

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

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**«Строительство и обустройство скважин Москудьянского
месторождения (модуль 165)»**

Проектная документация

**Раздел 10 «Иная документация в случаях,
предусмотренных законодательными и иными нормативными правовыми
актами Российской Федерации»**

Часть 1 «Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий»

2021/354/ДС124-PD-AB

Том 10.1

Договор №

2021/354/ДС124

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

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

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

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство и обустройство скважин Москудьинского
месторождения (модуль 165)»

Проектная документация

Раздел 10 Иная документация в случаях,
предусмотренных законодательными и иными нормативными правовыми актами
Российской Федерации

Часть 1 Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий

2021/354/ДС124-PD-AB

Том 10.1

Договор №

2021/354/ДС124

Заместитель директора

В.А. Войтенко

Главный инженер проекта

М.Н. Калугин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС124-PD-AB.S	Содержание тома 10.1	2
2021/354/ДС124-PD-AB.TCH	Текстовая часть	3

Согласовано															
Взам. инв. №															
Подп. и дата															
Инв. № подл.								2021/354/ДС124-PD-AB.S							
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата									
	Разраб.		Белякова			02.24	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА 10.1						Стадия	Лист	Листов
	Проверил		Суворова			02.24							П	1	1
	Н. контр.		Белякова			02.24	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА 10.1						ИПИ ОНГМ		
ГИП		Калугин			02.24										

Содержание

1	Цель и задачи анализа риска	4
1.1	Общие сведения о проектируемом объекте	4
1.1.1	Идентификация и классификация опасных производственных объектов	5
1.2	Данные о топографии и месторасположении проектируемого объекта	7
1.2.1	Данные о топографии района расположения проектируемого объекта	7
1.2.2	Наличие и границы запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта	8
1.2.3	Данные о природно-климатических условиях в районе расположения проектируемого объекта	9
1.3	Данные о персонале и проживающем вблизи населении	10
1.3.1	Данные о размещении персонала проектируемого объекта по его административным единицам и составляющим	10
1.3.2	Данные о размещении близлежащих организаций, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов аварии	11
1.3.3	Данные о размещении близлежащих населенных пунктов, которые могут оказаться в зонах действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии	11
2	Анализ безопасности	13
2.1	Характеристика опасных веществ	13
2.2	Данные о технологии и аппаратурном оформлении	16
2.2.1	Перечень основного технологического оборудования	16
2.2.2	Данные о распределении опасных веществ по оборудованию	17
2.3	Описание технических решений по обеспечению безопасности	18
2.3.1	Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ	18
2.3.2	Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ	21
3	Анализ риска	23
3.1	Результаты анализа условий возникновения и развития аварий	23
3.1.1	Выявление возможных причин и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на проектируемом объекте	23
3.1.2	Определение сценариев возможных аварий	24
3.2	Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета	25
3.2.1	Определение частоты возникновения аварий	26
3.3	Анализ риска для проектируемых водоводов	28
3.4	Качественная оценка риска аварий на проектируемых водоводах	30
3.5	Оценка количества опасных веществ, способных участвовать в аварии	30

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

						2021/354/ДС124-PD-AB.TCH					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Белякова			02.24	АНАЛИЗ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙ			П	1	58
Проверил		Суворова			02.24				НПИ ОНГМ		
Н. контр.		Белякова			02.24						
ГИП		Калугин			02.24						

3.6	Определение зон действия основных поражающих факторов при различных сценариях аварии.....	32
3.6.1	Расчет вероятных зон действия поражающих факторов загрязнения ОС при аварийных выбросах (сценарий С1).....	32
3.6.2	Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлива (сценарий С2).....	33
3.6.3	Расчет вероятных зон действия поражающих факторов взрывов ТВС в открытом пространстве (сценарий С3)	37
3.7	Оценка возможного числа пострадавших, с учетом смертельно пораженных среди персонала и населения в случае аварии	42
3.8	Расчет показателей риска	43
3.9	Экологический ущерб.....	47
4	Выводы и предложения	50
4.1	Оценка уровня безопасности опасного производственного объекта	50
4.2	Перечень основных проектных решений, направленных на уменьшение риска аварий	52
4.3	Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий.....	53
5	Перечень используемой литературы.....	55
	Приложение А - Декларация промышленной безопасности опасного производственного объекта (титульный лист).....	57
	Таблица регистрации изменений.....	58

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-РД-АВ.ТСН	Лист
							2
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Данные об организации-разработчике

Настоящий раздел разработан специалистами НПИ ОНГМ, структурного подразделения Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

Право на разработку специальных разделов подтверждено выпиской из реестра членов саморегулируемой организации №5902291029-20230920-1111 от 20.09.2023.

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 раздела проектной документации:

В.А. Войтенко	Заместитель директора
А.И. Митюков	Главный инженер проекта
Отдел экологической и промышленной безопасности:	
А.В. Суворова	Инженер 1 категории
И.Р. Белякова	Заместитель начальника

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС124-PD-AB.TCH						3
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

1 Цель и задачи анализа риска

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

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

Анализ риска объекта, согласно Руководству по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденному Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 03.11.2022 №387, включает следующие этапы:

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

1.1 Общие сведения о проектируемом объекте

Согласно заданию на проектирование настоящей проектной документацией предусматривается обустройство добывающих скважин на кустовой площадке №215 Москудынского нефтяного месторождения, сбор и транспорт нефти и газа с данных скважин.

Объем добычи

- добыча жидкости – 34 м³/сут.;
- добыча нефти – 25,0 т/сут.

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

Продукция обустраиваемых добывающих скважин кустовой площадки №215 под давлением, создаваемым штанговыми насосами, по выкидным трубопроводам поступает на узлы замера с СКЖ, размещаемые на приустьевых площадках скважин. После замера дебита водонефтегазовая эмульсия с куста по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу направляется до точки врезки в существующий трубопровод для последующего транспорта на ДНС-0342.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-AB.TCH	Лист
Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Очистка полости проектируемых выкидных и нефтегазосборного трубопроводов предусматривается методом периодических промывок в виду их небольшой протяженности.

Режим работы системы сбора и транспорта продукции скважины – непрерывный, круглосуточный.

В соответствие с заданием на проектирование проектной документацией также предусматривается:

Обустройство куста № 215:

- строительство высоконапорного водовода от точки врезки в высоконапорный водовод «ШНС-22 - скв.3081» до скв.4001 на кусте №215».

В соответствие с техническими условиями отдела ППД УТДНГ от 29.06.2022 г. в качестве источника водоснабжения для закачки в скважину № 4001 Москудьянского месторождения принимается подтоварная сточная вода с УПСВ «Москудья» (БКНС-0303). Вся вода, используемая в системе нефтедобычи для технологических целей, должна соответствовать требованиям СТП-07-03.4-15-001-09 и ОСТ 39-225-88.

Промысловый высоконапорный водовод запроектирован согласно ГОСТ Р 55990-2014.

Границей промыслового трубопровода является запорная арматура на площадке проектируемой нагнетательной скважины № 4001.

Производительность системы ППД согласно заданию на проектирование составляет 30 м³/сут.

Измерение и учет количества воды для скважины № 4001 осуществляется расходомером на линии скважины, с дистанционной передачей данных в систему телемеханики ЦДНГ-3.

Режим работы проектируемого объекта круглосуточный непрерывный в соответствии с заданием на проектирование.

Рабочее давление в проектируемом высоконапорном водоводе от точки врезки в высоконапорный водовод «ШНС-22 - скв.3081» до скв.4001 на кусте №215» принято равным давлению в ШНС-22 и составляет 16,0 МПа.

1.1.1 Идентификация и классификация опасных производственных объектов

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

Проектируемые сооружения не являются самостоятельным производственным объектом, входят в состав существующих опасных производственных объектов:

- «Фонд скважин Москудьянского нефтяного месторождения ЦДНГ-3» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (оборудование скважин), зарегистрированного в ре-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-AB.TCH	Лист
							5

естре опасных производственных объектов за № А48-10051-0035 согласно Федеральному закону №116-ФЗ от 21.07.1997 по III классу опасности;

- «Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-3» (ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»), зарегистрированного в реестре опасных производственных объектов за №А48-10051-0136 по I классу опасности.

Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на опасном производственном объекте, приведены ниже (таблица 1.1)

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

Вещество		Признаки идентификации						
Наименование	Количество, т	Воспламеняющиеся и горючие газы, т	Горючие жидкости, т		Токсичные вещества, т	Высокотоксичные вещества, т	Окисляющие вещества, т	Вещества, представляющие опасность для окружающей среды
			на складах и базах	в технологическом процессе				
«Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-3» - существующее положение								
нефть	3675,76	-	-	3675,76	-	-	-	-
газ	26,61	26,61	-	-	-	-	-	-
Вещества, представляющие опасность для окружающей среды	2802,869	-	-	-	-	-	-	2802,869
Проектируемые сооружения								
нефть	1,785	-	-	1,781	-	-	-	-
газ	0,031	0,031	-	-	-	-	-	-
Вещества, представляющие опасность для окружающей среды	5,816	-	-	-	-	-	-	-
«Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-3» - с учетом проектируемых сооружений								
нефть	3677,541	-	-	3677,541	-	-	-	-
газ	26,641	26,641	-	-	-	-	-	-
Вещества, представляющие опасность для окружающей среды	2808,685	-	-	-	-	-	-	2808,685
I класс опасности		2000 и более	500000 и более	2000 и более	2000 и более	200 и более	2000 и более	500 и более
II класс опасности		200 и более, но менее 2000	50000 и более, но менее 500000	200 и более, но менее 2000	200 и более, но менее 2000	20 и более, но менее 200	200 и более, но менее 2000	50 и более, но менее 500
III класс опасности		20 и более, но менее 200	1000 и более, но менее 50000	20 и более, но менее 200	20 и более, но менее 200	2 и более, но менее 20	20 и более, но менее 200	менее 50
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	-
2021/354/ДС124-PD-AB.TCH								
								Лист
								6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			

Для существующего опасного производственного объекта «Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-3» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» была разработана и зарегистрирована Центральным аппаратом Ростехнадзора за №19-21(02).0242-00-МТ декларация промышленной безопасности (приложение А).

С вводом в эксплуатацию проектируемых сооружений количество опасного вещества (нефти) на существующем объекте увеличится на 0,05%; согласно, ФЗ-116, ст.14, переработка действующей декларации не требуется.

1.2 Данные о топографии и месторасположении проектируемого объекта

1.2.1 Данные о топографии района расположения проектируемого объекта

В административном положении район работ расположен на территории Куединского муниципального округа Пермского края, на землях ЦДНГ-3 Москудьинского месторождения.

Ближайшие населенные пункты: Узяр, Ошья.

Проезд к объектам осуществляется в любое время года по асфальтированным дорогам «Пермь - Екатеринбург», «Кукуштан-Чайковский», «Оса – Чернушка», «Чернушка - Куеда», «Куеда – Ошья», далее по промысловым и проселочным дорогам.

В геоморфологическом отношении район работ находится в Восточно-Европейской стране, в Волго-Камской провинции низменных и возвышенных равнин и ярусных возвышенностей в районе Верхнекамской и Бельско-Камской ярусно-увалистых эрозионных возвышенностей.

В геоморфологическом отношении район изысканий расположен на водораздельном пространстве рек Узяр и Малый Узяр.

Естественная поверхность в районе работ частично подверглась влиянию техногенных факторов при строительстве и эксплуатации нефтепромысловых объектов (скважины, трубопроводы, ВЛ, промысловые дороги, сооружения). При проектировании трасс нефтепроводов, водоводов, ВЛ учитывались нормативы пересечения естественных преград (угол близкий к 90°) и коридора коммуникаций (угол не менее 60°).

Среди геологических процессов и явлений, осложняющих инженерно-геологические условия, на территории исследуемого участка следует отметить сезонное пучение грунтов.

Площадка скважины № 215

Проектируемая площадка скважины №215 расположена на относительно ровном открытом участке местности, с общим уклоном в северо-западном направлении. Поверхность свободна от застройки

Трасса нефтегазосборного трубопровода «Куст №215 – т.вр. в тр-д «ГЗУ-3437 – ГЗУ-3427 – ДНС-0342» берет начало в северо-западной части проектируемой площадки №215 и следует в юго-восточном направлении с понижением в рельефе по относительно ровному участку местности.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-AB.TCH	Лист
							7

На ПК0+70,1 трасса нефтегазосборного трубопровода пересекает трассу высоконапорного водовода «ШНС-22-скв.3081» до скв.4001 на кусте №215. На ПК2+31 трасса нефтегазосборного трубопровода пересекает трассу ВЛ-6кВ.

Трасса заканчивается на ПК6+21,22 близ с-21 на открытом участке местности, задернованном.

Трасса высоконапорного водовода «Т.вр в высоконапорный водовод «ШНС-22-скв.3081» до скв.4001 на кусте №215» берет начало на существующей спланированной площадке куста 127, площадка обустроена сооружениями и инженерными коммуникациями. Трасса следует в северо-восточном направлении от куста 127 с понижением в рельефе.

На ПК2+35,4 трасса водовода пересекает трассу ВЛ-6кВ .

Трасса водовода переходит основание насыпи технологического проезда на кусты скв. № 37,126 (ПК5+32,2-ПК5+43,4). Высота насыпи 1,4м.

Далее трасса водовода следует по относительно ровной местности с повышением в рельефе. На ПК 11+12,7 трасса пересекает трассу нефтегазосборного трубопровода и огибает проектируемую площадку с восточной стороны .

Трасса заканчивается на ПК12+09,09 близ с-31 на юго-западной границе проектируемой площадки №215.

Общая протяженность трассы составляет 1209,09м.

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

Согласно СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам...»:

- для площадок скважин санитарно-защитная зона равна 300 м;
- рекомендуемое минимальное расстояние до ближайших населенных пунктов для трубопроводов диаметром менее 300 мм составляет 75 м, до отдельных малоэтажных жилищ – 50 м.

Размер санитарно-защитной зоны может быть увеличен при получении результатов экологических расчетов на границе санитарно-защитной зоны.

В пределах санитарно защитной зоны отсутствуют жилые, дачные и другие объекты гражданского и промышленного назначения.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов установлена охранный зона вдоль трасс выкидных и нефтегазосборных трубопроводов в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

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

В охранных зонах трубопроводов должны быть предусмотрены плакаты с запрещающими надписями против всякого рода действий, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию трубопроводов либо привести к их повреждению.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-AB.TCH	Лист
							8

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

Климатическая характеристика района изысканий составлена по данным наблюдений на метеостанции Янаул. 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.

Испарение. Годовая величина испарения с поверхности рассматриваемой территории лежит в пределах 450 мм в год. В данном районе величина испарения в основном определяется радиационным балансом. По мере увеличения осадков интенсивность роста испарения снижается. При осадках более 650 мм испарение практически не меняется. Некоторая тенденция его уменьшения при осадках более 750 мм объясняется снижением величины радиационного баланса.

Температура воздуха. Средняя годовая температура воздуха в районе составляет плюс 2,6°С. Самым холодным месяцем в году является январь. Средняя температура января составляет минус 14,2°С.

Абсолютный минимум температуры составил минус 51°С. Абсолютный максимум температуры составил плюс 39°С.

Влажность воздуха. Среднегодовая относительная влажность воздуха по району составила 77 %. Максимальная среднемесячная относительная влажность воздуха в районе отмечается в ноябре и составляет 85%, минимальная – в мае – 62%.

Осадки. Количество осадков за период с ноября по март составляет 143 мм. Количество осадков за период с апреля по октябрь составляет 346 мм.

Снежный покров. Средняя из наибольших высот снежного покрова по постоянной рейке составляет 66 см, максимальная высота снежного покрова 115 см, минимальная – 19 см.

Расчетная толщина снежного покрова 5 % обеспеченности по МС Чернушка составляет 102 см. Средняя продолжительность периода со снежным покровом – 161 день.

Глубина промерзания почвогрунтов. Наибольшая измеренная глубина промерзания почвогрунтов составляет 126 см. Средняя глубина промерзания из наибольших составляет 57 см, средняя глубина промерзания из наименьших – 7 см.

Ветровой режим. За год в районе преобладают ветра южного направления. Максимальная наблюденная скорость ветра (порыв) по метеостанции Чернушка

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2021/354/ДС124-PD-AB.TCH				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

составляет 30 м/с. Среднее за год дней с сильным ветром (15 м/с) составляет 13 дней, наибольшее число дней с сильным ветром (15 м/с) – 26 дней

При проектировании рекомендуется предусмотреть противопучинные мероприятия: инженерно-мелиоративные (тепломелиорация и гидромелиорация); конструктивные; физико-химические (гидрофобизация грунтов, добавки полимеров, засоление и др.); комбинированные, при необходимости в проекте следует предусмотреть проведение наблюдений (мониторинга) для обеспечения надежности и эффективности применяемых противопучинных мероприятий.

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

Согласно СП 47.13330.2016, категория сложности инженерно-геологических и гидрогеологических условий района работ по данным проведенных изысканий - II (средней сложности).

1.3 Данные о персонале и проживающем вблизи населении

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

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

Количество рабочих мест определено, исходя из количества применяемого оборудования, территории обслуживания, с учетом сменности производства, категорий и специализации работающих.

Обслуживание проектируемых сооружений предусматривается периодическим объездом бригадой добычи нефти и газа №0306 цеха добычи нефти и газа №3. Численность бригады – 15 человек. Дополнительная численность для обслуживания проектируемых сооружений не требуется.

Бригада №0306 базируется в опорном пункте бригады.

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

Обход проектируемых сооружений линейными обходчиками по 2 человека осуществляется ежедневно:

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

Обслуживающий персонал снабжается переносными газоанализаторами, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ.

Ко всем проектируемым сооружениям предусматриваются проезды и площадки обслуживания.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС124-PD-AB.TCH						10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

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.

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

Площадка скважины №215 расположена в 4.2 км к юго-западу от н.п.Ошья, в 2.5км к востоку от н.п.Узьяр

Населённые пункты в зону действия поражающих факторов не попадают.

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС124-PD-AB.TCH						11
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

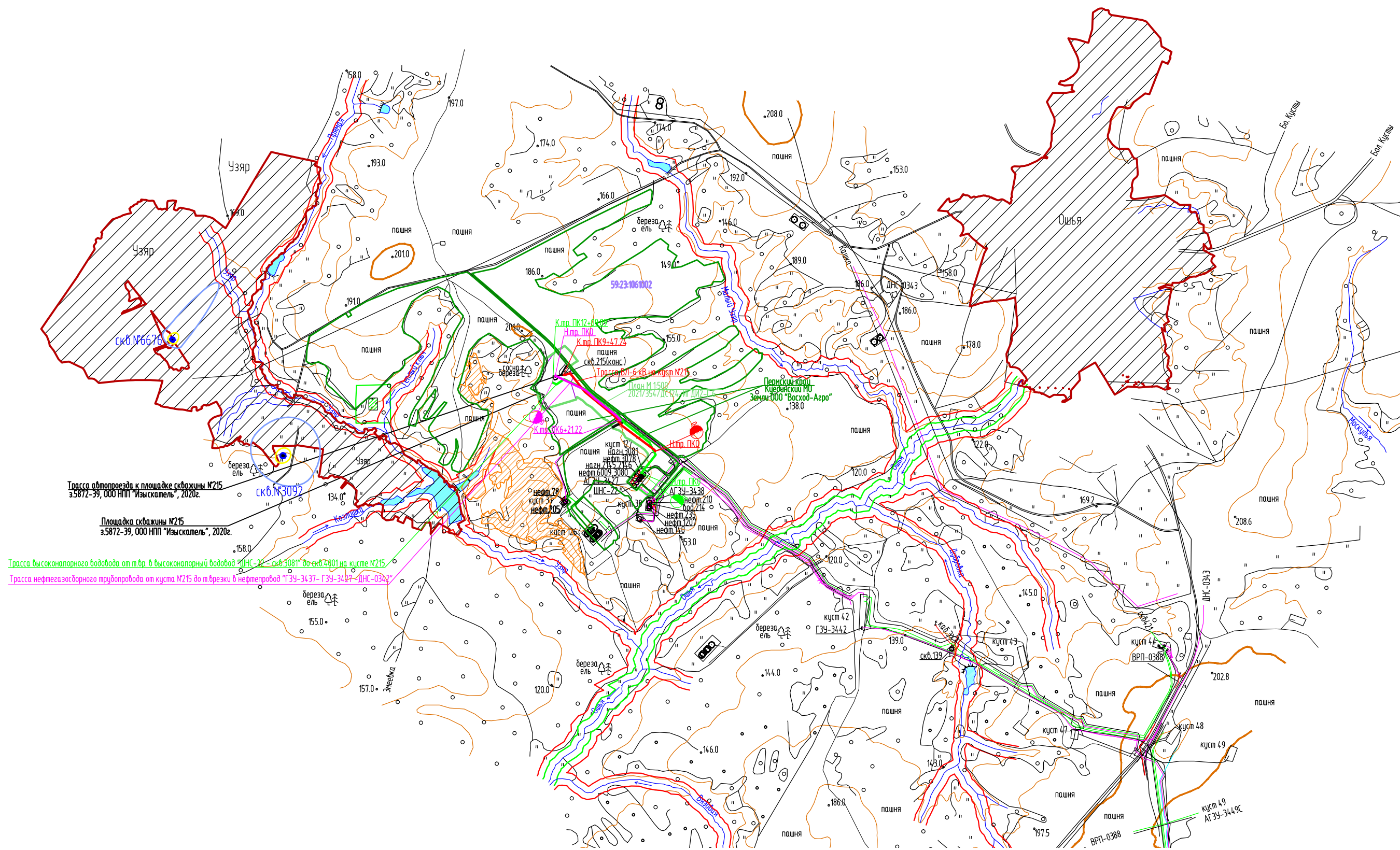


Рисунок 1.1. Ситуационный план расположения проектируемого объекта

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

М 1:30 000

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

2021/354/ДС124-РД-АВ-ТСН.

Формат А3

Лист
12

2 Анализ безопасности

2.1 Характеристика опасных веществ

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

Характеристика опасных веществ приведена ниже (таблица 2.1).

Таблица 2.1 - Сведения об опасных веществах

Наименование параметра	Параметр		Источник информации
1 Нефть			
1 Название вещества 1.1 химическое 1.2 торговое	Нефть - сложная смесь различных органических соединений (в основном углеводородов)		Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
2 Формула эмпирическая	В состав нефти входят: предельные углеводороды C_nH_{2n+2} ; циклопарафины C_nH_{2n} (в основном это циклопентан, циклогексан и их гомологи); ароматические углеводороды C_nH_{2n-6} (в основном гомологи бензола); многоядерные полинафтенновые и ароматические углеводороды, содержащие различные боковые цепи		Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
3 Содержание: % вес.	Тл	Бб	Данные лабораторных исследований
- серы	2,63÷3,11	2,9	
- смол силикагелевых	24,79÷25,37	23,46	
- асфальтенов	3,74÷6,06	5,80	
- парафинов	2,65÷3,99	3,9	
4 Общие данные:			
4.1 Плотность, кг/м ³	921÷923	907	
4.2 Газовый фактор, м ³ /т	13,9÷14,7	15,4	
4.3 Обводненность, %	27		
5 Данные о взрывопожароопасности - категория и группа взрывоопасной смеси	IIA – T3		ГОСТ 30852.11-2002; ГОСТ 30852.5-2002
5.1 Температура самовоспламенения, °C	От 223 до 375 (зависит от состава нефти); 256 – нефть Прикамская		ГОСТ 30852.19-2002
5.2 Пределы взрываемости: объемные	1,3% (нижний)		Вредные вещества в промышленности. Т.1. Органические вещества: справочник для химиков, инженеров, врачей/ под ред. Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной. – Л.: Химия, 1976
5.3 Температура вспышки (нефть Прикамская), C	-27		
6 Данные о токсической опасности	3 класс токсической опасности		СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и тре-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС124-PD-AB.TCH

Лист

13

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-AB.TCH	Лист
							14

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

2 Попутный нефтяной газ

1 Название вещества	Попутный нефтяной газ		Справочник химика. Т.4, М.: Наука, 1990
2 Формула	Сложная смесь углеводородов (в основном ряда метана) и неорганических соединений		
3 Параметры газа			Данные лабораторных исследований
3.1 Состав, мольное содержание, %	Тл	Бб	
- сероводород	0,00	0,00	
- двуокись углерода	0,29÷0,81	0,46	
- азот+редкие	36,11÷39,35	34,71	
- метан	34,67÷36,17	35,97	
- этан	6,31÷6,49	6,79	
- пропан	9,48÷9,79	10,73	
- изобутан	2,57÷4,07	2,89	

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-AB.TCH	Лист 15
------	---------	------	-------	-------	------	--------------------------	------------

Наименование параметра	Параметр		Источник информации
- норм. бутан	3,23÷3,75	4,40	
- изопентан	1,18÷1,64	1,96	
- норм. пентан	0,61÷1,09	1,11	
- гексан	0,79÷1,60	1,13	
3.2 Плотность газа, кг/м ³	1,20÷1,24	1,24	Пожарная опасность веществ и материалов, применяемых в химической промышленности: справочник / под общ. ред.к.т.н.И.В.Рябова, М.: Химия, 1970
3.3 Температура кипения, °С	Основные компоненты – С ₁ – С ₃ Метан / этан / пропан -161,6 / -88,6 / -42,06		
4 Данные о взрывопожароопасности			
4.1 Пределы взрываемости, %	2,1 – 15		ГОСТ 30852.19-2002
4.2 Температура самовоспламенения, °С	470 - 537		
5 Категория и группа взрывоопасной смеси	IIA – T1 (по метану)		СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
6 Данные о токсической опасности	4 класс токсической опасности (для этана, пропана, бутана);		
6.1 ПДК максимальной разовой предельно допустимой концентрации в рабочей зоне, мг/м ³	300 (для предельных алифатических углеводородов С ₁ – С ₁₀ (в пересчете на угле-род))		
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		

2.2 Данные о технологии и аппаратном оформлении

2.2.1 Перечень основного технологического оборудования

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

Таблица 2.2 - Перечень основного проектируемого технологического оборудования

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
Обустройство куста № 215				
1	Скважина нагнетательная, в т.ч. оборудование:			
1.1	Колонная обвязка	шт.	2	ОКР1-230x35[168BC]-В-245/BC-K2-ЕЕ-2-УХЛ
1.2	Арматура нагнетательная	шт.	2	АНК-12-65/65-21-Ф-180/230-Г73-K2-ЕЕ-2-ЗД-ЗДШ-КОТ-УХЛ

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

2021/354/ДС124-PD-AB.TCH

Лист

16

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
2	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №215 – т.вр. в тр-д «ГЗУ-3437 – ГЗУ-3427 – ДНС-0342»	км	0,951	Труба стальная 89х5,0 из стали 20, группа В (класс прочности К42) по ГОСТ 8731-74 с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками.
3	Высоконапорного водовода от т.вр. в высоконапорный водовод «ШНС-22 – скв.3081» до скв.4001 на кусте №215	км	1,209	Рраб.=16,0 МПа, труба 89×8 ГОСТ 8732-78* гр.В ст 20, с трехслойным наружным покрытием усиленного типа на основе экструдированного полиэтилена, футерованная изнутри полиэтиленовой трубой

2.2.2 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Данные о распределении опасных веществ, используемых на проектируемом объекте, приведены ниже (таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Технологический блок, оборудование				Кол-во опасного вещества (тонн)		Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование технологического блока	Наименование оборудования, № по схеме	Длина участков трубопровода, м	В единице оборудования	Общее кол-во опасного вещества	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С	
Выкидной трубопровод №4002 до т.вр		19	<u>0,050</u> 0,0009	<u>0,050</u> 0,0009	нефть газ	4,0	5	
Выкидной трубопровод от скв.№4003 до т.вр		5,5	<u>0,015</u> 0,0003	<u>0,015</u> 0,0003	нефть газ	4,0	5	
Выкидной трубопровод от скв.№215 до т.вр.		5,5	<u>0,014</u> 0,0003	<u>0,014</u> 0,0003	нефть газ	4,0	5	
НГСТ от т.вр.выкидного тр-да от скв.4003 до т.вр выкидного тр-да от скв.215		13,50	<u>0,035</u> 0,001	<u>0,035</u> 0,001	нефть газ	4,0	5	
НГСТ от т.вр.выкидного тр-да от скв.215 до задвижки на выходе с куста		16,00	<u>0,042</u> 0,0007	<u>0,042</u> 0,0007	нефть газ	4,0	5	
НГСТ от задвижки на выходе с куста до т.вр. в сущ. тр-д		621,00	<u>1,629</u> 0,028	<u>1,629</u> 0,028	нефть газ	4,0	5	
Высоконапорный водовод от точки врезки в высоконапорный водовод «ШНС-22 - скв.3081» до скв.4001 на кусте №215»		1209	5,816	5,816	жидкость	16,0	5	
Итого по проектируемым сооружениям (т)								
					нефть	1,785		
					газ	0,031		
					подтоварная вода	5,816		

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-AB.TCH	Лист
							17

2.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности

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

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

- выбор оптимального технологического режима работы проектируемых сооружений;

- процесс транспорта рабочей среды полностью герметизирован, что предотвращает утечки, разливы нефти, выделение нефтяного газа в окружающую среду и создание взрывоопасных концентраций в воздухе рабочей зоны, выброс вредных веществ в окружающую среду.

- строительство линейной части нефтегазосборного трубопровода диаметром 89x5 мм предусматривается из труб стальных бесшовных горячедеформированных по ГОСТ 8732-78 из стали 20, группа В (класс прочности К42) по ГОСТ 8731-74 с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками.

- для подземных неизолированных деталей нефтегазосборных трубопроводов предусмотрена изоляция наружной поверхности термоусаживающейся лентой «ТИАЛ-Л» по ТУ 2293-004-58210788-2005.

- трубопровод прокладывается подземно за исключением узлов задвижек. Глубина заложения выкидных и нефтегазосборных трубопроводов на линейной части принята исходя из следующих условий:

- при пересечении проектируемых трубопроводов с существующими подземными коммуникациями расстояние в свету принято не менее 0,35 м.

Глубина заложения нефтегазосборного трубопровода на остальных участках принята не менее 1,62 м от поверхности земли до верха трубы, прокладываемой в глинах и суглинках, исходя из условия прохождения трубопровода ниже глубины промерзания пучинистого грунта (все трассы нефтегазосборных трубопроводов проходят в пучинистых грунтах) для уменьшения воздействия морозного пучения на трубопроводы.

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

Пересечение с существующими подземными коммуникациями предусматривается под углом не менее 60°.

Расстояние от проектируемых нефтегазосборных трубопроводов принято в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014:

- до параллельно проложенного проектируемого водовода DN80 не менее 5 м между осями;

- до параллельно проложенных существующих автодорог не менее 10 м до подошвы насыпи;

- до параллельно проложенных проектируемых ВЛ- 6кВ не менее 10 м от крайнего неотклоненного провода;

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС124-PD-AB.TCH						18
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

- до фундаментов опор ВЛ- 6кВ при их взаимном пересечении не менее 5 м.

Переход через технологический проезд предусмотрен с устройством защитных кожухов из стальных труб $\varnothing 325 \times 10$ мм по ГОСТ 10704-91/ГОСТ 10705-80, сталь 10 группы В. Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна до края кожуха, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Защита всех кожухов от почвенной коррозии предусматривается антикоррозийной изоляцией усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98, конструкция № 17.

Согласно п. 9.2.1 ГОСТ Р 55990-2014 в точках подключения проектируемых нефтегазосборных трубопроводов к существующим трубопроводам предусматриваются отключающие задвижки с ручным управлением и обратный клапан на подключаемом трубопроводе. Подключение предусматривается надземным.

Надземная часть узла врезки предусматривается из стальных труб, с последующим заземлением труб и арматуры.

Для надземных участков трубопроводов предусматривается окраска согласно СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" материалом с гарантийным сроком не менее 6 лет.

Теплоизоляция надземных участков трубопроводов не предусматривается в виду его малой протяженности.

Подземная часть нефтегазосборного трубопровода защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ.

Обозначение участка нефтепровода на местности предусматривается путем установки указательных знаков в соответствии с СТП 09-001-2013 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» с указанием всех параметров трубопровода в начале и конце трассы, на углах поворота в горизонтальной плоскости и на переходах трубопровода через автодороги.

Для соединения стальных труб применяется электродуговая сварка. Сварка труб и контроль сварных соединений выполняются в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 и ВСН 006-89. Применяемые сварочные материалы должны обеспечивать равнопрочность сварного шва и основного металла трубы.

Все сварные соединения стальных труб подвергаются контролю неразрушающими методами в объеме 100 % радиографическим методом.

Высоконапорный водовод

- высоконапорный водовод (подземные и надземные участки длиной более 0,5 м) предусматривается из труб бесшовных по ГОСТ 8732-78* гр. В из стали 20 $\varnothing 89 \times 8$ с наружным антикоррозийным трехслойным полимерным покрытием усиленного типа (конструкция № 1)

- надземные участки высоконапорного водовода на врезке в существующий трубопровод «ШНС-22 – скв.№3081» и на подходе к нагнетательной скважине №4001 выполнить из труб бесшовных по ГОСТ 8732-78* гр. В из стали 20 и отводов крутоизогнутых без внутреннего антикоррозионного покрытия с увеличенной толщиной стенки на коррозию, $\varnothing 89 \times 9$ (при длине трубы до 0,5 м).

- принят подземный способ прокладки трубопроводов. Минимальная глубина заложения нагнетательных водоводов, транспортирующих пластовую воду, с уче-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-AB.TCH	Лист
							19

том наличия пучинистых грунтов принимается (считая до низа трубопровода) ниже глубины промерзания, не менее 1,92 м.

- промышленный высоконапорный водовод прокладывается преимущественно в одном коридоре с существующими коммуникациями, на минимально допустимом от них расстоянии согласно таблице 7 [ГОСТ Р 55990-2014](#), обеспечивающем сохранность существующих трубопроводов, ЛЭП и др. при строительстве, безопасность при проведении работ и надежность в процессе эксплуатации.

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

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

- участок промышленного высоконапорного водовода на переходе через технологический проезд, прокладывается в защитном футляре (кожухе) открытым способом. Футляры (кожухи) предусматриваются из стальных электросварных труб Ø325×10 группы В ст.10 класса прочности К34 по [ГОСТ 10704-91/ГОСТ 10705-80*](#). Защита изоляционного покрытия трубопровода в футляре предусмотрена с помощью спейсеров из полиамида

- для защиты от почвенной коррозии проектируемый водовод принят из стальных труб с заводским наружным трехслойным полимерным покрытием усиленного типа по [ГОСТ Р 51164-98](#) (конструкция № 1, таблица 1), а также предусмотрены средства электрохимзащиты.

- для защиты от внутренней коррозии надземных участков трубопроводов (длиной менее 0,5 м) проектной документацией предусматривается увеличение толщины стенки относительно расчетной (принятой толщины стенки трубопроводов с внутренним покрытием).

- для защиты от коррозии сварных стыков в полевых условиях предусматривается их изоляция лентой антикоррозионной полимерно - асвольной. Рекомендуемый тип антикоррозионной ленты – «ЛИАМ-3» по [ГОСТ 52602-2006](#).

- для защиты от атмосферной коррозии надземных участков стальных трубопроводов и арматуры предусматривается их окраска согласно СТП 09-001-2013 «Единая система защиты от коррозии и старения. Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Книга вторая. Антикоррозионная защита статического оборудования и сооружений на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

- на проектируемом водоводе предусматривается установка запорной арматуры, установленная в районе узла врезки в существующий трубопровод и на площадке скважины № 4001, куст №215.

- подключение к существующему трубопроводу осуществляется при помощи стального равнопроходного тройника с подготовкой концов под сварное соединение, с наконечниками из углеродистой стали, с внутренним покрытием порошковым полиэтиленом ТР-89х8-С/У-2-3-20.

- по трассе водоводов предусматривается установка указательных знаков, устанавливаемых на высоте 1,5÷2,0 м от поверхности земли в прямой видимости,

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС124-PD-AB.TCH						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

на расстоянии не более 500 м друг от друга, на переходах через автодороги, на углах арматуры, на углах поворота и пересечениях с другими внутрипромысловыми трубопроводами и коммуникациями.

- для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения водовода устанавливаются охранные зоны вдоль трассы проектируемого нагнетательного водовода в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны, вдоль подводного перехода - в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от осей крайних ниток переходов на 100 м с каждой стороны по аналогии с магистральными трубопроводами в соответствии с «Правилами охраны магистральных трубопроводов».

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

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

- герметизированная схема технологического процесса;
- соединение труб между собой на сварке, трубопроводы не имеют фланцевых или других разъемных соединений, кроме мест установки арматуры или присоединения к оборудованию;
- толщина стенки труб для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, определена согласно п. 12.2.1 ГОСТ Р 55990-2014;
- противокоррозионная защита сварных стыков промышленных трубопроводов;
- для отключения трубопровода для ремонта или в аварийных ситуациях предусмотрены узлы задвижек;
- проектируемый промышленный трубопровод не имеет фланцевых и других разъемных соединений за исключением мест установки запорной арматуры;
- 100 % контроль сварных соединений промышленных трубопроводов неразрушающими методами;
- установка по трассе промышленного трубопровода указательных знаков;
- обязательный входной контроль качества труб и изделий;
- обязательный контроль качества выполнения строительно-монтажных работ;
- применение при ремонтных работах инструмента, не допускающего искр при ударе;
- систематический обход трассы трубопровода согласно утвержденному графику;
- своевременный ремонт трубопровода в процессе эксплуатации, периодическое испытание на прочность и герметичность;
- контроль воздушной среды переносными газоанализаторами при обслуживании трубопровода и при производстве ремонтных работ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	2021/354/ДС124-PD-AB.TCH	Лист
										21

- обязательный контроль качества выполнения строительно-монтажных работ: в процессе строительства не допускаются отклонения от проектной документации, при обнаружении отступлений от проекта, порядка и качества выполнения работ, заказчик обязан приостановить строительно-монтажные работы и дать необходимые указания исполнителям работ (подрядчику) об исправлении обнаруженных дефектов.

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

- своевременное проведение периодических осмотров оборудования и диагностики трубопроводов, периодического испытания предохранительной и регулирующей арматуры;

- обучение обслуживающего персонала действиям по ликвидации возможных аварий;

- наличие исправных средств пожаротушения.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС124-PD-AB.TCH	Лист
								22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			

3 Анализ риска

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

3.1 Результаты анализа условий возникновения и развития аварий

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2021/354/ДС124-PD-AB.TCH

Лист

23

3.1.2 Определение сценариев возможных аварий

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

Анализ известных аварий показал, что на объектах, аналогичных проектируемому, и содержащих подобные опасные вещества, возможны аварии, сопровождающиеся разливом опасного вещества - нефти, пожарами разлития, образованием облаков ТВС и их взрывами в открытом пространстве. Основными поражающими факторами в случае аварий являются открытое пламя, тепловое излучение, ударная волна и разлет осколков разрушенного оборудования (трубопроводов). Аварийная ситуация на проектируемом водоводе заключается в том, что в случае отказа с потерей герметичности системы происходит выброс на рельеф воды под давлением с последующим негативным воздействием на окружающую среду, оборудование и персонал.

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

Сценарий 1 (С₁) – разлив/выброс опасного вещества (нефть/попутный нефтяной газ), сопровождающийся загрязнением промплощадки/окружающей среды.

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

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

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

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

Таблица 3.1 – Схемы развития типовых сценариев аварий

№ сценария	Схема развития сценария						
С ₁ Разлитие/выброс нефти, попутного газа, подтоварной воды	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода → выброс опасных веществ, растекание нефти/подтоварной воды в пределах площадки → загрязнение промплощадки и окружающей среды						
С ₂ Пожар разлития	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание в пределах площадки → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлития → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение						
С ₃ Взрыв ТВС	Полная или частичная разгерметизация оборудования → образование взрывоопасной ТВС (за счет испарения нефти) → взрыв ТВС при наличии источника инициирования → поражение оборудования и персонала ударной волной						
Примечания							
1 При описании схем развития большинства типовых сценариев аварий в качестве инициирующего события не рассматривается образование неплотностей во фланцевых соединениях оборудования и коммуникаций, т.к. при идентичности схем развития аварий, ожидаемые последствия будут менее катастрофичны. Сделанное допущение будет в							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-AB.TCH	Лист 24

№ сценария	Схема развития сценария
дальнейшем определять выбор наиболее вероятного сценария аварии не из всего возможного множества аварийных ситуаций, а из представленного перечня аварий с наиболее значительными последствиями.	
2 При определении типовых сценариев аварии цепное развитие аварии, как типовое, не рассматривалось из-за множества комбинаций схем развития	

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

Таблица 3.2 - Перечень основных сценариев возможных аварий

Наименование оборудования	C ₁	C ₂	C ₃
Выкидной трубопровод №4002 до т.вр	+	+	+
Выкидной трубопровод от скв.№4003 до т.вр.	+	+	+
Выкидной трубопровод от скв.№215 до т.вр.	+	+	+
НГСТ от т.вр. выкидного тр-да от скв.4003 до т.вр выкидного тр-да от скв.215	+	+	+
НГСТ от т.вр. выкидного тр-да от скв.215 до задвижки на выходе с куста	+	+	+
НГСТ от задвижки на выходе с куста до т.вр. в сущ. тр-д	+	+	+
Высоконапорный водовод от точки врезки в высоконапорный водовод «ШНС-22 - скв.3081» до скв.4001 на кусте №215»	+	-	-

3.2 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета

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

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

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

1) Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств", утвержденные приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №533.

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

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

4) Руководство по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденному Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомно-

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС124-PD-AB.TCH						25
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

му надзору от 03.11.2022 №387 (оценка воздействия избыточного давления на человека и различные конструкции).

5) «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности», утвержденная приказом Ростехнадзора №414 от 28.11.2022 (определение объема возможной утечки при повреждении трубопроводов).

6) Основные требования к разработке планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 30.12.2020 №2451 (определение объема возможной утечки при повреждении трубопроводов).

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

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

Также оцениваются следующие параметры:

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

3.2.1 Определение частоты возникновения аварий

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

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

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

Тип аварии	Частота разгерметизации	Источник данных
<i>Трубопровод Ду 75-150мм</i>		Руководство по безопасности «Ме-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-AB.TCH	Лист

Тип аварии	Частота разгерметизации	Источник данных
Разрыв трубопровода на полное сечение	$3,0 \cdot 10^{-7}$ /м в год	Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденному Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 03.11.2022 №387
Истечение через отверстие с эффективным диаметром 10% от номинального диаметра трубы диаметром от 75 до 150 мм	$2,0 \cdot 10^{-6}$ /м в год	
Задвижка	0,04468 1/год	ГОСТ 12.1.004-91* (приложение 3, таблица 9)

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

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

где:

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

n - количество задвижек;

p - вероятность крупномасштабной аварии (0,005);

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

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

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

Таблица 3.4 – Оценка вероятности отказов

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

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

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

2021/354/ДС124-PD-AB.TCH

Лист

27

- вероятность горения жидкости = 0,05;
 - вероятность образования облака ТВС на открытом пространстве будет составлять в среднем за год = 0,05 (величина зависит от температуры воздуха и скорости ветра).

- вероятность мгновенного воспламенения = 0,5, отложенного = 0,1;

Следовательно:

- вероятность горения разлива нефти = 0,05 (сценарий С₂);

- вероятность (отложенного) взрывного превращения облака ТВС = 0,1x0,05 = 0,005 (сценарий С₃);

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

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

Таблица 3.5 – Частота аварий и вероятность развития их сценариев на проектируемых сооружениях

Оборудование	Частота отказов, 1/год		Вероятность развития сценария при полной разгерметизации, 1/год		
	Полная разгерметизация	Частичная разгерметизация	Сценарий С ₁	Сценарий С ₂	Сценарий С ₃
Выкидной трубопровод №4002 до т.вр	8,99E-04	8,97E-03	8,50E-04	4,50E-05	4,50E-06
Выкидной трубопровод от скв.№4003 до т.вр.	8,95E-04	9,05E-04	8,46E-04	4,48E-05	4,48E-06
Выкидной трубопровод от скв.№215 до т.вр.	8,95E-04	9,05E-04	8,46E-04	4,48E-05	4,48E-06
НГСТ от т.вр.выкидного тр-да от скв.4003 до т.вр выкидного тр-да от скв.215	4,05E-06	2,70E-05	3,83E-06	2,03E-07	2,03E-08
НГСТ от т.вр.выкидного тр-да от скв.215 до за-движки на выходе с куста	2,28E-04	2,27E-03	2,16E-04	1,14E-05	1,14E-06
НГСТ от за-движки на вы-ходе с куста до т.вр. в сущ. тр-д	4,10E-04	3,48E-03	3,87E-04	2,05E-05	2,05E-06
Высоконапорный водовод от точки врезки в высоконапорный водовод «ШНС-22 - скв.3081» до скв.4001 на кусте №215»	5,86E-04	4,65E-03	5,54E-04	-	-

3.3 Анализ риска для проектируемых водоводов

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

В качестве критерия необходимости выбора метода оценки риска (качественной или количественной) может быть использована матрица «вероятность

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-AB.TCH	Лист
							28

отказа - тяжесть последствий» (Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», утвержденное Приказом №144 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.04.2016, приложение 8 и ГОСТ 27.310-95, приложение Б).

Таблица 3.6 - матрица «вероятность- тяжесть последствий»

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

Тяжесть последствий аварий характеризуется:

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

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

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

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

Категории (критичность) отказов:

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

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

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

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

Указанные аварийные ситуации на проектируемом водоводе характеризуются как «возможные», (таблица 3.6), по их последствиям по тяжести – «с пренебрежимо малыми последствиями», т.е. не угрожают жизни людей, возможно,

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-AB.TCH	Лист
							29

приводят к незначительному ущербу имуществу, окружающей среде (объемы возможных аварийных утечек приведены ниже, таблица 3.7).

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

3.4 Качественная оценка риска аварий на проектируемых водоводах

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

2 Воздействие на человека – персонал присутствует только во время профилактических осмотров и при проведении ремонтных работ. Радиус зоны воздействия при прорыве можно оценить по размеру зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов (диаметром 100-300 мм) при давлении выше 8,25 МПа – 100 м в обе стороны от оси трубопровода (табл.№2, приложение №7 к ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. Приказом №534 от 15.12.2020). Населенные пункты (расстояние до ближайшего н.п.Узьяр до площадки куста скважин №215 –2.5 км) находятся на безопасном расстоянии от трассы водовода.

3 Воздействие на окружающую среду:

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

3.5 Оценка количества опасных веществ, способных участвовать в аварии

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

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

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

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

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

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

2021/354/ДС124-PD-AB.TCH

Лист

30

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

Количество опасных веществ, способных участвовать в аварии по выбранным сценариям, представлено ниже (таблицы 3.7, 3.8, 3.9).

Таблица 3.7 – Сценарий С₁ - экологическое загрязнение (разлив нефти)

Оборудование	Количество загрязняющего вещества (масса)		
	Нефть (т)	Газ (т)	Подтоварная вода (т)
Выкидной трубопровод №4002 до т.вр	0,62	0,011	-
Выкидной трубопровод от скв.№4003 до т.вр.	0,38	0,007	-
Выкидной трубопровод от скв.№215 до т.вр.	0,64	0,011	-
НГСТ от т.вр.выкидного тр-да от скв.4003 до т.вр выкидного тр-да от скв.215	0,97	0,017	-
НГСТ от т.вр.выкидного тр-да от скв.215 до задвижки на выходе с куста	1,60	0,029	-
НГСТ от задвижки на выходе с куста до т.вр. в сущ. тр-д	3,19	0,057	-
Высоконапорный водовод от точки врезки в высоконапорный водовод «ШНС-22 - скв.3081» до скв.4001 на кусте №215»	-	-	7,97

Таблица 3.8 - Сценарий С₂ - пожар пролива. Поражающий фактор - тепловое излучение

Оборудование	Загрязняющее вещество	Площадь пролива, м ²
Выкидной трубопровод №4002 до т.вр	нефть	13,50
Выкидной трубопровод от скв.№4003 до т.вр.	нефть	8,36
Выкидной трубопровод от скв.№215 до т.вр.	нефть	13,96
НГСТ от т.вр.выкидного тр-да от скв.4003 до т.вр выкидного тр-да от скв.215	нефть	21,24
НГСТ от т.вр.выкидного тр-да от скв.215 до задвижки на выходе с куста	нефть	35,02
НГСТ от задвижки на выходе с куста до т.вр. в сущ. тр-д	нефть	69,67

Таблица 3.9 - Сценарий С₃ - взрыв облака ТВС. Поражающий фактор - барическое давление взрыва

Оборудование	Интенсивность испарения, кг/м ² ·сек.	Масса паров нефти, поступившая в окружающее пространство в результате аварии, кг	Приведенная масса паров нефти, кг
Выкидной трубопровод №4002 до т.вр	0,00017	18,97	1,90
Выкидной трубопровод от скв.№4003 до т.вр.	0,00017	11,75	1,17
Выкидной трубопровод от скв.№215 до т.вр.	0,00017	19,61	1,96
НГСТ от т.вр.выкидного тр-да от скв.4003 до т.вр выкидного тр-да от	0,00017	29,84	2,98

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС124-PD-AB.TCH

Лист

31

Оборудование	Интенсивность испарения, кг/м ² ·сек.	Масса паров нефти, поступившая в окружающее пространство в результате аварии, кг	Приведенная масса паров нефти, кг
скв.215			
НГСТ от т.вр.выкидного тр-да от скв.215 до задвижки на выходе с куста	0,00017	49,21	4,92
НГСТ от за-движки на выходе с куста до т.вр. в сущ. тр-д	0,00017	97,89	9,79

Следует отметить, что проектируемые сооружения находятся на значительном расстоянии от населенных пунктов: ближайший из которых – н.п.Узяр, на расстоянии 2,5 км от площадки скважины №215.

3.6 Определение зон действия основных поражающих факторов при различных сценариях аварии

Основными опасными последствиями аварий, возможных на проектируемом объекте являются:

- загрязнение окружающей среды (ОС);
- образование воздушной ударной волны при взрывных превращениях облаков газо- и паровоздушных смесей;

- образование осколочного поля;
- образование зоны термического поражения при пожарах пролива.

В качестве основных поражающих факторов аварий рассматриваются:

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

При анализе воздействия поражающих факторов оценке подвергалось:

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

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

3.6.1 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов загрязнения ОС при аварийных выбросах (сценарий С1)

Загрязняющими веществом при аварии на проектируемых сооружениях являются нефть, попутный нефтяной газ, подтоварная вода.

Экологическое воздействие при выбросе газа определяется массой выброса и составом газа, количество газа, участвующего в образовании экологического ущерба приведено выше (таблица 3.7).

Массы нефти, попутного нефтяного газа, подтоварной воды, образующиеся при аварии, приведены выше (таблица 3.7).

При разлиии нефти, зона действия загрязняющих факторов определяется площадью разлития. Для расчетов площадей загрязнения, в общем случае принимается, что в любой момент времени пролившаяся жидкость имеет форму плос-

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС124-PD-AB.TCH						32
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

кой круглой лужи постоянной толщины. Площадь загрязнения земли при свободном растекании S_3 , м² рассчитываем по формуле:

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

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

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

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

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

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

3.6.2 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлития (сценарий С2)

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

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

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

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

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

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

τ – коэффициент пропускания атмосферы.

Высота пламени вычисляется по формуле:

$$H = 42 \cdot d \cdot \left(\frac{m}{\rho_e \sqrt{g \cdot d}} \right)^{0,61}$$

где m – удельная массовая скорость выгорания топлива, кг/(м²с) (для нефти $m=0,04$ кг/(м²с);

ρ_e – плотность окружающего воздуха, кг/м³;

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

Под зоной поражения тепловым излучением принимается зона вдоль границы пожара размером, равным расстоянию, на котором будет наблюдаться тепловой поток с заданной величиной. Характер воздействия на здания и сооружения в

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2021/354/ДС124-PD-AB.TCH				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	33	

этой зоне определяется наличием возгораемых веществ и величиной теплового потока (таблица 3.10).

Таблица 3.10 – Характер воздействия теплового излучения на различные материалы и конструкции

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

Для определения числа пострадавших принимается значение интенсивности теплового излучения, превышающее 7,0 кВт/м².

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

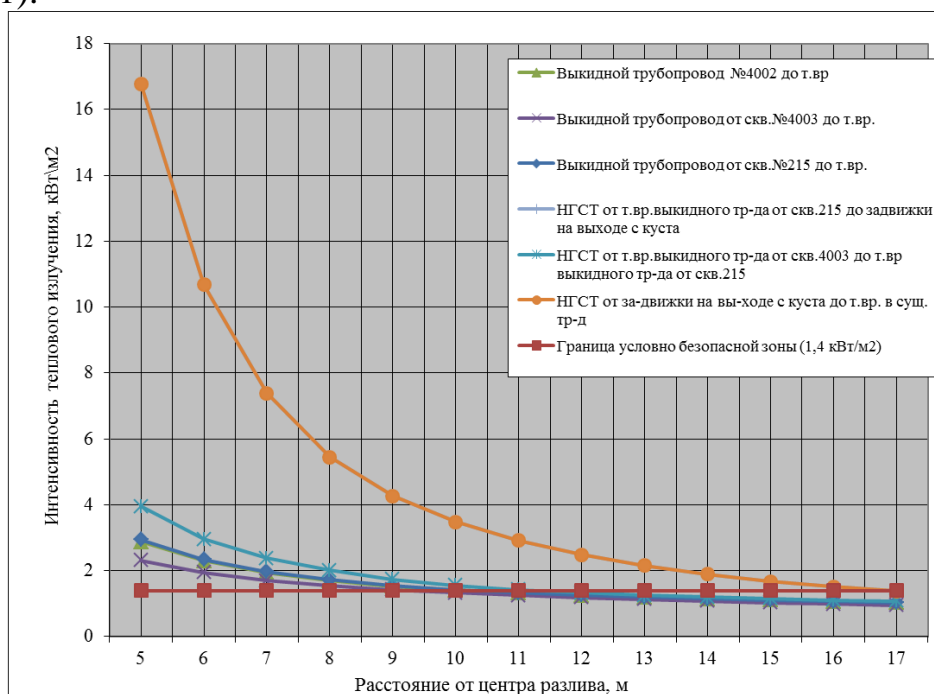


Рисунок 3.1 – Зависимость интенсивности теплового воздействия от расстояния от геометрического центра пролива при аварии на проектируемом трубопроводе

Результаты расчетов по воздействию теплового излучения на человека представлены ниже (таблица 3.11).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС124-PD-AB.TCH

Лист

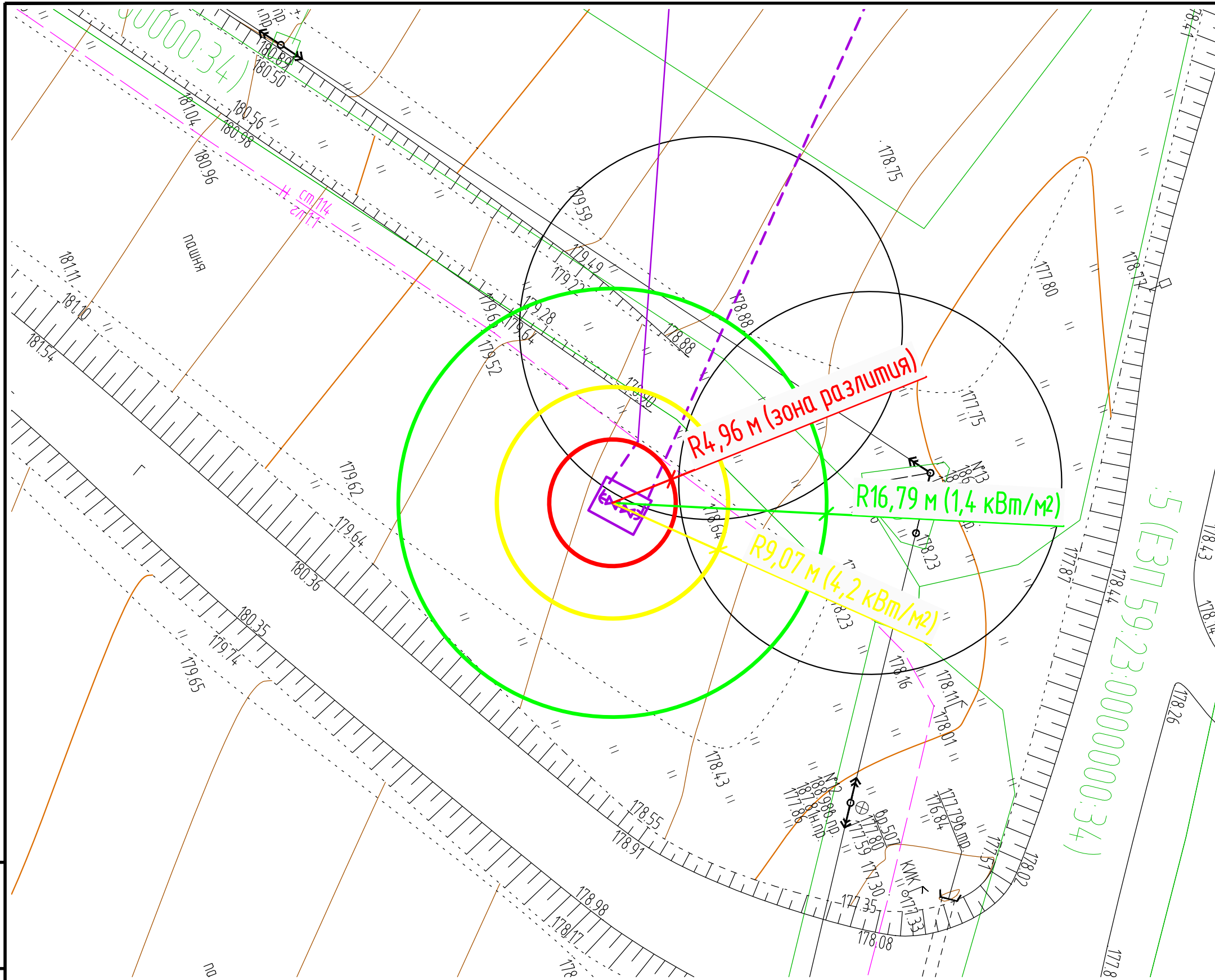
34

Таблица 3.11 - Воздействие теплового излучения на человека

Оборудование	Размеры зон действия теплового излучения при пожарах разлива, м					
	Радиус зоны разлива	I = 44,5 кВт/м ²	I = 10,5 кВт/м ²	I = 7,0 кВт/м ²	I = 4,2 кВт/м ²	I = 1,4 кВт/м ²
Выкидной трубопровод №4002 до т.вр	2,07	-	2,54	3,02	3,87	10,11
Выкидной трубопровод от скв.№4003 до т.вр.	1,63	-	2,00	2,38	3,06	9,17
Выкидной трубопровод от скв.№215 до т.вр.	2,11	-	2,59	3,09	3,95	10,20
НГСТ от т.вр.выкидного тр-да от скв.4003 до т.вр выкидного тр-да от скв.215	2,59	-	3,18	3,78	4,83	11,22
НГСТ от т.вр.выкидного тр-да от скв.215 до задвижки на выходе с куста	3,34	-	4,09	4,86	6,19	12,90
НГСТ от задвижки на выходе с куста до т.вр. в сущ. тр-д	4,96	-	6,04	7,16	9,07	16,79

Расчетные зоны поражения тепловым излучением при аварийном разрушении проектируемого трубопровода в месте установки задвижки в т.вр. в сущ. тр-д приведены ниже (рисунок 3.2).

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									35
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-AB.TCH			



Условные графические обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
Проектируемые:	
Инженерные сети, прокладываемые:	
	- в траншее
	- в траншее, в трубе
	- на низких опорах
	Выкидные трубопроводы
	Хр Трубопровод химреагента
	К2 Канализация дождевая
	Колодец с гидрозатвором
	В12 Водовод нагнетательный
	КА Кабель КИП и А
	W Кабель силовой
	СС Кабель связи
	Линия заземления, заземлители
	з Кабель электрохимзащиты
	Контактное устройство
	6 ВЛ 6кВ

Сценарий С2 :
 площадь разлива – 77,16 м²
 количество опасного вещества, участвующего в аварии – 3,85 т
 количество погибших (раненых) – 0 (0)

- зона разлива
- безопасно для человека в брезентовой одежде
- без негативных последствий в течение неограниченного времени

Рисунок 3.2 – зоны поражения тепловым излучением при аварийном разрушении проектируемого трубопровода в месте установки задвижки в точке врезки в существующий трубопровод

Взам. инб. N
Подпись и дата
Инб. N подл.

М 1:500

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док	Подпись	Дата

2021/354/ДС124-РД-АВ.ТСН

Лист
36

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

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

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

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

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

$$\Delta p = p_0 \cdot \left(\frac{0.8 \cdot m_{np}^{0,33}}{r} + \frac{3 \cdot m_{np}^{0,66}}{r^2} + \frac{5 \cdot m_{np}}{r^3} \right)$$

где p_0 - атмосферное давление (101 кПа);

r – расстояние от геометрического центра газопаровоздушного облака, м;

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

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

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

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

Z – коэффициент участия (0,1);

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

Импульс волны давления, рассчитывают по формуле:

$$i = 123 \cdot \frac{m_{np}^{0,66}}{r}$$

При расчете массы вещества в облаке ТВС полагалось, что интенсивность испарения зависит от параметров вещества и окружающей среды следующим образом (ГОСТ Р 12.3.047-98):

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-AB.TCH	Лист
							37

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

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

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

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

Размер зоны поражения ударной волной человека на открытой площадке определялся по перепаду давления во фронте ударной волны при бесконечно большой длительности импульса. На графике (рисунок 3.3) приведена зависимость значения избыточного давления от расстояния от геометрического центра газопаровоздушного облака при рассмотренном сценарии аварии.

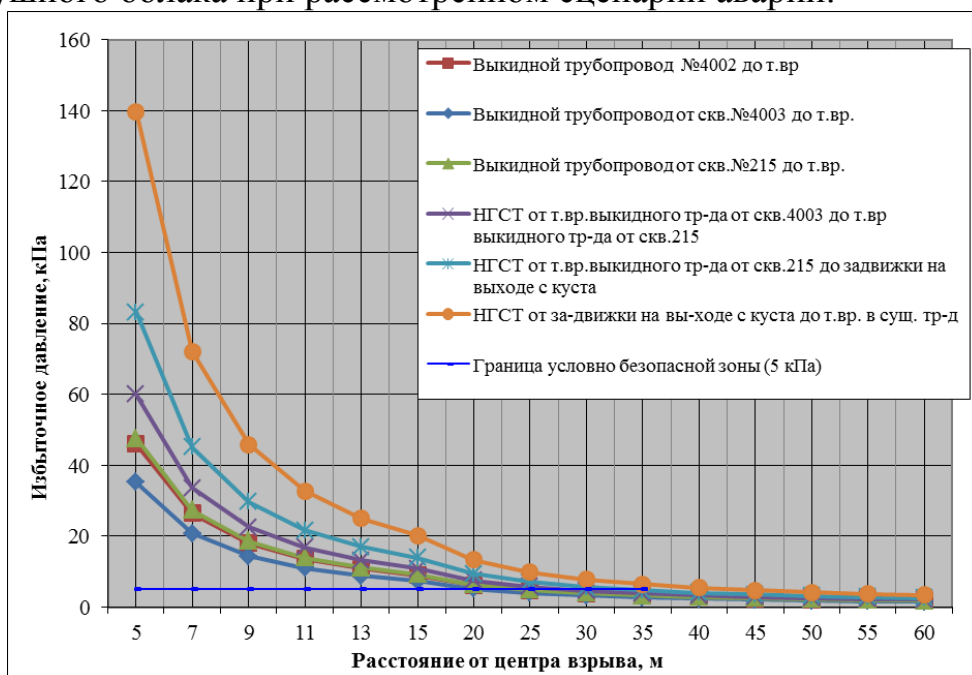


Рисунок 3.3 - Зависимость избыточного давления Δp от расстояния r при рассматриваемых авариях на проектируемом трубопроводе

Для оценки количества разрушений и числа пострадавших от воздушной ударной волны могут быть использованы данные, приведенные ниже (таблица 3.12).

Таблица 3.12 - Предельно допустимые значения избыточного давления при взрыве ТВС

Тип зданий, сооружений	Разрушение при избыточном давлении на фронте ударной волны, кПа			
	Слабое	Среднее	Сильное	Полное
Промышленные здания с тяжелым металлическим или железобетонным каркасом	20 - 30	30 - 40	40 - 50	> 50
Промышленные здания с легким каркасом и бескаркасной конструкцией	10 - 20	25 - 35	35 - 45	> 45

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС124-PD-AB.TCH

Лист

38

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

Согласно Приказу Ростехнадзора №387 от 03.11.2022 (приложение №5):

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

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

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

- критерии разрушения типовых промышленных зданий от избыточного давления:

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

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

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

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

Результаты расчетов по воздействию ударной волны при аварии на реконструируемых трубопроводах приведены ниже (таблица 3.13).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-AB.TCH	Лист
							39

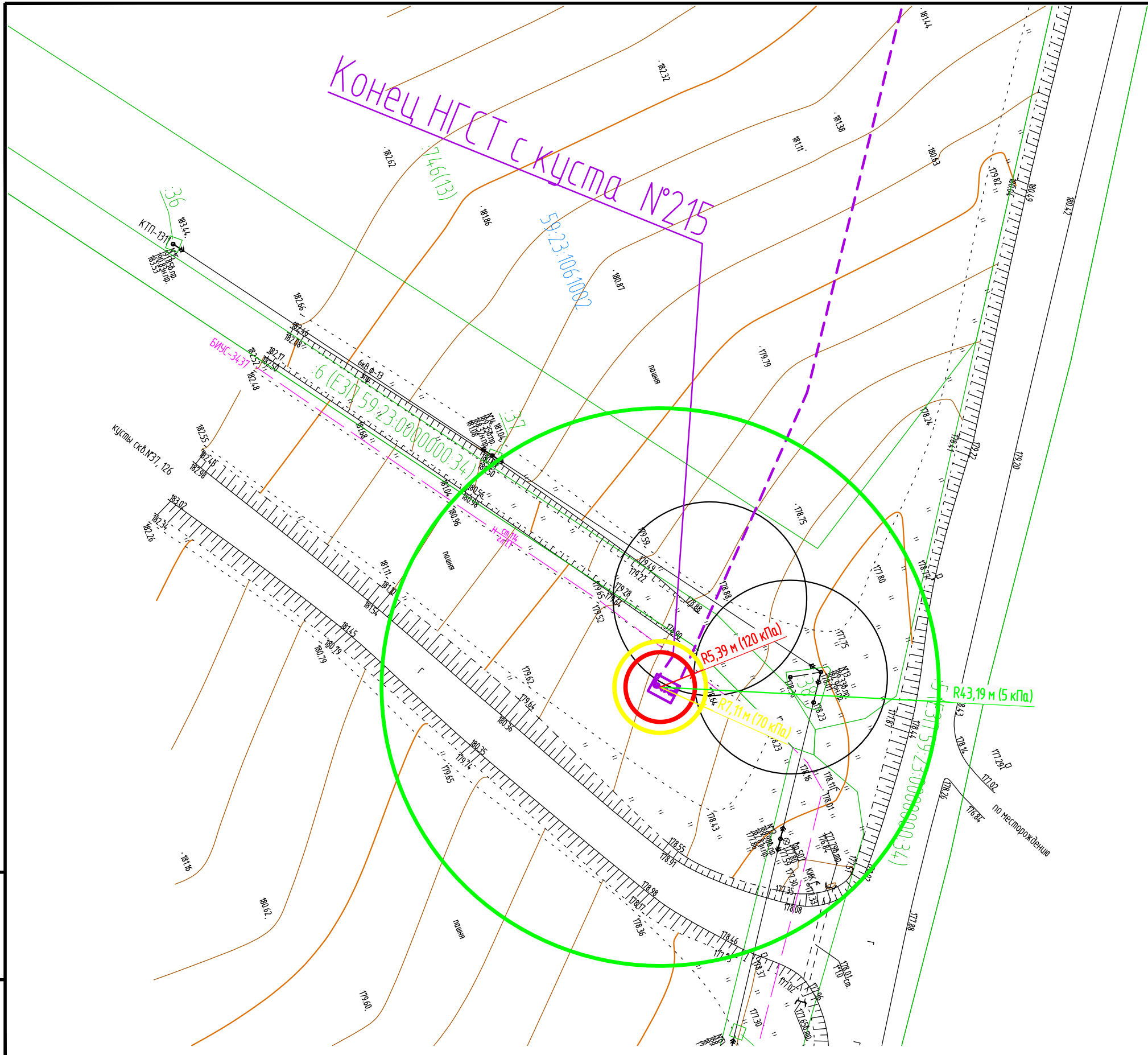
Таблица 3.13 - Результаты расчетов по воздействию ударной волны при аварии на проектируемом трубопроводе

Оборудование	Уровни поражения ударной волной, м						
	Разрушение зданий					Смер- тельное пораже- ние людей	Нижний порог повре- ждения человека волной давления
	$\Delta P_{ф=100кПа}$	$\Delta P_{ф=70кПа}$	$\Delta P_{ф=28кПа}$	$\Delta P_{ф=14кПа}$	$\Delta P_{ф=2кПа}$		
Выкидной трубопровод №4002 до т.вр	3,28	3,96	6,74	10,76	54,23	3,00	24,08
Выкидной трубопровод от скв.№4003 до т.вр.	2,80	3,38	5,76	9,19	46,29	2,56	20,56
Выкидной трубопровод от скв.№215 до т.вр.	3,35	4,04	6,89	10,99	55,37	3,06	24,58
НГСТ от т.вр.выкидного тр-да от скв.4003 до т.вр выкидного тр-да от скв.215	3,81	4,60	7,83	12,50	62,97	3,48	27,96
НГСТ от т.вр.выкидного тр-да от скв.215 до задвижки на выходе с куста	4,55	5,48	9,33	14,89	74,99	4,15	33,31
НГСТ от за-движки на вы-ходе с куста до т.вр. в сущ. тр-д	5,90	7,11	12,11	19,31	97,23	5,39	43,19

Расчетные зоны поражения ударной волной взрыва ТВС при аварийном разрушении проектируемого трубопровода в месте установки задвижки в т.вр. в сущ. тр-д приведены ниже (рисунок 3.4).

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									40
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	

2021/354/ДС124-PD-AB.TCH



Условные графические обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
Проектируемые:	
Инженерные сети, прокладываемые:	
	- в траншее
	- в траншее, в трубе
	- на низких опорах
	Выкидные трубопроводы
	Трубопровод химреакента
	Канализация дождевая
	Колодец с гидрозатвором
	Водовод нагнетательный
	КА Кабель КИП и А
	W Кабель силовой
	СС Кабель связи
	Линия заземления, эаземлители
	з Кабель электрохимзащиты
	Контактное устройство
	6 ВЛ 6кВ

Сценарий СЗ:
 поражающий фактор – барическое давление взрыва;
 масса опасного вещества, участвующего в аварии, кг – 11,07;
 количество погибших (раненых) – 0(0)

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

Рисунок 3.4 – зоны поражения ударной волной взрыва ТВС при аварийном разрушении проектируемого трубопровода в месте установки задвижки в точке врезки в существующий трубопровод

Взам. инб. N	
Подпись и дата	
Инб. N подл.	

М 1:500

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док	Подпись	Дата

2021/354/ДС124-PD-AB.TCH

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

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

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

$$N_i = R_i \cdot S_i$$

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

R_i – плотность распределения персонала в i зоне поражения, чел./м²;

S_i – площадь i зоны, м².

Для расчета ориентировочно принято:

- на площадке проектируемых сооружений в максимальную смену периодически могут находиться не более 2-х человек (площадь площадки составляет ~ 5500 м²), плотность распределения персонала на площадке составляет ~ 0,00036 чел./м².

- для территории вдоль трассы проектируемого нефтегазосборного трубопровода, где нет постоянно проживающих и работающих людей, плотность распределения персонала принята 2 чел/км²;

- плотность населения в Куединском муниципальном округе – 8,91 чел./кв.км.

Величина потерь для обслуживающего персонала проектируемого объекта приведена ниже (таблица 3.14).

Таблица 3.14 - Возможные людские потери

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Поражающий фактор							
						Ударная волна				Тепловое излучение			
						Площадь зоны ($R_{изб.}$ не менее 120 кПа), м ² /летальный исход 100%, персонал (население)	Площадь зоны ($R_{изб.}$ не менее 70 кПа), м ² /летальный исход 50%, персонал (население)	Площадь зоны ($R_{изб.}$ не более 5 кПа), м ²	Травмы, персонал/население	Площадь зоны (тепловое излучение не менее 44,5 кВт/м ²), м ²	Летальный исход с вероятностью 50 %, персонал/население	Площадь зоны (тепловое излучение не более 4,0 кВт/м ²), м ²	Ожоги I и II степени, персонал/население
Оборудование													
Выкидной трубопровод №4002 до т.вр						28,26 0(-)	42,75 0(-)	1820,72	1/-	0	0	49,74	0/-
Выкидной трубопровод от скв.№4003 до т.вр.						20,51 0(-)	35,78 0(-)	1326,82	0/-	0	0	31,16	0/-
						2021/354/ДС124-PD-AB.TCH							Лист
													42

Оборудование	Поражающий фактор							
	Ударная волна				Тепловое излучение			
	Площадь зоны ($P_{изб.}$ не менее 120 кПа), м ² /летальный исход 100%, персонал (население)	Площадь зоны ($P_{изб.}$ не менее 70 кПа), м ² /летальный исход 50%, персонал (население)	Площадь зоны ($P_{изб.}$ не более 5 кПа), м ²	Травмы, персонал/население	Площадь зоны (тепловое излучение не менее 44,5 кВт/м ²), м ²	Летальный исход с вероятностью 50 %, персонал/население	Площадь зоны (тепловое излучение не более 4,0 кВт/м ²), м ²	Ожоги I и II степени, персонал/население
Выкидной трубопровод от скв. №215 до т.вр.	29,38 0(-)	51,22 0(-)	1897,32	1/-	0	0	51,76	0/-
НГСТ от т.вр. выкидного тр-да от скв. 4003 до т.вр. выкидного тр-да от скв. 215	38,04 0(0)	66,32 0(-)	2454,6	1/-	0	0	77,25	0/-
НГСТ от т.вр. выкидного тр-да от скв. 215 до задвижки на выходе с куста	54,06 0(-)	94,2 0(-)	3483,18	1/-	0	0	129,6	0/-
НГСТ от задвижки на выходе с куста до т.вр. в сущ. тр-д	91,09 0(0)	158,7 0(0)	5857,05	0 (0)	0	0	271,58	0/0

Населенные пункты находятся вне зон действия поражающих факторов аварий на проектируемых сооружениях.

3.8 Расчет показателей риска

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

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-AB.TCH	Лист
							43

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

$$q = \tau n / T$$

τ – время нахождения работающего в пределах зон поражения в одну смену, час;

n – количество смен в год;

T – количество часов в год.

Согласно Руководству по безопасности, утвержденному Приказом №387 от 03.11.2022, для производственных объектов без постоянного пребывания персонала принято $q = 0,08$.

Для проектируемого объекта, учитывая периодичность наличия персонала, наиболее показательным является потенциальный территориальный риск - частота реализации поражающих факторов в рассматриваемой точке территории. Потенциальный территориальный, или потенциальный риск, не зависит от факта нахождения объекта воздействия (например, человека) в данном месте пространства. Предполагается, что условная вероятность нахождения объекта воздействия равна 1 (т. е. человек находится в данной точке пространства в течение всего рассматриваемого промежутка времени). Потенциальный риск не зависит от того, находится ли опасный объект в многолюдном или пустынном месте и может меняться в широком интервале. Потенциальный риск, в соответствии с названием, выражает собой потенциал максимально возможной опасности для конкретных объектов воздействия (реципиентов), находящихся в данной точке пространства.

Потенциальный риск определяют по формуле:

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

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

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

n – число ветвей логической схемы.

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

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

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

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

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

Δp - избыточное давление, Па;

i - импульс волны давления, Па с.

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

Таблица 3.15 – Условная вероятность поражения человека избыточным давлением при гипотетической аварии на проектируемом объекте

Наименование участка	Расстояние от эпицентра аварии, м	Значение «пробит»-функции	Вероятность поражения, %
Выкидной трубопровод №4002 до т.вр.	5	0	0
	10	0	0
Выкидной трубопровод от скв.№4003 до т.вр	5	0	0
	10	0	0
Выкидной трубопровод от скв.№215 до т.вр.	5	0	0
	10	0	0
НГСТ от т.вр.выкидного тр-да от скв.4003 до т.вр выкидного тр-да от скв.215	5	0,77	0,3
	10	0	0
НГСТ от т.вр.выкидного тр-да от скв.215 до задвижки на выходе с куста	5	1,62	0,61
	10	0	0
НГСТ от задвижки на выходе с куста до т.вр. в сущ. тр-д	5	2,87	1,71
	10	1,2	0,45

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

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

где $t = t_0 + \frac{x}{v}$

где t_0 - характерное время обнаружения пожара, с (допускается принимать $t = 5$ с);
 x — расстояние от места расположения человека до зоны, интенсивность теплового излучения в которой не превышает 4 кВт/м^2 , м;
 v — скорость движения человека, м/с (допускается принимать $v = 5$ м/с);

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

Таблица 3.16 – Условная вероятность поражения человека тепловым воздействием пожара разлива при гипотетической аварии на проектируемом объекте

Наименование участка	Расстояние от эпицентра аварии, м	Значение «пробит»-функции	Вероятность поражения, %
Выкидной трубопровод №4002 до т.вр.	5	0	0
	10	0	0
Выкидной трубопровод от скв.№4003 до т.вр	5	0	0
	10	0	0
Выкидной трубопровод от скв.№215 до т.вр.	5	0	0
	10	0	0
НГСТ от т.вр.выкидного тр-да от скв.4003 до т.вр выкидного тр-да от скв.215	5	0	0
	10	0	0
НГСТ от т.вр.выкидного тр-да от скв.215 до задвижки на выходе с куста	5	0	0
	10	0	0
НГСТ от задвижки на выходе с куста до т.вр. в сущ. тр-д	5	1,4	0,52
	10	0	0

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

2021/354/ДС124-PD-AB.TCH

Лист

45

Таблица 3.17– Величина потенциального риска гибели и несмертельного поражения человека на расстоянии 5 м (10 м) при разрушении проектируемых сооружений

Сценарий аварии	Поражающий фактор	Вероятность развития аварии	На расстоянии 5м от места аварии		На расстоянии 10м от места аварии	
			Вероятность поражения человека, %	Потенциальный риск, год ⁻¹	Вероятность поражения человека, %	Потенциальный риск, год ⁻¹
Выкидной трубопровод №4002 до т.вр.						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	4,50E-05	0	0	0	0
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	4,50E-06	0		0	
Выкидной трубопровод от скв.№4003 до т.вр						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	4,48E-05	0	0	0	0
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	4,48E-06	0		0	
Выкидной трубопровод от скв.№215 до т.вр.						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	4,48E-05	0	0	0	0
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	4,48E-06	0		0	
НГСТ от т.вр.выкидного тр-да от скв.4003 до т.вр выкидного тр-да от скв.215						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	2,03E-07	0	6,08·10 ⁻¹¹	0	0
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	2,03E-08	0,3		0	
НГСТ от т.вр.выкидного тр-да от скв.215 до задвижки на выходе с куста						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	1,14E-05	0	1,24·10 ⁻¹⁰	0	0
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	1,14E-06	0,61		0	
НГСТ от задвижки на выходе с куста до т.вр. в сущ. тр-д						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	2,05E-05	0,52	1,42·10 ⁻⁷	0	9,22·10 ⁻⁹
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	2,05E-06	1,71		0,45	

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-AB.TCH	Лист
							46

Величина индивидуального риска гибели при аварии на проектируемом трубопроводе приведена ниже, таблица 3.18.

Таблица 3.18 - Величина индивидуального риска гибели и несмертельного поражения на расстоянии 5(10) м от проектируемых сооружений

Наименование объекта	Индивидуальный риск, год ⁻¹
Итого по проектируемому объекту «Строительство и обустройство скважин Москудьинского месторождения (модуль 165)»	1,13·10 ⁻⁸ (8,01·10 ⁻¹⁰)

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

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

3.9 Экологический ущерб

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

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

Экологический ущерб от загрязнения атмосферы продуктами свободного испарения нефти.

Расчет ущерба окружающей среде от выбросов нефти при аварийных разливах выполнен в соответствии с Постановлениями Правительства РФ «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах» от 13.09.2016 №913 и от 29.06.2018 №758.

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

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

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

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

M_i – масса выбрасываемых загрязняющих веществ, т;

5 – повышающий коэффициент за аварийные выбросы.

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

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

где M_i – масса свободно испаряющегося топлива, т;

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

S – площадь испарения, м²;

t – время испарения, с.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-AB.TCH	Лист
							47
Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Интенсивность испарения определяется по формуле:

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

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

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

M – молярная масса, г/моль;

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

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

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

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

Ущерб определяется исходя из массы загрязняющих веществ, образующихся при сгорании нефти, в соответствии со значениями, приведенными ниже (таблица 3.19).

Таблица 3.19 - Удельные выбросы вредных веществ в атмосферу в соответствии с «Методикой расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов» (согласована Минприроды РФ 09.08.96) и базовый норматив платы

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

Итого: при сгорании 1 тонны нефти плата за выбросы загрязняющих веществ составляет 34,07 рубля (1,26 — коэффициент индексации в 2023 году).

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

$$Y = 5 \cdot H_{\sigma.a.} \cdot M_y,$$

где Y – размер ущерба, тыс. руб.;

5 – повышающий коэффициент;

$H_{\sigma.a.}$ – базовый норматив платы за выброс загрязняющих веществ, образующихся при сгорании 1 тонны нефти; $H_{\sigma.a.} = 42.93$ руб./т;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	2021/354/ДС124-PD-AB.TCH	Лист
										48

M_y – масса выгорающей нефти, т.

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

Данные о величине возможных экологических ущербов (штрафов) приведены ниже (таблица 3.20).

Таблица 3.20 - Возможный экологический ущерб при аварии на проектируемых сооружениях

Вид аварии	Возможный гипотетический ущерб при полной разгерметизации трубопровода, тыс.руб.				Экологический риск, тыс. руб./год
	Почве	Водным объектам	Атмосф. воздуху	Общий ущерб	
Выкидной трубопровод №4002 до т.вр					
Разлив и испарение	-	-	64,54	64,54	5,48E-05
Разлив и горение	-	-	132,84	132,84	5,97E-06
Выкидной трубопровод от скв.№4003 до т.вр.					
Разлив и испарение	-	-	39,98	39,98	3,38E-05
Разлив и горение	-	-	82,26	82,26	3,68E-06
Выкидной трубопровод от скв.№215 до т.вр.					
Разлив и испарение	-	-	68,71	66,71	5,64E-05
Разлив и горение	-	-	137,24	137,24	6,14E-06
НГСТ от т.вр.выкидного тр-да от скв.4003 до т.вр выкидного тр-да от скв.215					
Разлив и испарение	-	-	101,51	101,51	3,89E-07
Разлив и горение	-	-	208,87	208,87	4,23E-08
НГСТ от т.вр.выкидного тр-да от скв.215 до задвижки на выходе с куста					
Разлив и испарение	-	-	167,40	167,40	3,61E-05
Разлив и горение	-	-	344,36	344,36	3,93E-06
НГСТ от задвижки на выходе с куста до т.вр. в сущ. тр-д					
Разлив и испарение	78383,91	0,00	333,01	78716,93	3,05E-02
Разлив и горение	78383,91	0,00	685,09	79069,00	1,62E-03

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									49
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-AB.TCH			

4 Выводы и предложения

4.1 Оценка уровня безопасности опасного производственного объекта

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

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

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

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

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

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

Ближайший населенный пункт Узяр, относительно участка проведения работ расположен на расстоянии 2,5 км.

Результаты анализа размеров зон поражения при различных сценариях аварий показали, что на проектируемых сооружениях при любой аварии, связанной с его разрушением, поражающие факторы не приведут к прямому смертельному поражению людей в близлежащих населенных пунктах.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.05.2007 г. № 304, для проектируемых сооружений возможно возникновение чрезвычайных ситуаций локального характера (зона чрезвычайной ситуации при наиболее опасной аварии (взрыв ТВС при полном разрушении проектируемого нефтегазосборного трубопровода от т.вр. выкидного тр-да от скв.215 до задвижки на выходе с площадки куста скважин №215), не выходит за пределы территории объекта, при этом количество пострадавших - 1 человек, погибших – нет, т.е. не более 10 человек, вероятность такой аварии составляет $1,14 \cdot 10^{-6}$).

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

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС124-PD-AB.TCH						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

Проведенный анализ позволил выявить наиболее типичные сценарии на проектируемом объекте.

Наиболее вероятный сценарий:

- утечка из проектируемого выкидного трубопровода от скважины №4002 на площадке куста скважин №215, частота аварии – $8,97 \cdot 10^{-3}$ в год, гуманитарного ущерба – нет, экологический риск – до $5,79 \cdot 10^{-4}$ тыс. руб. в год.

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

- полная разгерметизация проектируемого нефтегазосборного трубопровода от задвижки на выходе с куста до т.вр. в сущ. тр-д; образование разлития, вероятность аварии составляет $3,87 \cdot 10^{-4}$ в год, гуманитарного ущерба нет, экологический риск – $3,05 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб. в год.

Наиболее опасный сценарий (наибольший гуманитарный ущерб):

- полное разрушение проектируемого нефтегазосборного трубопровода от т.вр. выкидного тр-да от скв.215 до задвижки на выходе с площадки куста скважин №215, образование облака ТВС за счет испарения нефти, взрыв облака при наличии источника воспламенения, вероятность аварии – $1,14 \cdot 10^{-6}$ в год, погибших – нет, пострадавших – 1 человек.

В связи с периодичностью нахождения персонала на проектируемых сооружениях и неопределенностью со значением вероятности нахождения его в зонах возможных аварий, были рассчитаны значения потенциального риска на различных расстояниях от проектируемых сооружений.

Величина индивидуального риска гибели на расстоянии 5 (10) м от проектируемых сооружений составляет $1,13 \cdot 10^{-8}$ ($8,01 \cdot 10^{-10}$).

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

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

В зоне повышенного риска риск считается допустимым только тогда, когда приняты меры, позволяющие снизить его настолько, насколько это практически целесообразно. При этом должны выполняться следующие требования:

1. Нахождение в опасной зоне с высокими значениями потенциального риска ограниченного числа людей в течение ограниченного промежутка времени – принятый в проекте объем автоматизации по объектам в условиях нормальной эксплуатации позволяет работать им в автоматическом режиме без постоянного присутствия на них обслуживающего персонала.

2. Персонал предприятия хорошо обучен и готов к действиям по локализации и ликвидации пожароопасных ситуаций и пожаров – с персоналом, обслуживающим объекты нефтедобычи ЦДНГ-3, регулярно проводятся учебно-тренировочные занятия по защите и действиям при авариях.

3. Имеется отработанная система оповещения о пожароопасных ситуациях и пожаре – схема оповещения о чрезвычайных ситуациях приведена в томе 10.2.

Обобщенный уровень безопасности объекта можно оценить по таблице, представленной ниже (таблица 4.1), в которой приведена матрица для определе-

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС124-PD-AB.TCH						51
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

ния опасности территорий (зон) по критерию «частота реализации – социальный ущерб».

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

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

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

4.2 Перечень основных проектных решений, направленных на уменьшение риска аварий

С целью уменьшения риска аварий проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- герметизированная схема технологического процесса;
- все трубопроводы, оборудование и арматура приняты стальные на давление, превышающее технологическое;
- повышенная толщина стенки трубопроводов относительно расчетной;
- соединение труб между собой на сварке, трубопроводы не имеют фланцевых или других разъемных соединений, кроме мест установки арматуры или присоединения к оборудованию;
- надземные стальные трубопроводы, оборудование и арматура покрываются краской для защиты от атмосферной коррозии в соответствии с СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ";
- система неразрушающего контроля сварных соединений стальных трубопроводов и несущих конструкций;
- испытание оборудования и трубопроводов после монтажа и ремонта;
- повышенное давление испытания трубопроводов;
- расположение проектируемых сооружений и трубопроводов с учетом требований действующих норм и правил;
- автоматизированная система управления технологическим процессом;
- заземление оборудования и трубопроводов;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2021/354/ДС124-PD-AB.TCH				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	52	

- молниезащита оборудования;
- электрохимическая защита;
- внутреннее и внешнее антикоррозионное покрытие трубы;
- оснащение обслуживающего персонала переносными газоанализаторами, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ;
 - применение электрооборудования во взрывозащищенном исполнении;
 - фундаменты рассчитаны на нагрузку, обеспечивающую безопасность оборудования и трубопроводов;
 - обязательный контроль за качеством выполнения строительномонтажных работ.

4.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий

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

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

- проведением строительных работ согласно проектной документации;
- проведением профилактической и плановой работы по выявлению дефектов оборудования, отдельных узлов и деталей, их ремонта или замены;
- осуществлением контроля за общим комплексом мероприятий по повышению технологической дисциплины и увеличения ресурса работы оборудования, выполнением аварийно-ремонтных и восстановительных работ в соответствии с требованиями промышленной безопасности, охраны труда и правил технической эксплуатации;
 - проведением своевременного контроля трубопроводов и запорной арматуры, их техническое обслуживание и текущий ремонт;
 - проведением систематического наблюдения за состоянием технологических сооружений, коррозионным состоянием металлических конструкций, осадкой фундаментов, состоянием кровли, их теплоизоляции и остекления; своевременным проведением ремонта перечисленных элементов;
 - заключением договоров с производителями на сервисное обслуживание оборудование 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;

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2021/354/ДС124-PD-AB.TCH				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

- обеспечением надлежащего хранения и ведения проектно-сметной и эксплуатационной документации и поддержанием нормативных запасов материально-технических ресурсов для ликвидации аварий;

- совершенствованием мероприятий по профессиональной и противоаварийной подготовке производственного персонала, их обучение способам защиты и действиям в аварийных ситуациях;

- усилением физической защиты объектов, организацией телевизионного наблюдения за территорией для исключения несанкционированного на них доступа.

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

- проводить все проектные и строительные работы с учетом настоящего анализа;
- внести изменения имеющийся в ЦДНГ-3 План ликвидации аварийных разливов нефти.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
2021/354/ДС124-PD-AB.TCH							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

5 Перечень используемой литературы

1. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения.
2. ГОСТ Р 12.3.047-2012. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
3. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»).
4. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
5. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".
6. Свод правил СП 165.132 5800-2014, актуализированная редакция СНиП 2.01.51-90 «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны».
7. Свод правил СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
8. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора №534 от 12.12.2020.
9. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утвержденные приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №533.
10. Постановление Правительства РФ от 30.12.2020 №2451 «Об утверждении Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на территории РФ».
11. Руководство по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденному Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 03.11.2022 №387.
12. Руководство по безопасности "Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи" (приложение 2), утвержденное Приказом Ростехнадзора №4 от 10.01.2023.
13. Руководство по безопасности "Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности", утвержденное приказом Ростехнадзора №414 от 28.11.2022.
14. «Методические рекомендации по определению количества пострадавших при чрезвычайных ситуациях», утвержденные приказом МЧС России от 01.09.2007 № 1-4-60-9-9.
15. Сборник методик по прогнозированию возможных аварий, катастроф, стихийных бедствий в РСЧС (книги 1 и 2). – М.: МЧС России, 1994.
16. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Управление рисками и экологическими аспектами», введен Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» №133 от 24.07.2019.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	2021/354/ДС124-PD-AB.TCH	Лист
										55

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

18. 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.

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

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС124-PD-AB.TCH						56
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

Приложение А - Декларация промышленной безопасности опасного производственного объекта (титульный лист)

Утверждаю

Генеральный директор
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

О.В.Третьяков

2021 г.



Регистрационный номер декларируемого объекта
в государственном реестре опасных производственных
объектов

Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-3 ООО
«ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

A48-10051-0136

ДЕКЛАРАЦИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ СИСТЕМА ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ЦДНГ-3 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Пермский край, Куединский муниципальный округ, Быркинское,
Альняшское, Шагиртско-Гожанское, Москудыинское, Кудрявцевское и
Аптугайское месторождения ЦДНГ-3
2021

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС124-PD-AB.TCH

Лист

57

Таблица регистрации изменений

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС124-РД-АВ.ТСН

Лист

58