

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

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»

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

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство объектов обустройства скважины №256
Дубравинского месторождения»

Проектная документация

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

Часть 1 «Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий»

2021/354/ДС25-PD-AB

Том 10.1

Договор №

2021/354/ДС25

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2022

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

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

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»

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

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство объектов обустройства скважины №256
Дубравинского месторождения»

Проектная документация

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

Часть 1 «Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий»

2021/354/ДС25-PD-AB

Том 10.1

Договор №

2021/354/ДС25

Главный инженер

Д.Г. Малыхин

Главный инженер проекта

А.А. Чемус

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2022

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС25-PD-AB.S	Содержание тома 10.1	2
2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	Текстовая часть	3

Согласовано	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						2021/354/ДС25-PD-AB.S			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Белякова			12.22	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА 10.1	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Кучукбаева			12.22		П	1	1
Н. контр.		Топчиенко			12.22	НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»			
ГИП		Чемус			12.22				

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	6
1.2	Данные о топографии и месторасположении проектируемого объекта	7
1.2.1.	Данные о топографии района расположения проектируемого объекта	7
1.2.2.	Наличие и границы запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта	11
1.2.3	Данные о природно-климатических условиях в районе расположения проектируемого объекта	11
1.3	Данные о персонале и проживающем вблизи населении	12
1.3.1	Данные о размещении персонала проектируемого объекта по его административным единицам и составляющим	12
1.3.2	Данные о размещении близлежащих организаций, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов аварии.....	13
1.3.3	Данные о размещении близлежащих населенных пунктов, которые могут оказаться в зонах действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии	13
2	Анализ безопасности.....	14
2.1	Характеристика опасных веществ	14
2.2	Данные о технологии и аппаратурном оформлении	17
2.2.1	Перечень основного технологического оборудования	17
2.2.2	Данные о распределении опасных веществ по оборудованию	18
2.3	Описание технических решений по обеспечению безопасности.....	19
	Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ.....	19
	Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ.....	22
3	Анализ риска	24
3.1	Результаты анализа условий возникновения и развития аварий	24
	Выявление возможных причин и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на проектируемом объекте	24
	Определение сценариев возможных аварий.....	25
3.2	Определение частоты возникновения аварий	26
3.3	Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета	28
3.4	Оценка количества опасных веществ, способных участвовать в аварии.....	29
3.5	Определение зон действия основных поражающих факторов при различных сценариях аварии.....	30

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

2021/354/ДС25-PD-AB.TCH

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Белякова			12.22	АНАЛИЗ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙ	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Кучукбаева			12.22		П	1	67
Н. контр.		Топчиенко			12.22		НПЦ «Нефтегазовый инженеринг»		
ГИП		Чемус			12.22				

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов загрязнения ОС при аварийных выбросах (сценарий С ₁)	31
Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлития (сценарий С ₂).....	31
Расчет вероятных зон действия поражающих факторов взрывов ТВС в открытом пространстве (сценарий С ₃).....	46
3.6 Оценка возможного числа пострадавших, с учетом смертельно пораженных среди персонала и населения в случае аварии	52
3.7 Оценка риска при различных сценариях аварии	53
3.8 Экологический ущерб	56
4 Выводы и предложения	59
4.1 Оценка уровня безопасности опасного производственного объекта	59
4.2 Перечень основных проектных решений, направленных на уменьшение риска аварий	61
4.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий	62
5 Перечень используемой литературы	64
Приложение А. Копия титульного листа декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта	66
Таблица регистрации изменений.....	67

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.

Данные об организации-разработчике

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

Право на разработку специальных разделов подтверждено выпиской из реестра членов саморегулируемой организации №БОП 07-06-253-844 от 02.02.2022.

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:

Д.Г. Малыхин	Главный инженер
А.С. Топчиенко	Заместитель Главного инженера
А.А. Чемус	Главный инженер проекта
А.В. Кучукбаева	Инженер 1 категории
И.Р. Белякова	Инженер 1 категории

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	Лист
							3	
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Для понижения вязкости водонефтяной эмульсии проектом заложено использование деэмульгатора. Количество вводимого реагента корректируется исходя из фактических свойств транспортируемой среды.

Ввод деэмульгатора предусматривается насосом-дозатором, входящим в состав устьевого блока подачи реагента (УБПР).

С целью исключения передозировок реагента в систему сбора необходимо проводить в промысловых условиях корректировку расхода, исходя из замера давления в начале трубопровода, в который подается деэмульгатор, и контроля степени разрушения эмульсии по агрегативной устойчивости в конце трубопровода.

Проектные решения по технике и технологии добычи нефти соответствуют технологической схеме разработки месторождения.

Предусматривается применение привода штангового скважинного насоса ПШСН 80-3-40. Комплектность оборудования: рама, редуктор, тело и головка балансира, электродвигатель, станция управления.

Техническая характеристика ПШСН 80-3-40:

- номинальная нагрузка на устьевом штоке – 80кН;
- максимальная длина хода устьевого штока – 2,5м;
- номинальный крутящий момент на выходном вале редуктора – не менее 22 кНм;
- передаточное число редуктора – 37;
- количество качаний балансира – 4,7в минуту.

Двигатель: АИР200М8.

Мощность, 18.5 кВт.:

Номинальная частота вращения.: 735 об/мин.

Электрооборудование станка-качалки принято в пожарозащищенном исполнении IP54 (согласно ст.22 п.1 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ). Взрывозащищенное исполнение электрооборудования станка-качалки не предусмотрено, так как оно размещается на расстоянии не менее 3 м от устьевой арматуры и фланцевых соединений в обвязке скважин (согласно ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, приложение 5).

Настройка станка-качалки производится с помощью комплекта сменных шкивов и установки числа качаний после определения фактических параметров скважин.

Проектом предусмотрен автоматический останов станка-качалки при превышении и понижении давления в трубопроводе (порыв трубопровода, защита оборудования обвязки скважин от превышения давления в системе), а также защиты двигателя станка-качалки (повышение, понижение напряжения, короткое замыкание и т.п.).

Обустройство устья скважины при способе ШГН предусмотрено комплектом устьевого оборудования (типа КУ-65х14-1.08 К1) производства ЗАО «Технология», г.Воткинск. Техническая характеристика комплекта устьевого оборудования:

- диаметр условного прохода ствола – 65 мм;
- диаметр условного прохода в боковых отводах – 65 мм;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	Лист
							5

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	Высоко-токсичные вещества, т	Окисляющие вещества, т	Взрывчатые вещества, т
			на складах и базах	в технологическом процессе				
«Система промысловых трубопроводов Курбатовского нефтяного месторождения» - существующее положение								
нефть	1720,64	-	-	1720,64	-	-	-	-
газ	0,52	0,52	-	-	-	-	-	-
Проектируемые сооружения								
нефть	1,164	-	-	1,164	-	-	-	-
газ	0,020	0,020	-	-	-	-	-	-
«Система промысловых трубопроводов Курбатовского нефтяного месторождения» с учетом проектируемых сооружений								
нефть	1721,16	-	-	1721,16	-	-	-	-
газ	0,54	0,54	-	-	-	-	-	-
I класс опасности		2000 и более	50000 и более	2000 и более	2000 и более	200 и более	2000 и более	500 и более
II класс опасности		200 и более, но не менее 2000	50000 и более, но не менее 500000	200 и более, но не менее 2000	200 и более, но не менее 2000	20 и более, но не менее 200	200 и более, но не менее 2000	50 и более, но не менее 500
III класс опасности		20 и более, но не менее 200	1000 и более, но не менее 50000	20 и более, но не менее 200	20 и более, но не менее 200	2 и более, но не менее 20	20 и более, но не менее 200	менее 50
IV класс опасности		1 и более, но не менее 20	-	1 и более, но не менее 20	1 и более, но не менее 20	0,1 и более, но не менее 2	1 и более, но не менее 20	-

Для «Системы промысловых трубопроводов Курбатовского нефтяного месторождения» была разработана и зарегистрирована Центральным аппаратом Ростехнадзора декларация промышленной безопасности, увеличение количества опасного вещества нефти в связи с реализацией проекта составит 0,03%, поэтому переработка действующей декларации не требуется (копия титульного листа приведена в Приложении А).

1.2 Данные о топографии и месторасположении проектируемого объекта

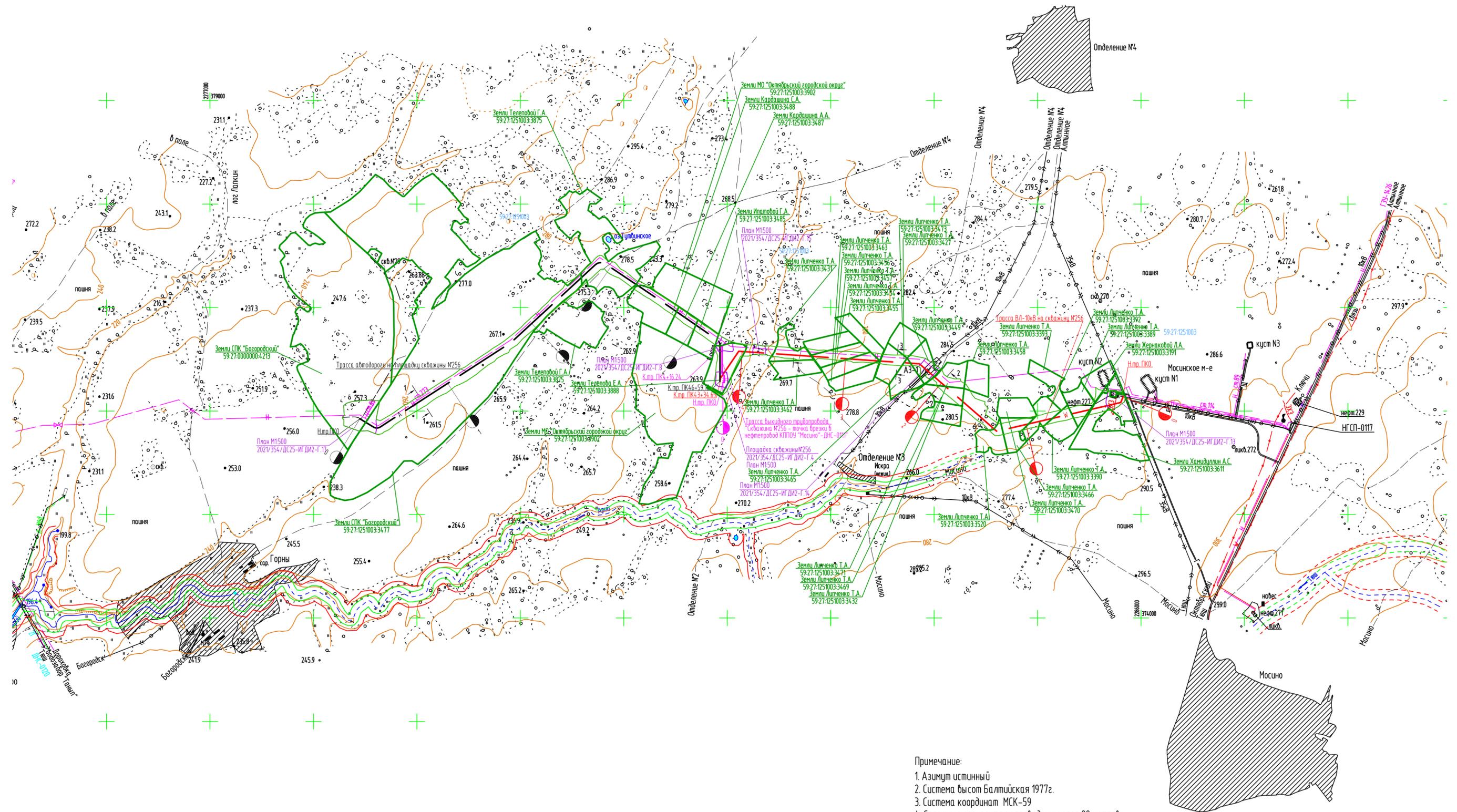
1.2.1. Данные о топографии района расположения проектируемого объекта

В административном положении район работ расположен на территории Октябрьского городского округа Пермского края, Дубравинское месторождение, ЦДНГ-1.

Ближайшие населенные пункты: Горны.

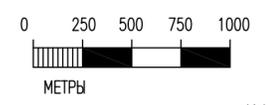
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

								Лист
								7
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-AB.TCH		



- Примечание:
1. Азимут истинный
 2. Система высот Балтийская 1977г.
 3. Система координат МСК-59
 4. Сплошные горизонталы проведены через 20 метров
 5. Изыскания выполнены в апреле 2022г.

Рис. 11. Ситуационный план



Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС25-ПД-АВ.ТСН	Лист 10
------	---------	------	--------	---------	------	-------------------------	------------

Формат А2

Имя, И. подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
нефтепровод ст.273 зп.13		
граница отвода под строительство	0,9	
Трасса автодороги на площадку скважины №256	20,0	
граница отвода под строительство	15,0	
Трасса ВЛ-10кВ на скважину №256	3,0	
Трасса ВЛ-10кВ на скважину №256	5,0	
Трасса ВЛ-10кВ на скважину №256	44,6	
неорганизованный проезд ш.3,0	4,2	
нефтепровод ст.273 зп.14		
граница отвода под строительство	3,0	
Трасса ВЛ-10кВ на скважину №256	5,0	
граница отвода под строительство	37,6	
неорганизованный проезд ш.4,0		
нефтепровод ст.273 зп.16		
граница отвода под строительство	3,0	
Трасса ВЛ-10кВ на скважину №256	5,0	
граница отвода под строительство	32,6	
неорганизованный проезд ш.4,0	3,0	

- Условные обозначения:
- район работ
 - граница водоохранной зоны поверхностных водотоков
 - граница прибрежной защитной полосы поверхностных водотоков
 - граница землепользований

2 Анализ безопасности

2.1 Характеристика опасных веществ

Опасным веществом, используемым на проектируемом объекте, является попутный нефтяной газ.

Характеристика опасного вещества 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.		Данные лабораторных исследований
- серы	0,46	
- смол силикагелевых	3,0	
- асфальтенов	0,16	
- парафинов	2,7	
4 Общие данные:		
4.1 Плотность, кг/м ³	811	
4.2 Газовый фактор, м ³ /т	197,3	
4.3 Обводненность, %	13	
5 Данные о взрывопожароопасности - категория и группа взрывоопасной смеси	IIA – T3	ГОСТ 30852.11-2002; ГОСТ 30852.5-2002
5.1 Температура самовоспламенения, °С	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), С	-27	
6 Данные о токсической опасности	3 класс токсической опасности	СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нор-

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
6.1 ПДК в воздухе рабочей зоны средне-сменно, мг/м ³	10 (аэрозоль)	мативы и требования 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 углеводов	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 углеводов 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 15.12.20 № 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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	Лист
							15

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

2 Попутный нефтяной газ

1 Название вещества	Попутный нефтяной газ	Справочник химика. Т.4, М.: Наука, 1990
2 Формула	Сложная смесь углеводородов (в основном ряда метана) и неорганических соединений	
3 Параметры газа		Данные лабораторных исследований
3.1 Состав, мольное содержание, %		
Сероводород	Менее 0,001	
Углекислый газ	0,22	
Азот	9,72	
Метан	41,57	
Этан	21,12	
Пропан	15,15	
Изобутан	3,39	
Бутан	5,41	
Изопентан	1,71	
Пентан	1,19	
Гексаны и высшие	0,51	

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	Лист
							16

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
3.2 Плотность газа	1,27	
3.3 Температура кипения, °С	Основные компоненты – C ₁ – C ₃ Метан / этан / пропан -161,6 / -88,6 / -42,06	Пожарная опасность веществ и материалов, применяемых в химической промышленности: справочник / под общ. ред. к.т.н. И.В.Рябова, М.: Химия, 1970
4 Данные о взрывопожароопасности		
4.1 Пределы взрываемости, %	2,1 – 15	
4.2 Температура самовоспламенения, °С	470 - 537	ГОСТ 30852.19-2002
5 Категория и группа взрывоопасной смеси	IIA – T1 (по метану)	
6 Данные о токсической опасности	4 класс токсической опасности (для этана, пропана, бутана); 2 класс (по сероводороду)	СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
6.1 ПДК максимальной разовой предельно допустимой концентрации в рабочей зоне, мг/м ³	3 (по H ₂ S в смеси с углеводородами C ₁ – C ₅)	
6.2 LCt ₅₀	960 (по этану)	
6.3 PCt ₅₀	720 (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
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
Скважина №256				
1	Насосный агрегат добывающей скважины	Шт	1	Способ ШГН: Станок-качалка ПШСН 80-3-40 в комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	Лист 17
------	---------	------	-------	-------	------	-------------------------	------------

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол.	Характеристика
Скважина №256				
				Штанговращатель ШЧ.8000М.
2	КУ-65х14-1.08 К1	Шт	1	Диаметр условного прохода ствола – 65мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 65мм; Рабочее давление 14,0МПа
3	Устьевой блок подачи реагента	Шт	1	УБПР05-00-К-0,25/40-0,4-К; мощность 2,5 кВт
4	Нефтегазосборный трубопровод	м	0,42	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
5	Групповая замерная установка	Компл.	1	Замерная установка на 1 подключение Р=4,0 МПа
6	Емкость дренажная	Компл.	1	V=8 м3
7	Емкость дренажная	Компл.	1	V=5 м3
8	Устройство пуска очистных устройств	Компл.	1	Ш-УПП-1-80-4,0-ХЛ-Ф
9	Устройство приема очистных устройств	Компл.	1	Ш-УПП-2-80-4,0-ХЛ-Ф

2.2.2 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Данные о распределении опасных веществ, используемых на 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 оборудования, № по схеме	Кол-во единиц оборудования, шт./м	В единице оборудования	В блоке (всего)	Агрегатное состояние	Давление, МПа (абс.)	Температура, °С
НГ труб. со скв. куста до устройства пуска	18	<u>0,05</u> 0,0009	1,164 0,020	<u>жидкость</u> газ	4,0	5-15
НГ труб. от устройства пуска до устройства приема	384	<u>1,06</u> 0,018		<u>жидкость</u> газ	4,0	5-15
НГ труб. От устройства приема до т.врезки	19	<u>0,05</u> 0,0009		<u>жидкость</u> газ	4,0	5-15
Итого опасных веществ на проектируемом объекте:						
				Нефть	1,164	

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	Лист 18
------	---------	------	-------	-------	------	-------------------------	------------

ленового слоя (данное изоляционное покрытие соответствует конструкции №1 по ГОСТ Р 51164-98 (таблице №1)).

Внутреннее покрытие состоит из слоя эпоксидно-фенольного праймера и наружного слоя порошковой эпоксидной краски.

Толщина стенки фасонных частей трубопроводов по ГОСТ 17376-2001 (тройники) и ГОСТ 17378-2001 (переходы) соответствует толщине стенки присоединяемого трубопровода. Материал – сталь 20.

Согласно паспортным данным заводов-изготовителей срок службы запорной арматуры – не менее 30 лет. Расчетный срок службы труб и деталей – 25 лет.

Теплоизоляция надземных участков трубопроводов не предусматривается ввиду их малой протяженности.

Надземная прокладка трубопроводов запроектирована на регулируемых по высоте опорах.

В соответствии с унифицированным сортаментом труб для строительства, реконструкции и капитального ремонта промышленных трубопроводов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» строительство дренажного, дыхательных трубопроводов дренажной емкости и АГЗУ, трубопровода откачки из дренажной емкости, выкидных трубопроводов обвязки скважин предусматривается из труб стальных бесшовных горячедеформированных 89х6мм, 114х6мм, 325х6 по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) по ГОСТ 8731-74, без внутреннего покрытия.

Выкидной и нефтегазосборный трубопроводы и трубопровод ингибитора в пределах приустьевой площадки скважины и на участке подключения к существующей АГЗУ и камер пуска-приёма очистных и диагностических устройств размещены надземно, на опорах с уклоном не менее 0,002 в сторону скважины и АГЗУ соответственно. Далее в пределах обвалования скважины и АГЗУ трубопроводы размещены подземно.

Расстояние от трубопроводов до строительных конструкций и расстояние между осями смежных трубопроводов принимается в соответствии с требованиями п.10.1.9 ГОСТ 32569-2013.

Материал труб принят с учетом коррозионной агрессивности продукта, протяженности, диаметра, параметров (давление, температура) трубопровода.

Для надземных участков стальных трубопроводов и арматуры запроектирована окраска согласно СТП 09-001-2013 «Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» материалом с гарантийным сроком не менее 5 лет. Подготовка стальной поверхности под окрашивание выполняется абразивно-струйной очисткой.

Гарантируемый срок службы лакокрасочного покрытия – не менее 5 лет. Рекомендованное покрытие:

- акрилуретановая грунтовка «Полурен АК 103 УФ» - 2х80 мкм.

Рекомендуемый производитель – ООО «Чернушинский завод лаки и краски».

Для подземных участков дренажного трубопровода предусмотрена наружная изоляция лентой термоусаживающейся «ТИАЛ-Л». Данное изоляционное покрытие соответствует конструкции №14 по ГОСТ Р 51164-98 (таблице №1).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	Лист
							20

Дренажный трубопровод сброса нефтегазодожговой смеси с АГЗУ предусмотрен подземным, с уклоном 0,003 в сторону дренажной емкости (согласно ГОСТ 32569-2013 п.10.1.4). Дыхательный и трубопровод откачки из дренажной емкости предусмотрены надземными, с уклонами 0,003 в сторону дренажной емкости.

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

Испытание на прочность выполняется гидравлическим способом давлением $1,43 \cdot P_{расч} = 5,72$ МПа, испытание на плотность проводится при расчетном давлении.

Давление в трубопроводе при испытании увеличивается до значения около 50% от установленного испытательного давления. Затем давление необходимо увеличивать поэтапно приблизительно по 10% от заданного испытательного давления до его достижения. Трубопроводная система выдерживается при этом испытательном давлении в течение не менее 30 мин, затем давление уменьшается до расчетного давления, и все поверхности элементов, сварных соединений и сами сварные соединения подвергаются тщательному визуальному осмотру. Продолжительность испытания на прочность и плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

Результаты гидравлического испытания на прочность и плотность признаются удовлетворительными, если во время испытания не выявлены разрывы, видимые деформации, падение давления по манометру, а в основном металле, сварных швах, корпусах арматуры, разъемных соединениях и во всех врезках не обнаружены течи и запотевания.

Для всех технологических трубопроводов выполняется дополнительное пневматическое испытание на герметичность давлением, равным рабочему, с определением падения давления (не более 0,2% в час), в соответствии с п.13.3 ГОСТ 32569-2013.

Дыхательный трубопровод дренажной емкости, согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.1.15, испытаниям не подвергается.

Объем контроля сварных соединений радиографическим методом (от общего количества стыков, заваренных одним сварщиком, но не менее одного стыка) согласно ГОСТ 32569-2013 п.12.3.5:

- для трубопроводов I категории – 20%;
- для трубопроводов II категории – 10%;
- для трубопроводов III категории – 2%.

Согласно техническим условиям ОТТ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» от 12.05.2021г, необходимо предусмотреть нормативный срок эксплуатации трубо-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	Лист
							21

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

Таблица 3.2 - Перечень основных сценариев возможных аварий

Наименование оборудования	C ₁	C ₂	C ₃
Нефтегазосборный трубопровод	+	+	+

3.2 Определение частоты возникновения аварий

Любой сценарий начинается с иницирующего события (утечки различной интенсивности), которое может возникнуть с некоторой частотой. Возможные причины и факторы, способствующие возникновению и развитию аварий на проектируемом объекте, приведены выше.

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

Таблица 3.3 - Обобщенные статистические данные по ожидаемым частотам иницирования аварий на проектируемых сооружениях

Тип аварии	Частота разгерметизации	Источник данных
<i>Трубопровод Ду 75-150мм</i>		
Разрыв трубопровода на полное сечение	$3,0 \cdot 10^{-7}$ /м в год	Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», утвержденное Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.04.2016 №144.
Истечение через отверстие с эффективным диаметром 10% от номинального диаметра трубы диаметром от 75 до 150 мм	$2,0 \cdot 10^{-6}$ /м в год	
Задвижка	$5,1 \cdot 10^{-6}$ 1/час	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:

$\lambda_{\text{зав}}$ – частота аварий в год на задвижке (таблица 3.3);

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

n - количество задвижек;

p – вероятность крупномасштабной аварии (0,005).

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

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

Вероятность безотказной работы оборудования в некотором промежутке времени принято характеризовать показателем надежности оборудования. Для

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	Лист
							26

учета вероятности отдельных событий сценариев аварий, рассмотренных методом «дерева событий» использован метод экспертных оценок вероятности событий (Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», утвержденное Приказом №144 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.04.2016 и ГОСТ 27.310-95).

Таблица 3.4 – Оценка вероятности отказов

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

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

- вероятность горения жидкости = 0,05;
 - вероятность образования облака ТВС на открытом пространстве будет составлять в среднем за год = 0,05 (величина зависит от температуры воздуха и скорости ветра).
 - вероятность мгновенного воспламенения = 0,5, отложенного = 0,1;
- Следовательно:
- вероятность горения разлива нефти = 0,05 (сценарий С2);
 - вероятность (отложенного) взрывного превращения облака ТВС = 0,1х0,05 = 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 – Вероятность развития сценариев аварий на проектируемых сооружениях

Наименование оборудования	Частота отказов, год ⁻¹		С ₁	С ₂	С ₃
	Частичная разгерметизация	Полная разгерметизация			
Площадка скважины №256					
НГ труб. со скв. куста до устройства пуска	1,12·10 ⁻²	1,12·10 ⁻³	1,06·10 ⁻³	5,61·10 ⁻⁵	5,61·10 ⁻⁶
НГ труб. от устройства пуска до	7,68·10 ⁻⁴	1,15·10 ⁻⁴	1,09·10 ⁻⁴	5,76·10 ⁻⁶	5,76·10 ⁻⁷

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	Лист 27
------	---------	------	-------	-------	------	-------------------------	------------

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

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

Таблица 3.6 – Сценарий С₁ - экологическое загрязнение

Оборудование	Загрязняющее вещество, т	
	нефть	газ
Площадка скважины №256		
НГ труб. со скв. куста до устройства пуска	0,08	0,02
НГ труб. от устройства пуска до устройства приема	1,69	0,42
НГ труб. От устройства приема до т.врезки	0,09	0,02

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

Оборудование	Вещество, образующее поражающий фактор	Площадь пролива, м ²
Площадка скважины №256		
НГ труб. со скв. куста до устройства пуска	нефть	2,09
НГ труб. от устройства пуска до устройства приема	нефть	41,64
НГ труб. От устройства приема до т.врезки	нефть	2,15

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

Оборудование	Интенсивность испарения, кг/м ² сек.	Масса паров нефти газа, поступившая в окружающее пространство в результате аварии, кг	Приведенная масса паров нефти и газа, кг
Площадка скважины №256			
НГ труб. со скв. куста до устройства пуска	0,00011	21,98	2,20
НГ труб. от устройства пуска до устройства приема	0,00011	438,87	43,89
НГ труб. От устройства приема до т.врезки	0,00011	22,70	2,27

3.5 Определение зон действия основных поражающих факторов при различных сценариях аварии

Основными опасными последствиями аварий, возможных на проектируемом объекте являются:

- загрязнение окружающей среды (ОС);

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	Лист 30
------	---------	------	-------	-------	------	-------------------------	------------

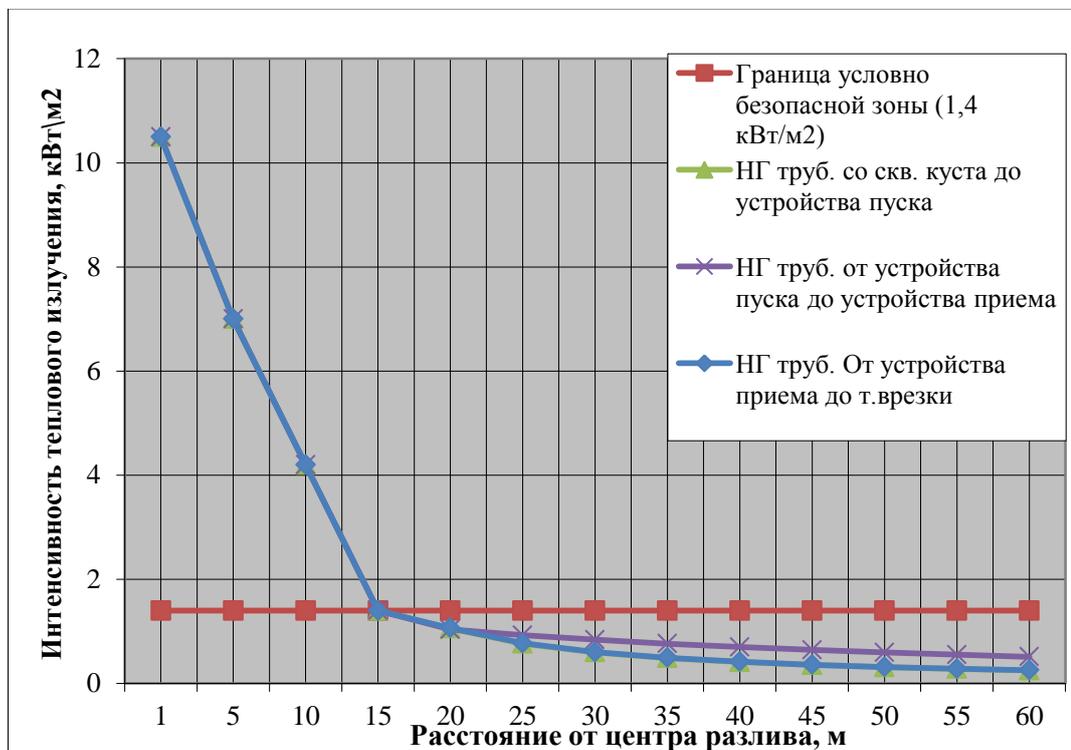


Рисунок 3.1 - Зависимость интенсивности теплового воздействия от расстояния от геометрического центра разлива при аварии на проектируемых сооружениях

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

Таблица 3.10 - Воздействие теплового излучения на человека

Оборудование	Размеры зон действия теплового излучения при пожарах разлива, м					
	Радиус зоны пламени	I=44,5 кВт/м ²	I=10,5 кВт/м ²	I=7,0 кВт/м ²	I=4,2 кВт/м ²	I=1,4 кВт/м ²
Площадка скважины №256						
НГ труб. со скв. куста до устройства пуска	0,81	-	1,00	1,20	1,55	6,76
НГ труб. от устройства пуска до устройства приема	3,64	-	4,45	5,29	6,7	13,60
НГ труб. От устройства приема до т.врезки	0,83	-	1,02	1,22	1,58	6,80
I = 44,5 кВт/м ² - летальный исход с вероятностью 50 % при длительности воздействия около 10 с. I = 10,5 кВт/м ² - непереносимая боль через 3-5 с. Ожог 1 степени через 6-8 с. Ожог 2 степени через 12-16 с. I = 7,0 кВт/м ² - непереносимая боль через 20-30 с. Ожог 1 степени через 15-20 с. Ожог 2 степени через 30-40 с. I = 4,2 кВт/м ² - безопасно для человека в брезентовой одежде. I = 1,4 кВт/м ² - без негативных последствий в течение неограниченного времени.						

Расчетные зоны поражения тепловым излучением при аварии на площадке камеры пуска и на площадке камеры приема ОУ приведены ниже (рисунок 3.2,3.3).

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые:		
1	Устье добывающей скважины	
2	Приустьевая площадка добывающей скважины	
3	Площадка под ремонтный агрегат	
4	Канализационный колодец для сбора дождевых и талых вод	
5	Фундамент под станок - качалку	
6	Площадка обслуживания станка-качалки	
7	Мачта связи	
8	Площадка трансформаторной подстанции КТП-6/0,4 кВ	
9	УБПР	
10	Площадка технологического блока АГЗУ	
11	Площадка под аппаратный блок АГЗУ	
12	Ёмкость дренажная V=8 м3	
13	Молниеотвод	
14	Устройство пуска ОУ	

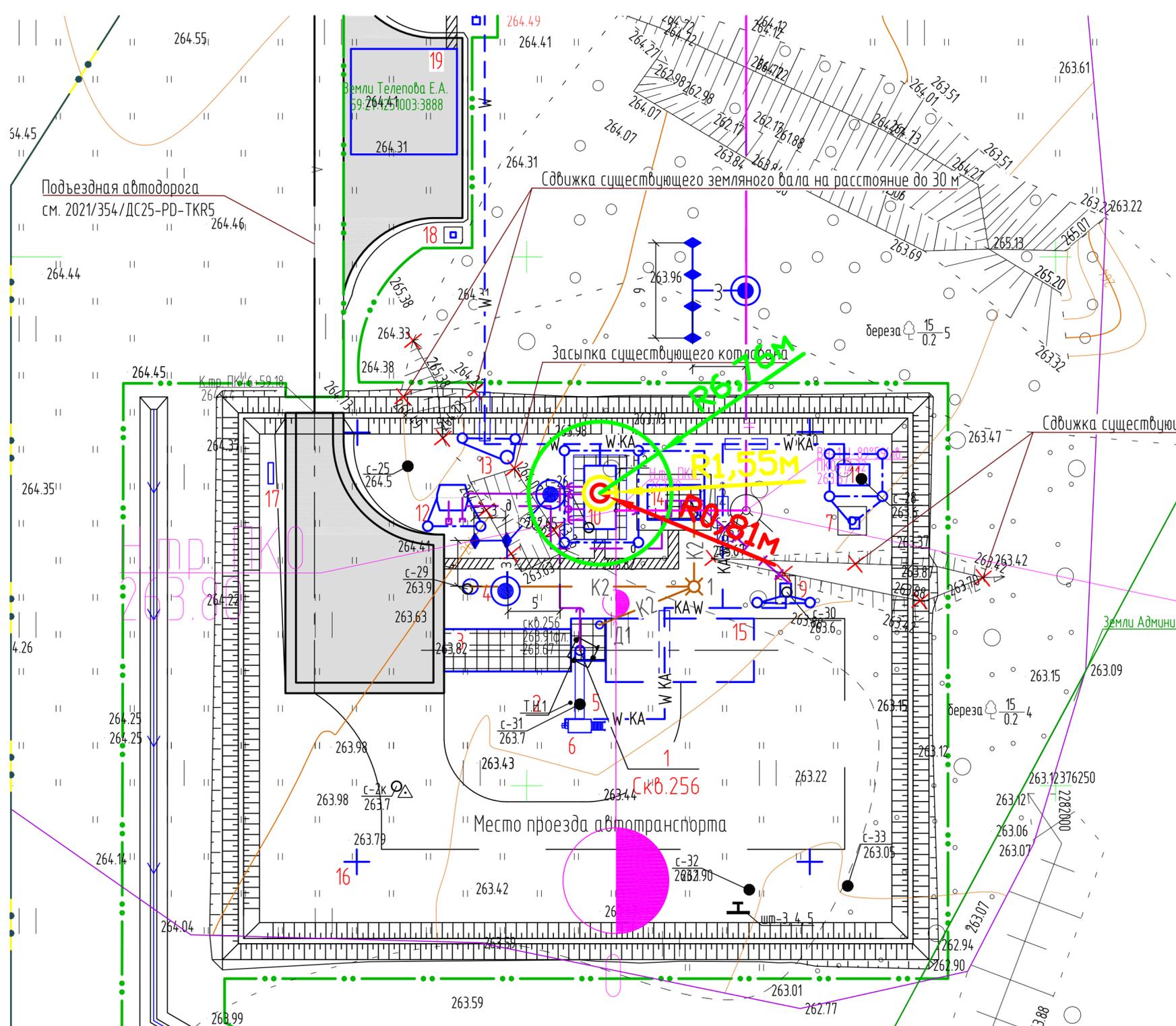
Экспликация оборудования и площадок

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

Условные графические обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
	Инженерные сети, прокладываемые:
	Выкидной трубопровод
	Химреагент
	Дренажный трубопровод
	Канализация дождевая
	Кабель электрохимзащиты
	Контактное устройство
	ВЛ 10кВ
	Кабель силовой
	Кабель КИПиА
	Кабель связи

Рис.3.2.Схема зон поражения тепловым излучением при аварийном разрушении проектируемого нефтепровода на площадке камеры приема ОУ



Сценарий С2 :

площадь разлива – 2,09 м²
 количество опасного вещества, участвующего в аварии – 0,08т
 количество погибших (раненых) – 0 (0)

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

Иньв. N подл. Подпись и дата. Взам. инв. N

Экспликация зданий и сооружений

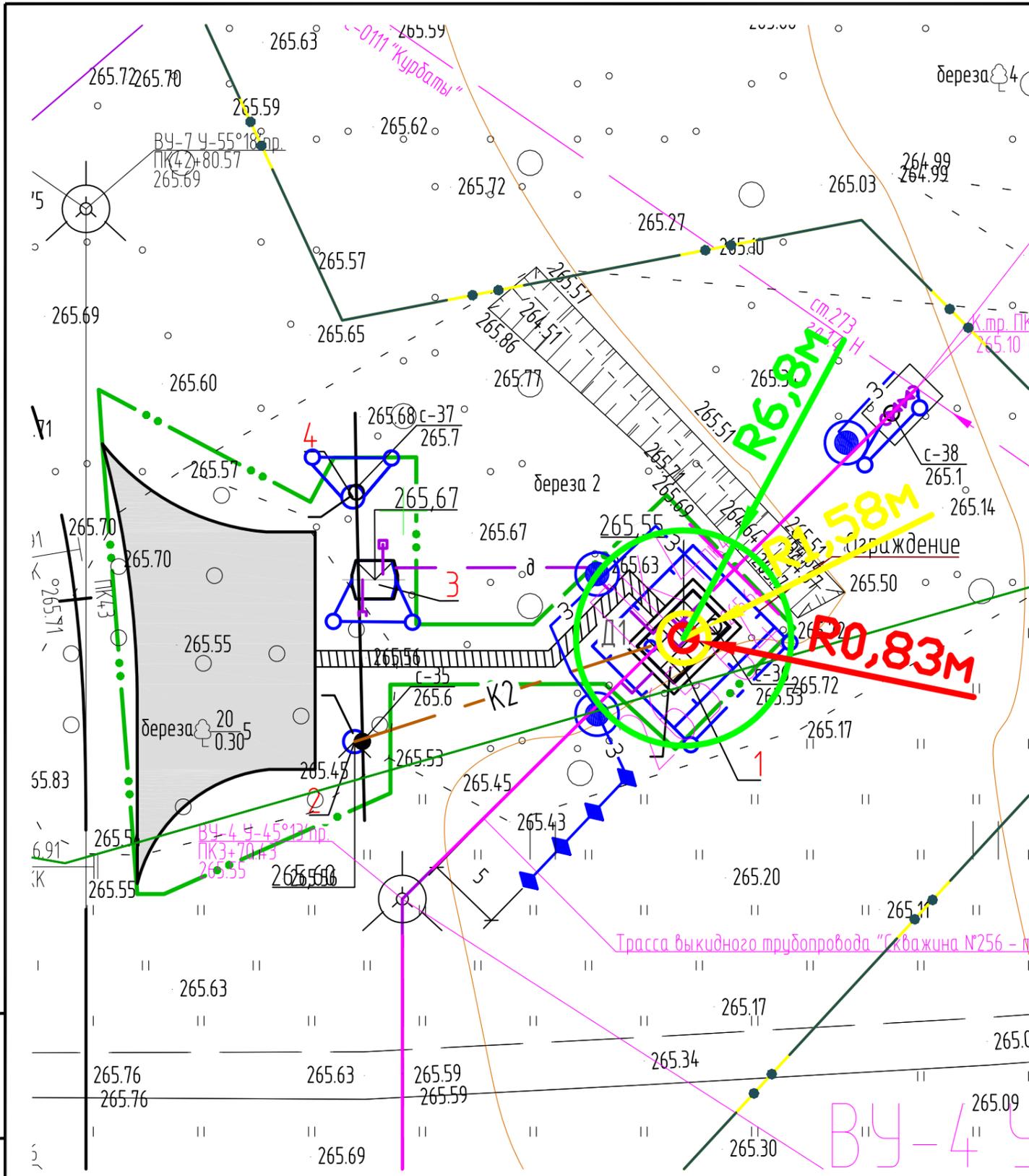
Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые:		
1	Устройство приема ОУ	
2	Канализационный колодец для сбора дождевых и талых вод	
3	Емкость дренажная V=5м3	
4	Молниеотвод	

Условные графические обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
Проектируемые: Инженерные сети, прокладываемые:	
	Нефтегазосборный трубопровод
	Дренажный трубопровод
	Канализация дождевая
	Линия заземления
	Заземлитель
	Граница земель на период строительства в соответствии с ППТ и ПМТ

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

Рис. 3.3. Схема зон поражения тепловым излучением при аварийном разрушении проектируемого нефтепровода на площадке камеры пуска ОУ



Сценарий С2:

площадь разлива - 2,15м²
 количество опасного вещества, участвующего в аварии - 0,09т
 количество погибших (раненых) - 0 (0)

Инь. N подл.	Подпись и дата	Взам. инв. N
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док	Подпись	Дата	2021/354/ДС25-РД-АВ.ТСН	Лист 35
------	---------	------	-------	---------	------	-------------------------	------------

3.5.3 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:

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

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	Лист
							46

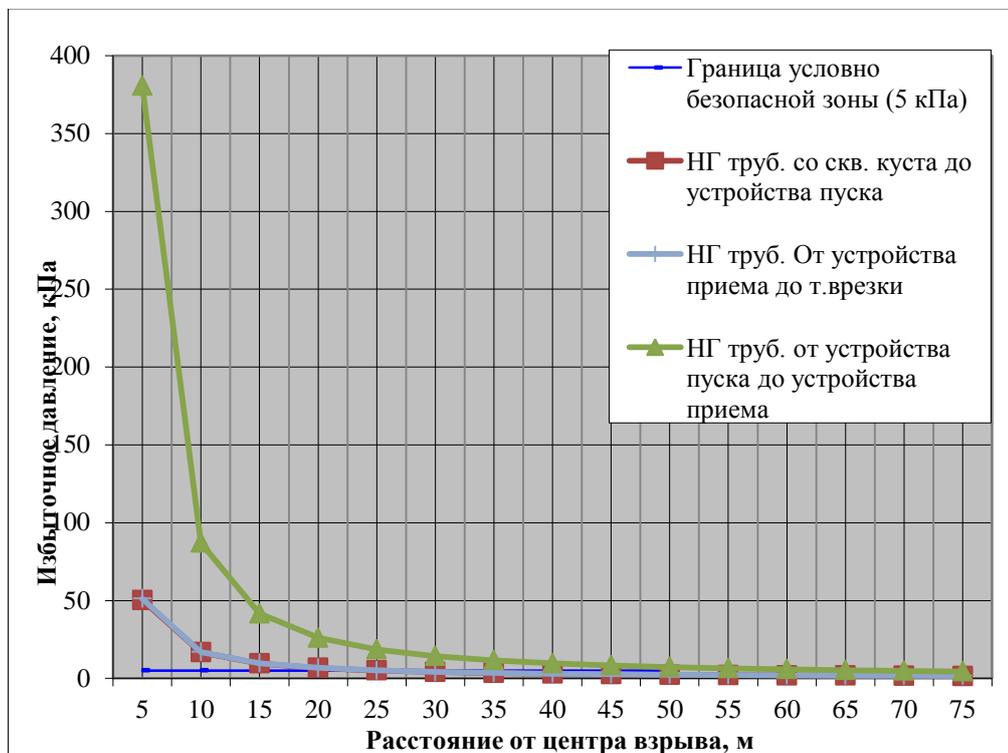


Рисунок 3.4 - Зависимость избыточного давления Δp от расстояния r при рассматриваемых авариях на проектируемом нефтепроводе

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

Таблица 3.11 - Предельно допустимые значения избыточного давления при взрыве ТВС

Тип зданий, сооружений	Разрушение при избыточном давлении на фронте ударной волны, кПа			
	Слабое	Среднее	Сильное	Полное
Промышленные здания с тяжелым металлическим или железобетонным каркасом	20 - 30	30 - 40	40 - 50	> 50
Промышленные здания с легким каркасом и бескаркасной конструкцией	10 - 20	25 - 35	35 - 45	> 45
Складские кирпичные здания	10 - 20	20 - 30	30 - 40	> 40
Одноэтажные складские помещения с металлическим каркасом и стеновым заполнением из листового металла	5 - 7	7 - 10	10 - 15	> 15
Бетонные и железобетонные здания и антисейсмические конструкции	25 - 35	80 - 120	150 - 200	> 200
Здания железобетонные монолитные повышенной этажности	25 - 45	45 - 105	105 - 170	170 - 215
Котельные, регуляторные станции в кирпичных зданиях	10 - 15	15 - 25	25 - 35	35 - 45
Деревянные дома	6 - 8	8 - 12	12 - 20	> 20

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

Тип зданий, сооружений	Разрушение при избыточном давлении на фронте ударной волны, кПа			
	Слабое	Среднее	Сильное	Полное
Подземные сети, трубопроводы	400 - 600	600 - 1000	1000 - 1500	1500
Трубопроводы наземные	20	50	130	-
Кабельные подземные линии	до 800	-	-	1500
Цистерны для перевозки нефтепродуктов	30	50	70	80
Резервуары и емкости стальные наземные	35	55	80	90
Подземные резервуары	40	75	150	200

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

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

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

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

- критерии разрушения типовых промышленных зданий от избыточного давления:

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

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

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

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

Результаты расчетов по воздействию ударной волны при аварии на проектируемых сооружениях приведены ниже (таблица 3.12).

Таблица 3.12 - Результаты расчетов по воздействию ударной волны при аварии на проектируемых сооружениях

Оборудование	Уровни поражения ударной волной, м						
	Разрушение зданий					Смертельное поражение людей	Нижний порог повреждения человека волной давления
	$\Delta P_{\text{ф}} = 100 \text{ кПа}$	$\Delta P_{\text{ф}} = 70 \text{ кПа}$	$\Delta P_{\text{ф}} = 28 \text{ кПа}$	$\Delta P_{\text{ф}} = 14 \text{ кПа}$	$\Delta P_{\text{ф}} = 2 \text{ кПа}$		
Площадка скважины №256							
НГ труб. со скв. куста до устройства пуска	3,45	4,16	7,10	11,32	57,03	3,15	25,33
НГ труб. от устройства пуска до устройства приема	9,31	11,22	19,10	30,44	153,17	8,50	68,05

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	Лист 48

Оборудование	Уровни поражения ударной волной, м						
	Разрушение зданий					Смер- тельное пораже- ние лю- дей	Ниж- ний по- рог по- врежде- ния че- ловека волной давле- ния
	$\Delta P_{ф} =$ 100кПа	$\Delta P_{ф} =$ 70кПа	$\Delta P_{ф} =$ 28кПа	$\Delta P_{ф} =$ 14кПа	$\Delta P_{ф} =$ 2кПа	$\Delta P_{ф} =$ 120кПа	$\Delta P_{ф} =$ 5кПа
НГ труб. От устройства приема до т.врезки	3,49	4,21	7,17	11,44	57,64	3,19	25,60

Нефтепровод прокладывается подземно, поэтому реально выброс нефти может составить расчетную величину только при разрушении нефтепровода на надземных участках, например, на площадках камер запуска (приема) очистных устройств.

Расчетные зоны поражения ударной волной взрыва ТВС при аварии на площадке камеры пуска и камеры приема ОУ приведены ниже (рисунок 3.5, 3.6).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									49
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-AB.TCH			

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые:		
1	Устье добывающей скважины	
2	Приустьевая площадка добывающей скважины	
3	Площадка под ремонтный агрегат	
4	Канализационный колодец для сбора дождевых и талых вод	
5	Фундамент под станок - качалку	
6	Площадка обслуживания станка-качалки	
7	Мачта связи	
8	Площадка трансформаторной подстанции КТП-6/0,4 кВ	
9	УБПР	
10	Площадка технологического блока АГЗУ	
11	Площадка под аппаратный блок АГЗУ	
12	Ёмкость дренажная V=8 м3	
13	Молниеотвод	
14	Устройство пуска ОУ	

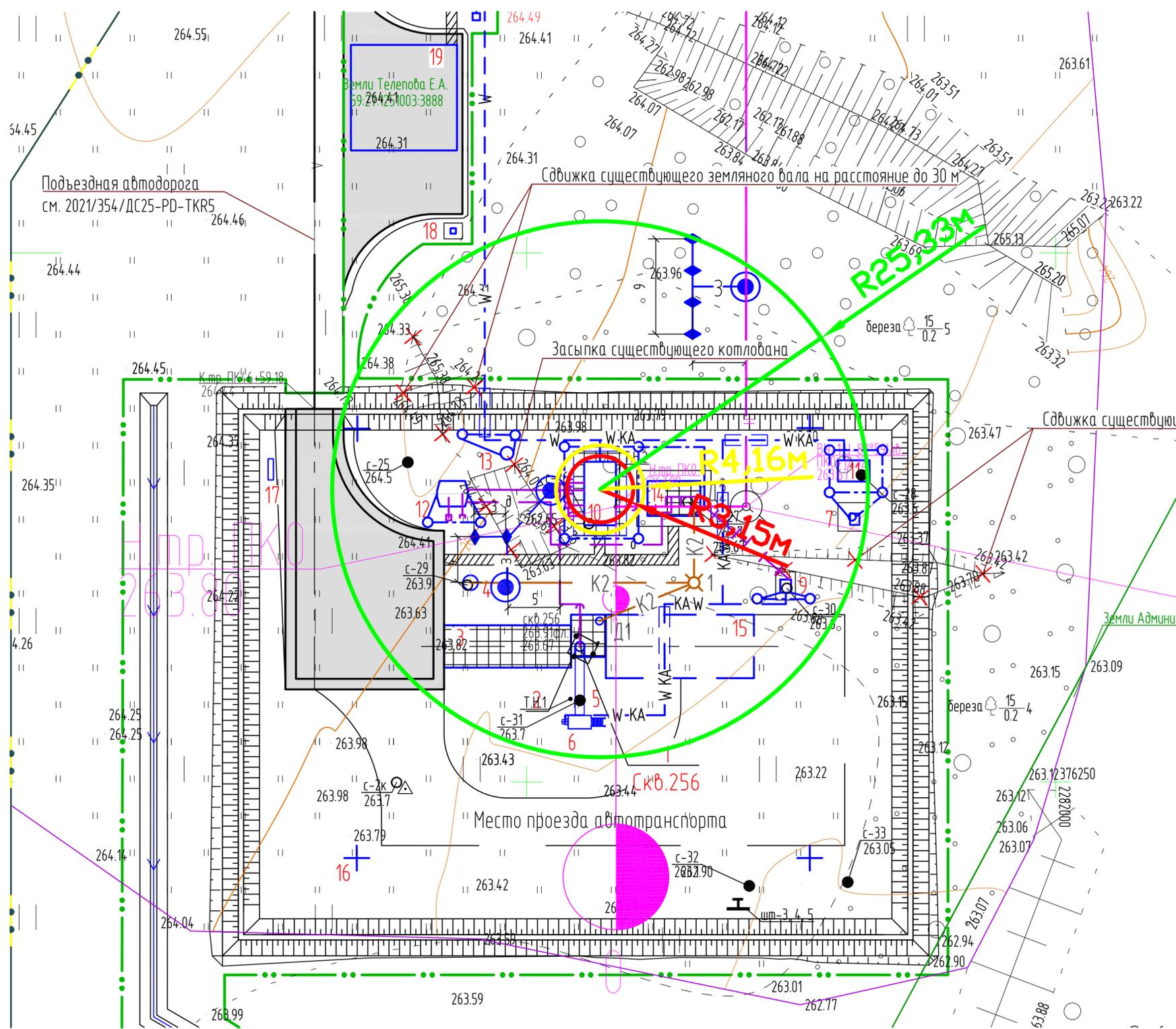
Экспликация оборудования и площадок

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

Условные графические обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
	Инженерные сети, прокладываемые:
	Выкидной трубопровод
	Химреагент
	Дренажный трубопровод
	Канализация дождевая
	Кабель электрохимзащиты
	Контактное устройство
	ВЛ 10кВ
	Кабель силовой
	Кабель КИПиА
	Кабель связи

Рис.3.5. Схема зон поражения ударной волной взрыва ТВС при аварийном разрушении проектируемого нефтепровода на площадке камеры приема ОУ



Сценарий С3:

поражающий фактор – барическое давление взрыва;
 масса опасного вещества, участвующего в аварии, кг – 21,98;
 количество погибших (раненых) – 0(0)

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

Инв. N подл. Подпись и дата. Взам. инв. N

Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые:		
1	Устройство приема ОУ	
2	Канализационный колодец для сбора дождевых и талых вод	
3	Емкость дренажная V=5м3	
4	Молниеотвод	

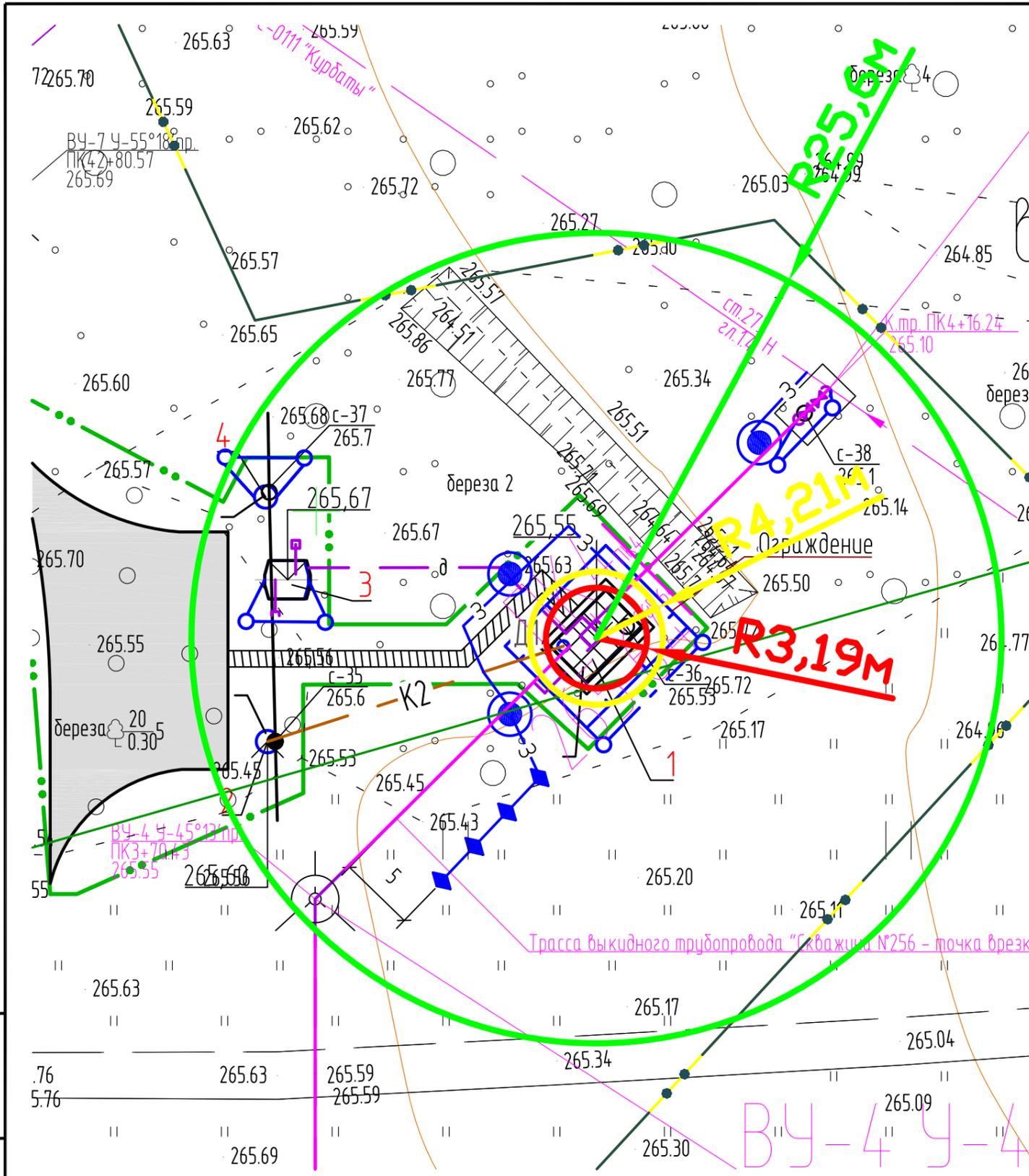
Условные графические обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
Проектируемые: Инженерные сети, прокладываемые:	
	Нефтегазосборный трубопровод
	Дренажный трубопровод
	Канализация дождевая
	Линия заземления
	Заземлитель
	Граница земель на период строительства в соответствии с ППТ и ПМТ

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

Рис. 3.6. Схема зон поражения ударной волной взрыва ТВС при аварийном разрушении проектируемого нефтепровода на площадке камеры пуска ОУ

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	2021/354/ДС25-РД-АВ.ТСН	Лист
							51



Сценарий СЗ:
 поражающий фактор – барическое давление взрыва;
 масса опасного вещества, участвующего в аварии, кг – 22,70;
 количество погибших (раненых) – 0(1)

Инь. N подл.	Подпись и дата	Взам. инв. N

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

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

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

$$N_i = R_i \cdot S_i$$

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

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

S_i – площадь i зоны, м².

Для расчета ориентировочно принято:

1) на площадке скважины №256 и на площадке камеры приема ОУ, в максимальную смену могут периодически одновременно находиться не более 2-х человек, площадки имеют площадь 23600 м² и 2000 м² соответственно;

2) плотность распределения персонала на площадках составит 0,00008 чел/м² и 0,001 чел/м²;

3) плотность населения в Октябрьском ГО – 7,19 чел./кв.км.

Величина потерь для обслуживающего персонала проектируемого объекта приведена ниже (таблица 3.17).

Таблица 3.17 – Возможные людские потери

Оборудование	Поражающий фактор							
	Ударная волна				Тепловое излучение			
	Площадь зоны ($R_{изб.}$ более 120 кПа), м ² персонал/население	Летальный исход, 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
Площадка скважины №256								
НГ труб. со скв. ку-ста до устройства пуска	31,16	0/-	2014,65	0/-	-	-	8,04	0/-
НГ труб. от устройства пуска до устройства приема	226,86	0/0	14540,72	0/-	-	-	149,50	0/0
НГ труб. От устройства приема до т.врезки	31,95	0/-	2057,83	1/-	-	-	8,34	0/-
При воздействии ударной волны считается:								
Зона с летальным исходом имеет радиус, соответствующий давлению во фронте взрывной волны 120 кПа и более; зона, в которой возможно получение травм - имеет радиус, соответствующий дав-								
Изнв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	
Взам. инв. №								Лист
Подп. и дата								52

Оборудование	Поражающий фактор							
	Ударная волна				Тепловое излучение			
	Площадь зоны ($P_{изб.}$ более 120 кПа), м ² персонал/население	Летальный исход, 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

лению во фронте взрывной волны 5 кПа и выше.

При воздействии теплового излучения считается:

Зона с летальным исходом 50% - имеет радиус, соответствующий тепловому излучению не менее 44,5 кВт/м²; зона, в которой возможно получение ожогов I и II степени - имеет радиус, соответствующий тепловому излучению 4 кВт/м² и выше.

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

3.7 Оценка риска при различных сценариях аварии

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.

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

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

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

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

$$q = \tau n/T$$

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

n – количество смен в год;

T – количество часов в год.

Для производственных объектов без постоянного пребывания персонала согласно Руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах» (п.42) принято $q = 0,08$.

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, в соответствии с названием, выражает собой потенциал максимально возможной опасности

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	Лист
							53

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.

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;

Таблица 3.18 – Условная вероятность поражения человека избыточным давлением при разрушении проектируемых сооружений

Наименование участка	Расстояние от эпицентра аварии, м	Значение «пробит»-функции	Вероятность поражения, %
Площадка скважины №256			
НГ труб. со скв. куста до устройства пуска	5	0,29	0,11
	10	0	0
НГ труб. от устройства пуска до устройства приема	5	5,07	49,9
	10	3,39	5,90
НГ труб. От устройства приема до т.врезки	5	0,34	0,13
	10	0	0

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

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

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

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;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	Лист
							54

v — скорость движения человека, м/с (допускается принимать $v = 5/с$).

Таблица 3.19 – Условная вероятность поражения человека тепловым воздействием горения факела при разрушении проектируемых сооружений

Наименование участка	Расстояние от центра разлития, м	Значение «пробит»-функции	Вероятность поражения, %
Площадка скважины №256			
НГ труб. со скв. куста до устройства пуска	5	0	0
	10	0	0
НГ труб. от устройства пуска до устройства приема	5	0	0
	10	0	0
НГ труб. От устройства приема до т.врезки	5	0	0
	10	0	0

Таблица 3.20 – Величина потенциального риска при аварийном 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
Площадка скважины №256						
НГ труб. со скв. куста до устройства пуска						
Горение разлива	Тепловое воздействие	$5,61 \cdot 10^{-5}$	0	$6,17 \cdot 10^{-9}$	0	0
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	$5,61 \cdot 10^{-6}$	0,11		0	
НГ труб. от устройства пуска до устройства приема						
Горение разлива	Тепловое воздействие	$5,76 \cdot 10^{-6}$	0	$2,87 \cdot 10^{-7}$	0	$3,40 \cdot 10^{-8}$
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	$5,76 \cdot 10^{-7}$	49,9		5,90	
НГ труб. От устройства приема до т.врезки						
Горение разлива	Тепловое воздействие	$4,50 \cdot 10^{-5}$	0	$5,85 \cdot 10^{-9}$	0	0
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	$4,50 \cdot 10^{-6}$	0,1,		0	

Величина индивидуального риска гибели и несмертельного поражения на расстоянии 5 (10) м при аварии на проектируемых сооружениях приведена ниже, таблица 3.21.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	Лист
							55

Таблица 3.21 - Величина индивидуального риска гибели и несмертельного поражения на расстоянии 5 (10) м при аварии на проектируемых сооружениях

Наименование объекта	Индивидуальный риск, год ⁻¹
Площадка скважины №256	
Нефтегазосборный трубопровод	$2,56 \cdot 10^{-8} (2,72 \cdot 10^{-9})$

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

3.8 Экологический ущерб

В результате реализации аварии в окружающую среду попадают опасное химическое вещество – попутный нефтяной газ. Образующийся в результате экологический ущерб может иметь следующие составляющие:

- плата за загрязнение атмосферы при выбросе газа;
- плата за загрязнение атмосферного воздуха при горении факела струи газа.

1) Экологический ущерб от загрязнения атмосферы выбросами попутного газа

Расчет ущерба окружающей среде от попутного газа выполнен в соответствии с Постановлением Правительства РФ «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах» от 13.09.2016 № 913.

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:

$$У = 5 \cdot C_i \cdot M_i$$

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.

Данные о величине возможных экологических ущербов (штрафов) за загрязнение атмосферы продуктами свободного испарения природного газа 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 3.22).

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС25-PD-AB.TCH						56
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	

Таблица 3.22 - Удельные выбросы вредных веществ в атмосферу в соответствии с «Методикой расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов» (согласована Минприроды РФ 09.08.96) и базовый норматив платы

Загрязняющий атмосферу компонент	Химическая формула	Коэффициент эмиссии вещества при горении нефти	Плата за выбросы загрязняющих веществ
		$T_{\text{вещ-ва}}/T_{\text{нефти}}$	руб./ $T_{\text{вещ-ва}}$
Диоксид углерода	CO ₂	1,0000	-
Оксид углерода	CO	0,0840	8
Сажа	C	0,1700	183
Оксиды азота (в пересчете на NO ₂)	NO ₂	0,0069	694
Сероводород	H ₂ S	0,0010	3431
Оксиды серы (в пересчете на SO ₂)	SO ₂	0,0278	227
Синильная кислота	HCN	0,0010	2737
Формальдегид	HCHO	0,0010	9118
Органические кислоты (в пересчете на CH ₃ COOH)	CH ₃ COOH	0,0150	467,5

Итого: при сгорании 1 тонны нефти плата за выбросы загрязняющих веществ составляет 65,18 рубля (с учетом коэффициента 1,19).

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

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

где U – размер ущерба, тыс. руб.;

5 – повышающий коэффициент;

$H_{\text{б.а.}}$ – базовый норматив платы за выброс загрязняющих веществ, образующихся при сгорании 1 тонны нефти; $H_{\text{б.а.}} = 77,56$ руб./т;

M_y – масса выгорающей нефти, т.

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

Ущерб от загрязнения нефтью почв

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

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

$U_{\text{Щзагр}}$ - размер вреда (руб.);

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

S - площадь загрязненного участка (кв. м);

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	Лист

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

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

Таблица 3.23 - Возможный экологический ущерб при авариях на проектируемых сооружениях

Вид аварии	Возможный гипотетический ущерб при полной разгерметизации трубопровода, руб.				Экологический риск, тыс. руб./год
	Почве	Водным объектам	Атмосф. воздуху	Общий ущерб	
Площадка скважины №256					
НГ труб. со скв. куста до устройства пуска					
Разлив и испарение	-	-	70,63	70,63	$7,49 \cdot 10^{-5}$
Разлив и горение	-	-	17,13	17,13	$9,61 \cdot 10^{-7}$
НГ труб. от устройства пуска до устройства приема					
Разлив и испарение	46841,61	-	1410,08	48251,69	$5,25 \cdot 10^{-3}$
Разлив и горение	46841,61	-	341,96	47183,57	$2,72 \cdot 10^{-4}$
НГ труб. От устройства приема до т.врезки					
Разлив и испарение	-	-	72,94	72,94	$6,20 \cdot 10^{-5}$
Разлив и горение	-	-	17,69	17,69	$7,95 \cdot 10^{-7}$

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	58		

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 газопровода (в частности в узле установки арматуры) в результате механического разрушения.

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

- нарушение регламента ремонтных работ вблизи проектируемых объектов;

- отказы КИП и А;

- отказы технологического оборудования (локальные утечки через фланцевые соединения, сварные швы, запорную арматуру и т.п. при несвоевременной локализации могут привести к развитию аварийной ситуации, полному разрушению оборудования и выбросу больших количеств опасных веществ).

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

- значительной массой обращающихся опасных веществ в системе;

- наличием в проектируемом объекте пожаровзрывоопасного вещества (нефти);

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

Согласно проведенной экспертной оценке, вероятность аварий как с частичной разгерметизацией проектируемого нефтепровода так и полной разгерметизацией можно классифицировать – как «возможная».

Проектируемый нефтепровод прокладывается подземно, реально выброс нефти может составить расчетную величину только при разрушении его на надземных участках, т.е. на площадках камер пуска (приема) очистных устройств.

Расстояние от проектируемого объекта до ближайшей жилой застройки составляет: 1,9 км н.п. Горны.

Расстояние от проектируемой площадки скважины №256 до ближайшего населенного пункта - 4,8 км северо-восточнее н.п. Горны, в 3,0 км южнее н.п. Бурцева (нежил.).

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

В соответствии с Постановлением Правительства РФ «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.05.2007 г. № 304, для проектируемых объектов возможно возникновение чрезвычайных ситуаций локального характера (зона чрезвычайной ситуации не выходит за пределы территории объекта, при этом при наиболее опасных авариях – поражение

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС25-PD-AB.TCH						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			59	

ударной волной взрыва ТВС и поражение тепловым излучением при разрушении проектируемого газопровода узле установки арматуры погибших нет, а количество пострадавших составляет до 1 человек, т.е. не более 10 человек).

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

Проведенный анализ позволил выявить наиболее типичные сценарии на проектируемом объекте.

Наиболее вероятные сценарии:

- утечка на площадке скважины №256, вероятность аварии – $1,12 \cdot 10^{-2}$ в год, гуманитарного ущерба нет, экологический риск – до $7,49 \cdot 10^{-5}$ тыс. руб. в год.

Наиболее опасный сценарий (наибольший гуманитарный ущерб):

- полное разрушение проектируемого нефтепровода на площадке скважины №256 на камере приема ОУ, образование облака ТВС за счет испарения нефти, взрыв облака при наличии источника воспламенения, вероятность аварии – $5,61 \cdot 10^{-6}$ в год, погибших – 0 человек, пострадавших – 1 человека.

В связи с периодичностью нахождения персонала на территории проектируемых сооружений, и неопределенностью со значением вероятности нахождения его в зонах возможных аварий, проведены расчеты потенциального риска на различных расстояниях от проектируемых сооружений (5м и 10м), после чего вычислены значения индивидуального риска гибели при аварии на проектируемых сооружениях.

Величина индивидуального риска гибели на расстоянии 5 м от проектируемых сооружений составит $2,56 \cdot 10^{-8}$, на расстоянии 10 м – $(2,72 \cdot 10^{-9})$.

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

Сравнивая полученные значения индивидуального риска 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:

- *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;

- *персонал предприятия хорошо обучен и готов к действиям по локализации и ликвидации пожароопасных ситуаций и пожаров* – с персоналом ЦДНГ-1 регулярно проводятся учебно-тренировочные занятия по защите и действиям при авариях;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	Лист
							60

- 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 определения 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, необходимы неотложные меры по уменьшению риска				Зона жесткого контроля,
$1 \cdot 10^{-1}$	необходима оценка целесообразности			Зона приемлемого риска, нет необходимости в мероприятиях по уменьшению риска	
$10^{-1} \cdot 10^{-2}$	мер по уменьшению риска				
$10^{-2} \cdot 10^{-3}$					
$10^{-3} \cdot 10^{-4}$					
$10^{-4} \cdot 10^{-5}$					
$10^{-5} \cdot 10^{-6}$					

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:

- выбор оптимального технологического режима работы сооружений;
- процесс транспорта рабочей среды по трубопроводам 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 выкидного трубопровода и нефтегазосборного трубопровода, в соответствии с унифицированным сортаментом труб для строительства, реконструкции и капитального ремонта промысловых трубопроводов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», принято из труб стальных бесшовных Ø89x5,0мм соответственно, по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием;
- строительство дренажного, дыхательных трубопроводов дренажной емкости и АГЗУ, трубопровода откачки из дренажной емкости, выкидных трубопро-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	Лист
							61

водов обвязки скважин предусматривается из труб стальных бесшовных горяче-деформированных 89х6мм, 114х6мм, 325х6 по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) по ГОСТ 8731-74, без внутреннего покрытия;

- блокировка оборудования и сигнализация при отклонении от технологического режима;
- проектной документацией предусматривается подземный способ укладки трубопроводов;
- расположение проектируемых сооружений и трубопроводов с учетом требований действующих норм и правил;
- строительство проездов, исключаящее неорганизованное передвижение транспортных средств и строительной техники;
- автоматизированная система управления технологическим процессом;
- строительные конструкции рассчитаны на нагрузку, обеспечивающую безопасность оборудования и трубопроводов;
- для надземных трубопроводов предусматривается опознавательная окраска согласно СТП 09-001-2013 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Контроль за коррозионным состоянием оборудования и трубопроводов включает в себя:

- визуальный осмотр;
- периодическое техническое освидетельствование оборудования, ревизия трубопроводов;
- установку контрольных образцов: на выходе выкидного трубопровода со скважины предусмотрена установка контрольных образцов.

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 в строгом соответствии с проектной документацией;
- 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;

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	Лист
								62
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.		Подп.

- 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;
- 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 в имеющийся в ЦДНГ-1 План ликвидации аварийных разливов нефти.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	63

5 Перечень используемой литературы

1. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения.
2. ГОСТ Р 12.3.047-2012. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
3. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
4. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
5. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
6. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".
7. Свод правил СП 165.132 5800-2014 , актуализированная редакция СНиП 2.01.51-90 «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны».
8. Свод правил СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
9. Свод правил СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ.
10. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора №534 от 12.12.2020.
11. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утвержденные приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №533.
12. Постановление Правительства РФ от 30.12.2020 №2451 «Об утверждении Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на территории РФ».
13. Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», утвержденное Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.04.2016 №144.
14. Руководство по безопасности "Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи" (приложение 2), утвержденное Приказом Ростехнадзора №317 от 17.08.2015.
15. Руководство по безопасности "Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности", утвержденное приказом Ростехнадзора №272 от 29.06.2016.
16. «Методические рекомендации по определению количества пострадавших при чрезвычайных ситуациях», утвержденные приказом МЧС России от 01.09.2007 № 1-4-60-9-9.

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	64

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

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

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

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

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

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС25-PD-AB.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.		
							65	

Приложение А. Копия титульного листа декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта

Утверждаю

Генеральный директор
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

О.В. Третьяков

2022 г.

«



Регистрационный номер декларируемого объекта
в государственном реестре опасных производственных
объектов

Система промысловых трубопроводов Курбатовского
нефтяного месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

A48-10051-0279

ДЕКЛАРАЦИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

**СИСТЕМА ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
КУРБАТОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»**

Российская Федерация, Пермский край, Октябрьский р-н, ЦДНГ-1
2022

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС25-PD-AB.TCH

Лист

66

Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений								
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Но- мер док.	Под- пись	Дата
	изме- ненных	замене- нных	новых	аннулиро- ванных				

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Индв. № подл.
2021/354/ДС25-PD-AB.TCH								Лист
								67