрязнению

Разрушение оборудования → истечение опасного вещества → загрязнение окружающей среды.

Название сценария формируется следующим образом:

- название сценария состоит из трех позиций - А-Б-В;
- позиции отделяются друг от друга дефисами («-»);
- первая позиция - «сценарий» (всегда стоит «С»);
- вторая позиция - виды сценариев аварии («1» - пожар пролива, «2» - взрыв облака ТВС, «3» - пожар-вспышка ТВС, «4» - экологическое загрязнение);
- третья позиция – вид пространства (1 – открытая площадка, 2 - помещение).

Таблица 3.2

Сценарий	Последствия аварии	Поражающий фактор
С-1-1	Пожар пролива ЛВЖ на открытой площадке	Тепловое излучение, экологическое загрязнение
С-2-1	Взрыв облака ТВС на открытой площадке	Ударная волна, экологическое загрязнение
С-3-1	Пожар-вспышка облака ТВС на открытой площадке	Тепловое излучение, экологическое загрязнение
С-4-1	Экологическое загрязнение	Экологическое загрязнение
С-1-2	Пожар пролива ЛВЖ в помещении	Тепловое излучение, экологическое загрязнение
С-2-2	Взрыв облака ТВС в помещении	Ударная волна, экологическое загрязнение

3.2 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							37

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

Для количественной оценки риска промышленного объекта использовались методики, приведенные ниже (таблица 3.3).

Таблица 3.3

Наименование используемых моделей и методов	Комментарии
Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи», утвержденное Приказом Ростехнадзора от 17.08.2015 № 317	Методические рекомендации по проведению анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи
Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» Утв. приказом Ростехнадзора от 11 апреля 2016 года № 144 (применяется в соответствии с рекомендациями РБ «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи»)	Выбор методов и оформление результатов оценки риска аварий Определение количества погибших и пострадавших
Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах. Утв. приказом МЧС РФ от 10 июля 2009 г. №404. (применяется в соответствии с рекомендациями РБ «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи»)	Определение вероятностей реализации различных сценариев аварий и интенсивность отказов оборудования. Определение площадей загрязнения при разлинии опасного вещества. Определение интенсивности теплового излучения при пожарах. Воздействие на человека при взрыве ТВС Процедура построения логического дерева событий
Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации, постановление Правительства РФ от 31.12.2020 г. №2451	Определение максимальных расчетно-нормативных объемов разливов нефти и нефтепродуктов (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)
ГОСТ Р 12.3.047-2012 ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля	Определение интенсивности испарения для ненагретых жидкостей. Расчет зон поражения при пожаре-вспышке.
Руководство по оценке пожарного риска для промышленных предприятий, утв. ФГУ ВНИИПО МЧС России 17 марта 2006 г.	Воздействие на человека при взрыве ТВС
Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» (утв. приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 137) (применяется в соответствии с рекомендациями РБ «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи»)	Расчет зон воздействия при взрыве ТВС

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Наименование используемых моделей и методов	Комментарии
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.	Характер повреждения элементов зданий. Данные по частотам разгерметизации (аварии) категорий оборудования
Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 29.06.2016 г. № 272	Построение деревьев событий развития аварийных ситуаций для трубопроводов.
РД 03-496-02, утв. Постановлением ГГТН России от 29. 10.02 №63. Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах (применяется в соответствии с рекомендациями РБ «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи»)	Используются при оценке ущерба от аварий.
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.	Данные по частотам разгерметизации (аварии) категорий оборудования
Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утверждена Минтопэнерго РФ 01.11.95)	Определение объема нефтезагрязненного грунта, массы испарившейся нефти за время ликвидации последствий аварии
Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ Об охране окружающей среды.	Определение ущерба окружающей среде
Постановление Правительства РФ от 03.03.2017 № 255 «Об исчислении и взимании платы за негативное воздействие на окружающую среду».	Определение ущерба окружающей среде
Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов (согласована Минприроды РФ 09.08.96).	Определение ущерба окружающей среде
Приказ Минприроды России от 8 июля 2010 г. № 238 «Об утверждении Методики исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту охраны окружающей среды».	Определение ущерба окружающей среде
Методика исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства, утв. приказом Минприроды России от 13 апреля 2009 года № 87.	Определение ущерба окружающей среде
О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах. Постановление Правительства РФ № 913 от 13.09.2016 г.	Определение ущерба окружающей среде
О применении в 2022 году ставок платы за негативное воздействие на окружающую среду, Постановление Правительства РФ от 01.03.2022г. №274	Определение ущерба окружающей среде

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Наименование используемых моделей и методов	Комментарии
ФЗ-225 от 16.07.2010г. Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте	Определение платы за гуманитарный ущерб

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;
- растекание жидкости, в том числе при квазимгновенном разрушении емкости;
- испарение жидкости из пролива;
- образование топливо-воздушной смеси;
- взрыв топливо-воздушной смеси в открытом пространстве;
- горение топливо-воздушной смеси (пожар-вспышка);
- горение легковоспламеняющихся и горючих жидкостей на открытой площадке (пожар пролива).

Также оцениваются следующие параметры:

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

3.3 Оценка количества опасных веществ, способных участвовать в аварии

Последствия реализации того или иного сценария определяются местом их возникновения, объемом и характером выброшенного вещества, наличием и надежностью систем противоаварийной защиты.

Расчет произведен на максимально возможный аварийный выброс.

Согласно Руководству по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи», утвержденному Приказом Ростехнадзора от 17.08.2015 № 317 (п. 21), для определения количества опасного вещества, участвующего в создании поражающих факторов аварий, рекомендуется учитывать деление технологического оборудования и трубопроводов на изолируемые запорной арматурой секции (участки).

При определении количества вещества, принимающего участие в создании поражающих факторов, были сделаны следующие допущения:

- газообразное химическое вещество считается идеальным газом, свойства которого не зависят от температуры;
- жидкое химическое вещество считается несжимаемой жидкостью, свойства которого не зависят от температуры;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							40

- истечение вещества и его испарение происходит с постоянной скоростью, соответствующей максимальной скорости истечения (испарения);
- в образовавшемся сразу после выброса первичном облаке находится только опасное вещество без подмешивания воздуха;
- разлив жидкой фазы происходит на твердой, не впитывающей поверхности;
- масса опасного вещества, участвующего в пожарах пролива, рассчитывалась исходя из всей массы выброшенной жидкости;
- испарение жидкости происходит со всей площади разлива;
- в авариях, связанных со взрывом ТВС, масса ТВС определяется как сумма испарения с поверхности пролива в течение 3600 с (в соответствии с п. 6е Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах. Утв. приказом МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404);
- во взрыве принимает участие 10 % от массы сформировавшегося облака ТВС в случае взрыва в открытом пространстве (в соответствии с п. 11 Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах. Утв. приказом МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404 - допускается массу горючего вещества принимать равной массе горючего вещества, содержащегося в облаке, с учетом коэффициента Z участия горючего вещества во взрыве. При отсутствии данных коэффициент Z может быть принят равным 0,1);
- при расчете экологического ущерба от загрязнения атмосферы продуктами свободного испарения время испарения принято 48 часов; количество испарившейся нефти определялось по Методике определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утверждена Минтопэнерго РФ 01.11.95); дополнительно учитывался газовый фактор и толщина пролива по поверхности;
- метеоусловия остаются неизменными в течение времени экспозиции, а характеристики атмосферы – по высоте постоянны.

В соответствии с Руководством по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи», утвержденным Приказом Ростехнадзора от 17.08.2015 № 317, п. 20, массу аварийного выброса опасных веществ рекомендуется определять как массу вещества в аппарате (трубопроводе) с учетом перетоков от соседних аппаратов (участков) в течение времени обнаружения выброса и перекрытия запорной арматуры (задвижек) с учетом массы стока вещества из отсеченного блока (трубопровода).

В соответствии с «Правилами организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации» (утв. постановлением Правительства РФ от 31.12.2020 г. № 2451) расчетно-нормативные объемы разлива нефти составляют:

- для внутрипромысловых трубопроводов - 25 процентов максимального объема прокачки в течение 6 часов и объем нефти между запорными задвижками на порванном участке трубопровода;
- для емкостного оборудования – 100% объема емкости.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

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

Количество опасных веществ, способных участвовать в аварии по выбранным сценариям, представлено ниже (таблица 3.4). Под газом понимается попутный нефтяной газ, растворенный в нефти для вещества, участвующего в аварии, и дополнительно масса испарений ЛВЖ для опасного вещества, участвующего в создании поражающих факторов.

Таблица 3.4

Оборудование	Сценарий	Количество опасного вещества, кг			
		участвующего в аварии		участвующего в создании поражающих факторов	
		жидк.	газ	жидк.	газ
Выкидной трубопровод «Скв. 331- АГЗУ»	C-1-1	1 055,9	34,6	1055,9	0,0
	C-2-1	1 055,9	34,6	0,0	4,0
	C-3-1	1 055,9	34,6	0,0	40,0
	C-4-1	1 055,9	34,6	927,6	162,9
Выкидной трубопровод «Скв. 332- АГЗУ»	C-1-1	985,3	32,3	985,3	0,0
	C-2-1	985,3	32,3	0,0	3,7
	C-3-1	985,3	32,3	0,0	37,4
	C-4-1	985,3	32,3	865,6	152,0
Выкидной трубопровод «Скв. 333- АГЗУ»	C-1-1	942,1	30,9	942,1	0,0
	C-2-1	942,1	30,9	0,0	3,6
	C-3-1	942,1	30,9	0,0	35,7
	C-4-1	942,1	30,9	827,7	145,4
Выкидной трубопровод «Скв. 330- АГЗУ»	C-1-1	1 052,9	34,5	1052,9	0,0
	C-2-1	1 052,9	34,5	0,0	4,1
	C-3-1	1 052,9	34,5	0,0	40,9
	C-4-1	1 052,9	34,5	900,8	186,7
Нефтегазосборный трубопровод от куста №330	C-1-1	16 705,1	548,0	16705,1	0,0
	C-2-1	16 705,1	548,0	0,0	63,8
	C-3-1	16 705,1	548,0	0,0	638,2
	C-4-1	16 705,1	548,0	14562,4	2690,7
АГЗУ	C-1-2	766,1	91,4	766,1	0,0
	C-2-2	766,1	91,4	0,0	28,5
	C-4-2	766,1	91,4	671,5	119,7

3.4 Определение зон действия основных поражающих факторов при различных сценариях аварии

Исходя из свойств вещества и условий утечки, выбиралась соответствующая модель (методика расчета) из списка. Результатом расчета являются размеры и конфигурация зон действия основных поражающих факторов. Дальнейшие

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							42

действия состоят в определении возможной эскалации аварии, а также в моделировании поведения людей, действующих согласно инструкции. При эскалации аварии для любого элемента оборудования интенсивность утечки принимается максимально возможной для данного компонента оборудования.

В качестве поражающих факторов рассматривались:

- воздушная ударная волна;
- тепловое излучение горящих разливов, пожара-вспышки;
- экологическое загрязнение.

В качестве зон данных поражающих факторов принимались:

- для воздушной ударной волны (ВУВ) – круг с центром в месте воспламенения облака ТВС, утечки, радиус которого (круга) определяется типом и массой вещества, типом взрывного превращения;

- для теплового излучения горящих разливов – зона определяется возможностью растекания жидкости, обычно зоной является либо прямоугольник, либо круг, размеры которых определяются массой вещества, высотой обвалования;

- для теплового излучения пожара-вспышки – круг с центром в месте пролива, а в случае, если радиус НКПР меньше габаритных размеров пролива, - внешние габаритные размеры пролива.

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

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

Зоны действия поражающих факторов загрязнения окружающей среды при аварийных выбросах будут зависеть от конкретного сценария развития аварийной ситуации.

Первым проявлением аварийной ситуации является выброс опасных веществ (нефти) в окружающую среду с загрязнением почвенного слоя и выбросом в атмосферу попутного нефтяного газа, растворенного в нефти.

При отсутствии источника зажигания происходит испарение нефти с загрязнением атмосферы до момента ликвидации последствий аварии.

При расчете экологического ущерба от загрязнения атмосферы продуктами свободного испарения время испарения принято 48 часов (среднее время ликвидации разлива нефтепродукта) при полной разгерметизации; количество загрязняющих веществ при испарении нефти определялось по Методике определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утверждена Минтопэнерго РФ 01.11.95).

Для расчетов площадей загрязнения при реализации аварий на линейной части трубопровода принималось, что в любой момент времени пролившаяся жидкость имеет форму плоской круглой лужи постоянной толщины.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							43

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

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

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

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

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

Таблица 3.5

Оборудование	Сценарий	Объем жидкости, поступившей в окружающее пространство, m^3	Масса нефти, участвующая в аварии, кг	Площадь пролива, m^2
Выкидной трубопровод «Скв. 331-АГЗУ»	С-1-1	1,32	1,056	26,4
	С-2-1	1,32	1,056	26,4
	С-3-1	1,32	1,056	26,4
	С-4-1	1,32	1,056	26,4
Выкидной трубопровод «Скв. 332-АГЗУ»	С-1-1	1,23	0,985	24,6
	С-2-1	1,23	0,985	24,6
	С-3-1	1,23	0,985	24,6
	С-4-1	1,23	0,985	24,6
Выкидной трубопровод «Скв. 333-АГЗУ»	С-1-1	1,18	0,942	23,6
	С-2-1	1,18	0,942	23,6
	С-3-1	1,18	0,942	23,6
	С-4-1	1,18	0,942	23,6
Выкидной трубопровод «Скв. 330-АГЗУ»	С-1-1	1,57	1,053	31,3
	С-2-1	1,57	1,053	31,3
	С-3-1	1,57	1,053	31,3
	С-4-1	1,57	1,053	31,3
Нефтегазосборный трубопровод от куста №330	С-1-1	22,04	16,705	440,9
	С-2-1	22,04	16,705	440,9
	С-3-1	22,04	16,705	440,9
	С-4-1	22,04	16,705	440,9
АГЗУ	С-1-2	1,00	0,766	18,0
	С-2-2	1,00	0,766	18,0
	С-4-2	1,00	0,766	18,0

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

Расчет зон теплового воздействия пожара пролива проводился в программном комплексе ТОКСИ+Риск (версия 5.5) по Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							44

Интенсивность теплового излучения q (кВт/м²) для пожара пролива легко-воспламеняющихся (ЛВЖ) определяется по формуле

$$q = E_f \cdot F_q \cdot \tau, \quad (2)$$

где E_f - среднеповерхностная интенсивность теплового излучения пламени, кВт/м²;

F_q - угловой коэффициент облученности;

τ - коэффициент пропускания атмосферы.

Для нефти и нефтепродуктов допускается величину E_f (кВт/м²) определять по формуле

$$E_f = 140 \cdot e^{-0,12 \cdot d} + 20 \cdot (1 - e^{-0,12 \cdot d}), \quad (3)$$

где d - эффективный диаметр пролива, м.

Угловой коэффициент облученности F_q определяется по формуле

$$F_q = \sqrt{F_V^2 + F_H^2}, \quad (4)$$

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

Типичные предельно допустимые значения интенсивности теплового излучения для различных степеней поражения человека и повреждения материалов приведены ниже (таблица 3.6).

Таблица 3.6 - Типичные предельно допустимые значения интенсивности теплового излучения для различных степеней поражения человека и повреждения материалов

Характер повреждений	Интенсивность излучения, кВт/м ²
Воздействие на здания и сооружения (ГОСТ Р 12.3.047-2012)	
Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12 %) при длительности облучения 15 мин	12,9
Воспламенение древесины, окрашенной масляной краской по строганной поверхности; воспламенение фанеры	17
Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин	7,0
Воздействие на человека (Руководство по оценке пожарного риска для промышленных предприятий (утверждено ФГУ ВНИИПО МЧС России 17 марта 2006 г.); Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (приказ МЧС РФ №404 от 10.07.2009г.)	
Летальный исход с вероятностью 50 % при длительности воздействия около 10 с.	44,5
Мгновенные болевые ощущения через 4 с	20,0
Непереносимая боль через 3-5 с. Ожог 1 степени через 6-8 с. Ожог 2 степени через 12-16 с.	10,5
Непереносимая боль через 20-30 с. Ожог 1 степени через 15-20 с. Ожог 2 степени через 30-40 с.	7,0
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2
Без негативных последствий в течение неограниченного времени	1,4

Данные о размерах вероятных зон действия теплового излучения пожара пролива приведены в таблице (таблица 3.7). Сценарии, при реализации которых

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист 45
-----	--------	------	-------	-------	------	----------------------------	------------

зоны действия поражающих факторов равны нулю, в таблицах не приводятся. Прочерк в таблицах означает, что зона не образуется.

Таблица 3.7 - Основные результаты расчета вероятных зон действия поражающего фактора – теплового излучения в результате пожара пролива (Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах)

Оборудование	Спецификация	Радиус разлива, м	Площадь пролива, м ²	Уровни поражения излучением, м					
				I=1,4 кВт/м ²	I=4,2 кВт/м ²	I=7,0 кВт/м ²	I=10,5 кВт/м ²	I=20 кВт/м ²	I=44,5 кВт/м ²
Выкидной трубопровод «Скв. 331- АГЗУ»	С-1-1	2,9	26,4	30,7	17,4	13,1	10,2	6,4	3,3
Выкидной трубопровод «Скв. 332- АГЗУ»	С-1-1	2,8	24,6	30,1	17,1	12,8	10,0	6,3	3,2
Выкидной трубопровод «Скв. 333- АГЗУ»	С-1-1	2,7	23,6	29,7	16,9	12,7	9,9	6,2	3,2
Выкидной трубопровод «Скв. 330- АГЗУ»	С-1-1	3,2	31,3	32,3	18,3	13,8	10,7	6,7	3,5
Нефтегазосборный трубопровод от куста №330	С-1-1	11,8	440,9	59,7	33,3	24,1	17,8	11,8	-

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

Расчет зон воздействия воздушной ударной волны проводился в программном комплексе ТОКСИ+Риск (версия 5.5) по методике РБ «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей».

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

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

Для оценки количества разрушений и числа пострадавших от воздушной ударной волны могут быть использованы значения, приведенные ниже (таблица 3.8).

Таблица 3.8 - Предельно допустимые значения избыточного давления при взрыве ТВС

Степень поражения	Избыточное давление ΔP, кПа
Характер повреждения элементов зданий	
<u>По СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2019:</u>	
Нет повреждений конструкций	0,2
Разрушается большинство окон, иногда повреждаются рамы	3,5
Расхождение стыков гофрированной обшивки	7 - 14

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист 46
-----	--------	------	-------	-------	------	----------------------------	------------

Степень поражения	Избыточное давление ΔP , кПа
Небольшая деформация стальных конструкций каркасных зданий	8 - 10
Разрушение стен из бетонных блоков	15 - 20
Разрушение стальных конструкций	20
Разрушение блочных зданий из армированных панелей	20 - 30
Срыв обшивки	30
Смещение мостовых переходов, разрушение трубопроводов	35 - 40
Разрушение кирпичных стен (толщиной 0,2 – 0,3 м)	50
<u>По ГОСТ Р 12.3.047-2012:</u>	
Полное разрушение зданий	100,0
50%-ное разрушение зданий	53,0
Средние повреждения зданий	28,0
Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)	12,0
Малые повреждения (разбита часть остекления)	3,0
Воздействие на человека (Руководство по оценке пожарного риска для промышленных предприятий (утверждено ФГУ ВНИИПО МЧС России 17 марта 2006 г.))	
Возможны травмы, связанные с разрушением стекол и повреждением стен зданий	5,9 - 8,3
Травмы - временная потеря слуха или травмы в результате вторичных эффектов УВ	16,0
Летальный исход 50 %, 50 % серьезные повреждения барабанных перепонок, тяжелая степень поражения легких	55,0
Летальный исход - все люди в неукрепленных зданиях	70,0
Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей», утв. приказом Ростехнадзора от 31.03.2016г. № 137	
Полное разрушение зданий	>100,0
Тяжелые повреждения, здание подлежит сносу	70,0
Средние повреждения, возможно восстановление зданий	28,0
Разрушение оконных проемов, легкобрасываемых конструкций	14,0
Частичное разрушение остекления	<2,0

Данные о размерах вероятных зон действия избыточного давления приведены в таблице (таблица 3.9). Сценарии, при реализации которых зоны действия поражающих факторов равны нулю, в таблицах не приводятся. Прочерк в таблицах означает, что зона не образуется.

Таблица 3.9 - Основные результаты расчета вероятных зон действия поражающего фактора – ударной волны в результате взрыва ТВС (РБ «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей»)

Оборудование	Сценарий	Избыточное давление, кПа						
		3	5,9	12	16	28	35	55
Выкидной трубопровод «Скв. 331-АГЗУ»	С-2-1	108,1	61,0	30,9	22,3	10,8	6,9	-
Выкидной трубопровод «Скв. 332-АГЗУ»	С-2-1	105,6	59,6	30,2	21,7	10,5	6,8	-
Выкидной трубопровод «Скв. 333-АГЗУ»	С-2-1	104,1	58,8	29,7	21,4	10,4	6,7	-
Выкидной трубопровод «Скв. 330-АГЗУ»	С-2-1	110,5	62,5	31,6	22,8	11,0	7,1	-

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH

Лист

47

Оборудование	Сценарий	Избыточное давление, кПа						
		3	5,9	12	16	28	35	55
Нефтегазосборный трубопровод от куста №330	С-2-1	63,6	26,8	-	-	-	-	-

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

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

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

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

$$R_{\text{НКПР}} = 7,8 \cdot \left(\frac{m_{\text{п}}}{\rho_{\text{п}} \cdot C_{\text{НКПР}}} \right)^{0,33}, \quad (5)$$

$$Z_{\text{НКПР}} = 0,26 \cdot \left(\frac{m_{\text{п}}}{\rho_{\text{п}} \cdot C_{\text{НКПР}}} \right)^{0,33}, \quad (6)$$

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

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

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

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

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

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

Результаты расчета приведены ниже (таблица 3.10).

Таблица 3.10 - Основные результаты расчета размеров зон, ограниченных НКПР и воздействия высокотемпературных продуктов сгорания (ГОСТ Р 12.3.047-2012)

Оборудование	Сценарий	$R_{\text{НКПР}}$, м	$Z_{\text{НКПР}}$, м	R_{F} , м
Выкидной трубопровод «Скв. 331- АГЗУ»	С-3-1	19,8	0,7	23,7
Выкидной трубопровод «Скв. 332- АГЗУ»	С-3-1	19,3	0,6	23,2
Выкидной трубопровод «Скв. 333- АГЗУ»	С-3-1	19,0	0,6	22,9

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.					Лист
2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH						48	
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Оборудование	Сценарий	R _{НКПР} , м	Z _{НКПР} , м	R _F , м
Выкидной трубопровод «Скв. 330- АГЗУ»	С-3-1	20,2	0,7	24,3
Нефтегазосборный трубопровод от куста №330	С-3-1	49,5	1,7	59,4

3.4.5 Определение категории помещения

В соответствии с п.5.2 СП 12.13130.2009 определение категории помещения следует осуществлять путем последовательной проверки принадлежности помещения к категориям от наиболее опасной (А) к наименее опасной (Д).

Расчет избыточного давления взрыва, развиваемого при сгорании паровоздушных смесей в помещении

Расчет избыточного давления взрыва, развиваемого при сгорании паровоздушных смесей в помещении, выполнен в программном комплексе «ТОХИ+Risk 5.5», методика СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

При расчете учитываются характеристики опасного вещества, габариты помещения, наличие аварийной вентиляции.

Результаты расчетов избыточного давления взрыва, развиваемого при сгорании паровоздушных смесей в помещении, приведены ниже (Таблица 3.11).

Таблица 3.11 – Результаты расчета избыточного давления взрыва в помещении (СП 12.13130.2009)

Параметры	АГЗУ
<u>Параметры помещения</u>	
Кратность воздухообмена	8
Длина помещения, м	6
Ширина помещения, м	3
Высота помещения, м	3
Площадь помещения, м ²	18
Объем помещения, м ³	54
Свободный объем помещения, м ³	43,2
Расчетная температура помещения, °С	10
<u>Характеристики вещества</u>	
Температура вспышки, °С	-5,15
Температура кипения, °С	59,85
Теплота испарения, кДж/кг	292
Молярная масса, г/моль	230
<u>Параметры расчетов</u>	
Плотность вещества при расчетной температуре, кг/м ³	9,9
Давление насыщенного пара при расчетной температуре, кПа	17,88
Максимальная площадь испарения, м ²	819,53
Учитываемая площадь испарения пролитой жидкости (с учетом фактической площади помещения), м ²	18
Интенсивность испарения, кг/(с*м ²)	3,44E-04
Известная масса разлившегося вещества / поступившего газа, кг	704,8
Учитываемая масса разлившейся и затем испарившегося вещества, кг	22,26

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							49

Параметры	АГЗУ
Коэффициент участия вещества во взрыве	0,3
Вентиляция	учитывается
Масса поступивших в помещение паров вещества с учетом вентиляции, кг	2,47
Стехиометрическая концентрация вещества, % об.	2,1
Результаты расчётов	
Избыточное давление, кПа	22
Категория помещения	А

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

Оценка возможного числа пострадавших от аварий проводится на основе:

- полученных зон действия поражающих факторов;
- критериев и законов поражения людей на открытой местности;
- распределения и времени нахождения людей в зоне действия поражающих факторов.

Согласно Руководства по безопасности "Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах" (утв. Приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144):

- при оценке воздействия теплового излучения основным критерием поражения является интенсивность теплового излучения. Для определения числа пострадавших принимается значение интенсивности теплового излучения, превышающее $7,0 \text{ кВт/м}^2$. Поражение человека, попавшего в зону непосредственного воздействия пламени пожара пролива, считается смертельным;

- для пожара-вспышки поражение человека, попавшего в зону воздействия высокотемпературными продуктами сгорания газопаровоздушного облака, считается смертельным;

- воздействие на человека ударной волны с избыточным давлением на фронте $>120 \text{ кПа}$ принимается в качестве смертельного поражения. Для определения числа пострадавших принимается значение избыточного давления, превышающее 70 кПа .

Значения количества погибших и пострадавших в результате реализации сценариев аварий среди работников, обслуживающих проектируемое оборудование, приведены в таблице (таблица 3.12).

Таблица 3.12 - Количество погибших и раненых при реализации поражающих факторов аварий

Оборудование	Сценарий	Количество погибших среди работников, чел	Количество раненых среди работников, чел	Количество погибших третьих лиц, чел.	Количество раненых, третьих лиц, чел.
Выкидной трубопровод «Скв. 331- АГЗУ»	С-1-1	1	1	0	0
	С-2-1	0	0	0	0
	С-3-1	0	2	0	0

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							50

Оборудование	Сценарий	Количество погибших среди работников, чел	Количество раненых среди работников, чел	Количество погибших третьих лиц, чел.	Количество раненых, третьих лиц, чел.
	С-4-1	0	0	0	0
Выкидной трубопровод «Скв. 332- АГЗУ»	С-1-1	1	1	0	0
	С-2-1	0	0	0	0
	С-3-1	0	2	0	0
	С-4-1	0	0	0	0
Выкидной трубопровод «Скв. 333- АГЗУ»	С-1-1	1	1	0	0
	С-2-1	0	0	0	0
	С-3-1	0	2	0	0
	С-4-1	0	0	0	0
Выкидной трубопровод «Скв. 330- АГЗУ»	С-1-1	1	1	0	0
	С-2-1	0	0	0	0
	С-3-1	0	2	0	0
	С-4-1	0	0	0	0
Нефтегазосборный трубопровод от куста №330	С-1-1	1	1	0	0
	С-2-1	0	0	0	0
	С-3-1	2	0	0	0
	С-4-1	0	0	0	0
АГЗУ	С-1-2	1	0	0	0
	С-2-2	0	0	0	0
	С-4-2	0	0	0	0

Населенные пункты находятся вне зон поражающих факторов в случае аварии на проектируемых объектах, следовательно, погибшие среди населения отсутствуют.

Сценарии, приводящие к наиболее тяжелому гуманитарному ущербу, приведены в таблице (таблица 3.13).

Таблица 3.13 - Сценарии, приводящие к наиболее тяжелому гуманитарному ущербу

Оборудование	Сценарий	Количество погибших среди работников, чел	Количество раненых среди работников, чел	Количество погибших третьих лиц, чел.	Количество раненых, третьих лиц, чел.
Нефтегазосборный трубопровод от куста №330	С-3-1	2	0	0	0

3.6 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

Взам. инв. №	Инд. № инв.	Подп. и дата							Лист
									51
			2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

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

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

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:

$$Pa = Pnp + Pla + Psэ + Pnv + Pэкол + Pвтр, \quad (7)$$

где:

Pa - полный ущерб от аварий, руб.;

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

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

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

Pnv - косвенный ущерб, руб.;

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

Прямой ущерб при авариях на проектируемом объекте будет определяться:

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

- потерями продукции.

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

Затраты на локализацию (ликвидацию последствий) аварий определяются:

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

- расходами на расследование причин аварии.

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							52

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

Косвенный ущерб будет определяться:

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

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

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

Экологический ущерб для проектируемых объектов определяется как ущерб от загрязнения атмосферы, почвы и водотоков, более подробно сведения о нем приведены в п. 3.6.1.

3.6.1 Оценка возможного ущерба для окружающей среды

Расчет экологического ущерба выполнен в соответствии со следующими нормативными документами:

- а) Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ Об охране окружающей среды.
- б) Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утверждена Минтопэнерго РФ 01.11.95).
- в) Постановление Правительства РФ от 03.03.2017 № 255 «Об исчислении и взимании платы за негативное воздействие на окружающую среду».
- г) РД 03-496-02 Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах. Постановление Госгортехнадзора России от 29.10.2002 № 63.
- д) Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов (согласована Минприроды РФ 09.08.96).
- е) Приказ Минприроды России от 8 июля 2010 г. № 238 «Об утверждении Методики исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту охраны окружающей среды».
- ж) Методика исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства, утв. приказом Минприроды России от 13 апреля 2009 года № 87.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							53

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

и) Постановление Правительства РФ от 01.03.2022 № 274 "О применении в 2022 году ставок платы за негативное воздействие на окружающую среду".

В соответствии с п. 5 ст. 16.3 Федерального закона от 10.01.2002 №7-ФЗ от 10.01.2002 «Об охране окружающей среды» за объем или массу выбросов загрязняющих веществ, превышающих установленные для объектов I категории такие объем или массу, применяется коэффициент равный 100.

Данные о величине возможных экологических ущербов (штрафов) за загрязнение окружающей среды приведены в таблице (таблица 3.14).

Таблица 3.14 - Экологические ущербы (штрафы) за загрязнение окружающей среды

Оборудование	Сценарий	Экологические штрафы за загрязнение, тыс. руб.		
		почвы	атмосферы	водных объектов
Выкидной трубопровод «Скв. 331- АГЗУ»	С-1-1	0,00	1,62	0,00
	С-2-1	0,00	3,02	0,00
	С-3-1	0,00	3,02	0,00
	С-4-1	0,00	1,40	0,00
Выкидной трубопровод «Скв. 332- АГЗУ»	С-1-1	0,00	1,52	0,00
	С-2-1	0,00	2,82	0,00
	С-3-1	0,00	2,82	0,00
	С-4-1	0,00	1,31	0,00
Выкидной трубопровод «Скв. 333- АГЗУ»	С-1-1	0,00	1,45	0,00
	С-2-1	0,00	2,70	0,00
	С-3-1	0,00	2,70	0,00
	С-4-1	0,00	1,25	0,00
Выкидной трубопровод «Скв. 330- АГЗУ»	С-1-1	0,00	1,62	0,00
	С-2-1	0,00	3,22	0,00
	С-3-1	0,00	3,22	0,00
	С-4-1	0,00	1,60	0,00
Нефтегазосборный трубопровод от куста №330	С-1-1	644,79	25,70	0,00
	С-2-1	644,79	48,82	0,00
	С-3-1	644,79	48,82	0,00
	С-4-1	644,79	23,12	0,00
АГЗУ	С-1-2	0,00	1,18	0,00
	С-2-2	0,00	2,21	0,00
	С-4-2	0,00	1,03	0,00

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

При расчете ущерба физическим и юридическим лицам в случае возникновения аварий на объекте в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах (РД 03-496-02,

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							54

утв. Постановлением ГГТН России от 29.10.02 № 63) учитывались следующие показатели:

Прямые потери, включая потери:

- предприятия от уничтожения (повреждения) аварией основных фондов;
 - предприятия в результате уничтожения (повреждения) аварией товарно-материальных ценностей;
 - в результате уничтожения (повреждения) аварией имущества третьих лиц;
- Затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии;*
Социально-экономические потери.

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

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

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

2) Фактические затраты на выполнение работ:

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

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

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.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH							55
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Соответствующие значения ущерба от возможных аварий приведены в таблице (таблица 3.15). Значения затрат на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии принимались равными 10 % от ущерба прямых потерь (в соответствии с РД 03-496-02). Социально-экономические потери можно определить как сумму затрат на компенсации и мероприятия вследствие гибели персонала и третьих лиц и/или травмирования персонала и третьих лиц (в соответствии с РД 03-496-02).

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

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

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

2021/354/ДС38-РД-АВ1.2.ТСН

Таблица 3.15 - Значения ожидаемого ущерба от прямых, социально-экономических потерь, затрат на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии, общего материального ущерба

Оборудование	Сценарий	Прямые потери, тыс. руб.	Затраты на локализацию (ликв.) и расследование аварии, тыс. руб.	Косвенный ущерб, тыс. руб.	Социально-экономические потери тыс. руб.	Экологический ущерб, тыс. руб.	Общий материальный ущерб, тыс. руб.
Выкидной трубопровод «Скв. 331- АГЗУ»	С-1-1	166,80	16,68	50,04	2 200,00	1,624	2 435,14
	С-2-1	166,80	16,68	50,04	0,00	3,024	236,54
	С-3-1	166,80	16,68	50,04	400,00	3,024	636,54
	С-4-1	166,80	16,68	50,04	0,00	1,400	234,92
Выкидной трубопровод «Скв. 332- АГЗУ»	С-1-1	132,63	13,26	39,79	2 200,00	1,516	2 387,20
	С-2-1	132,63	13,26	39,79	0,00	2,822	188,51
	С-3-1	132,63	13,26	39,79	400,00	2,822	588,51
	С-4-1	132,63	13,26	39,79	0,00	1,306	186,99
Выкидной трубопровод «Скв. 333- АГЗУ»	С-1-1	111,75	11,18	33,53	2 200,00	1,449	2 357,90
	С-2-1	111,75	11,18	33,53	0,00	2,699	159,15
	С-3-1	111,75	11,18	33,53	400,00	2,699	559,15
	С-4-1	111,75	11,18	33,53	0,00	1,249	157,70
Выкидной трубопровод «Скв. 330- АГЗУ»	С-1-1	89,32	8,93	26,80	2 200,00	1,620	2 326,67
	С-2-1	89,32	8,93	26,80	0,00	3,224	128,28
	С-3-1	89,32	8,93	26,80	400,00	3,224	528,28
	С-4-1	89,32	8,93	26,80	0,00	1,604	126,66
Нефтегазосборный трубопровод от куста №330	С-1-1	6 309,15	630,91	1 892,74	2 200,00	670,493	11 703,30
	С-2-1	6 309,15	630,91	1 892,74	0,00	693,612	9 526,42
	С-3-1	6 309,15	630,91	1 892,74	4 000,00	693,612	13 526,42
	С-4-1	6 309,15	630,91	1 892,74	0,00	667,912	9 500,72
АГЗУ	С-1-2	27,55	2,76	8,27	2 000,00	1,179	2 039,75
	С-2-2	27,55	2,76	8,27	0,00	2,207	40,78
	С-4-2	27,55	2,76	8,27	0,00	1,029	39,60

Сценарии, приводящие к наиболее тяжелому материальному (в т.ч. экологическому) ущербу, приведены в таблице (таблица 3.16).

Таблица 3.16 - Сценарии, приводящие к наиболее тяжелому материальному (в т.ч. экологическому) ущербу

Оборудование	Сценарий	Материальный (в т.ч. экологический) ущерб, тыс.руб.
Нефтегазосборный трубопровод от куста №330	С-3-1	13 526,42

3.7 Оценка риска аварий

Ниже рассмотрены основные показатели риска, характеризующие опасности промышленных аварий.

3.7.1 Данные о вероятностях аварий

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

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

В таблице (таблица 3.17) представлены характерные частоты аварий с участием оборудования, аналогичного применяемому на объекте.

Таблица 3.17 - Оценка частот для различного оборудования

Категория оборудования	Частота разгерметизации (аварии)	Вид разгерметизации
СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2019		
Трубопровод, номинальный диаметр < 150 мм	5×10^{-6} (год \times пм) $^{-1}$	Полная
Емкостное оборудование под давлением	1×10^{-6} год $^{-1}$	Полная

Для вычисления вероятности конечного события были использованы условные вероятности, приведенные ниже (таблица 3.18) в соответствии с таблицей П2.1 Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (утв. приказом МЧС от 10.07.2009 № 404).

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

										Лист
										58
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH				

Таблица 3.18 - Условная вероятность мгновенного воспламенения и воспламенения с задержкой

Массовая скорость истечения кг/с		Вероятность мгновенного воспламенения			Вероятность последующего воспламенения, при отсутствии мгновенного воспламенения			Вероятность взрыва, при последующем воспламенении		
диапазон	Номинальное среднее значение	газ	двухфазная смесь	жидкость	газ	двухфазная смесь	жидкость	газ	двухфазная смесь	жидкость
Малая (< 1,0)	0,5	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,080	0,080	0,050
Средняя (1–50)	10	0,035	0,035	0,015	0,036	0,036	0,015	0,240	0,240	0,050
Большая (> 50)	100	0,150	0,150	0,040	0,176	0,176	0,042	0,600	0,600	0,050
Полный разрыв	Не определено	0,200	0,200	0,050	0,240	0,240	0,061	0,540	0,540	0,100

Построение логических деревьев событий осуществлялось в соответствии с Приложением 2 к пункту 17 Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, утв. приказом МЧС РФ от 10.07.2009г. №404, с учетом рекомендуемых условных вероятностей (таблица 3.18).

Ниже приведено дерево событий для проектируемого оборудования (рисунок 1).



Рисунок 1 - Дерево событий при полной разгерметизации трубопроводов (Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах)

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

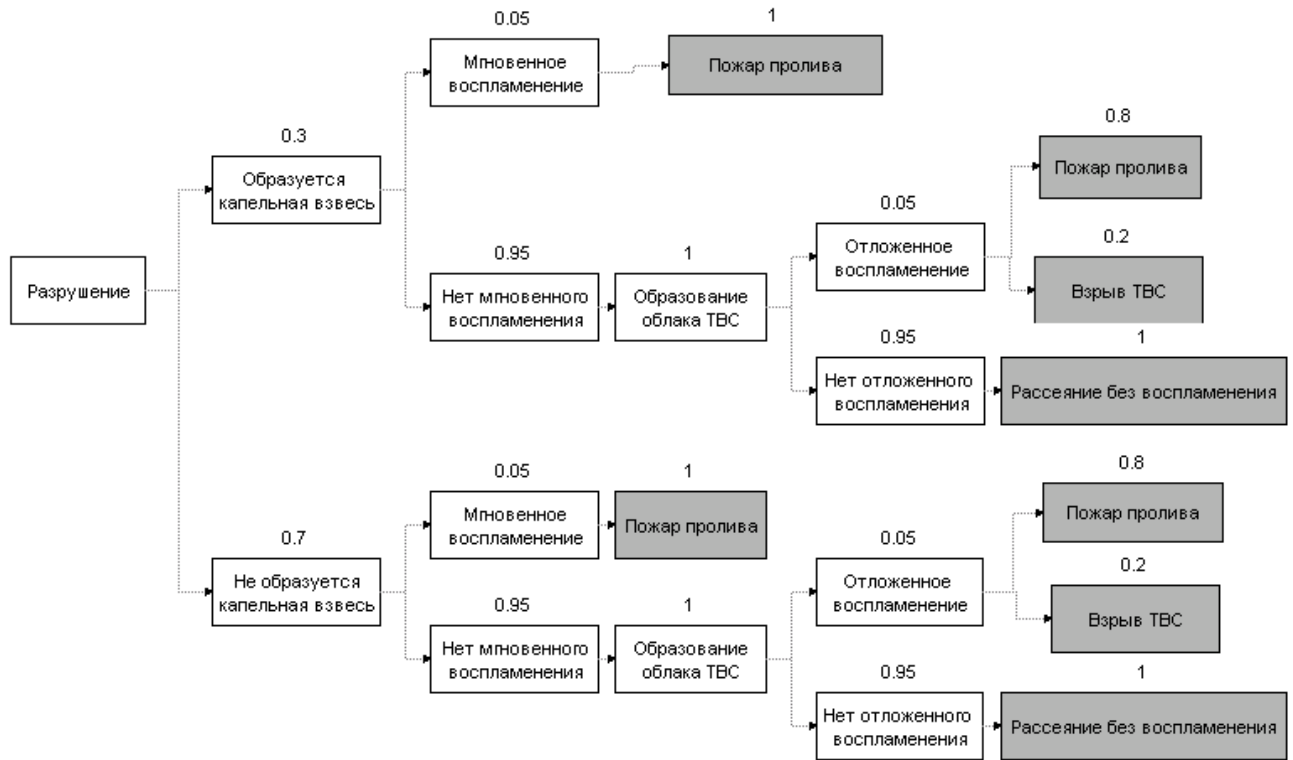


Рисунок 2 - Дерево событий при полной разгерметизации для емкости с ЛВЖ в помещении (Методика оценки риска аварий на ОПО нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности)

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

Таблица 3.19 - Частоты реализации сценариев аварийных ситуаций на оборудовании объекта

Оборудование	Сценарий	Частота, 1/год
Выкидной трубопровод «Скв. 331- АГЗУ»	C-1-1	1,12E-04
	C-2-1	4,04E-05
	C-3-1	3,44E-05
	C-4-1	2,37E-04
Выкидной трубопровод «Скв. 332- АГЗУ»	C-1-1	8,65E-05
	C-2-1	3,11E-05
	C-3-1	2,65E-05
	C-4-1	1,82E-04
Выкидной трубопровод «Скв. 333- АГЗУ»	C-1-1	7,06E-05
	C-2-1	2,54E-05
	C-3-1	2,16E-05
	C-4-1	1,49E-04
Выкидной трубопровод «Скв. 330- АГЗУ»	C-1-1	5,05E-05
	C-2-1	1,81E-05
	C-3-1	1,55E-05
	C-4-1	1,06E-04
Нефтегазосборный трубопровод от куста №330	C-1-1	3,73E-03
	C-2-1	1,34E-03
	C-3-1	1,14E-03

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

Оборудование	Сценарий	Частота, 1/год
	C-4-1	7,86E-03
АГЗУ	C-1-2	4,75E-07
	C-2-2	1,75E-07
	C-4-2	3,50E-07

Наиболее вероятный сценарий приведен в таблице (таблица 3.20).

Таблица 3.20 - Наиболее вероятный сценарий

Оборудование	Сценарий	Частота, 1/год
Нефтегазосборный трубопровод от куста №330	C-4-1	7,86E-03

3.7.2 Данные о показателях риска причинения вреда работникам и физическим лицам

Риск является неизбежным сопутствующим фактором промышленной деятельности. Риск фактически есть мера опасности. Целью управления риском является предотвращение или уменьшение травматизма, разрушений материальных объектов, потерь имущества и вредного воздействия на окружающую среду. Для управления риском его необходимо проанализировать и оценить. Анализ риска является полезным средством, когда имеется намерение выявить существующие опасности, определить уровни рисков выявленных нежелательных событий (по частоте и последствиям) и реализовать меры по уменьшению риска в случае превышения его приемлемого уровня.

При количественной оценке риска аварий на ОПО объектах рассчитываются и представляются следующие показатели риска:

- потенциальный территориальный риск;
- коллективный риск гибели людей, коллективный риск несмертельного поражения людей;
- индивидуальный риск гибели людей, индивидуальный риск несмертельного поражения людей;
- социальный риск гибели людей (F/N диаграмма).

Для определения показателей риска введены следующие обозначения:

s - сценарий аварии, отвечающий реализации определенной ветви дерева событий;

p_s - ожидаемая частота реализации сценария аварии s ;

Z_s - зона поражения людей при реализации сценария аварии s ;

d_s - число погибших или пострадавших людей при реализации сценария s .

Множество сценариев реализации аварий, рассматриваемых для опасного производственного объекта, обозначается через S . При этом

$$s \in S.$$

Участки, на которые разбита площадка предприятия (трасса), обозначаются $A_i, i = 1, \dots, I$.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							61

Для удобства описания расчетов работники предприятия нумеруются. Текущий номер работника

$$n = 1, \dots, N$$

однозначно определяет его должность, категорию и другие особенности профессиональной деятельности, необходимой для оценки риска.

Потенциальный территориальный риск от аварий определяется для любой точки местности, где расположено предприятие (обозначим ее «а»), как ожидаемая частота реализации $p(a)$ поражающих факторов аварии, приводящих к гибели человека, если бы он находился в данной точке «а» постоянно 24 часа в сутки 365 дней в году и не избегал бы действия опасности:

$$p(a) = \sum_{s \in S} p_s(a),$$

$$\text{где } p_s(a) = \begin{cases} p_s, & \text{если } a \in Z_s \\ 0, & \text{если } a \notin Z_s \end{cases}.$$

Функция $p(a)$ имеет размерность [1/год].

Линии постоянной величины (изолинии) функции $p(a)$ называются потенциальным территориальным риском. Их физический смысл - разделение площадки предприятия и местность вокруг предприятия на области, в которых ожидаемая частота или вероятность возникновения поражающих факторов аварии, приводящих к гибели людей, заключена в определенных пределах.

Потенциальный риск не зависит от количества работающих на предприятии или их должностных обязанностей, а определяется исключительно используемой технологией и надежностью применяемого оборудования.

Коллективный риск гибели или несмертельного поражения людей определяются как математическое ожидание количества потерянных жизней или несмертельно пораженных людей в течение определенного периода времени (за год). Коллективный риск R имеет размерность [чел./год].

Для его вычисления используется соотношение:

$$R = \sum_{s \in S} p_s \times d_s,$$

Индивидуальный риск гибели или несмертельного поражения людей определяются как математическое ожидание потери жизни или несмертельного поражения человека из определенной группы (работник проектируемого объекта, работник предприятия, население и т.п.) и в определенном месте (на территории, за территорией предприятия) от аварий в течение определенного периода времени (года).

Индивидуальный риск гибели или несмертельного поражения людей из определенной группы m , обозначаемый r_m , имеет размерность [1/год]. Расчет индивидуального риска выполняется с помощью соотношения:

$$r_m = \sum_{i=1, \dots, I} t_{ni} \times p_i,$$

где: t_{ni} - доля времени, в течение которого человек группы m находится в i -той области действия поражающих факторов;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

p_i - ожидаемая частота возникновения поражающих факторов аварии в i -той области предприятия или за его территорией, приводящих к гибели (потенциальный территориальный риск гибели) или несмертельному поражению людей.

Социальный риск (F/N диаграмма) является функцией, независимым аргументом которой является величина, определяющая, что в аварии погибло не менее определенного количества человек.

По своему определению, социальный риск является дискретной функцией: $\overline{F(N)}$,

где N - количество людей, погибших или пострадавших в аварии или при пожаре ($N= 1,2,... \infty$), определяемой соотношением:

$$F(N) = \sum_{s \in \{s: d_s \geq N\}} p_s$$

Функция $F(N)$ имеет размерность [1/год].

Для производственного персонала долю времени, при которой реципиент подвергается опасности, можно оценить величиной 0,08 – для производственных объектов без постоянного пребывания персонала (п.42 РБ «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»).

Приняты следующие предпосылки:

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

Значения показателей коллективного и индивидуального риска гибели и ранений на объекте приведены в таблице (таблица 3.21). Коллективные и индивидуальные риски гибели и ранения людей от аварий определены с учетом вероятности нахождения человека в зоне поражения.

Таблица 3.21 - Значения показателей коллективного риска гибели и ранений персонала

Оборудование	Коллективный риск				Индивидуальный риск			
	гибели персонала, чел./год	ранения персонала, чел./год	гибели третьих лиц, чел./год	ранения третьих лиц, чел./год	гибели персонала, 1/год	ранения персонала, 1/год	гибели третьих лиц, 1/год	ранения третьих лиц, 1/год
Выкидной трубопровод «Скв. 331- АГЗУ»	1,12E-04	1,81E-04	-	-	4,33E-09	3,63E-08	-	-
Выкидной трубопровод «Скв. 332- АГЗУ»	8,65E-05	1,39E-04	-	-	3,22E-09	2,67E-08	-	-
Выкидной трубопровод «Скв. 333- АГЗУ»	7,06E-05	1,14E-04	-	-	2,55E-09	2,14E-08	-	-
Выкидной трубопровод «Скв. 330- АГЗУ»	5,05E-05	8,14E-05	-	-	2,13E-09	1,76E-08	-	-

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH						Лист
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	63

Оборудование	Коллективный риск				Индивидуальный риск			
	гибели персонала, чел./год	ранения персонала, чел./год	гибели третьих лиц, чел./год	ранения третьих лиц, чел./год	гибели персонала, 1/год	ранения персонала, 1/год	гибели третьих лиц, 1/год	ранения третьих лиц, 1/год
Нефтегазосборный трубопровод от куста №330	6,01E-03	3,73E-03	-	-	3,11E-06	2,03E-06	-	-
АГЗУ	4,75E-07	-	-	-	2,56E-12	-	-	-

Диаграмма визуализации сценариев, приводящих к гуманитарному ущербу на проектируемом оборудовании, приведена на рисунке ниже (рисунок 3).

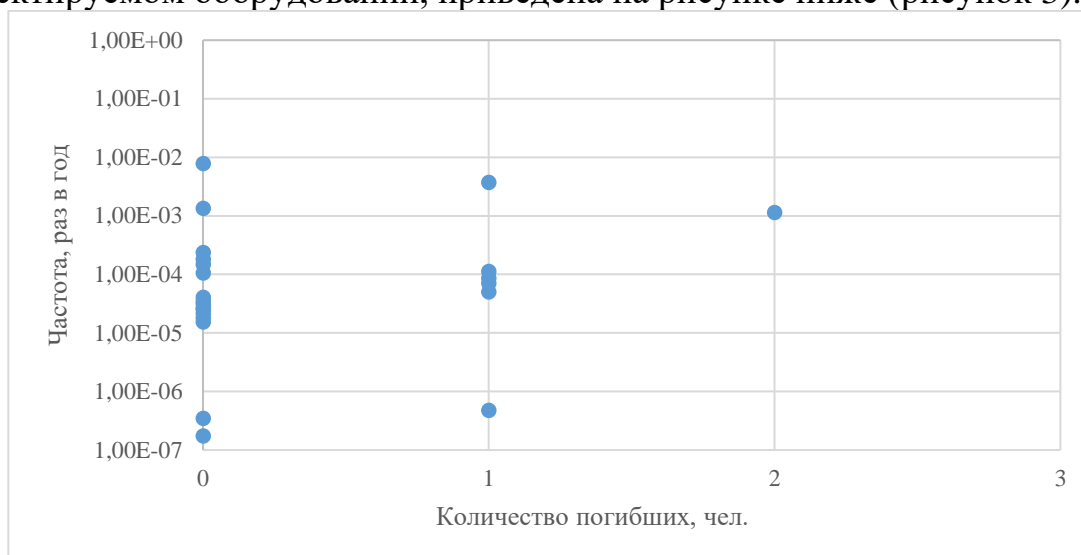


Рисунок 3 – Визуализация сценариев аварий, приводящих к гуманитарному ущербу от аварий на проектируемом оборудовании

Ниже приведена F/N диаграмма, характеризующая социальный риск от аварий на объекте (рисунок 4).

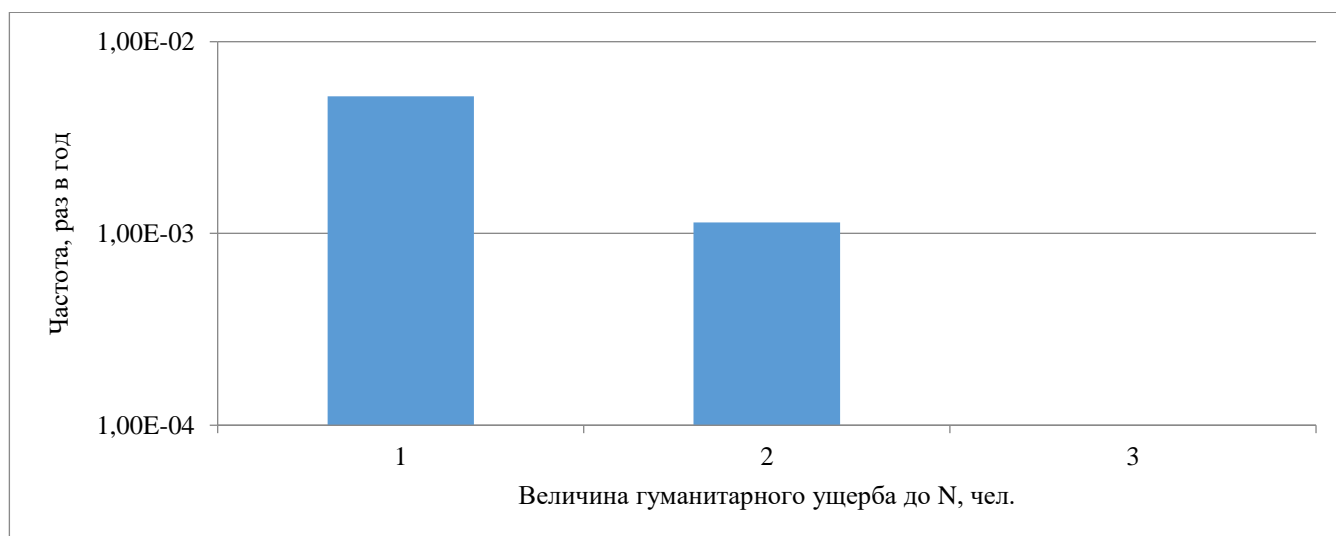


Рисунок 4 – F/N диаграмма, характеризующая социальный риск от аварий на проектируемом оборудовании

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Распределение потенциального риска гибели при аварии на проектируемых объектах приведено ниже (рисунок 5).

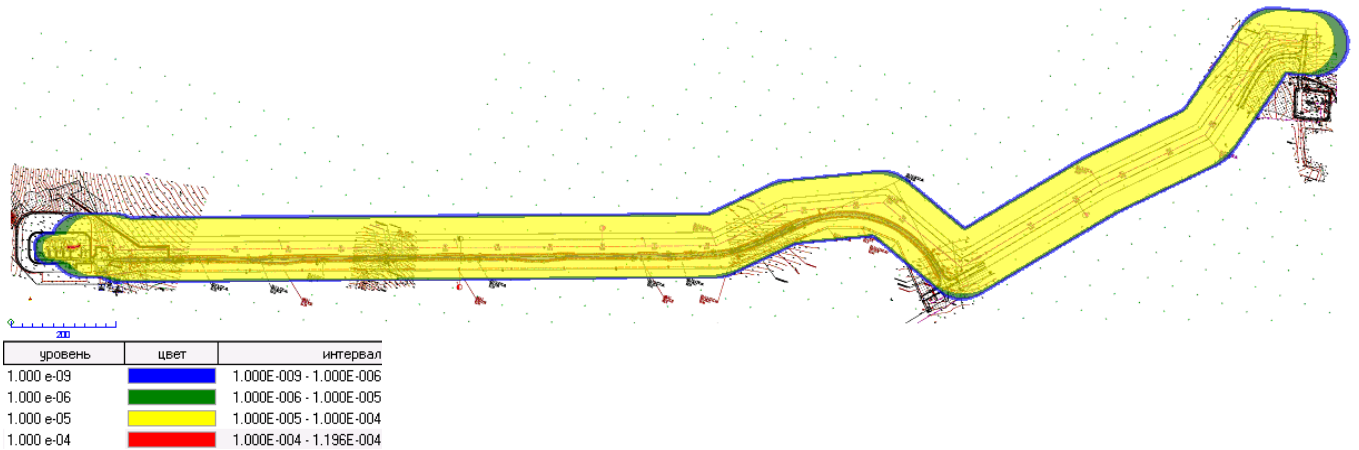


Рисунок 5 – Распределение потенциального (территориального) риска гибели при аварии на проектируемом оборудовании

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

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

Ожидаемый общий материальный ущерб за год (материальный риск) определяются с использованием соотношения:

$$Y = \sum_{s \in S} p_s \times g_s$$

Где:

g_s - материальный ущерб при реализации сценария s ;

p_s - ожидаемая частота реализации сценария аварии s .

Ожидаемый ущерб имеет размерность [тыс.руб./год].

F/G диаграмма является аналогом F/N диаграммы, где вместо величины N используется величина материального ущерба G :

$$F(G) = \sum_{s \in \{s: g_s \geq G\}} p_s$$

где G - значение материальных потерь, тыс.руб.

Значения показателей риска материального ущерба (в том числе и экологического) приведены в таблице (таблица 3.22).

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	
						65	

Таблица 3.22 - 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	Риск прямых потерь, тыс. руб./год	Риск затрат на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии, тыс. руб./год	Риск косвенного ущерба, тыс. руб./год	Риск социально-экономических потерь, тыс. руб./год	Риск экологического ущерба, тыс. руб./год	Общий риск материального ущерба (в т.ч. экологического ущерба), тыс. руб./год
Выкидной трубопровод «Скв. 331-АГЗУ»	7,08E-02	7,08E-03	2,12E-02	2,61E-01	7,41E-04	3,61E-01
Выкидной трубопровод «Скв. 332-АГЗУ»	4,33E-02	4,33E-03	1,30E-02	2,01E-01	5,32E-04	2,62E-01
Выкидной трубопровод «Скв. 333-АГЗУ»	2,98E-02	2,98E-03	8,94E-03	1,64E-01	4,15E-04	2,06E-01
Выкидной трубопровод «Скв. 330-АГЗУ»	1,70E-02	1,70E-03	5,10E-03	1,17E-01	3,61E-04	1,41E-01
Нефтегазосборный трубопровод от куста №330	8,87E+01	8,87	2,66E+01	1,28E+01	9,46	1,46E+02
АГЗУ	2,76E-05	2,76E-06	8,27E-06	9,50E-04	1,31E-06	9,90E-04

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

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p style="text-align: center;">2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH</p>						Лист
									66
									Изм

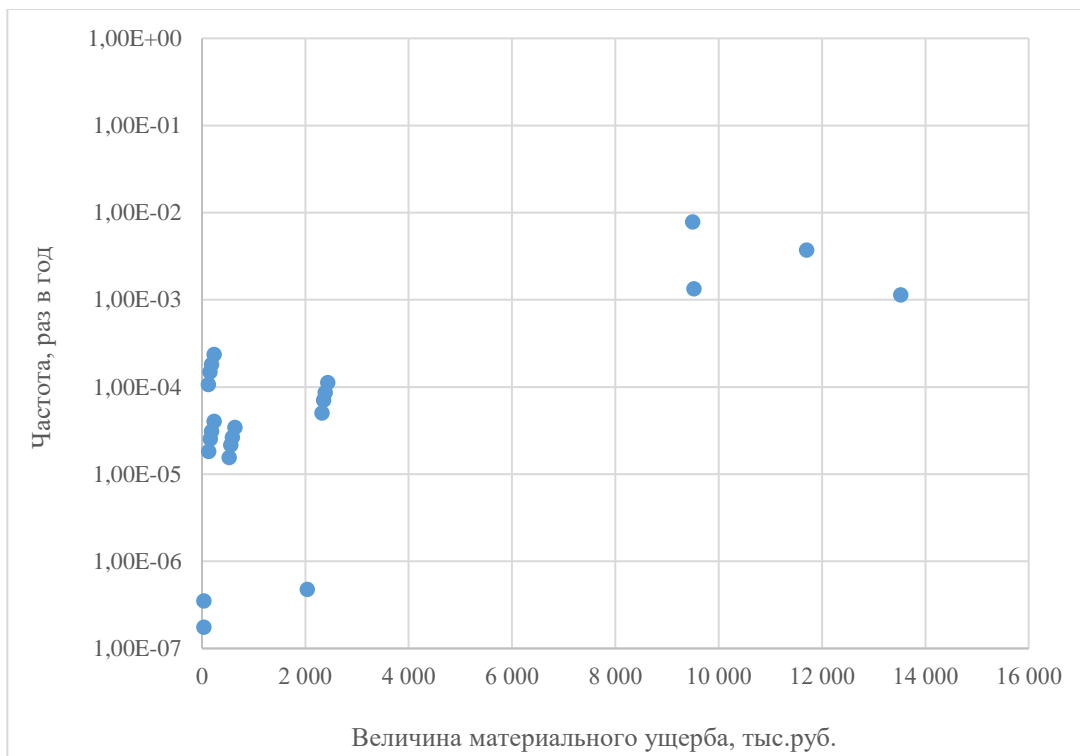


Рисунок 6 - Диаграмма визуализации сценариев, приводящих к материальному (в т. ч. экологическому) ущербу

Ниже приведена общая F/G диаграмма, характеризующая масштаб последствий при авариях на объекте (рисунок 7).

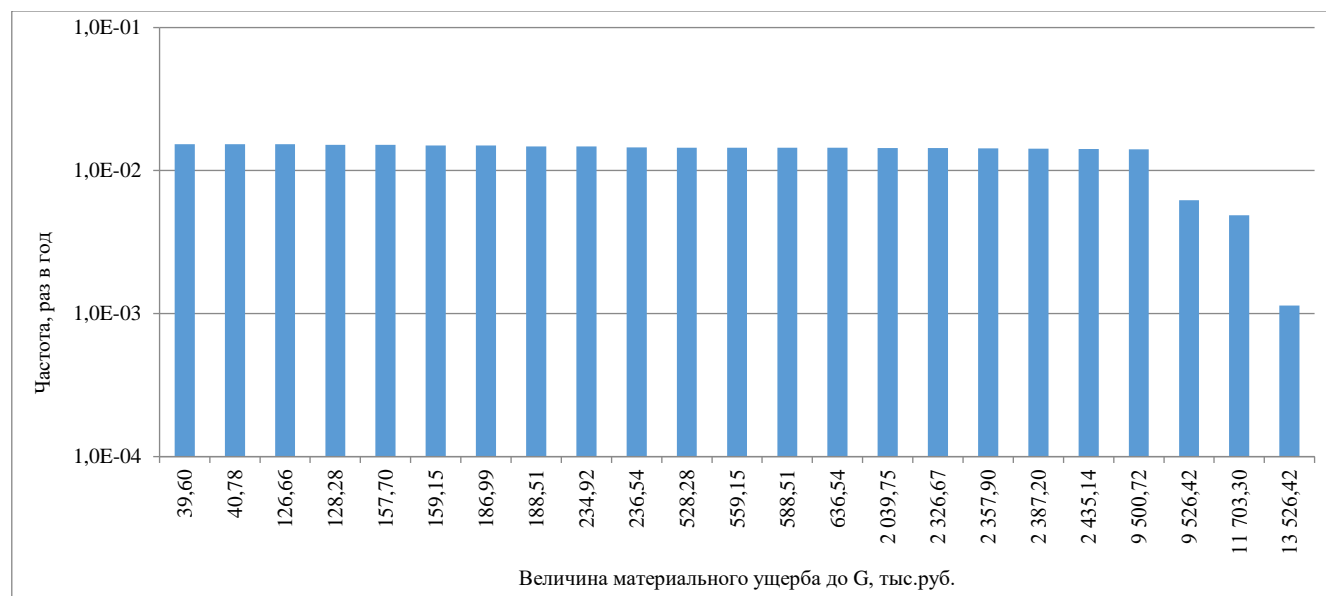


Рисунок 7 - Общая F/G диаграмма, характеризующая масштаб последствий при авариях

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

4 Выводы и предложения

4.1 Оценка уровня безопасности опасного производственного объекта

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

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

Таблица 4.1 - Перечень оборудования в порядке уменьшения индивидуального риска гибели

Оборудование	Индивидуальный риск гибели персонала, 1/год	Индивидуальный риск гибели третьих лиц, 1/год
Нефтегазосборный трубопровод от куста №330	3,11E-06	-
Выкидной трубопровод «Скв. 331- АГЗУ»	4,33E-09	-
Выкидной трубопровод «Скв. 332- АГЗУ»	3,22E-09	-
Выкидной трубопровод «Скв. 333- АГЗУ»	2,55E-09	-
Выкидной трубопровод «Скв. 330- АГЗУ»	2,13E-09	-
АГЗУ	2,56E-12	-

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

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

Оборудование	Экологический риск, тыс.руб./год
Нефтегазосборный трубопровод от куста №330	9,46
Выкидной трубопровод «Скв. 331- АГЗУ»	7,41E-04
Выкидной трубопровод «Скв. 332- АГЗУ»	5,32E-04
Выкидной трубопровод «Скв. 333- АГЗУ»	4,15E-04
Выкидной трубопровод «Скв. 330- АГЗУ»	3,61E-04
АГЗУ	1,31E-06

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

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

Оборудование	Материальный риск, тыс.руб./год
Нефтегазосборный трубопровод от куста №330	1,46E+02
Выкидной трубопровод «Скв. 331- АГЗУ»	3,61E-01
Выкидной трубопровод «Скв. 332- АГЗУ»	2,62E-01
Выкидной трубопровод «Скв. 333- АГЗУ»	2,06E-01
Выкидной трубопровод «Скв. 330- АГЗУ»	1,41E-01

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							68

Оборудование	Материальный риск, тыс.руб./год
АГЗУ	9,90E-04

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

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

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

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

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

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

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

Индивидуальный риск гибели для персонала проектируемого оборудования не превышает 3,13E-06 1/год.

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

В статье 93 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» указывается, что величина индивидуального пожарного риска на территории производственных объектов не должна превышать одну миллионную в год. Для производственных объектов, на которых обеспечение величины индивидуального пожарного риска одной миллионной в год невозможно в связи со спецификой функционирования технологических процессов, допускается увеличение

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

											Лист
											69
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH					

индивидуального пожарного риска до одной десятитысячной в год. При этом должны быть предусмотрены меры по обучению персонала действиям при пожаре и по социальной защите работников, компенсирующие их работу в условиях повышенного риска.

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

4.2 Перечень основных проектных решений, направленных на уменьшение риска аварий

С целью уменьшения риска аварий проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- герметизированная схема технологического процесса;
- технологическое оборудование принято в полной заводской готовности как наиболее надежное;
- все трубопроводы, оборудование и арматура приняты стальные на давление, превышающее технологическое;
- повышенная толщина стенки трубопроводов относительно расчетной;
- соединение труб между собой на сварке, трубопроводы не имеют фланцевых или других разъемных соединений, кроме мест установки арматуры или присоединения к оборудованию;
- надземные стальные трубопроводы, оборудование и арматура покрываются краской для защиты от атмосферной коррозии;
- система неразрушающего контроля сварных соединений стальных трубопроводов и несущих конструкций;
- испытание оборудования и трубопроводов после монтажа и ремонта;
- повышенное давление испытания трубопроводов;
- расположение проектируемых сооружений и трубопроводов с учетом требований действующих норм и правил;
- оснащение проектируемых объектов первичными средствами пожаротушения;
- автоматизированная система управления технологическим процессом;
- блокировка оборудования и сигнализация при отклонении от технологического режима;
- заземление оборудования и трубопроводов;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

- 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;
- фундаменты рассчитаны на нагрузку, обеспечивающую безопасность оборудования и трубопроводов;
- обязательный контроль за качеством выполнения строительно-монтажных работ.

4.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий

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

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

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

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							71

- обеспечением надлежащего хранения и ведения проектно-сметной и эксплуатационной документации и поддержанием нормативных запасов материально-технических ресурсов для ликвидации аварий;
- совершенствованием мероприятий по профессиональной и противоаварийной подготовке производственного персонала, их обучение способам защиты и действиям в аварийных ситуациях;
- усилением физической защиты объектов, организацией телевизионного наблюдения за территорией для исключения несанкционированного на них доступа.

Кроме того, организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, должна своими силами или с привлечением подрядных организаций переработать План ликвидации аварийных разливов нефти (согласно Постановления Правительства РФ от 31.12.2020 № 2451 Об утверждении «Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации») с учетом проектируемых объектов.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

5 Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности по готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий

5.1 Сведения о составе противоаварийных сил, аварийно-спасательных и других служб обеспечения промышленной безопасности

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

Силы и средства ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

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

В ЦДНГ-7 создана штатная аварийно-спасательная группа (НАСГ) по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти/нефтепродуктов, которая ликвидирует последствия аварий на объектах ЦДНГ-7, в том числе проектируемых.

Место базирования НАСГ ЦДНГ-1 – площадка у АБК «Суханово».

На проектируемых объектах возможны выброс нефти с попутным газом, пожар пролива, взрыв или пожар-вспышка ТВС. Поражающими факторами для персонала являются токсическое воздействие продуктов горения, термическое воздействие при горении.

Для обеспечения безопасности персонала, участвующего в ликвидации аварий на проектируемых объектах, применяются:

- средства индивидуальной защиты:
 - Коробки к противогазам «МАГ» 15 шт.;
 - Респиратор Р-2 15 шт.;
 - Костюм защитный Л-1 или ОП-1 13 шт.;
 - каска спасателя 19 шт.;
 - Рукавицы брезентовые-рабочие 30 пар;
 - Рукавицы нефтеморозостойкие 30 пар;
 - сапоги болотные 8 пар;
 - Аппарат «Горноспасатель-11с» 1шт.;
 - Дыхательный аппарат АП Омега-1 3 шт.;
- Газоанализатор GasAlerMicroCHp XT 4 шт.

Таким образом, персонал, участвующий в локализации и ликвидации аварий на проектируемых объектах, обеспечен средствами защиты.

Средств, размещенных у АБК «Суханово», достаточно для ликвидации аварий на проектируемых объектах.

Персонал, обслуживающий проектируемые объекты, при себе имеет портативные газоанализаторы, противогазы, брезентовые рукавицы. Работы

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
							73

выполняются в одежде, соответствующей погодным условиям из хлопчатобумажной ткани с огнезащитной пропиткой, защитной обуви (кожаные сапоги).

Силы и средства специализированных организаций, в соответствии с заключенными договорами

- Пожарная охрана объектов осуществляется силами ПЧ ФКУ на основании заключенных договоров: ФКУ 6 ОФПС ГПС МЧС РФ по Пермскому краю № 16Z1837 от 26.09.2016.

Таблица 5.1

Наименование пожарной части	Место дислокации	Наименование цеха	Численность	
			личного состава	техники
6-ОФПС				
ПЧ-122 6-ОФПС	Частинский район, УППН «Суханово»	ЦДНГ-7	23	2

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

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

Силы и средства вышестоящих организаций ВИНК «ЛУКОЙЛ»

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

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

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

Для экстренного привлечения необходимых средств для ликвидации ЧС в Обществе создаются резервы финансовых и материальных ресурсов.

Финансовые резервы для мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера на декларируемых объектах

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH							74
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

обеспечиваются согласно договорам страхования имущественных и других интересов. Организация – страховщик: СПАО "Ингострах", ОАО "Росгосстрах". Адреса: 614990, г. Пермь, ул. Куйбышева, д. 10, 117997, г. Москва, ул. Пятницкая, д. 12, стр. 2.

Таблица 5.2

Название договора	Номер договора	Дата договора	Страховщик	Страховые случаи (согласно условиями договора)	Дата вступления договора в силу	Страховая сумма (лимит ответственности) (руб.)	Размер франшизы (руб.), тип франшизы
Договор страхования имущества юридических лиц «от всех рисков»	№19z3016	23.12.2019г	СПАО «Ингострах»	Гибель (утрата) и/или повреждение застрахованного имущества, наступившие в результате оказанного на него любого внезапного и непредвиденного воздействия	01.01.2019г	96343909921	31 500 000 (безусловная)
Договор обязательного страхования ГО владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на ОПО	№19z2906	11.12.2019г.	ОАО «Росгосстрах»	Нанесение ущерба жизни, здоровью, имуществу 3-х лиц	В зависимости от окончания срока действия предыдущего полиса	3180000000	нет

С целью обеспечения деятельности Общества при угрозе и возникновении ЧС в мирное и военное время 26.08.2019 утвержден Первым Заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» И. И. Мазейным разработанный для Общества перечень аварийного, страхового резервного и для ГО запасов в составе:

- резервный запас материально технических ресурсов (МТР) для обеспечения устойчивой деятельности на сумму 412400,13 рублей, находящийся на объектах и базах Общества;

- аварийный запас МТР для ликвидации аварийных и чрезвычайных ситуаций, хранящийся в подразделениях Общества на сумму 199517327,91 рублей;

- МТР для ГО запас, созданный в целях гражданской обороны на сумму 2399456,71 рублей;

- страховой запас МТР для обеспечения устойчивой работы Общества при возникновении ЧС мирного и военного времени, хранящийся на базах на сумму 204799835,38 рублей.

Подтверждающими документами о наличии резерва финансовых ресурсов являются:

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

- комфортное письмо ПАО «ЛУКОЙЛ» от 21.10.2016 № СН-6386Л о готовности в оперативном порядке перевести денежные средства для ликвидации последствий аварий и ЧС;
- гарантийное письмо Пермского ПКБ филиала ПАО Банка «ФК Открытие» от 28.01.2020 № 4ф.25-4/39 о возможности кредитования Общества в размере 50 (пятидесяти) млн. рублей в случае возникновения ЧС.

5.3 Сведения о системе управления промышленной безопасностью

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

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

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

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

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

Контрольные функции в целом в рамках обеспечения решения задач производственного контроля согласно Положению в структурных подразделениях

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH							76
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Общества осуществляются Отделом корпоративного надзора Управления корпоративного надзора.

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

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

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

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

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

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

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									77
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH			

6 Графические материалы

В данной части приведены:

Рисунок 8 - Схема зон поражения тепловым излучением при аварии на проектируемом оборудовании

Рисунок 9 - Схема зон поражения избыточным давлением при аварии на проектируемом оборудовании

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	78

Рисунок 8 - Схема зон поражения тепловым излучением при аварии на проектируемом оборудовании

M1:2000

Рисунок 9 - Схема зон поражения избыточным давлением при аварии на проектируемом оборудовании

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH

Лист
79

7 Список литературы

- Федеральный закон от 10.01.2002 №7-ФЗ Об охране окружающей среды.
- Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ О промышленной безопасности опасных производственных объектов.
- Федеральный закон от 21.07.2011 №256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса»
- Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
- Федеральный закон от 27.07.2010 г. №225-ФЗ Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте
- Федеральный закон от 30.12.2009 №384-ФЗ Технический регламент о безопасности зданий и сооружений.
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 года №534.
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 года №533.
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением» утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 года №536.
- Руководство по безопасности "Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ", утв. приказом Ростехнадзора от 20.04.2015 г. №158
- Руководство по безопасности "Методика оценки риска аварий на технологических трубопроводах, связанных с перемещением взрывопожароопасных жидкостей", утв. приказом Ростехнадзора от 17.09.2015 №366
- Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи», утвержденное Приказом Ростехнадзора от 17.08.2015 № 317.
- Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей», утв. приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 №137
- Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 29.06.2016 г. №272

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. инв. №	Подп. и дата	Изм. № подл.	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
										80

- Руководство по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов», утв. приказом Ростехнадзора от 17.06.2016 г. №228

- Руководство по безопасности "Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах", утв. приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144

- Постановление Правительства РФ от 25.07.2020 №1119 Правила создания, использования и восполнения резервов материальных ресурсов федеральных органов исполнительной власти для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

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

- Постановление Правительства РФ от 01.03.2022 №274 «О применении в 2022 году ставок платы за негативное воздействие на окружающую среду»

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

- Постановление Правительства РФ от 21.05.2007г. №304 О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (с изменениями на 20 декабря 2019 года)

- Постановление Правительства РФ от 24.03.1997 №334 «О порядке сбора и обмена в Российской Федерации информацией в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»

- Постановление Правительства РФ от 30.12.2003 № 794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» (с изменениями).

- Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 года №2451 «Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации»

- ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.

- ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

- ГОСТ 12.1.033-81. ССБТ. Пожарная безопасность. Термины и определения.

- ГОСТ 305-2013 Топливо дизельное. Технические условия

- ГОСТ 31378-2009. Нефть. Общие технические условия.

- ГОСТ 31610.20-1-2020 Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные

- ГОСТ Р 12.3.047-2012. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.

- ГОСТ Р 22.3.03-97. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения.

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH					81
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

- ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
- ГОСТ Р 22.0.02-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения
- ГОСТ Р 22.0.03-2020 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Природные чрезвычайные ситуации. Термины и определения;
- ГОСТ Р 22.0.05-2020 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации. Термины и определения;
- Методика исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства, утв. приказом Минприроды России от 13 апреля 2009 года № 87.
- Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, утв. приказом МЧС России № 404 от 10 июля 2009 г.
- Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утверждена Минтопэнерго РФ 01.11.95).
- Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов (согласована Минприроды РФ 09.08.96).
- Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах. Руководящий документ ОАО АК «Транснефть». – М. НТЦ «Промышленная безопасность», 2000.
- Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в нее сведений, утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 16 октября 2020 года №414
- Приказ Минприроды России от 8 июля 2010 г. № 238 «Об утверждении Методики исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту охраны окружающей среды».
- РД 03-496-02 Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах. Постановление Госгортехнадзора России от 29.10.2002 № 63.
- Руководство по оценке пожарного риска для промышленных предприятий, утв. ФГУ ВНИИПО МЧС России 17 марта 2006 г.
- СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».
- СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»
- СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности
- СП 115.13330.2016 Геофизика опасных природных воздействий.
- 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.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
										82

- 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.

- 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.

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH	Лист
										83
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Приложение А

Декларация промышленной безопасности опасного производственного объекта
«Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-7»

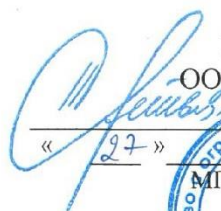
Утверждаю

Генеральный директор

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

О.В.Третьяков

2017 г.




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

17-17(00).0627-00-АП

Регистрационный номер декларируемого объекта
в государственном реестре опасных производственных
объектов

Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-7

А48-10051-0211**ДЕКЛАРАЦИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ****СИСТЕМА ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
ЦДНГ-7****ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»**г.Пермь
2017

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH

Лист

84

Таблица 2- Данные о количествах опасных веществ.

Наименование	Количество, т	Индивидуальное опасное вещество, т	Воспламеняющиеся газы, т	Горючие жидкости		Токсичные вещества, т	Высокотоксичные вещества, т	Окисляющие вещества, т	Взрывчатые вещества, т	Вещества, опасные для окружающей среды, т
				На складах и базах, т	В технологическом процессе, т					
Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-7										
Нефть	1250.80				1250.80					
Всего на декларируемом объекте					1250.80					
Предельное количество для II класса опасности ОПО		50	200	50000	200	200	20	200	50	200

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений

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

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-AB1.2.TCH

Лист

86