



Общество с ограниченной ответственностью  
«УралГео»

Регистрационный номер № 050913/104 от 05.09.2013 года  
в реестре СРО Ассоциация проектировщиков «СтройПроект»

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ- ПЕРМЬ»

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА ОТ ПК 0 ДО  
ТОЧКИ ВРЕЗКИ В НЕФТЕПРОВОД «ГЕЖ – КАМЕННЫЙ ЛОГ»  
(ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ Р. ГЛУХАЯ ВИЛЬВА)**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

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

Часть 3 «Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий»

2021/354/ДС27-PD-APB

Том 10.3

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Пермь, 2022



Общество с ограниченной ответственностью  
«УралГео»

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ- ПЕРМЬ»

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА ОТ ПК 0 ДО  
ТОЧКИ ВРЕЗКИ В НЕФТЕПРОВОД «ГЕЖ – КАМЕННЫЙ ЛОГ»  
(ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ Р. ГЛУХАЯ ВИЛЬВА)**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

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

Часть 3 «Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий»

2021/354/ДС27-PD-APB

Том 10.3

Директор ООО «УралГео»

Р.В. Пепеляев

Главный инженер проекта

Ю.А. Никулина

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Пермь, 2022

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

## Содержание тома 10.3

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС27-PD-APB.S	Содержание тома 10.3	с. 2
2021/354/ДС27-PD-APB.TCH	Текстовая часть	с. 3
2021/354/ДС27-PD-APB-GCH-001	Графическая часть	
2021/354/ДС27-PD-APB-GCH-001	Ситуационный план	с. 65
2021/354/ДС27-PD-APB-GCH-002	Пожар вспышка при аварии промышленного нефтепровода от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	с. 66

+

Согласовано	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

2021/354/ДС27-PD-APB.S

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разработал		Смирнов			12.10.22
Проверил		Бастриков			12.10.22
Н. контр.					
ГИП		Никулина			12.10.22

Содержание тома 10.3

Стадия	Лист	Листов
П		1
ООО «УралГео»		

## Содержание

1	Задачи и цели проведения анализа риска .....	3
2	Общие сведения о проектируемом объекте .....	4
3	Данные о топографии района расположения проектируемого объекта.....	6
4	Данные о природно-климатических условиях в районе расположения проектируемого объекта .....	8
5	Данные о персонале и проживающем вблизи населении .....	11
5.1	Данные о размещении персонала проектируемого объекта .....	11
5.2	Данные о размещении близлежащих населенных пунктов, которые могут оказаться в зонах действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии .....	11
5.3	Данные о размещении близлежащих организаций, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов аварии .....	11
6	Анализ безопасности .....	13
6.1	Перечень опасных веществ, обращающихся на проектируемом оборудовании ....	13
6.2	Характеристика опасных веществ .....	13
7	Данные о технологии и аппаратурном оформлении .....	16
7.1	Перечень опасных веществ, обращающихся на проектируемом оборудовании ....	16
7.2	Технологические данные о распределении опасных веществ .....	16
8	Описание технических решений по обеспечению безопасности .....	18
8.1	Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ .....	18
8.2	Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ .....	20
8.3	Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности .....	24
9	Результаты анализа условий возникновения аварийных ситуаций.....	26
9.1	Выявление возможных причин и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на проектируемом объекте .....	26
9.2	Определение возможных сценариев.....	30

Согласовано		

Взам. инв. №	
--------------	--

Подпись и дата	
----------------	--

Инв. № подл.	
--------------	--

2021/354/ДС27-PD-APB.TCH

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	Раздел 10 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами» Часть 3. Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий	Стадия	Лист	Листов
							П	1	62
							ООО «УралГео»		
	Разработал	Смирнов			12.10.22				
	Проверил	Бастриков			12.10.22				
	Н. контр.								
	ГИП	Никулина			12.10.22				

9.3 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета с оценкой влияния исходных данных на результаты анализа риска аварии. ....	34
9.4 Определение количества опасных веществ, способных участвовать в аварии .....	39
9.5 Определение зон действия основных поражающих факторов при различных сценариях аварии.....	42
9.6 Оценка возможного числа пострадавших в случае аварии.....	52
10 Выводы и предложения.....	54
Перечень нормативной и методической литературы использованной при разработке проектной документации.....	57
Приложение А Свидетельство о регистрации опасных производственных объектов .....	59
Приложение Б Декларация промышленной безопасности «Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-12 (Озерное, Гагаринское месторождения)».....	61

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-PD-APB.TCH	2

## 1 Задачи и цели проведения анализа риска

Проектная документация выполнена в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

- ст. 4 ФЗ-384 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- «Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденное постановлением Правительства РФ №87 от 16.02.2008 г.;
- ГОСТ Р 21.1101-2020 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации».

Настоящий раздел «Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий» выполнен в соответствии со следующими документами:

- Задание на проектирование по объекту «Реконструкция промышленного нефтепровода от ПК 0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)», утвержденное Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» И. И. Мазеиным 13.08.2021 г.;
- Технические условия на реконструкцию промышленного нефтепровода от ПК 0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва) отдела трубопроводного транспорта УМЭМО ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» от 27.07.2021 г.;
- Технический отчет по результатам инженерных изысканий, выполненный ООО НПП «Изыскатель» в 2022 г.

Целью настоящего раздела является описание мероприятий по промышленной безопасности, принятых в проекте, выявление опасностей и количественная оценка риска с учетом воздействия на персонал, население, имущество и окружающую среду.

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС27-PD-APB.TCH						3
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

## 2 Общие сведения о проектируемом объекте

Проектом предусмотрена реконструкция промышленного нефтепровода «Реконструкция промышленного нефтепровода от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)», с установкой отключающих задвижек.

Промысловый нефтепровод запроектирован из стальных электросварных прямошовных труб диаметром 219 мм, толщиной стенки 8 мм по ГОСТ 20295-85 из стали 20, с внутренним эпоксидным покрытием, с наружным 3-х слойным полимерным покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98.

В месте пересечения с водной преградой трубопровод принят с защитным бетонным покрытием «ЗУБ-Кожух» в стальной оцинкованной оболочке.

Объем транспорта по трубопроводу, согласно заданию на проектирование:

- жидкости  $Q_{ж} = 1750 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;
- нефти  $Q_{н} = 1505 \text{ т/сут}$ ;
- обводненность – 5%.

Транспорт нефтегазоводяной смеси осуществляется по герметизированной системе. Режим работы системы непрерывный, круглосуточный.

Трасса трубопровода пересекает на ПК1+31,70 – ПК1+46,40 р. Глухая Вильва глубиной 1,17 м.

Для производства, обслуживания и ремонта, а также уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду, проектной документацией предусмотрена установка запорной арматуры:

- узел №1 на ПК0+37,80;
- узел №2 на ПК2+59,15.

Запорная арматура, принятая проектной документацией в соответствии с перекачиваемой средой и технологическими параметрами трубопровода (рабочее давление, диаметр), обеспечивает герметичность класса «А» по ГОСТ Р 54808-2011,

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-PD-APB.TCH	Лист
Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					

исполнение ее соответствует климатическим характеристикам района строительства (исполнение УХЛ1).

Проектом предусмотрен местный контроль давления на узлах запорной арматуры №1 (ПК0+37,80) и №2 (ПК2+59,15) с помощью показывающих манометров.

Для предотвращения несанкционированного вмешательства вход технологических процессов узлы задвижек имеют ограждения высотой не менее 2,2 м.

Инов. № подл.	Подпись и дата					Взам. инв. №	
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-РД-АРВ.ТСН	Лист
							5

### 3 Данные о топографии района расположения проектируемого объекта

В административном положении район работ расположен на территории Красновишерского городского округа Пермского края. Непосредственно участок работ расположен на Озерном нефтяном месторождении, на территории производственной деятельности ЦДНГ-12 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Ближайшие населенные пункты: Цепел, Нижняя Бычина, Верх-Язьва. Расстояние от проектируемого трубопровода до ближайших населенных пунктов составляет: от н. п. Цепел – 11.8км, от н. п. Нижняя Бычина - 12.8км, от н. п. Верх-Язьва – 14.2км.

В геоморфологическом отношении участок изысканий приурочен к Восточно-Европейской стране Волго-Камской провинции низменных и возвышенных равнин и ярусных возвышенностей району Юрюзано-Сылвенской приподнятой денудационной равнине.

Естественная поверхность в районе работ подверглась влиянию техногенных факторов при строительстве и эксплуатации нефтепромысловых объектов, автодорог.

По почвенному районированию Пермской области территория изысканий относится к Чердынско-Гайнско-Соликамскому району песчаных и супесчаных подзолистых и дерново-подзолистых и торфяно-болотных почв.

Согласно ботанико-географическому районированию Пермского края территория относится к району среднетаежных пихтово-еловых лесов с преобладанием Камско-Печорско-Западноуральских пихтово-еловых лесов.

Транспортная сеть в районе изысканий представлена асфальтовой автодорогой Соликамск – Красновишерск, а также технологическими дорогами ЦДНГ-12. Проезд возможен в любое время года.

Проектом принят подземный способ укладки участков трубопроводов.

Выбор трассы нефтепровода выполнен из условия минимизации нанесения ущерба окружающей природной среде и обеспечения высокой надежности и безаварийности в период эксплуатации.

При выборе трассы максимально использовалась возможность размещения их вне водоохранных зон, на заболоченных участках и землях с менее ценными породами

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
---------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-PD-APB.TCH	Лист
							6

деревьев. При этом учитывались инженерно-геологические условия района строительства, применяемые методы производства строительного-монтажных работ.

Проектируемая трасса проходит в южном направлении в коридоре существующих коммуникаций.

Ситуационный план расположения проектируемых объектов приведен в графической части.

Инв. № подл.	Подпись и дата					Взам. инв. №	
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-РД-АРВ.ТСН	Лист
							7

#### 4 Данные о природно-климатических условиях в районе расположения проектируемого объекта

По схематической карте климатического районирования территории Российской Федерации для строительства (СП 131.13330.2020) район работ относится к строительно-климатическому подрайону IV.

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

Климатические параметры холодного и теплого периодов года по метеостанции Чердынь приведены в Таблица 1 и Таблица 2.

Таблица 1 - Климатические параметры холодного периода года по метеостанции Чердынь (период наблюдений 1966-2018 гг.).

Климатическая характеристика	Значение
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,98 %	-46
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,92 %	-42
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,98 %	-40
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,92 %	-37
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,94 %	-22
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	-52
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С	7,2
Продолжительность, сутки, и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 0$ °С	176 суток, -10,1
То же, $\leq 8$ °С	242 суток, -6,3
То же, $\leq 10$ °С	259 суток, -5,3
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	84
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 часов наиболее холодного месяца, %	83
Количество осадков с ноября по март, мм	274
Преобладающее направление ветра с декабря по февраль	Ю
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с	4,0
Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха $\leq 8$ °С	3,3

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

2021/354/ДС27-PD-APB.TCH

Лист

8

Таблица 2 - Климатические параметры теплого периода года по метеостанции Чердынь (период наблюдений 1966-2018 гг.).

Климатическая характеристика	Значение
Барометрическое давление, гПа	989
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98 %	25
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95 %	21
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	23,1
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	36
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца	10,0
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	68
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее теплого месяца, %	56
Количество осадков с апреля по октябрь, мм	483
Наблюденный суточный максимум осадков	75
Преобладающее направление ветра с июня по август	3
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	2,4

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

Согласно СП20.13330.2016, они равны:

- ветровая нагрузка – I район, нормативное значение ветрового давления  $w_0$  в зависимости от ветрового района составляет 0,23 кПа;
- снеговая нагрузка – VI район, нормативное значение веса снегового покрова  $S_g$  составляет 3,0 кН/м<sup>2</sup>;

- гололедные нагрузки – III район, толщина гололедной стенки составляет 10 мм.

Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ):

- по ветровому давлению район изысканий относится к III району, нормативное ветровое давление на высоте 10 м составляет 650 Па, соответствующая нормативная скорость ветра на высоте 10 м составляет 32 м/с;
- по толщине стенки гололеда район изысканий относится к IV району, толщина гололедной стенки составляет 25 мм.

#### *Сейсмичность*

Согласно карты ОСР-2015-В район работ расположен в пределах зоны с интенсивностью и повторяемостью 5 баллов по шкале MSK-64 с 5% вероятностью

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

2021/354/ДС27-PD-APB.TCH

Лист

9

превышения, что соответствует повторяемости сейсмических сотрясений в среднем один раз в 1000 (карта В) лет.

Категория грунтов по сейсмичности – III.

*Подтопление*

По подтопляемости территории участок работ относится к I области - подтопленная, по условиям развития к району I-A – подтопленный в естественных условиях, по времени развития процесса к участку I-A-1- постоянно подтопленный.

*Пучинистость грунтов*

По степени морозной пучинистости грунты относятся:

- насыпной грунт: песок мелкий ИГЭ-1а – слабопучинистый грунт;
- песок мелкий ИГЭ-2 – слабопучинистый грунт;
- супесь текучая ИГЭ-3 – чрезмернопучинистый грунт;
- суглинок мягкопластичный ИГЭ-4 - чрезмернопучинистый грунт.

Суглинок тугопластичный ИГЭ-5 находится ниже глубины сезонного промерзания грунтов.

В исследуемом районе характерными инженерно-геологическими процессами являются процессы подтопления, который характеризуется высоким уровнем грунтовых вод и пучинистость грунтов.

Согласно табл. 5.1 СП 115.13330.2016, категория опасности выявленных природных процессов (подтопление) – весьма опасные, (пучение) – опасные, (землетрясения) – умеренно опасные.

Другие опасные инженерно-геологические и техногенные процессы и явления в процессе инженерно-геологических изысканий не выявлены.

Инженерно-геологические и гидрогеологические условия участка работ по совокупности факторов, определенных в ходе изысканий характеризуются III (сложной) категорией сложности.

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
---------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-PD-APB.TCH	Лист
							10

## 5 Данные о персонале и проживающем вблизи населения

### 5.1 Данные о размещении персонала проектируемого объекта

Обслуживание промыслового нефтепровода «УПСВ-1203 «Южно-Раевская» - твр. 35-км» находится в зоне ответственности бригады №1202 ЦДНГ-12.

Численность бригады по добыче нефти и газа № 1202 - 24 человека, в том числе:

- мастер по добыче нефти и газа и конденсата- 2 чел.
- оператор по добыче нефти и газа 6 разряда -1чел.;
- оператор по добыче нефти и газа 5 разряда -2чел.;
- оператор по добыче нефти и газа 4 разряда -14чел.;
- оператор обезвоживающей и обессоливающей установки 4 разряда - 5 чел.

Бригада по добыче нефти и газа №1202 базируется в опорном пункте бригады.

Вспомогательный персонал настоящим проектом не предусматривается. Дополнительное увеличение численности работников для обслуживания трубопроводов не требуется.

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

В административном положении район работ расположен на территории Красновишерского городского округа Пермского края. Непосредственно участок работ расположен на Озерном нефтяном месторождении, на территории производственной деятельности ЦДНГ-12 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Расстояние от проектируемого трубопровода до ближайших населенных пунктов составляет: от н. п. Цепел – 11.8км, от н. п. Нижняя Бычина - 12.8км, от н. п. Верх-Язьва – 14.2км.

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

Перечень близлежащих организаций приведен в таблице ниже (Таблица 3).

Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
									11
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-PD-APB.TCH			

Таблица 3 – Данные о размещении близлежащих организаций

Наименование организации	Удаленность от границ проектируемого объекта
Производственные объекты ЦДНГ-12	Территория месторождения

Сторонние организации, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов в период эксплуатации – отсутствуют.

На период строительно-монтажных работ – это подрядная организация, которая будет определена по итогам тендера.

Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС27-РД-АРВ.ТСН						12
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

## 6 Анализ безопасности

### 6.1 Перечень опасных веществ, обращающихся на проектируемом оборудовании

Опасным веществом в ремонтируемом трубопроводе являются нефть.

### 6.2 Характеристика опасных веществ

Физико-химический состав веществ, обращающихся на проектируемых трубопроводах приведен в таблице ниже (Таблица 4).

Таблица 4 - Сведения об опасных веществах

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
<b>1 Нефть</b>		
1 Название вещества 1.1 Химическое 1.2 Торговое	Нефть представляет собой смесь органических соединений (в основном углеводородов)	Справочник химика. Т.4, М.: Наука, 1990 Справочник химика. Т.4, М.: Наука, 1990
2. Формула 2.1. Эмпирическая 2.2. Структурная	В состав нефти входят: 1) Предельные углеводороды $C_nH_{2n+2}$ 2) Циклопарафины $C_nH_{2n}$ (в основном это циклопентан, циклогексан и их гомологи) 3) Ароматические углеводороды $C_nH_{2n-6}$ (в основном гомологи бензола) 4) Многоядерные полинафтенновые и ароматические углеводороды, содержащие различные боковые цепи	
3. Состав, % 3.1. Основной продукт	Основными элементами, входящими в состав нефти, являются углерод и водород, содержание углерода в нефти колеблется в пределах 82-87%, водорода 11-14%. Кроме них, в нефти и газе содержится азот, кислород и сера. Общее содержание их может достигать 5-6%. Фракционный состав нефти: до 200°C – с 21 до 30 % об. до 300°C – с 42 до 52 % об. до 350°C – с 53 до 62 % об.	
4 Общие данные:		
4.1 Плотность (средняя), кг/м <sup>3</sup>	0,839	
5 Данные о взрывопожароопасности - категория и группа взрывоопасной смеси	IIA – T3	ГОСТ 30852.19-2002 (ИУС 11-2013) Вредные вещества в промышленности. Т. 1. Органические вещества: справочник для химиков, инженеров, врачей / под
5.1 Температура самовоспламенения	От 240 до 570 °C (зависит от состава нефти)	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-PD-APB.TCH	Лист
							13

		Наименование параметра	Параметр	Источник информации			
		5.2 Пределы взрываемости: объемные (по гексану)	1,2–7,4 %	ред. Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной. – Л.: Химия, 1976. – 592 с.			
		6 Данные о токсической опасности	3 класс токсической опасности	СанПиН 1.2.3685-21 ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны			
		6.1 ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup>	300/900 мг/м <sup>3</sup>				
		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. – 592 с.			
		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).				
		9 Коррозионное воздействие	Оказывают сернистые соединения, содержащиеся в нефти, эффект воздействия зависит от их концентрации.				
		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.	Правила безопасности в нефтяной газовой промышленности			
		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. – 592 с.			
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-PD-APB.TCH	Лист
							14

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
12 Средства защиты	При работе с высокими концентрациями (зачистка аппаратов и т.п.) шланговые противогазы с принудительной подачей воздуха (ПШ-1, ПШ-2, ДПА-2, и др.), при меньших концентрациях углеводородов в нефти - фильтрующий противогаз с панорамной маской и комбинированными фильтрующими элементами А,В,Е,АХ с классом эффективности не менее 2. 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. Спецодежда, спецобувь.	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ГОСТ 12.4.246-2016 ГОСТ 12.4.247-2013 ГОСТ 12.4.034-2017 ГОСТ 12.4.041-2001 ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.4.137-2001 ГОСТ 12.4.310-2020
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	Освободить от стесняющей одежды, обеспечить покой, тепло. Крепкий сладкий чай, настойка валерианы или пустырника, ингаляции увлажненного кислорода, промывание глаз 2 % раствором соды. При потере сознания - вдыхание нашатырного спирта. В тяжелых случаях при резком ослаблении или остановке дыхания немедленно начать искусственное дыхание (продолжать непрерывно до восстановления самостоятельного дыхания или до прибытия медицинского персонала). Обложить грелками, остерегаться от простуды. Срочная госпитализация. Противопоказано применение адреналина и адреналиноподобных препаратов.	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. – 592 с. «Памятка по оказанию первой помощи потерпевшим» МЧС, 2015

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	

2021/354/ДС27-PD-APB.TCH

Лист

15

## 7 Данные о технологии и аппаратурном оформлении

### 7.1 Перечень опасных веществ, обращающихся на проектируемом оборудовании

Данные о перечне технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества, приведены ниже (Таблица 5).

Таблица 5 - Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества.

№ по схеме	Наименование оборудования	Кол., шт./м	Расположение	Назначение	Техническая характеристика
-	Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	296,70	Трасса нефтепровода	Транспорт нефти	Труба стальная электросварная прямошовная Ø219x8 мм по ГОСТ 20295-85 из стали 20, с внутренним эпоксидным покрытием, с наружным 3-х слойным полимерным покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98

### 7.2 Технологические данные о распределении опасных веществ

Технологические данные о распределении опасных веществ приведены в таблице ниже (Таблица 6).

Таблица 6 - Технологические данные о распределении опасного вещества - нефть (с учетом обводненности).

Технологический блок, оборудование		Кол-во опасного вещества (т)		Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование оборудования, № по схеме	Кол-во единиц оборуд., Шт., м.	В единице оборудования	В блоке (всего)	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С
<b>Нефть</b>						
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	296,70	8,06	8,06	Жидк.	6,4	5-20.
<b>Всего опасного вещества – «Нефть» на проектируемом объекте, т</b>				<b>8,06</b>		
<b>из них - в сосудах (аппаратах), т</b>				<b>-</b>		
<b>в трубопроводах, кг</b>				<b>8,06</b>		

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-PD-APB.TCH	Лист
							16

В проектируемых участках нефтепровода может содержаться 8,06 т. нефти. Проектируемый объект «Реконструкция промыслового нефтепровода от ПК 0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)» входит в состав опасного производственного объекта «Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-12 (Озерное, Гагаринское месторождения)». В соответствии с Федеральным законом № 116-ФЗ от 21.07.1997 г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» опасный производственный объект «Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-12 (Озерное, Гагаринское месторождения)» зарегистрирован Государственном реестре со I классом опасности регистрационный номер А48-10051-0320 (Приложение А).

В соответствии со статьей 14 Федерального закона № 116-ФЗ от 21.07.1997 г. для опасного производственного объекта «Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-12 (Озерное, Гагаринское месторождения)» I класса опасности разработана Декларация промышленной безопасности (ДПБ) рег. № 12-18(01).0250-00-ДР, утвержденная Генеральным директором ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» Третьяковым О.В. 03.04.2018 г. (Приложение Б).

Общее количество опасного вещества на объекте, в который входит проектируемое оборудование существенно не изменяется, переработка Декларации промышленной безопасности, согласно ФЗ-116, ст. 14, не требуется.

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС27-РД-АРВ.ТСН						17
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

## 8 Описание технических решений по обеспечению безопасности

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

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

- герметизированная схема технологического процесса;
- технологическое оборудование принято в полной заводской готовности как наиболее надежное;
- установка оборудования, отвечающего требованиям технологического процесса, имеющего сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешение на применение на объектах промышленного назначения;
- 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 разъёмных соединений, кроме мест установки арматуры или присоединения к оборудованию;
- реконструкция промыслового нефтепровода предусматривается из трубы стальной электросварной прямошовной диаметром 219x8 мм по ГОСТ 20295-85 из стали 20, с внутренним эпоксидным покрытием, с наружным 3-х слойным полимерным покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98.
- месте перехода через водную преграду предусматривается трубопровод с защитным покрытием «ЗУБ-Кожух»: стальная труба с 3-хслойным антикоррозионным покрытием и бетонным покрытием в стальной оцинкованной оболочке;
- глубина прокладки в пучинистых грунтах принята с учетом требований нормативного документа ГОСТ Р 55990-2014 и с учетом пучинистости грунтов, коэффициент учитывающий силы морозного пучения принят в соответствии с СП 42-102-2004 - не менее 0,8 нормативной глубины промерзания;

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	2021/354/ДС27-PD-APB.TCH	Лист
										18

- проектируемый трубопровод при пересечении с существующими трубопроводами прокладывается в соответствии с нормативной документацией: п. 8.10 ГОСТ Р 55990-2014 (взаимное пересечение трубопроводов предусмотрено под углом не менее 60 градусов, расстояние в свету принято не менее 350 мм) траншейным способом;
- проектируемый трубопровод прокладывается при пересечении с водной преградой траншейным способом, так же предусматривается укрепление дна и берегов водной преграды каменной наброской  $h = 0,5$  м по подготовке из щебня  $h = 0,2$  м;
- в процессе производства монтажных работ выполняется пооперационный контроль качества сварки и сборки трубопровода. Сварка и контроль сварных стыков производится согласно ВСН 005-88, ВСН 006-89, ГОСТ Р 55990-2014 и технических требований на трубы;
- запорная арматура, принятая проектной документацией, обеспечивает герметичность класса «А» по ГОСТ 9544-2015, исполнение соответствует климатическим характеристикам района строительства (исполнение УХЛ);
- для предотвращения несанкционированного вмешательства в ход технологических процессов узлы задвижек имеют металлические сетчатые ограждения высотой 2,2 м, запираемые на замок. В основании ограждения укладывается труба диаметром 325 мм, заглубленная в землю. На ограждении узлов задвижек предусмотрены запрещающие и опознавательные знаки;
- испытание оборудования и трубопроводов после монтажа и ремонта;
- повышенное давление испытания трубопроводов;
- расположение проектируемых сооружений и трубопроводов с учетом требований действующих норм и правил;
- оснащение проектируемых объектов первичными средствами пожаротушения;
- блокировка оборудования и сигнализация при отклонении от технологического режима;
- заземление оборудования и трубопроводов;
- заземление, молниезащита и защита от статического электричества оборудования и трубопроводов;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
									19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-PD-APB.TCH			

- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ;
- применение электрооборудования во взрывозащищенном исполнении;
- обязательный контроль за качеством выполнения строительно-монтажных работ;
- Все надземное оборудование, арматура и надземные части трубопроводов покрываются краской согласно СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" материалом с гарантийным сроком не менее 5 лет. Подготовку стальной поверхности под окрашивание выполнить в соответствии с ГОСТ 9.402-2004 или со стандартом ISO 8501-1 «Степени подготовки стальных поверхностей перед окрашиванием».

## **8.2 Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ**

В качестве решений и мероприятий по предупреждению развития аварий и локализации аварийных выбросов опасных веществ на проектируемом объекте можно выделить следующие:

- для обеспечения эксплуатации, обслуживания участков трубопроводов при выполнении регламентных и аварийных работ проектной документацией предусмотрена установка запорной арматуры;
- заключены договоры с сервисными организациями на обслуживание, ремонт трубопроводов и ликвидацию аварийных разливов нефтесодержащей жидкости (углеводородного конденсата);
- для локализации и ликвидации аварийных ситуаций на нефтепроводе созданы аварийно-ремонтная бригада (АРБ), входящие в состав соответствующих цехов транспорта газа;
- заключен договор с Пермским военизированным отрядом (ПВО) Государственного учреждения «Аварийно-спасательное формирование Северо-Восточная противобомбовая военизированная часть Министерства энергетики

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-PD-АРВ.ТСН	Лист
							20
Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					

Российской Федерации» (ГУ АСФ СВПФВЧ) на выполнение работ по ликвидации аварийных разливов нефти.

- производственные объекты оснащаются предупредительными знаками безопасности и надписями согласно СТО 09-001-2013 «Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»;
- автоматизированная система управления технологическим процессом.

С целью предупреждения и своевременной ликвидации последствий разливов нефти и нефтепродуктов, защиты природной среды и в соответствии с постановлением правительства РФ от 31.12.2020 г. № 2451 «Об утверждении правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации, а также о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» создано нештатное аварийно-спасательные формирование (НАСФ). НАСФ имеет «свидетельство (серия 16/3-5 №00185) на право ведения аварийно-спасательных работ в чрезвычайных ситуациях от 03.09.2019 г., регистрационный №16/3-5-42», выданное отраслевой комиссией ПАО «ЛУКОЙЛ» по аттестации аварийно-спасательных формирований и спасателей организаций группы «ЛУКОЙЛ».

Состав, структура и оснащение НАСФ определяются руководством ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в соответствии с «Порядком создания нештатных аварийно-спасательных формирований», утвержденным приказом МЧС России от 23.12.2005 г. № 999, приказом от 30.07.2019 г. № а-527 «Об утверждении документов по организации деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», исходя из задач, решаемых НАСФ.

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

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС27-PD-APB.TCH						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Состав, структура и оснащение НАСГ определяются руководством ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в соответствии с «Порядком создания нештатных аварийно-спасательных формирований», утвержденным приказом МЧС России от 23.12.2005 г. № 999, «Концепцией совершенствования системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, обусловленных аварийными разливами нефти ПАО «ЛУКОЙЛ» и приказом Общества «Об утверждении новой структуры, состава, табелей оснащённости нештатного аварийно-спасательного формирования по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

В ЦДНГ № 12 создана НАСГ по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов в составе:

- руководитель группы – начальник ЦДНГ-12, спасатель РФ;
- зам. руководителя НАСГ – зам. начальника ЦДНГ-12, спасатель РФ;
- члены звена: 15 операторов и один руководитель звена, спасатели РФ;
- вспомогательный персонал: 16 человек.

Общая численность НАСГ ЦДНГ-12 составляет 34 человека. Место базирования НАСГ ЦДНГ-12 – ДНС «Южный – Юрчук».

Срок готовности НАСГ – время «Ч» плюс:

- 0,5 часа - в рабочее время,
- 1 час - в ночное и вечернее время, в праздничные и выходные дни.

Выполнение профилактических работ по предупреждению возникновения газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов на нефтяных и газовых скважинах и ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых нефтяных фонтанов в случае их возникновения проводится Федеральным государственным автономным учреждением «Аварийно-спасательное формирование Северо-Восточная противofонтанная военизированная часть Министерства энергетики Российской Федерации» (далее ФГАУ «АСФ «СВПФВЧ»), подразделением которого является Пермский военизированный отряд (далее ПВО), базирующийся в пос. Нагорный г. Кунгура.

ФГАУ «АСФ «СВПФВЧ» аттестован Центральной ведомственной комиссией МИНЭНЕРГО России по аттестации аварийно-спасательных служб (формирований).

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-РД-АРВ.ТСН	Лист
Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					

Свидетельство об аттестации на право ведения аварийно-спасательных работ серия № 00269 от 05.07.2019 г., регистрационный № 16/1-1-21. В составе ФГАУ «АСФ «СВПФВЧ» числится по списку 309 чел., из них 116 чел. - аттестованные спасатели.

Численность привлекаемых сотрудников определяется исходя из масштабов аварии.

Договора по ликвидации АРН заключены со следующими организациями:

- ООО «Уралэкоресурс» - на обслуживание и ликвидацию отказов на нефтепроводах и нефтепромысловом оборудовании, привлечение специалистов и оборудования бригады ликвидации аварийных разливов нефти (нефтесборщики отечественного (3 шт. НС-5 производительностью по 50 м<sup>3</sup>/час) и импортного производства MINI-MAX компании «RO-CLEAN DESMI A/S» Дания (3 шт. производительностью по 35 м<sup>3</sup>/час) и «Lamor Minimax 20» фирмы «LAMOR» (1 шт. производительностью 20 м<sup>3</sup>/час), ВАУ-2 (4 шт. производительностью 10 м/час), в том числе договоры с автотранспортными предприятиями на предоставление специальной техники;
- ООО «Агентство ЛУКОМ-А» - на оказание услуг охраны;
- ООО «Природа - Пермь» и ЗАО НПС «Элита- Комплекс» - на прием, переработку, утилизацию твердых нефтесодержащих отходов.
- с автотранспортными предприятиями на предоставление специальной техники.

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

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

Не реже 1 раза в 3 месяца работниками из числа персонала должен производиться обход существующих трубопроводов. Выявленные неисправности должны своевременно устраняться.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	2021/354/ДС27-PD-APB.TCH						Лист
															23

Результаты обхода трубопроводов должны быть отражены в журнале.

Не реже 1 раза в 5 лет наружные трубопроводы должны подвергаться периодическому приборному обследованию, включающему выявление мест повреждений изоляции и утечек газа, По результатам такого обследования составляется акт. Обнаруженные утечки устраняются в аварийном порядке.

Периодически проводится комплексное обследование трубопроводов с целью определения состояния их защиты от коррозии и коррозионного состояния организациями, имеющими право на выполнение этих работ в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98.

### **8.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности**

Проектируемые оборудование являются объектами повышенной опасности из-за сосредоточения большого количества нефти, которая характеризуется высокой взрыво- и пожароопасностью, пары ядовиты.

#### Решения по предотвращению пожара.

Система предотвращения пожара в проектируемом объекте обеспечивается применением пожаробезопасных строительных материалов, различного инженерно-технического оборудования, прошедших соответствующие испытания и имеющих сертификаты соответствия и пожарной безопасности, а также привлечением организаций, имеющих соответствующие лицензии для осуществления проектирования специальных разделов, монтажа, наладки, эксплуатации и технического обслуживания противопожарных систем.

Система противопожарной защиты – комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на защиту людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и (или) ограничение последствий воздействия опасных факторов пожара на объект защиты.

#### Решения по противопожарной защите.

Система противопожарной защиты в общем случае обеспечивается комплексным решением объемно-планировочных, конструктивных особенностей объекта и

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС27-PD-APB.TCH						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

применением средств автоматической пожарной сигнализации, систем автоматической противодымной защиты, ограничивающим распространение возможного пожара и обеспечивающим безопасную эвакуацию людей.

Технические решения по ремонтируемым представлены комплексом технологических, технических и организационных мероприятий, направленных на обеспечение эксплуатационной надежности, противопожарной и экологической безопасности данного объекта.

Пожарная безопасность в районе прохождения трубопроводов обеспечивается расположением его на соответствующем расстоянии от объектов инфраструктуры.

Инва. № подл.	Подпись и дата					Взам. инв. №	
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-РД-АРВ.ТСН	Лист
							25



*Физический износ, механическое повреждение или температурная деформация оборудования и трубопроводов.*

Физический износ, механические повреждения или температурная деформация оборудования может привести как к частичному, так и к полному разрушению трубопроводного оборудования.

*Причины, связанные с типовыми процессами*

На проектируемом оборудовании типовым физико-химическим процессом является гидродинамический процесс.

Гидродинамические процессы связаны со следующими типами оборудования:

– трубопроводные системы (трубы различных диаметров, трубопроводная арматура).

*Трубопроводные системы* являются источником повышенной опасности из-за большого количества сварных и фланцевых соединений, запорной и регулирующей арматуры, жестких условий работы и значительных объемов веществ, перемещаемых по ним. Причинами разгерметизации могут быть:

– остаточные напряжения в материале трубопроводов в сочетании с напряжениями, возникающими при монтаже и ремонте, которые могут вызвать поломку элементов запорных устройств, образование трещин, разрывы трубопроводов;

– разрушения под воздействием температурных деформаций;

– гидравлические удары;

– вибрация;

– превышения давления и т.п.

2 Причины, связанные с ошибками, запаздыванием, бездействием персонала в штатных и нештатных ситуациях, несанкционированные действия персонала:

– нарушение сроков проведения диагностики оборудования (или ее непроведение), ревизии предохранительных устройств, а также сроков ревизии и калибровки приборов КИПиА;

– нарушение должностных инструкций и инструкций по выполнению технологических операций;

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

2021/354/ДС27-PD-APB.TCH

Лист

27

- запаздывание при принятии решений по задействованию нужного уровня системы защиты;
- бездействие или ошибка в действиях в нештатной ситуации;
- проведение постоянных или временных огневых работ без наряда-допуска;
- самовольное возобновление работ, остановленных органами Ростехнадзора;
- выдача должностными лицами указаний или распоряжений, принуждающих подчиненных нарушать правила безопасности и охраны труда;
- эксплуатация аппаратов, оборудования и трубопроводов при параметрах, выходящих за пределы технических условий;
- нарушение (повреждение), отключение системы взрывозащищенности оборудования, систем автоматики и безопасности электрооборудования;
- несоблюдение правил пожарной безопасности;
- ошибочные действия водителей транспортных средств;
- отсутствие или неисправность искрогасителей на двигателях внутреннего сгорания находящегося на площадке транспорта.

Особую опасность представляют ошибки при пуске и остановке оборудования, ведении ремонтных, профилактических и других работ, связанных с неустойчивыми переходными режимами, с освобождением и заполнением оборудования. В случае неправильных действий персонала существует возможность разгерметизации систем и возникновения аварийной ситуации.

### 3 Причины, связанные с внешними воздействиями природного и техногенного характера:

- Разряд атмосферного электричества.

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

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

- Сильный ветер (скорость при порывах 25 м/с и более), сильный гололед (отложения на проводах диаметром 20 мм и более), сильная метель в сочетании с сильным

Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
									28
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-PD-APB.TCH			

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

– Низкая температура воздуха. Приводит к замерзанию транспортируемых жидкостей, образованию пробок в местах скопления воды и, следовательно, к повышению давления в трубопроводах.

– Подтопление

По подтопляемости территории участок работ относятся к I области - подтопленная, по условиям развития к району I-A – подтопленный в естественных условиях, по времени развития процесса к участку I-A-1- постоянно подтопленный. Категория опасности природного процесса по подтоплению – весьма опасная.

– Землетрясение, оползневые и карстовые явления.

Согласно карты ОСР-2015-В район работ расположен в пределах зоны с интенсивностью и повторяемостью 5 баллов по шкале MSK-64 с 5% вероятностью превышения, что соответствует повторяемости сейсмических сотрясений в среднем один раз в 1000 (карта В) лет. Категория опасности природного процесса по интенсивности землетрясений – умеренно опасная.

– Падение самолета, вертолета.

Падения самолетов, метеоритов и т.д. для территории расположения декларируемого объекта маловероятны. Над территорией декларируемого объекта нет постоянно действующих авиалиний, в окрестности отсутствуют взлетно-посадочные полосы и площадки, а также аэропорты. Вероятность этого события не превышает  $10^{-7}$  1/год.

– Диверсии и террористические акты, акты вандализма.

Террористические акты и акты вандализма также маловероятны. Проектируемый нефтепровод проложены подземно.

– Аварии на соседних опасных производственных объектах.

Заменяемые участки входят в состав действующих трубопроводов. Возможные аварии (пожары разлития, взрывы) на котором могут стать причиной аварий на ремонтируемых участках.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-РД-АРВ.ТСН	Лист
							29

Все вышеперечисленные факторы могут привести к разгерметизации оборудования и трубопроводов и явиться причиной возникновения аварийных ситуаций различных масштабов.

## 9.2 Определение возможных сценариев

Под сценарием аварии понимается полное и формализованное описание следующих событий: фазы инициирования аварии, инициирующего события аварии, аварийного процесса и чрезвычайной ситуации, потерь при аварии, включая специфические количественные характеристики событий аварии, их пространственно-временные параметры и причинные связи.

Возникающие возможные аварии на объекте следует оценивать с точки зрения возможности развития аварийных ситуаций, связанных с выбросами из трубопроводов взрывопожароопасных веществ. Анализ возможных аварийных ситуаций сводится к оценке объемов опасных веществ, которые могут быть вовлечены в аварию, и определению последствий возможных аварий, что в основном относится к авариям с большой потенциальной опасностью (категорийным авариям).

При оценке возможного развития аварийных ситуаций, связанных с разгерметизацией трубопроводов, учитываются предусмотренные проектом меры технической и пожарной безопасности, направленные на предотвращение, локализацию и ликвидацию последствий возможных аварий на объекте.

Одновременно при оценке возможного развития аварийных ситуаций, вероятности их реализации учитывается наличие источников воспламенения взрывопожароопасных продуктов.

В районе расположения рассматриваемых объектов источников воспламенения взрывопожароопасных продуктов нет.

Однако имеется вероятность воспламенения (вспышки) аварийных выбросов в результате несоблюдения норм техники безопасности при проведении ремонтных работ на оборудовании или на трубопроводах, при попадании молнии, при пожарах в лесу и т.д. Она рассматривается при реализации сценария, связанного с воспламенением разлива конденсата при аварийной разгерметизации оборудования и трубопроводов.

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

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

2021/354/ДС27-PD-APB.TCH

Лист

30

Под сценарием возможных аварий (категорийных аварий) подразумевается последовательность логически связанных отдельных событий (истечение, распространение, воспламенение, взрыв и т.п.), обусловленных конкретным инициирующим событием (например, полное или частичное разрушение аппарата или трубопровода).

На основании анализа причин возникновения аварий в данном случае за инициирующее событие развития категорической аварии принимается полное разрушение оборудования как наиболее опасное по силе воздействие.

Возможной причиной аварийной разгерметизации оборудования могут быть повышение давления выше расчетного, физический износ, внешняя и внутренняя коррозия, механические повреждения и т.д.

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

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

На основании результатов проведенного анализа, с учетом вероятности реализации аварии, к рассмотрению приняты группы сценариев аварий, приведенные ниже (таблица 7).

Таблица 7 - Типовые сценарии аварий

№ сценария	Схема развития сценария
С <sub>1</sub> Выброс опасного вещества	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода → выброс опасного вещества → загрязнение окружающей природной среды – ОПС (за счет разлива и испарения конденсата, выхода попутного нефтяного газа)
С <sub>2</sub> Пожар разлива	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание по поверхности → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлива → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение
С <sub>3</sub> Пожар-вспышка	Полная или частичная разгерметизация оборудования → образование ГВС (за счет испарения опасных веществ и/или выброса ГГ) → вспышка ГВС при наличии источника зажигания → термическое поражение оборудования и персонала, загрязнение ОПС

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-РД-АРВ.ТСН	Лист
							31

№ сценария	Схема развития сценария
С <sub>4</sub> Взрыв ТВС в открытом пространстве	Полная разгерметизация оборудования или трубопровода → образование паровоздушной смеси (ПВС) → дефлаграционное сгорание (взрыв) ПВС при наличии источника инициирования → поражение оборудования и персонала ударной волной
<p>Примечания</p> <p>1 При описании схем развития большинства типовых сценариев аварий в качестве инициирующего события не рассматривается образование неплотностей во фланцевых соединениях оборудования и коммуникаций, т.к. при идентичности схем развития аварий, ожидаемые последствия будут менее катастрофичны. Сделанное допущение будет в дальнейшем определять выбор наиболее вероятного сценария аварии не из всего возможного множества аварийных ситуаций, а из представленного перечня аварий с наиболее значительными последствиями.</p> <p>2 При определении типовых сценариев аварии цепное развитие аварии, как типовое, не рассматривалось из-за множества комбинаций схем развития</p> <p>3 Дренажные емкости и трубопроводы, подземные емкости в рассмотрении основных сценариев возможных аварий не используются. Уровень жидкости в подземных трубопроводах находится на уровне земли или ниже уровня земли. Окружающий трубопровод грунт можно рассматривать в качестве внешней оболочки</p>	

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

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

Таблица 8

Наименование оборудования	С <sub>1</sub>	С <sub>2</sub>	С <sub>3</sub>	С <sub>4</sub>
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	+	+	+	+

Для более точной идентификации сценария, далее по тексту к приведенному выше обозначению сценария добавляется характер разгерметизации (ч – частичная, п – полное разрушение), номер оборудования по технологической схеме (сокращенное название).

В дальнейшем сведения о сценариях, лежащих в зоне, для которой рекомендуется проведение качественного анализа опасности или анализ для которых не требуется (Руководство по безопасности "Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах" утверждено Приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 N 144) в соответствии с Таблица 9, при реализации которых нет погибших или общий ущерб менее или равен 100 тыс. руб. не приводятся.

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

						2021/354/ДС27-PD-APB.TCH	Лист
							32
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

Таблица 9

Частота возникновения отказа 1/год		Тяжесть последствий событий			
		Катастрофическое событие	Критический событие	Некритическое событие	Отказ с пренебрежимо малыми последствиями
Частый отказ	>1				
Вероятный отказ	1–10 <sup>-2</sup>				
Возможный отказ	10 <sup>-2</sup> –10 <sup>-4</sup>				
Редкий отказ	10 <sup>-4</sup> –10 <sup>-6</sup>				
Практически невероятный отказ	<10 <sup>-6</sup>				

	Обязателен количественный анализ риска, или требуются особые меры обеспечения безопасности
	Желателен количественный анализ риска, или требуется принятие определенных мер безопасности
	Рекомендуется проведение качественного анализа опасностей или принятие некоторых мер безопасности
	Анализ и принятие специальных (дополнительных) мер безопасности не требуется
Катастрофический отказ	Приводит к смерти людей, существенному ущербу имуществу, наносит невосполнимый ущерб окружающей среде
Критический/некритический отказ	Угрожает/не угрожает жизни людей, приводит (не приводит) к существенному ущербу имуществу, окружающей среде
Отказ с пренебрежимо малыми последствиями	Отказ, не относящийся по своим последствиям ни к одной из первых трех категорий.

Перечень принятых к количественному расчету сценариев аварии, включая наиболее вероятный вариант (частичное разрушение) и наиболее опасный вариант (полное разрушение), с учетом рекомендаций п. 29.5 РД 03-357-00, приведен в таблице (таблица 10).

Таблица 10 – Перечень сценариев аварий

Оборудование	№ сценария	Поражающий фактор
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С1-ч/нефтепровод	Экологическое загрязнение
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С1-п/нефтепровод	Экологическое загрязнение

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС27-PD-APB.TCH						33
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Оборудование	№ сценария	Поражающий фактор
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С2-ч/нефтепровод	Тепловое излучение
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С2-п/нефтепровод	Тепловое излучение
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С3-ч/нефтепровод	Тепловое излучение
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С3-п/нефтепровод	Тепловое излучение
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С4-п/нефтепровод	Ударная волна

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

При оценке риска проводилось математическое (компьютерное) моделирование (расчет, построение) всех возможных сценариев аварий на декларируемом объекте, обусловленных всеми возможными иницирующими событиями, (включая оценки ожидаемых частот возникновения иницирующих событий, и оценки потерь, обусловленных всеми вариантами развития аварии).

Заметим, при этом рассматривалось все многообразие возможных иницирующих событий. Естественно, что в зависимости от конкретных обстоятельств подробность и полнота рассмотрения могут меняться, однако этот процесс является контролируемым, управляемым и при необходимости детальность рассмотрения может меняться. На этапе формирования списка иницирующих событий, подлежащих рассмотрению, учитывалась аварийная статистика как на предприятии, так и в отрасли.

Используемый методический подход предусматривает возможность использования различных инструментов (статистики, метода деревьев неполадок и т. д.) для выявления и количественного описания всех путей (сценариев) возникновения иницирующих событий.

Используемый при оценке риска подход основан на расчете (моделировании, имитации) сценариев развития аварии. К числу моделируемых процессов относятся как

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

2021/354/ДС27-PD-APB.TCH

Лист

34

физико-химические явления аварии (взрыв, пожар, рассеяние облаков и разлития жидкостей и др.), так и действия в возникающих чрезвычайных ситуациях (запуск и работа технических систем локализации аварии, перемещения персонала, спасательные, неотложные и аварийно-восстановительные работы).

Описав и рассчитав для каждого из характерных аварийных сценариев зоны распространения физических параметров в окружающей среде и обосновав критерии ущерба (с учетом механизма и специфики возникновения последствий в выбранной группе риска), на следующем этапе получается распределение (поле) потенциальной опасности по территории вокруг источника. При этом для сценариев аварий, зоны потенциального ущерба, от которых формируются под действием параметров окружающей среды, учитывается весь спектр ее возможных состояний в пределах характерного периода их изменений (в разрезе года).

После наработки сценариев каждый из возможных сценариев аварии (в каждом районе декларируемого объекта) анализировался на возможные (существующие и рекомендуемые) меры предотвращения аварии, а также на возможность улучшения системы обеспечения безопасности.

Для количественной оценки риска промышленного объекта использовались методики, приведенные ниже (таблица 11).

Таблица 11

Наименование используемых моделей и методов	Комментарии
ГОСТ Р 27.310-93. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения	Используется для определения частот реализации сценариев возможных аварий
Руководство по безопасности "Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах", утвержденное приказом №144 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.04.2016 г.	Методические принципы, термины и понятия анализа риска, общие требования к процедуре и оформлению результатов
Руководство по безопасности "Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей" утвержденное приказом №137 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 31 марта 2016 г.	Руководство содержит рекомендации к оценке параметров воздушных ударных волн при взрывах топливно-воздушных смесей. Определение радиуса зон поражения при взрывах ТВС
ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования	Определение вероятности возникновения пожара в пожаровзрывоопасном объекте, определение интенсивности отказа элементов

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

2021/354/ДС27-PD-APB.TCH

Лист

35

Наименование используемых моделей и методов	Комментарии
ГОСТ Р 12.3.047-2012 Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля	Определение радиуса зон поражения при пожарах проливов. Критерии детерминированных оценок
Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств	Определение категории взрывоопасности технологического блока
СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности	Определение последствий пожаров и взрывов в помещении. Утверждены приказом МЧС России от 25.03.2009 г. Определение последствий пожаров и взрывов в помещении
Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (с изм.)	Утверждена приказом МЧС России от 10.07.2009 г. № 404 Определение количества вещества при истечении из отверстия. Определение условной вероятности при построении деревьев событий. Расчет поражающих зон в случае факельного горения
РД 03-496-02 Методическими рекомендациями по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах	Утверждены Постановлением ГГТН России от 29.10.2002 № 63. При определении возможного ущерба аварии

Основные допущения, принятые в методиках:

- разлив жидкой фазы происходит на твердой не впитывающей поверхности;
- истечение/испарение жидкости происходит с постоянной скоростью, соответствующей максимальной скорости истечения/испарения;
- метеоусловия остаются неизменными в течение времени экспозиции, а характеристики атмосферы - по высоте постоянны.

При построении полей риска также предполагалось, что распределение ветра по скоростям и по углам М- румбовой схемы (8 румбов) - нормальное.

При рассмотрении пожаров разлива применялась, так называемая, модель поверхностного источника (методика № 6). В основе этой модели лежит предположение о том, что пламя является трехмерным, объемным телом, внутри которого происходят различные физико-химические процессы, а излучение в окружающее пространство происходит с наружной «оболочки» пламени (как твердого тела) и выражается через коэффициент излучения и величину общего тепловыделения.

При построении зон поражения от пожаров разлива использовалась модель «серого» монохроматического источника, в которой приняты следующие допущения:

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

2021/354/ДС27-PD-APB.TCH

Лист

36

- горение рассматривается как диффузионное и происходит с открытой поверхности;
- высота излучающей части пламени определяется гидродинамическими факторами и рассчитывается по формуле Томаса;
- пламя рассматривается как оптически «серый» монохроматический поверхностный излучатель;
- геометрическая форма пламени эквивалентруется цилиндрической поверхности с сохранением реальных значений высоты и (эквивалентного) диаметра основания пламени;
- коэффициент поглощения излучения атмосферой определяется только как поглощение парами воды;
- эффект «волочения» пламени не учитывается;
- облучаемый объект представлен как вертикальная единичная площадка, расположенная на уровне поверхности грунта.

При рассмотрении горения грунта, пропитанного нефтью, применялась поверхностная модель горения, аналогичная рассмотренной выше, с учетом характеристик грунта.

При проведении количественной оценки показателей риска были приняты следующие предпосылки:

- условная вероятность аварии в течение суток постоянная;
- год условно делится на два периода – зима (октябрь – апрель) и лето (апрель – октябрь), при этом реализация аварии в эти периоды равновероятна.

Понятие риска включает два этапа: частоту, с которой осуществляется опасное событие, и последствия этого события.

Возможными причинами возникновения аварийных ситуаций являются:

- внутренняя коррозия трубопроводов;
- механические повреждения;
- нарушение норм технологического режима;
- внешними воздействиями природного и техногенного характера.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	2021/354/ДС27-PD-APB.TCH		Лист
											37

Вероятность безотказной работы оборудования в некотором промежутке времени принято характеризовать показателем надежности. Для характеристики надежности трубопроводов принято использовать вероятность безотказной работы в течение назначенного периода.

Основываясь на анализе имеющейся статистической информации, а также использовании логических схем возникновения крупных аварий из системы «некритических» промежуточных событий (построение «деревьев отказов») ниже представлены характерные частоты аварий с участием оборудования аналогичного применяемому на проектируемом объекте (Таблица 12).

Таблица 12 - Оценка частот выбросов для различного оборудования

Тип аварии		Частота аварии	Источник данных
Трубопроводы: Более 150 мм	Разрыв на полное сечение	$1,0 \cdot 10^{-7}$ 1/м в год	Руководство по безопасности "Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах", утвержденное приказом №144 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.04.2016 г.
	Истечение через отверстие	$5,0 \cdot 10^{-7}$ 1/м в год	

Для вычисления вероятности конечного события (взрыв ТВС и пожар-вспышка) были использованы условные вероятности, приведенные ниже (таблица 13).

Таблица 13 – Условная вероятность воспламенения по дереву событий

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

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

2021/354/ДС27-PD-APB.TCH

Лист

38

Итоговые частоты аварий, возможных на проектируемом объекте, представлены в таблице (Таблица 14).

Таблица 14 - Частоты возможных аварий на оборудовании проектируемого объекта

Оборудование	Сценарий	Авария	Частота реализации аварии, 1/год
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С1-ч/нефтепровод	Экологическое загрязнение	1,42E-04
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С1-п/нефтепровод	Экологическое загрязнение	2,84E-05
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С2-ч/нефтепровод	Тепловое излучение	5,17E-06
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С2-п/нефтепровод	Тепловое излучение	1,06E-06
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С3-ч/нефтепровод	Тепловое излучение	7,19E-07
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С3-п/нефтепровод	Тепловое излучение	6,79E-08
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С4-п/нефтепровод	Ударная волна	5,09E-07

#### 9.4 Определение количества опасных веществ, способных участвовать в аварии

Определение количества опасных веществ, участвующих в аварии, проводилось для основных технологических блоков на основании методик, изложенных в государственных стандартах, действующих нормативных материалах и в разработках научно-исследовательских организаций нефтехимической, нефтеперерабатывающей отраслей промышленности.

Динамика технологических процессов и невозможность их мгновенной остановки учитывалась добавлением к массе опасного вещества, находящегося в участке

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-PD-APB.TCH	Лист
							39

транспортной системы, поступлений опасного вещества от других участков технологической схемы. При этом итоговая масса опасного вещества определялась как сумма количеств опасного вещества, находящегося в аварийном блоке, и поступающего за время аварии от смежного блока и транспортных систем.

Ниже приведены основные расчетные формулы и допущения, используемые при расчетах количества веществ, участвующих в аварии.

Количество поступивших в замкнутое или свободное пространство веществ при полной разгерметизации, определяется, исходя из следующих предпосылок:

а) происходит расчетная авария одного из участков трубопровода;  
 в) при расчетах на наружных установках принимается нулевая подвижность окружающего воздуха (безветрие);

г) в качестве расчетной температуры при аварийной ситуации с наземным расположением оборудования принимается максимально возможная температура воздуха в соответствующей климатической зоне, а при аварийной ситуации с подземным расположением оборудования - температура грунта, условно равная максимальной среднемесячной температуре окружающего воздуха в наиболее теплое время года;

д) длительность испарения жидкости с поверхности пролива принимается равной времени ее полного испарения, но не более 3600 с. Для относительно небольших проливов топлива (до 20 кг) время испарения допускается принимать равным 900 с, поскольку столь небольшие проливы могут быть достаточно эффективно удалены обслуживающим персоналом. Кроме того, в запас надежности идет неучет подвижности воздуха и уменьшение скорости испарения жидкости со временем вследствие ее охлаждения.

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.

Количество испарившейся ПГФ определяется по формуле:

$$m = W \cdot F_{ПФ} \cdot T$$

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-PD-APB.TCH	Лист
							40
Изнв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					

где  $W$  - интенсивность испарения, кг/с·м<sup>2</sup>;

$F_{IP}$  - площадь испарения, м<sup>2</sup>, определяемая в зависимости от массы жидкости тп, размера обвалования, отбортовки и т. п.

Для ненагретых ЛВЖ при отсутствии данных допускается рассчитывать  $W$  по формуле:

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

где  $M$  - молярная масса, г/моль;

$P_H$  - давление насыщенного пара при расчетной температуре жидкости.

Давление насыщенного пара при расчетной температуре жидкости определяют по справочным данным, также определяется по формуле:

$$P_H = 10^{\left[ A - \frac{B}{t_p + C_A} \right]}$$

где  $A$ ,  $B$  и  $C_A$  - константы Антуана, которые находятся из справочной литературы;

$t_p$  – расчетная температура, °С

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

Расчетные данные по количеству опасных веществ, участвующих в авариях и в создании поражающих факторов для наиболее опасных по последствиям сценариев возникновения и развития аварий при полной и частичной разгерметизации оборудования приведены ниже (Таблица 15).

Изнв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
									41
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-РД-АРВ.ТСН			

Таблица 15 – Количество опасных веществ, участвующих в аварии по сценариям аварий на составляющих ОПО

Оборудование	№ сценария	Поражающий фактор	Количество опасного вещества, кг	
			участвующего в аварии	участвующего в создании поражающих факторов
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С1-ч/нефтепровод	Экологическое загрязнение	2335	2335
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С1-п/нефтепровод	Экологическое загрязнение	23351	23351
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С2-ч/нефтепровод	Тепловое излучение	2335	2335
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С2-п/нефтепровод	Тепловое излучение	23351	23351
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С3-ч/нефтепровод	Тепловое излучение	48	48
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С3-п/нефтепровод	Тепловое излучение	482	482
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С4-п/нефтепровод	Ударная волна	482	48

### 9.5 Определение зон действия основных поражающих факторов при различных сценариях аварии

Исходя из свойств вещества и условий утечки, выбиралась соответствующая модель (методика расчета) из списка. Результатом расчета являются размеры и конфигурация зон действия основных поражающих факторов. Дальнейшие действия состоят в определении возможной эскалации аварии, а также в моделировании поведения

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.							Лист
2021/354/ДС27-PD-APB.TCH								Лист	
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			42	

людей, действующих согласно инструкции. При эскалации аварии для любого элемента оборудования интенсивность утечки принимается максимально возможной для данного компонента оборудования.

В качестве поражающих факторов рассматривались:

- тепловое излучение горящих разливов (термическое воздействие);
- тепловое излучение «пожара-вспышки» (термическое воздействие);
- барическое поражение (ударная волна).

В качестве зон данных поражающих факторов принимались:

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

- для излучения пожара-вспышки зона определяется возможностью образования взрывоопасной смеси с окружающим воздухом;

- для воздушной ударной волны - круг с центром в месте воспламенения облака ТВС (с учетом возможного дрейфа), утечки, радиус которого (круга) определяется типом и массой вещества, типом взрывного превращения.

Расчет безвозвратных потерь среди людей, находящихся в зданиях и сооружениях выполняется по формуле:

$$N_{зб} = \sum_{i=1}^4 \frac{n_{об} \rho_i \times P_{об} \rho_i}{100}$$

где  $N_{зб}$  - величина безвозвратных потерь людей, находящихся в зданиях и сооружениях;

$n_{об} \rho_i$  - количество людей находящихся в зданиях и сооружениях (в зоне  $i$ -й степени разрушения);

$P_{об} \rho_i$  - доля людей (%), получивших серьезные повреждения, которые привели к летальному исходу.

Расчет санитарных потерь среди людей (числа раненых), находящихся в зданиях и сооружениях выполняется по формуле:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-РД-АРВ.ТСН	Лист
							43

$$N_{зс} = \sum_{i=1}^4 \frac{n_c \vartheta_i \times P_c \vartheta_i}{100}$$

где  $N_{зс}$  - величина санитарных потерь людей, находящихся в зданиях и сооружениях;

$n_{сi}$  - количество людей находящихся в зданиях и сооружениях (в зоне  $i$ -й степени разрушения);

$P_{сi}$  - доля людей (%), получивших несмертельное поражение.

Предельно допустимые дозы теплового излучения при воздействии на человека приведены в таблице (Таблица 16).

Таблица 16 - Предельно допустимые дозы теплового излучения при воздействии на человека

Степень поражения	Доза теплового излучения, Дж/м <sup>2</sup>
Ожог 1-й степени	$1,2 \times 10^5$
Ожог 2-й степени	$2,2 \times 10^5$
Ожог 3-й степени	$3,2 \times 10^5$
Примечание: Доза теплового излучения $Q$ рассчитывается по формуле: $Q = q \times \tau$ , где $q$ - действующий на человека тепловой поток (Вт/м <sup>2</sup> ); $\tau$ - длительность воздействия (с).	

При определении вероятности поражения человека учитывается время нахождения человека (время экспозиции) в опасной зоне ( $T$ ). Расчет времени нахождения человека в опасной зоне выполняется по формуле:

$$T = t_o + \frac{x}{V},$$

где  $t_o$  - характерное время, за которое человек обнаруживает пожар и принимает решения о своих действиях ( $t_o = 5$  с);

$x$  - расстояние от места расположения человека до безопасной зоны (зона, где плотность теплового потока менее 4 кВт/м<sup>2</sup>);

$V$  - скорость движения человека (принята равной 5 м/с).

Для характерных размеров зон поражения (4 кВт), составляющей для пожаров от 60 до 80 м от края разлития, время экспозиции принимается от 17 до 22 с.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-РД-АРВ.ТСН	Лист
							44
Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					

Структура человеческих потерь на открытой местности (в %) приведена в таблице (Таблица 17) смертельное поражение (летальный исход) получают люди, находящиеся в непосредственном контакте с огнем, т.е. в пределах пожара (вспышки). Размер этой зоны принимается равным зоне разлива.

Таблица 17- Структура людских потерь

Структура потерь	Интенсивность излучения, кВт/м <sup>2</sup>			
	4,2	7,0	10,5	44,5
Общие	10	50	100	100
Безвозвратные	0	0	1	99
Санитарные	10	50	99	1

Расчет безвозвратных потерь в результате воздействия на людей теплового излучения выполняется по формуле:

$$N_{\text{от}} = \sum_{i=1}^4 \frac{n_{\text{от}i} \times P_{\text{от}i}}{100}$$

где  $N_{\text{от}}$  - величина безвозвратных потерь людей, находящихся в опасных зонах теплового излучения;

$n_{\text{от}i}$  - количество людей, находящихся в  $i$ -й зоне теплового излучения;

$P_{\text{от}i}$  - доля людей (%), получивших смертельное поражение  $i$ -й зоне теплового излучения (Таблица 17).

### Расчет детерминированных характеристик поражения человека. Пожар пролива (сценарий С2)

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

Интенсивность теплового излучения при пожаре пролива ГЖ для сопоставления с критическими (предельно допустимыми) значениями интенсивности теплового потока и конструкционных материалов проводится по методике, изложенной в ГОСТ Р 12.3.047-

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-РД-АРВ.ТСН	Лист
Изнв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					

2012. «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля».

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

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

где  $E_f$  - среднеповерхностная плотность теплового излучения пламени, кВт/м<sup>2</sup>,

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

$\tau$  - коэффициент пропускания атмосферы.

Высота пламени вычисляется по формуле:

$$H = 42 \cdot d \cdot \left( \frac{m}{\rho_s \sqrt{g \cdot d}} \right)^{0.61}$$

где  $m$  - удельная массовая скорость выгорания топлива, кг/(м<sup>2</sup>с) (для нефти  $m = 0,04$  кг/(м<sup>2</sup>с);

$\rho_v$  – плотность окружающего воздуха, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с<sup>2</sup>.

Для оценки количества разрушений зданий (сооружений) от воздействия на них теплового излучения при пожаре разлития принимаются значения, приведенные в нижеследующих таблицах (Таблица 18, Таблица 19).

Таблица 18 - Оценка характера повреждений зданий

Характер повреждений элементов зданий	Интенсивность излучения, кВт/м <sup>2</sup>
Стальные конструкции (критическая температура прогрева 300 °С) разрушение	
10 мин. при	30
30 мин. при	20
90 мин. при	12
Кирпичные конструкции (критическая температура прогрева 700 °С) разрушение	
10 мин. при	95
30 мин. при	55
90 мин. при	30

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



Таблица 21

Оборудование	№ сценария	Размеры зон действия теплового излучения при пожарах разлития, м				
		интенсивность теплового излучения 44,5 кВт/м <sup>2</sup>	интенсивность теплового излучения 10,5 кВт/м <sup>2</sup>	интенсивность теплового излучения 7,0 кВт/м <sup>2</sup>	интенсивность теплового излучения 4,2 кВт/м <sup>2</sup>	интенсивность теплового излучения 1,4 кВт/м <sup>2</sup>
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С2-ч/нефтепровод	-	8	11	14	25
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С2-п/нефтепровод	-	15	19	26	46

### **Расчет вероятных зон действия поражающих факторов горения ТВС (пожар-вспышка) в открытом пространстве (сценарий С3)**

Характер горения паровоздушной смеси зависит от физико-химических свойств, пролитой жидкости, метеорологических условий, окружения места аварии, наличия источника зажигания и пр.

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

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

2021/354/ДС27-PD-APB.TCH

Лист

48

Размер и геометрические характеристики пожара-вспышки характеризуются размерами зон ограниченных нижним концентрационным пределом распространения пламени (НКПР). Радиус воздействия высокотемпературных продуктов сгорания паровоздушного облака при пожаре-вспышке  $R_F$  определяется приближенным соотношением:

$$R_F = 1,2 \cdot R_{НКПР},$$

$R_{НКПР}$  - горизонтальный размер взрывоопасной зоны, м.

Ниже приведены данные о размере зон теплового воздействия по сценарию С<sub>3</sub> для проектируемого объекта (таблица 22).

Таблица 22

Оборудование	№ Сценария	Горизонтальный размер взрывоопасной зоны, $R_{НКПР}$ (м)	Радиус воздействия высокотемпературных продуктов сгорания паровоздушного облака, $R_f$ (м)
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С3-ч/нефтепровод	17	20
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С3-п/нефтепровод	36	43

**Расчет детерминированных характеристик поражения человека. Воздушная ударная волна (взрыв ТВС в случае аварии на наружной установке – сценарий С4).**

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.

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

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

2021/354/ДС27-PD-APB.TCH

Лист

49

Для количественной оценки взрывоопасности проектируемых объектов и определения зон поражения был использован «Метод расчета параметров волны давления при сгорании газопаровоздушных смесей в открытом пространстве» (ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»).

Для расчетов принято:

- класс горючих веществ по степени чувствительности – 3 (Средне чувствительные вещества).
- вид окружающей территории – 4 (Слабо загромождённое и свободное пространство).
- ожидаемого режим взрывного превращения – дефлаграция.

В соответствии с ГОСТ Р 12.3.047-2012 установлены следующие критерии детерминированной оценки воздействия ВУВ.

Таблица 23 - Предельно допустимое избыточное давление при сгорании газо-, паро- или пылевоздушных смесей в помещениях или в открытом пространстве

Степень поражения	Избыточное давление, кПа
Полное разрушение зданий	100
50%-ное разрушение зданий	53
Средние повреждения зданий	28
Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т. п.)	12
Нижний порог повреждения человека волной давления	5
Малые повреждения (разбита часть остекления)	3

Для оценки количества разрушений и количества пострадавших от воздушной ударной волны также могут приниматься значения, приведенные ниже (таблица 24).

Таблица 24 – Предельно допустимые значения избыточного давления при взрыве ТВС

Степень поражения	Избыточное давление $\Delta P$ , кПа
<b>Характер повреждения элементов зданий</b>	
Разрушение остекления	5,0
Разрушение перегородок и кровли	
- деревянных каркасных зданий	12,0
- кирпичных зданий	15,0
- железобетонных каркасных зданий	17,0

Взам. инв. №							Лист
Подпись и дата							50
Инв. № подл.							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-PD-APB.TCH	

Степень поражения	Избыточное давление ΔP, кПа
Разрушение перекрытий - деревянных каркасных зданий - промышленных кирпичных зданий - промышленных зданий со стальным и железобетонным каркасом	17,0 28,0 30,0
Разрушение стен - шлакоблочных зданий - деревянных каркасных зданий - кирпичных зданий	22,0 28,0 40,0
Полное разрушение зданий	100,0
Разрушение фундаментов	215,0–400,0
<b>Воздействие на человека</b>	
Возможны травмы, связанные с разрушением стекол и повреждением стен зданий	5,9–8,3
Травмы - временная потеря слуха или травмы в результате вторичных эффектов УВ	16,0
Летальный исход 50 %, 50 % серьезные повреждения барабанных перепонок, тяжелая степень поражения легких	55,0
Летальный исход - все люди в неукрепленных зданиях	70,0

Результаты расчетов по воздействию воздушной ударной волны на человека и здания/сооружения приведены ниже (Таблица 25).

Таблица 25

Оборудование	№ Сценария	Степень поражения											
		полное разрушение зданий	50 %-е разрушение зданий	средние повреждения зданий	умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам дверей и т.п.)	нижний порог повреждения человека волной давления	малые повреждения (разбита часть остекления)						
								Избыточное давление, кПа					
								100	53	28	12	5	3
Расстояние от центра, м													
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С4-п/нефтепровод	-	-	-	-	19	38						

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

2021/354/ДС27-PD-APB.TCH

Лист

51

## 9.6 Оценка возможного числа пострадавших в случае аварии

После определения зон действия поражающих факторов при каждом сценарии аварии, оценка ожидаемого числа пострадавших производилась перемножением плотности распределения персонала на площадь зоны поражающего фактора

После определения зон действия поражающих факторов при каждом сценарии аварии, оценка ожидаемого числа пострадавших производилась перемножением плотности распределения персонала на площадь зоны поражающего фактора. Для трассы трубопровода принято, что в опасной зоне, вдоль трассы, в момент аварии может находиться 2 человека из собственного обслуживающего персонала, 1-2 человека ремонтного персонала.

Плотность распределения персонала определялась следующим образом: считается, что людские потери определяются по формуле:

$$N_i = R_i \cdot S_i,$$

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

$R_i$  – плотность распределения персонала в  $i$  зоне поражения, чел./м<sup>2</sup>;

Ожидаемое количество пораженных по различным сценариям приведено ниже (таблица 26).

Таблица 26 - Ожидаемое количество пораженных

Оборудование	Сценарий	Авария	Количество пораженных людей	Санитарные потери
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С1-ч/нефтепровод	Экологическое загрязнение	0	0
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С1-п/нефтепровод	Экологическое загрязнение	0	0
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С2-ч/нефтепровод	Тепловое излучение	0	0

Изм. № подл.

Подпись и дата

Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-PD-APB.TCH	Лист
							52

Оборудование	Сценарий	Авария	Количество пораженных людей	Санитарные потери
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С2-п/нефтепровод	Тепловое излучение	0	0
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С3-ч/нефтепровод	Тепловое излучение	0	0
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С3-п/нефтепровод	Тепловое излучение	0	0
Промысловый нефтепровод от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	С4-п/нефтепровод	Ударная волна	0	0

Населенные пункты находятся вне зон поражающих факторов в случае аварии на проектируемых объектах.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-APB.TCH

Лист

53

## 10 Выводы и предложения

Основные опасности, связанные с эксплуатацией технологических систем существующего объекта, обусловлены возможностью реализации аварий с разливом нефти при разгерметизации трубопроводов. Негативными последствиями развития аварий могут быть пожар пролива нефти, горение горючих смесей газа и паров с воздухом с созданием избыточного давления.

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

- полная разгерметизация нефтепроводов (в частности в узлах установки задвижек, в местах пересечения с коммуникациями) 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;
- погрешности монтажа;
- коррозия и износ;
- 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 проектируемых объектов будет представлять определенную опасность для персонала и окружающей среды. Эта опасность характеризуется:

- значительной массой обращающихся опасных веществ в системе;
- наличие в проектируемых объектах пожаровзрывоопасных веществ.

Опасность проектируемого объекта обусловлена объективными факторами, связанными с производственной спецификой ОПО. Уровень опасности проектируемого объекта характеризуется следующими расчетными показателями.

Социальный риск равен нулю.

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС27-PD-APB.TCH						54
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	

В зоне действия поражающих факторов постоянного присутствия персонала не предусматривается.

По выполненным детерминированным оценкам погибшие отсутствуют.

Наиболее вероятный сценарий:

– утечка нефти из промыслового нефтепровода от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва) без воспламенения, с загрязнением окружающей среды, частота аварии –  $1,42 \cdot 10^{-4}$  в год, гуманитарного ущерба нет.

Наиболее опасный сценарий:

– пожар вспышка при аварии промыслового нефтепровода от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва), частота аварии –  $6,79 \cdot 10^{-8}$  в год, гуманитарного ущерба нет.

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

– локального характера (не выходит за пределы территории объекта, при этом количество людей, погибших или получивших ущерб здоровью (далее - количество пострадавших), составляет не более 10 человек либо размер ущерба окружающей природной среде и материальных потерь (далее - размер материального ущерба) составляет не более 100 тыс. рублей). Максимальная частота возникновения чрезвычайной ситуации локального характера составляет  $1,42 \cdot 10^{-4}$  в год.

В качестве критериев приемлемости риска используются критерии из приложения В к ГОСТ Р 22.2.01-2015 (Таблица 27 - Таблица 28).

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС27-РД-АРВ.ТСН						55
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Таблица 27

Частота реализации опасности, случаев/год	Финансовый ущерб, тыс. руб.				
	<500 000	5 000 – 500 000	2 000 - 20 000	100 – 5 000	>100
>1					
1-10-1					
10-1 – 10-2					
10-2 – 10-3					
10-3 – 10-4					
10-4 – 10-5				X	
10-5 – 10-6					

Таблица 28

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					
1-10-1					
10-1 – 10-2					
10-2 – 10-3					
10-3 – 10-4					
10-4 – 10-5					
10-5 – 10-6					X

	Зона неприемлемого риска – необходимы неотложные меры по уменьшению риска
	Зона жесткого контроля – необходима оценка целесообразности мер по уменьшению риска
	Зона приемлемого риска – нет необходимости в мероприятиях по уменьшению риска

В соответствии с приложением В к ГОСТ Р 22.2.01-2015 по критериям:

– «частота реализации – социальный ущерб» — социальный риск декларируемого объекта относится к зоне приемлемого риска – нет необходимости в мероприятиях по уменьшению риска.

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

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

2021/354/ДС27-PD-APB.TCH

Лист

56

## Перечень нормативной и методической литературы использованной при разработке проектной документации

При разработке рассматриваемого проекта была использована следующая нормативная и методическая литература:

- Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных процессов» от 21.07.97 г №116-ФЗ;
- Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору 15.12.2020 № 534 "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности " Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
- Руководство по безопасности "Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах", утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.04.2016 г.
- СП 284.1325800.2016. «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ».
- ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности»;
- Приказ Ростехнадзора от 27.12.2012 N 784 "Об утверждении Руководства по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов"
- ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование»;
- Правила противопожарного режима в Российской Федерации утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.09.2020 № 1479;
- СП 12.13130.2009 «Свод правил. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» (в ред. изменения № 1);
- СП 18.13330.2011 «Генеральные планы предприятий», 30.12.80;
- ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ «Взрывобезопасность. Общие требования»;
- ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ «Пожаробезопасность. Общие требования»;

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	2021/354/ДС27-PD-APB.TCH	Лист
										57

- ГОСТ 12.3.002-75 ССБТ «Процессы производственные. Общие требования безопасности»;
- «Методика оценки последствий аварий на пожаро-взрывоопасных объектах. Сборник методик по прогнозированию возможных аварий, катастроф, стихийных бедствий в РСЧС», М.,1994 год.;
- Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах. 2000 г.
- ГОСТ Р.12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов».
- Сафонов В.С., Одишария Г.Э., Швыряев А.А.: Теория и практика анализа риска в газовой промышленности, М., 1996;
- Стандарт ПАО «ЛУКОЙЛ» «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. ДОКУМЕНТАЦИЯ ПРЕДПРОЕКТНАЯ И ПРОЕКТНАЯ Требования к составу и содержанию обосновывающих материалов» СТО 1.6.9.1–2016 (утвержден и введен в действие приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 17.05.2016 №87).

Инв. № подл.	Подпись и дата					Взам. инв. №	
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	2021/354/ДС27-РД-АРВ.ТСН	Лист
							58

**Приложение А**

**Свидетельство о регистрации опасных производственных объектов**



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ**  
Западно-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору

**ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕЕСТР  
ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ**

**СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ**

**A48-10051**

**Эксплуатирующая организация:** Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ", 614990, г. Пермь, ул. Ленина, д. 62, ИНН 5902201970

**Опасные производственные объекты.** эксплуатируемые указанной организацией, зарегистрированы в государственном реестре опасных производственных объектов в соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов".  
Перечень опасных производственных объектов прилагается в Приложении на 22 листах.

Дата выдачи: "13" декабря 2021 г.

Руководитель Управления



И.М. Чермушкин

Серия А В № 422474

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-APB.TCH

Лист

59

## ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕЕСТР ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

Приложение  
к Свидетельству о регистрации

номер и дата выдачи

А48-10051 "13" декабря 2021 года  
стр. 13 из 22

Полное наименование объекта	Рег. номер	Дата рег.	Класс опасности
Участок предварительной подготовки нефти УПСВ "Уньва"	А48-10051-0290	14.05.2004	I класс
Участок предварительной подготовки нефти УППН "Каменный Лог"	А48-10051-0292	14.05.2004	I класс
Система промысловых трубопроводов ОПК – УППН «Каменный Лог»	А48-10051-0294	14.05.2004	I класс
Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-11	А48-10051-0295	14.05.2004	I класс
Площадка насосной станции ДНС-1203 "Южно-Раевское"	А48-10051-0303	14.05.2004	II класс
Пункт подготовки и сбора нефти НГСП-1212 "Чашкино"	А48-10051-0304	14.05.2004	II класс
Площадка насосной станции ДНС-1204 "Гагаринское"	А48-10051-0306	14.05.2004	II класс
Площадка насосной станции НПС "Яйва"	А48-10051-0308	14.05.2004	II класс
Пункт подготовки и сбора нефти НГСП-1210 "Логовское"	А48-10051-0310	14.05.2004	II класс
Пункт подготовки и сбора нефти НГСП-1202 "Озерное"	А48-10051-0312	14.05.2004	I класс
Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-12 (Чашкинское, Юрчукское, Логовское месторождения)	А48-10051-0316	14.05.2004	I класс
Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-12 (Озерное, Гагаринское месторождения)	А48-10051-0320	14.05.2004	I класс

Руководитель Управления

К.М. Черёмушкин

Без Свидетельства о регистрации недействительно

А В 257573

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-APB.TCH

Лист

60

**Приложение Б**

**Декларация промышленной безопасности «Система промышленных трубопроводов ЦДНГ-12 (Озерное, Гагаринское месторождения)»**

1860007/04.1/1-40 от 24.05.2018

ДЛЯ СЛУЖЕБНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ

Утверждаю  
Генеральный директор  
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»  
О.В.Третьяков  
2018 г.



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

12-18(01).0250-00-AP

Регистрационный номер декларируемого объекта  
в государственном реестре опасных производственных  
объектов  
Система промышленных трубопроводов ЦДНГ-12 (Озерное,  
Гагаринское месторождения)

A48-10051-0320

**ДЕКЛАРАЦИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ**  
**СИСТЕМА ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**  
**ЦДНГ-12 (ОЗЕРНОЕ, ГАГАРИНСКОЕ**  
**МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

г. Пермь  
2018

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

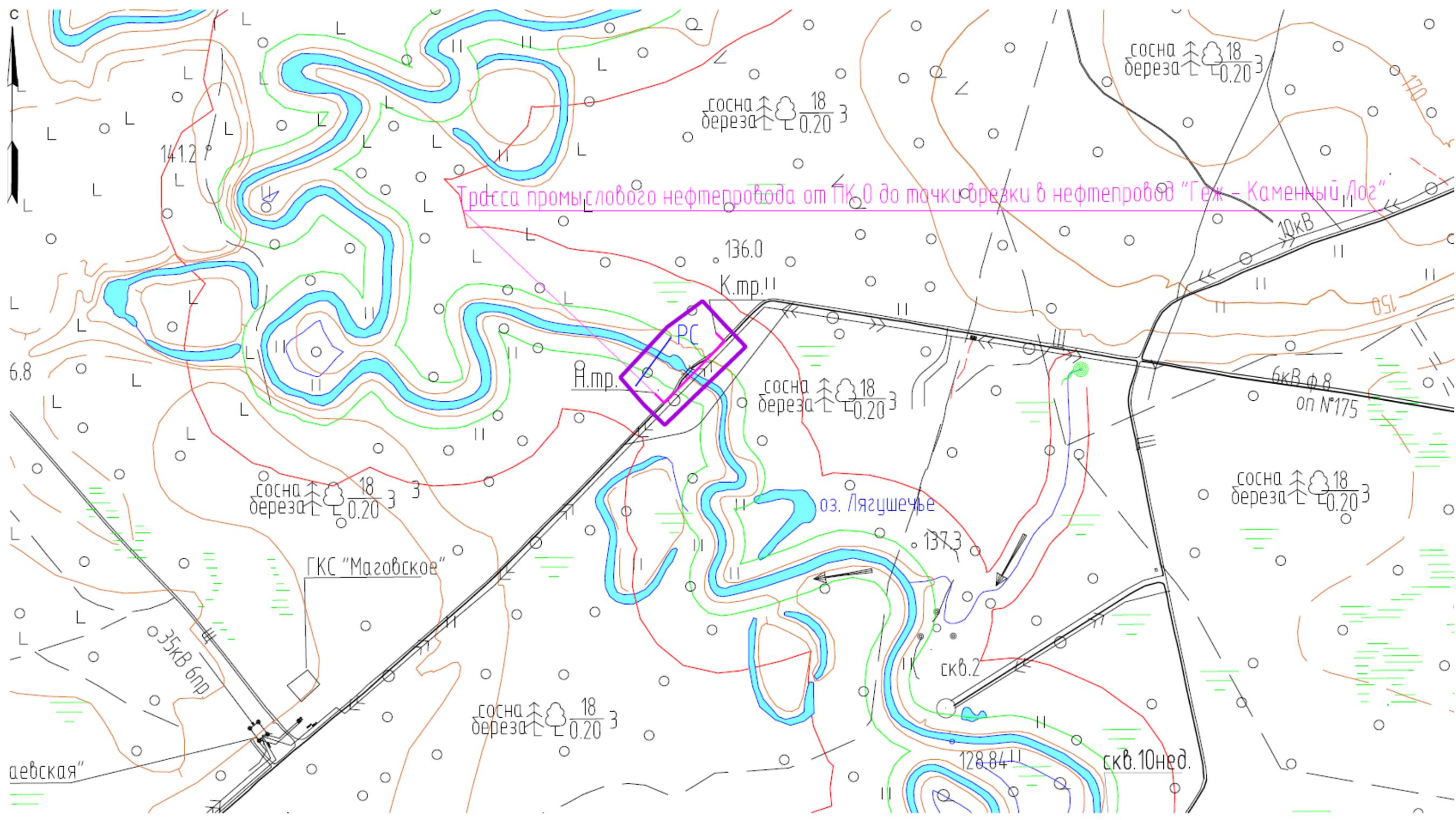
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-APB.TCH

Лист

61





Трасса промышленного нефтепровода от ПК 0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог»

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

						2021/354/ДС27-PD-APB.GCH		
						Реконструкция промышленного нефтепровода от ПК 0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Смирнов			12.10.22			
Пров.		Бастриков			12.10.22		1	
						Ситуационный план		
ГИП						ООО «УралГео»		



Радиус воздействия высокотемпературных продуктов сгорания паровоздушного облака 43м.

Сценарий: Пожар вспышка при аварии промышленного нефтепровода от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва).  
 Количество вещества, участвующего в образовании поражающего фактора – 482 кг.  
 Количество погибших (раненых) – 0 (0) человек

2021/354/ДС27-PD-APB.GCH

Реконструкция промышленного нефтепровода от ПК 0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)

Изм.	Кол.	Лист	№	Подп.	Дата	Пожар вспышка при аварии промышленного нефтепровода от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)	Стадия	Лист	Листов	
Разраб.		Смирнов			12.10.22			2		
Пров.		Бастриков			12.10.22					
ГИП						Никулина				

Ситуационный план наиболее опасной аварии.

ООО «УралГео»

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