

Свидетельство № П-113-147-7707717910-2012.3 от 16 апреля 2012 г.

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения (кусты
№№ 104, 111)**

Проектная документация

**Раздел 10(1) Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными
законами**

**Часть 2 Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по
предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного
характера**

Книга 2 Обустройство месторождения

19z2015-PD-GOCHS2.2

Том 10(1).2.2

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Общество с ограниченной ответственностью
«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г.Перми

Свидетельство № П-113-147-7707717910-2012.3 от 16 апреля 2012 г.

**Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения (кусты
№№ 104, 111)**

Проектная документация

Раздел 10(1) Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными
законами

Часть 2 Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по
предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

Книга 2 Обустройство месторождения

19z2015-PD-GOCHS2.2

Том 10(1).2.2

Заместитель директора филиала по
проектированию

А.А. Югов

Главный инженер проекта

К.Э. Кельберг

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2020

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

Обозначение	Наименование	Примечание
19z2015-PD-GOCHS2.2.S	Содержание тома 10(1).2.2	2
19z2015-PD-SP	Состав проектной документации	3
19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Текстовая часть	4
19z2015-PD-GOCHS2.2.GCH	Графическая часть	
	Лист 1 - Ситуационный план проектируемых объектов	148
	Лист 2 - Схема зон теплового излучения (наиболее опасный сценарий)	149
	Лист 3 - Схема зон избыточного давления (наиболее опасный сценарий)	150
	Лист 4 - Маршруты ввода и передвижения аварийно-спасательных сил, эвакуации персонала	151
	Лист 5 - Схема зон воздействия при аварии на автодороге (СУГ)	152

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

19z2015-PD-GOCHS2.2.S

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			
						СОДЕРЖАНИЕ ТОМА		
Разраб.		Шерстнева			04.20	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Березин			04.20	П	1	1
Нач.отд.		Березин			04.20	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал		
Н.контр.		Березин			04.20	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть в г.Перми		
ГИП		Кельберг			04.20			

Содержание

Список разработчиков раздела с указанием сведений об их аттестации на выполнение работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства	5
1 Общие положения.....	7
1.1 Данные об организации-разработчике	7
1.2 Исходные данные, полученные для разработки мероприятий ГОЧС.....	7
1.3 Краткая характеристика проектируемого объекта, его месторасположение и основные технологические процессы.....	8
1.3.1 Краткая характеристика проектируемого объекта.....	8
1.3.2 Сведения о месторасположении.....	8
1.3.3 Основные технологические процессы.....	8
1.4 Сведения о размерах и границах территории объекта, границах запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта	10
2 Перечень мероприятий по гражданской обороне	12
2.1 Сведения об отнесении проектируемого объекта к категории по гражданской обороне.....	12
2.2 Сведения об удалении проектируемого объекта от городов, отнесенных к группам по гражданской обороне и объектов особой важности по гражданской обороне.....	12
2.3 Сведения о границах зон возможных опасностей, в которых может оказаться проектируемый объект при ведении военных действий или вследствие этих действий, в т. ч. зон возможных разрушений, возможного химического заражения, катастрофического затопления, радиоактивного загрязнения (заражения), зон возможного образования завалов, а также сведения о расположении проектируемого объекта относительно зоны световой маскировки	12
2.4 Сведения о продолжении функционирования проектируемого объекта в военное время или прекращении, или переносе деятельности объекта в другое место, а также о перепрофилировании проектируемого производства на выпуск иной продукции.....	13
2.5 Сведения о численности наибольшей работающей смены проектируемого объекта в военное время, а также численности дежурного и линейного персонала проектируемого объекта, обеспечивающего жизнедеятельность городов, отнесенных к группам по гражданской обороне, и объектов особой важности в военное время.....	14
2.6 Сведения о степени огнестойкости проектируемых зданий (сооружений) требованиям, предъявляемым к зданиям (сооружениям) объектов, отнесенных к категориям по гражданской обороне	14
2.7 Решения по управлению гражданской обороной проектируемого объекта,	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Шерстнева			04.20
Проверил		Березин			04.20
Нач.отд.		Березин			04.20
Н.контр.		Березин			04.20
ГИП		Кельберг			04.20

ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ

Стадия	Лист	Листов
П	1	144
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть в г.Перми		

системам оповещения персонала об опасностях, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий.....	14
2.8 Мероприятия по световой и другим видам маскировки проектируемого объекта	17
2.9 Проектные решения по повышению устойчивости работы источников водоснабжения и защите их от радиоактивных и отравляющих веществ, разработанные с учетом требований ГОСТ Р 22.6.01 и ВСН ВК4-90.....	17
2.10 Обоснование введения режимов радиационной защиты на территории проектируемого объекта, подвергшейся радиоактивному загрязнению (заражению)	17
2.11 Проектные решения по обеспечению безаварийной остановки технологических процессов при угрозе воздействия или воздействия по проектируемому объекту поражающих факторов современных средств поражения	18
2.12 Мероприятия по повышению эффективности защиты производственных фондов проектируемого объекта при воздействии по ним современных средств поражения	18
2.13 Мероприятия по приспособлению объектов коммунально-бытового назначения для санитарной обработки людей, обеззараживания одежды и специальной обработки техники	20
2.14 Мероприятия по мониторингу состояния радиационной и химической обстановки на территории проектируемого объекта	20
2.15 Мероприятия по инженерной защите (укрытию) персонала объекта в защитных сооружениях гражданской обороны, разработанные с учетом положений СНиП II-11, СНиП 2.01.54, СП 32-106	22
2.16 Решения по созданию и содержанию запасов материально-технических, медицинских и иных средств, обеспечению населения и персонала проектируемого объекта средствами индивидуальной защиты	23
2.17 Мероприятия по обеспечению эвакуации персонала и материальных ценностей в безопасные районы	24
3 Мероприятия по предупреждению ЧС природного и техногенного характера...	26
3.1 Перечень и характеристики производств (технологического оборудования) проектируемого объекта, аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации техногенного характера	26
3.1.1 Характеристика опасных веществ	26
3.1.2 Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества.....	32
3.1.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию.....	35
3.2 Сведения об объектах производственного назначения, транспортных коммуникациях и линейных объектах, аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации техногенного характера	35
3.3 Сведения о природно-климатических условиях в районе строительства, результаты оценки и частоты проявлений опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации природного характера на проектируемом объекте.....	37

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
									2
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH			

3.4	Результаты определения (расчета) границ и характеристик зон воздействия поражающих факторов аварий, опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к чрезвычайной ситуации природного и техногенного характера	42
3.4.1	Результаты определения (расчета) границ и характеристик зон воздействия поражающих факторов аварий на проектируемом объекте	42
3.4.1.1	Анализ условия возникновения и развития аварий	43
3.4.1.2	Определение сценариев	44
3.4.1.3	Оценка количества опасных веществ, способных участвовать в аварии	47
3.4.1.4	Зоны действия основных поражающих факторов при авариях	52
3.4.1.4.1	Расчет вероятных зон действия поражающих факторов загрязнения окружающей среды и территории промплощадки при аварийных выбросах	53
3.4.1.4.2	Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлива на открытой площадке	56
3.4.1.4.3	Расчет вероятных зон действия поражающих факторов взрывов ГВС на открытой площадке	58
3.4.1.4.4	Расчет вероятных зон действия поражающих факторов горения ГВС (пожар-вспышка) в открытом пространстве	60
3.4.2	Результаты определения (расчета) границ и характеристик зон воздействия поражающих факторов аварий на объектах производственного назначения, транспортных коммуникациях и линейных объектах	62
3.4.2.1	Аварийная ситуация при утечке из цистерны, перевозящей ЛВЖ	62
3.4.2.2	Аварийная ситуация при утечке из цистерны, перевозящей СУГ	63
3.4.3	Сведения о численности и размещении персонала проектируемого объекта, объектов и/или организаций, населения на территориях, прилегающих к проектируемому объекту, которые могут оказаться в зоне возможных чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	64
3.4.4	Оценка возможного ущерба	68
3.4.4.1	Оценка возможного ущерба для окружающей среды	70
3.4.4.2	Оценка величины возможного ущерба физическим и юридическим лицам в случае аварии	72
3.4.5	Оценка риска аварий	77
3.4.5.1	Данные о вероятностях аварий	78
3.4.5.2	Данные о показателях риска причинения вреда работникам и физическим лицам	81
3.4.5.3	Данные о показателях риска причинения ущерба имуществу и вреда окружающей природной среде	90
3.5	Обобщенная оценка уровня безопасности проектируемого объекта	95
3.6	Мероприятия, направленные на уменьшение риска чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте	98
3.7	Мероприятия по контролю радиационной, химической обстановки, обнаружения взрывоопасных концентраций, обнаружению предметов, снаряженных химически опасными, взрывоопасными и радиоактивными веществами; мониторингу стационарными автоматизированными системами состояния систем инженерно-технического обеспечения, строительных конструкций зданий (сооружений) проектируемого объекта, мониторингу	

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									3
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

технологических процессов, соответствующих функциональному назначению зданий и сооружений, опасных природных процессов и явлений 107

3.8 Мероприятия по защите проектируемого объекта и персонала от чрезвычайных ситуаций техногенного характера, вызванных авариями на рядом расположенных объектах производственного назначения и линейных объектах 108

3.9 Мероприятия по инженерной защите проектируемого объекта от чрезвычайных ситуаций природного характера, вызванных опасными природными процессами и явлениями 108

3.10 Решения по созданию и содержанию на проектируемом объекте запасов материальных средств, предназначенных для ликвидации чрезвычайных ситуаций и их последствий 112

3.11 Предусмотренные проектной документацией технические решения по системам оповещения о чрезвычайных ситуациях (включая локальные системы оповещения в районе размещения потенциально опасных объектов)..... 114

3.12 Мероприятия по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственным процессом, обеспечению гарантированной, устойчивой радиосвязи и проводной связи при чрезвычайных ситуациях и их ликвидации, разработанные с учетом требований ГОСТ Р 53111 127

3.13 Мероприятия по обеспечению эвакуации населения (персонала проектируемого объекта) при чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера, мероприятия по обеспечению беспрепятственного ввода и передвижения на территории проектируемого объекта аварийно-спасательных сил для ликвидации чрезвычайных ситуаций..... 127

3.14 Перечень используемых сокращений и обозначений 128

4 Список литературы 130

Приложение А Выписка из реестра членов саморегулирующейся организации № 121 от 05.04.2020г. 132

Приложение Б Свидетельство о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства № П-113-147-7707717910-2012.3 134

Приложение В Письмо Главного управления МЧС России по Пермскому краю от №212-3-2-11 от 31.07.2018г. 138

Приложение Г Письма Главного управления МЧС России по Пермскому краю №5800-3-1-8 от 26.06.12г., №4957-3-2-6 от 17.05.2015г..... 139

Приложение Д Удостоверение о повышении квалификации № 114161 по программе «Разработка в составе проектной документации мероприятий ГО ЧС, деклараций безопасности ОПО и ГТС, антитеррористических мероприятий по безопасной эксплуатации объектов строительства: новые требования» (НИУ ВШЭ ГАСИС) 141

Приложение Е Выписка из протокола аттестации от 24.12.2018 г. (НИУ ВШЭ ГАСИС) 143

Таблица регистрации изменений 144

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

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

Фамилия и инициалы	Сведения об аттестации
Шерстнева Е.В.	Выписка из протокола аттестации от 24.12.2018 г. (НИУ ВШЭ ГАСИС) (см. Приложение Е, Приложение Д)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	5
									19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH

Проектная документация разработана в соответствии с заданием на проектирование, документами об использовании земельного участка для строительства, техническими регламентами, в т. ч. устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением технических условий.

Главный инженер проекта

К.Э.Кельберг

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
									6
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH			

1 Общие положения

1.1 Данные об организации-разработчике

Настоящий раздел разработан специалистами филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

Право на разработку специальных разделов подтверждено:

- выписка из реестра членов саморегулирующейся организации № 121 от 05.04.2020г. (Приложение А);

- свидетельство о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства № П-113-147-7707717910-2012.3, выданное Саморегулируемой организацией, основанной на членстве лиц, осуществляющих подготовку проектной документации НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО САМОРЕГУЛИРУЕМАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ «Объединение проектировщиков объектов топливно-энергетического комплекса «Нефтегазпроект-Альянс». Начало действия с 16 апреля 2012 г. Свидетельство выдано без ограничения срока и территории его действия (Приложение Б).

Почтовый адрес разработчика: Россия, 614066, г. Пермь, ул. Сов. Армии, 29.

Телефон: (342) 233-67-08, 233-67-01.

Канцелярия: (342) телефон 233-67-25, т/ф 233-67-26, 233-67-27, факс 233-67-28, адрес электронной почты: permnipineft@pnn.lukoil.com.

1.2 Исходные данные, полученные для разработки мероприятий ГОЧС

Мероприятия ГОЧС выполнены в соответствии с исходными данными и требованиями для разработки перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, выданными Главным управлением Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий по Пермскому краю (письмо № 212-3-2-11 от 31.07.2018г.).

Копия исходных данных для разработки мероприятий ГОЧС представлена ниже (Приложение В).

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
										7

1.3 Краткая характеристика проектируемого объекта, его месторасположение и основные технологические процессы

1.3.1 Краткая характеристика проектируемого объекта

Данной проектной документацией предусматривается обустройство добывающих скважин кустов №№104, 111 Касибского нефтяного месторождения.

Кроме того предусматривается организация системы ППД с целью повышения нефтеотдачи продуктивных горизонтов для скважин №№ 112, 115 Касибского нефтяного месторождения.

1.3.2 Сведения о месторасположении

В административном положении район работ находится в границах Касибско-Басимского территориального отдела, Соликамского городского округа Пермского края.

Участок работ расположен в 20-25км к западу от центра муниципального образования «Город Соликамск».

Площадки изысканий расположены в лесных массивах, площадка куста №111 в болотистой местности. Трассы проходят по всхолмленной, залесенной местности, открытые участки местности находятся в существующих коридорах инженерных коммуникаций. Углы наклона поверхности не превышают 2°. Абсолютные отметки составляют 137-173м Балтийской системы высот.

В геоморфологическом отношении участок изысканий расположен на правом склоне долины р. Лысьва, осложненный поймами и долинами водотоков более мелкого порядка. Объекты гидрографии на участке работ представлены ручьем без названия. Расстояние до р. Лысьва 0,5-4,5км к северу, северо-востоку.

Гидрографические объекты представлены ручьем без названия.

Вдоль автодороги Левино – Никино (участок Левино-Касиб), естественная поверхность подвергалась влиянию техногенных факторов при строительстве и эксплуатации нефтепромысловых объектов (скважины, трубопроводы, ВЛ, промышленные дороги, сооружения). Сведения о наличии других опасных природных и техноприродных процессов отсутствуют.

1.3.3 Основные технологические процессы

Данной проектной документацией предусматривается обустройство добывающих скважин кустов №№104, 111 Касибского нефтяного месторождения.

Сбор и транспорт нефти с проектируемых кустов предусматривается по однотрубной герметизированной схеме.

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH							8
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Продукция проектируемых добывающих скважин кустов №№111, 104 под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием, по выкидным трубопроводам поступает на устройство замера дебита жидкости СКЖ и далее по нефтегазосборным трубопроводам транспортируется на ППСН «Касибский» ООО «УралОйл».

Замер дебита скважин осуществляется счетчиками жидкости, размещаемых на приустьевых площадках скважин.

Для очистки от парафина в нефтегазосборном трубопроводе от куста №111 предусмотрены устройства запуска и приема очистных устройств.

Проектной документацией предусматривается организация системы ППД с целью повышения нефтеотдачи продуктивных горизонтов для скважин №№ 112, 115 Касибского нефтяного месторождения.

Количество нагнетательных скважин, проектируемых бурением и обустриваемых данным проектом - 2 скважины.

Давление закачки составляет 19,0 МПа.

В качестве источника водоснабжения для закачки в скважины №№ 112, 115 Касибского месторождения используется пресная техническая вода с артезианских водозаборных скважин с последующим поэтапным переходом на подтоварную воду с НГСП «Касиб».

В настоящее время на Касибском месторождении система ППД не существует.

Схема системы ППД скважины № 112 Касибского нефтяного месторождения имеет следующий вид.

Пресная техническая вода из водозаборной скважины при помощи скважинного насоса ЭЦВ подается по низконапорному водоводу на скважину № 112, расположенной на кусте № 111. Нагнетание воды в продуктивные пласты осуществляется установкой насосной устьевой для индивидуальной закачки и поддержания пластового давления (УНУ ППД). Измерение и учет количества воды для скважины осуществляется расходомером, установленным на обвязке УНУ. УНУ ППД установлена непосредственно в эксплуатационной колонне нагнетательной скважины в специальном кожухе, соединенном с колонной НКТ. Вода поступает на прием насоса, проходит через него, повышая давление, далее поступает в кожух и через соединенную с ним колонну НКТ нагнетается в продуктивные пласты.

Схема системы ППД скважины № 115 Касибского нефтяного месторождения имеет следующий вид.

Пресная техническая вода из водозаборной скважины при помощи скважинного насоса ЭЦВ подается по низконапорному водоводу на скважину № 115, расположенной на кусте № 104. Нагнетание воды в продуктивные пласты осуществляется установкой насосной устьевой для индивидуальной закачки и поддержания пластового давления (УНУ ППД). Измерение и учет количества воды для скважины осуществляется расходомером, установленным на обвязке УНУ. УНУ ППД установлена непосредственно в эксплуатационной колонне нагнетательной скважины в специальном кожухе, соединенном с колонной НКТ. Вода поступает на прием насоса, проходит через него, повышая давление, далее посту-

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
									9
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH

пает в кожух и через соединенную с ним колонну НКТ нагнетается в продуктивные пласты.

По мере увеличения объемов воды на НГСП «Касиб» проектной документацией предусматривается строительство подпорной насосной станции (ПНС) на НГСП «Касиб» для поэтапного перехода системы ППД скважин №№ 112, 115 на подтоварную воду с НГСП «Касиб». От точки врезки в трубопровод, транспортирующий подтоварную воду от НГСП «Касиб», подтоварная вода под гидростатическим давлением от 0,08 до 0,10 МПа поступает на прием проектируемого насосного агрегата. Для очистки подтоварной воды от механических примесей после ПНС предусматривается установка системы очистки воды. После ПНС подтоварная вода по проектируемому низконапорному водоводу подается на скважины №№ 112 и 115 с УНУ ППД, расположенные на кустах №№ 111 и 104 соответственно. На выкидном трубопроводе предусматривается водомерный узел. Подача насоса регулируется при помощи частотного регулирования.

1.4 Сведения о размерах и границах территории объекта, границах запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта

Сведения о размерах территории проектируемого объекта приведены ниже (таблица 1.1).

Таблица 1.1 - Сведения о размерах территории проектируемого объекта

Наименование	Ед. изм.	Кол		
		Наименование площадок, №№ этапов		
1. Площадь в границах проектирования	га			
2. Площадь застройки*	м ²			
3. Площадь автопроездов	м ²			
4. Площадь тротуаров	м ²			
5. Площадь водоотводных сооружений	м ²			
6. Площадь обвалования	м ²			
7. Прочая спланированная территория	м ²			

* Согласно п.2 Приложения В СП 18.13330.2011 «Генеральные планы промышленных предприятий», площадь застройки определяется как сумма площадей, занятых сооружениями всех видов, включая открытые технологические, энергетические установки, эстакады, подземные сооружения (резервуары), а также открытые стоянки автомобилей при условии, что размеры и оборудование стоянок принимаются по нормам технологического проектирования предприятий.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							10

Для кустов скважин согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 санитарно-защитная зона составляет:

- при выбросе сероводорода до 0,5 т/сутки с малым содержанием летучих углеводородов - 300 м.

Трассы проектируемых участков трубопроводов имеют охранную зону, расположенную:

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

- вдоль подводных переходов – в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от оси трубопровода на 100 м с каждой стороны.

Объекты гражданского назначения в пределах санитарно-защитной зоны площадок и в охранной зоне трубопроводов отсутствуют.

Территория не находится в границах особо охраняемых природных территорий федерального, регионального и местного значения, их охранных зон. Объекты культурного наследия (памятники истории и культуры) народов Российской Федерации, охранные зоны объектов культурного наследия на территории отсутствуют.

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH							11
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Проектируемый объект не попадает в зоны возможного химического заражения, радиоактивного загрязнения (заражения). Район расположения проектируемого объекта находится вне зон катастрофического затопления.

Зона возможного образования завалов от зданий (сооружений) различной этажности (высоты) - часть территории зоны возможных разрушений или возможных сильных разрушений, включающая в себя участки расположения зданий и сооружений с прилегающей к ним территорией, на которой возможно образование завалов из обрушающихся конструкций этих зданий и сооружений.

Проектируемые объекты (в частности сооружения) имеют определенную высоту над поверхностью земли.

Зоны возможного образования завалов от зданий (сооружений) различной этажности (высоты) определяют согласно приложения Д СП 165.1325800.2014.

Результаты расчетов приведены ниже (таблица 2.1).

Таблица 2.1

Проектируемое оборудование (сооружение)	Высота оборудования (сооружения), м	От протяженной стороны оборудования (сооружения), м	От торцов оборудования (сооружения), м
Добывающая скважина	3,3	$0,3 \cdot 3,3 = 1,0$	$0,2 \cdot 3,3 = 0,7$

Согласно п.3.15 ГОСТ Р 55201-2012 зоной световой маскировки является территория между государственной границей и рубежом, расположенным на удалении до 600 км от государственной границы. Проектируемый объект находится на территории, которая не входит в перечень зон, где в мирное время осуществляются инженерно-технические мероприятия по подготовке к частичному затемнению и ложному освещению.

Ситуационный план проектируемых объектов представлен в Графической части.

2.4 Сведения о продолжении функционирования проектируемого объекта в военное время или прекращении, или переносе деятельности объекта в другое место, а также о перепрофилировании проектируемого производства на выпуск иной продукции

В соответствии с приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» «О распределении мобилизационного задания на добычу и поставку нефти и газового конденсата» от 12.04.2016 № 3с ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» будет продолжать работу в военное время в двухсменном режиме без изменения дислокации.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							13

2.5 Сведения о численности наибольшей работающей смены проектируемого объекта в военное время, а также численности дежурного и линейного персонала проектируемого объекта, обеспечивающего жизнедеятельность городов, отнесенных к группам по гражданской обороне, и объектов особой важности в военное время

В соответствии с приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» «О распределении мобилизационного задания на добычу и поставку нефти и газового конденсата» от 12.04.2016 № 3с ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» будет продолжать работу в военное время в двухсменном режиме в полном составе. Численность НРС объекта в военное время не изменяется.

Проектируемый объект не является предприятием, обеспечивающим жизнедеятельность категорированных городов и объектов особой важности в военное время, поэтому численность персонала проектируемого объекта для этих целей не определена.

2.6 Сведения о степени огнестойкости проектируемых зданий (сооружений) требованиям, предъявляемым к зданиям (сооружениям) объектов, отнесенных к категориям по гражданской обороне

Проектной документацией не предусматриваются строительство зданий с нормируемыми пределами огнестойкости и классами пожарной опасности строительных конструкций, объемно-планировочные решения не разрабатываются.

2.7 Решения по управлению гражданской обороной проектируемого объекта, системам оповещения персонала об опасностях, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий

Система оповещения является главной системой передачи команд и руководящих указаний для персонала, как в нормальных эксплуатационных условиях, так и при нештатных ситуациях.

Доведение сигналов о введении готовности ГО и начале проведения эвакуационных мероприятий осуществляется по аппаратуре П-160 и по телеграфу от Главного управления МЧС по Пермскому краю до районного (городского) звена и далее по действующим системам оповещения городских и районных управлений (отделов) по делам ГО и ЧС, на территории которых расположены объекты общества.

Объектовая (цеховая) система оповещения базируется на телефонной связи внутренней АТС, сотовой связи и транкинговой радиосети УКВ диапазона.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH					14
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

Распоряжения и сигналы оповещения поступают в ОПС ЦДНГ:

- от начальника смены ЦИТС;
- от ЕДДС муниципального района.

Оповещение руководящего состава проводится дежурными сменами оперативно-производственной службы ЦДНГ с использованием телефонной связи, радиосредств, а при необходимости - подвижных средств.

Оповещение работников общества по сигналам гражданской обороны осуществляется по всем доступным средствам связи, радио и другим каналам открытым текстом, АБК цеха оборудованы системами речевого оповещения.

Управление мероприятиями ГО осуществляется основным руководящим составом с ПУ, разворачиваемых на базе ЦДУ и ОПС, в круглосуточном 2-х сменном режиме. Время прибытия на рабочее место и готовности руководящего состава к работе составляет: в рабочее время в течение 20 мин, в нерабочее время – 1 час 30 мин. Связь ПУ с подразделениями цеха и вышестоящими органами осуществляется по телефонам сотовой, городской и внутренней АТС и радиосетям транкинговой связи.

Имеющаяся система связи базируется на телефонной и радиосвязи и обеспечивает наличие связи с местом постоянной дислокации и загородного пункта управления на все объекты Общества, а также с вышестоящими ведомственными и территориальными органами управления.

Для связи в особый период могут быть привлечены следующие операторы связи:

а) Стационарные телефоны:

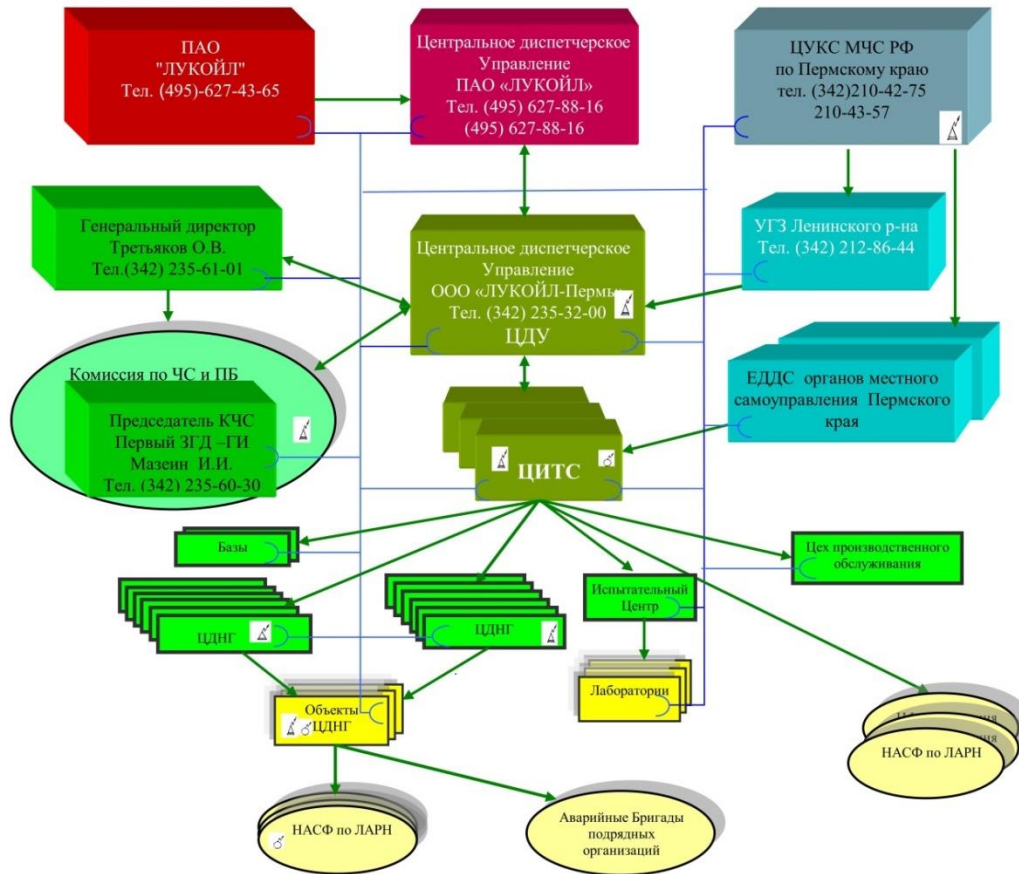
- Оператор ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» - 3130 телефонов.
- Оператор ПАО «Связьтранснефть» - 140 телефонов.
- Сотовые телефоны:
 - ООО «Т2 РТК Холдинг» - 744 абонента;
 - ПАО «МТС» - 760 абонентов;
 - ПАО «Мегафон» - 381 абонента;
 - ПАО «Вымпелком» - 116 абонента.

б) Радиосвязь

- Оператор ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»:
 - транкинговые радиостанции (голосовая связь) – 294 РЭС;
 - симплексные радиостанции (голосовая связь) – 667 РЭС;
 - радиостанции телеметрии (передача данных) – 1496 РЭС
- Оператор ПАО «Связьтранснефть»:
 - транкинговые радиостанции (голосовая связь) – 24 РЭС;
 - симплексные радиостанции (голосовая связь) – 22 РЭС.

Схема управления и связи ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и схема оповещения руководящего состава ЦДНГ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» приведены ниже (рисунок 1 и Рисунок 2).

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
									15
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH			



Условные обозначения:

- порядок управления
- носимые радиостанции

- линии связи АТС и МГТС
- стационарные и мобильные радиостанции

Рисунок 1 - Схема управления и связи ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

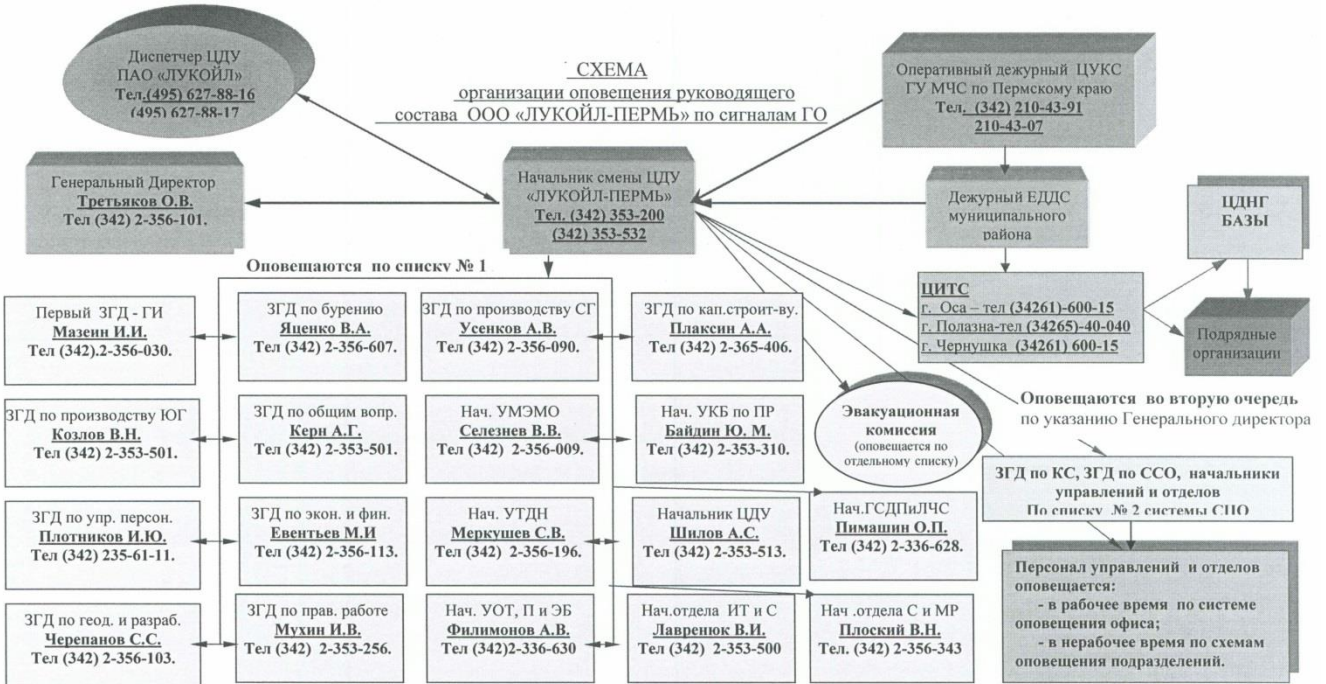


Рисунок 2 - Схема оповещения руководящего состава ЦДНГ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2.11 Проектные решения по обеспечению безаварийной остановки технологических процессов при угрозе воздействия или воздействия по проектируемому объекту поражающих факторов современных средств поражения

Решение по безаварийной остановке технологического процесса принимается на основании положения о режимах функционирования предприятия в военное время. Возможность проведения безаварийной остановки зависит от степени автоматизации технологического оборудования и наличия средств контроля технологических параметров, защиты и управления.

Порядок действия персонала объекта по безаварийной остановке технологического процесса предусмотрен и конкретизируется в технологическом регламенте и существующем Плана гражданской обороны объекта. Проектом не предполагается разработка данных документов. Общее руководство остановки технологического процесса осуществляется централизованно через центральную диспетчерскую службу ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

При получении распоряжения по сигналу ГО на остановку технологического процесса перекачки персоналу необходимо выполнить следующий комплекс мероприятий:

- остановить технологический процесс;
- перекрыть задвижки.

Продолжительность остановки технологического процесса после получения сигнала ГО от 2 минут до 3 часов.

Принятый в проекте объем автоматизации по объектам в условиях нормальной эксплуатации позволяет работать им в автоматизированном режиме без постоянного присутствия на них обслуживающего персонала

2.12 Мероприятия по повышению эффективности защиты производственных фондов проектируемого объекта при воздействии по ним современных средств поражения

Для эффективной комплексной защиты производственных фондов проектируемого объекта при воздействии по ним современных средств поражения требуется заблаговременная подготовка. Целями комплексной защиты объекта является максимальное снижение вероятности и масштабов поражения, а также уменьшение размеров возможного ущерба и потерь.

К числу мероприятий, повышающих устойчивость и механическую прочность проектируемых объектов, относятся:

- проектирование и строительство сооружений с жестким каркасом с целью снижения степени разрушения несущих конструкций;
- применение легких, огнестойких кровельных материалов;

Ив. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист 18
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

- дополнительное крепление воздушных линий связи и наружных трубопроводов в целях защиты от повреждений при взрывах и при скоростном напоре воздуха ударной волны;

- повышение устойчивости оборудования путем усиления его наиболее слабых элементов;

- рациональная компоновка технологического оборудования для исключения его повреждения обломками разрушающихся конструкций.

К числу мероприятий, направленных на снижение масштабов, степени и тяжести последствий воздействия относятся:

- уменьшение энергетических потенциалов технологических установок (совершенствование технологии, аппаратуры, применение быстродействующих систем прекращения технологического процесса или реакций);

- рациональное размещение производственных и вспомогательных зданий и сооружений;

- исключение цепного (последовательного) развития аварии;

- проектирование зданий и сооружений, окружающих взрывоопасный объект, конструктивно устойчивых к ударной волне;

- ограничение размещения в зонах возможной загазованности источников зажигания газозвушной смеси.

К числу мероприятий, направленных на предупреждение поражения людей и зданий относятся:

- размещение потенциально опасных объектов (ПОО) отдельно от административно-вспомогательных и жилых зданий (удаление на расстояние не ближе зоны разрушения ПОО и их элементов);

- размещение на ПОО и их критических элементах средств быстрой и надежной связи и сигнализации, а также систем локализации выброшенных вредных веществ;

- обеспечение производственного персонала и населения средствами индивидуальной защиты органов дыхания и кожных покровов;

- создание эффективных систем пожаротушения на объектах;

- использование при строительстве ПОО огнеупорных материалов;

- использование более современных технологий производства с повышенной степенью защиты при возникновении чрезвычайных ситуаций;

- размещение вблизи защищаемых объектов пожарных и газоспасательных подразделений, сил ликвидации ЧС и поисково-спасательных формирований, а также медпунктов по оказанию первой помощи пострадавшим.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
								19
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		Подп.

- мощности эквивалентной дозы гамма-излучения от поверхности промышленного оборудования: резервуаров, буллитов, ГЗУ, ВРБ, КНС, ДНС и др.;
- мощности эквивалентной дозы гамма-излучения содержащихся в производственных отходах природных радионуклидов на расстоянии 0,1 м от поверхности отходов и на рабочих местах (профессиональных маршрутах);
- мощности эквивалентной дозы гамма-излучения от поверхности грунта в местах аварийной разгерметизации нефтепромыслового оборудования;
- плотности потоков бета и альфа частиц в местах, где мощность дозы гамма-излучения от грунта, поверхности транспортных средств, охранной тары и оборудования превышает контрольные уровни;
- эффективной удельной активности природных радионуклидов в производственных отходах;
- удельной активности грунта, донных отложений путем спектрометрического анализа проб;
- радиационной чистоты добываемой продукции, объемной активности радионуклидов, в том числе трития на Осинском месторождении;
- уровней радиоактивного загрязнения объектов окружающей среды.
- эквивалентной равновесной объемной активности (ЭРОА) изотопов радона в воздухе рабочей зоны;
- удельной активности радионуклидов в воде открытых водоемов и грунтовых водах;
- эффективной дозы облучения работников природными и техногенными источниками излучения в производственных условиях.

Объектами радиационного контроля являются:

- Скважина, в состав которой входит устьевая арматура, выкидной трубопровод, устьевая площадка, территория обвалования;
- Групповая замерная установка (ГЗУ);
- Дожимная (кустовая, блочная кустовая) насосная станция (ДНС, КНС, БКНС), включая буллиты, РВС;
- Установка подготовки (обессоливания и обезвоживания) и перекачки нефти (УППН), в состав которой входит аварийно-технологический амбар, буллиты, РВС и т.п.;
- Продукция скважин (нефть, вода, нефтешлам);
- Нефтепромысловое погружное оборудование, сдаваемое в ремонт или металлолом после эксплуатации;
- Пункт временного хранения оборудования, загрязненного природными радионуклидами (ПВХО);
- Пункт захоронения твёрдых нефтепромысловых отходов, загрязнённых радионуклидами;
- Объекты окружающей среды СЗЗ ПЗТО (растительность, подземные воды, грунт);
- Вода хозяйственно-питьевого и промышленного назначения;
- Здания, помещения производственного и жилого назначения.

Мониторинг радиационной обстановки осуществляется следующими средствами измерений (на балансе ЛРБиК):

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

Изн.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							21

2.16 Решения по созданию и содержанию запасов материально-технических, медицинских и иных средств, обеспечению населения и персонала проектируемого объекта средствами индивидуальной защиты

Правовыми основами организации создания запасов являются Федеральные законы: от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ "О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера", от 12 февраля 1998 г. № 28-ФЗ "О гражданской обороне", от 6 октября 1999 г. № 184-ФЗ "Об общих принципах организации законодательных (представительных) и исполнительных органов государственной власти субъектов Российской Федерации" и от 6 октября 2003 г. № 131-ФЗ "Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации", Постановления Правительства Российской Федерации от 27 апреля 2000 г. № 379 "О накоплении, хранении и использовании в целях гражданской обороны запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств", от 10 ноября 1996 г. № 1340 "О порядке создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера" и издаваемые в соответствии с ними нормативные документы МЧС России.

Запасы материально-технических средств включают в себя специальную и автотранспортную технику, средства малой механизации, приборы, оборудование и другие средства, предусмотренные табелями оснащения спасательных воинских формирований Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, аварийно-спасательных формирований и спасательных служб.

Запасы продовольственных средств включают в себя крупы, муку, мясные, рыбные и растительные консервы, соль, сахар, чай и другие продукты. Запасы медицинских средств включают в себя лекарственные, дезинфицирующие и перевязочные средства, индивидуальные аптечки, а также медицинские инструменты, приборы, аппараты, передвижное оборудование и другие изделия медицинского назначения.

Запасы иных средств включают в себя вещевое имущество, средства связи и оповещения, средства радиационной, химической и биологической защиты, средства радиационной, химической и биологической разведки и радиационного контроля, отдельные виды топлива, спички, табачные изделия, свечи и другие средства.

Запасы накапливаются заблаговременно в мирное время и хранятся в условиях, отвечающих установленным требованиям по обеспечению их сохранности.

Номенклатура и объем создаваемых запасов определяются исходя из:

- возможного характера военных действий;
- величины вероятного ущерба объектам экономики и инфраструктуры от ведения военных действий или вследствие этих действий, а также от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;
- потребности в запасах в соответствии с планом гражданской обороны;
- норм минимально необходимой достаточности запасов;

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
									23
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH

- природных, экономических и иных особенностей территорий.

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

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

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

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

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

Для обеспечения мероприятий гражданской обороны приказом Генерального директора от 12 января 2018 года № а-20 созданы запасы материально-технических средств ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и утверждена номенклатура запасов средств индивидуальной защиты и материальных средств.

Страховой запас МТР и МТР для ГО созданный в целях обеспечения устойчивой работы Общества при возникновении ЧС мирного и военного времени, хранится на Соликамской и Чернушинской базах и на складе ГО в пгт. Полазна.

2.17 Мероприятия по обеспечению эвакуации персонала и материальных ценностей в безопасные районы

Планирование, обеспечение и проведение эвакуации в безопасные районы осуществляются во взаимодействии с федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органами местного самоуправления и организациями в соответствии с Федеральным законом от 22.12.1994 № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от ЧС природного и техногенного характера».

Планирование, подготовка и проведение эвакуации материальных и культурных ценностей осуществляются с учетом мероприятий по эвакуации населения (рассредоточению гражданского персонала организаций, продолжающих свою деятельность в городах и иных населенных пунктах, отнесенных к группам территорий по гражданской обороне) в части использования транспорта и транспортных коммуникаций, обеспечения финансовыми, материальными и людскими ресурсами, а также размещения и жизнеобеспечения эвакуированного населения в безопасных районах.

Индв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

При планировании эвакуации и рассредоточения учитываются производственные планы и порядок работы организаций в военное время, прогнозы демографической ситуации, миграции населения, решения, принятые в схемах расселения и размещения производительных сил, схемах (проектах) районной планировки, генеральных планах городов, других градостроительных документах на ближайшую и отдаленную перспективу.

К подготовительным эвакуационным мероприятиям относятся:

- приведение в готовность эвакоорганов и уточнение порядка их работы;
- уточнение численности населения, подлежащего эвакуации пешим порядком и транспортом;
- распределение транспортных средств по станциям (пунктам) посадки, уточнение расчетов маршевых колонн и закрепление их за пешими маршрутами;
- подготовка маршрутов эвакуации, установка дорожных знаков и указателей, оборудование мест привалов;
- подготовка к развертыванию сборных эвакуационных пунктов, пунктов посадки – высадки;
- проверка готовности систем оповещения и связи;
- приведение в готовность имеющихся защитных сооружений.

С получением сигнала на проведение эвакуации осуществляются следующие мероприятия (вводятся в действие соответствующие планы эвакуации персонала и населения, материальных и культурных ценностей):

- оповещение руководителей эвакоорганов, предприятий и организаций, а также населения о начале и порядке проведения эвакуации;
- развертывание и приведение в готовность эвакоорганов;
- сбор и подготовка к отправке в безопасные районы персонала и населения, подлежащего эвакуации;
- формирование и вывод к исходным пунктам на маршрутах пеших колонн, подача транспортных средств к пунктам посадки и посадка населения на транспорт;
- прием и размещение эвакуантов в безопасных районах, заблаговременно подготовленных к первоочередному жизнеобеспечению.

С целью создания условий для организованного проведения эвакуации заблаговременно (в мирное время) планируются и осуществляются мероприятия по следующим видам обеспечения: транспортному, медицинскому, охране общественного порядка и обеспечению безопасности дорожного движения, инженерному, материально-техническому, связи и оповещения, разведки.

Порядок проведения эвакуации определен приказом № а-242 от 03.05.2017 «Об утверждении Положения об организации эвакуационных мероприятий и подготовке эвакуационных органов в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и приказом от 08.10.2018 №а-677 «Об утверждении состава объектовой эвакуационной комиссии».

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH			25

3 Мероприятия по предупреждению ЧС природного и техногенного характера

3.1 Перечень и характеристики производств (технологического оборудования) проектируемого объекта, аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации техногенного характера

Ниже приведены основные результаты анализа риска, выполненного в Разделе 10 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами» Часть 1 «Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий» Книга 2 «Обустройство месторождения».

3.1.1 Характеристика опасных веществ

Опасными веществами на проектируемом объекте являются нефть, попутный нефтяной газ. Характеристика опасных веществ приведена ниже (таблица 3.1).

Таблица 3.1 - Характеристика опасных веществ

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
Нефть		
1 Название вещества 1.1 химическое 1.2 торговое	Нефть - сложная смесь различных органических соединений (в основном углеводородов)	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
2 Формула эмпирическая	В состав нефти входят: предельные углеводороды C_nH_{2n+2} ; циклопарафины C_nH_{2n} (в основном это циклопентан, циклогексан и их гомологи); ароматические углеводороды C_nH_{2n-6} (в основном гомологи бензола); многоядерные полинафтенновые и ароматические углеводороды, содержащие различные боковые цепи	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
3 Содержание: % масс.	Данные приведены ниже (Таблица 3.2)	Данные лабораторных исследований
4 Общие данные:		
4.1 Плотность, кг/м ³		
4.2 Вязкость кинематическая, мм ² /с		
4.3 Газовый фактор, м ³ /т		
5 Данные о взрывопожароопасности - категория и группа взрывоопасной смеси	IIA – T3	ГОСТ 30852.5-2002
5.1 Температура само-	От 223 до 375	ГОСТ 30852.19-2002

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							26

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
воспламенения, °С		
5.2 Пределы взрываемости: объемная доля, %	1,2 – 8,0 %	ГОСТ 30852.19-2002
5.3 Температура вспышки, °С	меньше минус 20	
6 Данные о токсической опасности	3 класс токсической опасности	ГН 2.2.5.3532-18 ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны
6.1 ПДК в воздухе рабочей зоны среднесменно, мг/м ³	10 (аэрозоль)	
6.2 Смертельная концентрация, мг/л	227	Вредные вещества в промышленности. Т.1. Органические вещества: справочник для химиков, инженеров, врачей/ под ред. Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной. – Л.: Химия, 1976
7 Реакционная способность	Химические свойства нефти определяются наличием в ее составе различных групп углеводородов	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
8 Запах	Зависит от состава нефти (обусловлен наличием сернистых соединений в нефти)	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
9 Коррозионное воздействие	Оказывают сернистые соединения, содержащиеся в нефти, эффект воздействия зависит от их концентрации	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
10 Меры предосторожности	Герметизация системы сбора и транспорта нефти, вентиляция производственных помещений, сигнализация превышения ПДК углеводородов и сероводорода в воздухе. В случае повышения концентрации – немедленное удаление работающих	
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 кровеносных органов. Сернистые соединения могут приводить к острым и хроническим отравлениям, главную роль при этом играет	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

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	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	
12 Средства защиты	При работе с высокими концентрациями (зачистка аппаратов и т.п.) шланговые противогазы с принудительной подачей воздуха, при меньших концентрациях углеводородов в нефти - фильтрующий промышленный противогаз марки А. Для смывания нефти с кожных покровов использовать очищающие кремы, гели и пасты. Для защиты кожных покровов использовать средства гидрофильного действия (впитывающие влагу, увлажняющие кожу), а также регенерирующие, восстанавливающие кремы, эмульсии. Спецодежда, спецобувь	
13 Методы перевода вещества в безвредное состояние	Вентиляция помещения с целью уменьшения концентрации паров сернистых и ароматических соединений в воздухе	
14 Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	<p>Действия при оказании первой помощи зависят от того, каким образом вещество попало в организм.</p> <p>При вдыхании паров пострадавшего необходимо немедленно вынести на свежий воздух или в хорошо вентилируемое помещение. Если дыхания нет, пульс есть – делать искусственное дыхание. При отсутствии пульса требуется выполнить непрямой массаж сердца. Срочная госпитализация пострадавшего в медицинское учреждение</p> <p>При транспортировке пострадавшего необходимо уложить на бок.</p> <p>При заглатывании не вызывать рвоту у пострадавшего. Немедленно доставьте пострадавшего в лечебное учреждение.</p> <p>При попадании на кожу немедленно смыть водой с мылом. Если пострадавший потерял сознание и находится в тяжелом состоянии, следует вызвать «скорую помощь» либо доставить его в медицинское учреждение.</p>	
Попутный нефтяной газ		
1 Название вещества	Попутный нефтяной газ	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
2 Формула	Сложная смесь углеводородов (в основном ряда метана) и неорганических соединений	
3 Параметры газа 3.1 Состав, объемный %	Характеристика приведена ниже (Таблица 3.3)	Данные лабораторных исследований

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
3.2 Плотность газа, кг/м ³		
3.3 Температура кипения, °С	Основные компоненты – С ₁ – С ₃ Метан / этан / пропан -161,6 / -88,6 / -42,06	Пожарная опасность веществ и материалов, применяемых в химической промышленности: справочник / под общ. ред. К.т.н. И.В.Рябова, М.: Химия, 1970
4 Данные о взрывопожароопасности		ГОСТ 30852.19-2002
4.1 Пределы взрываемости, объемная доля, %	4,4 – 17	
4.2 Температура самовоспламенения, °С	537	
5 Категория и группа взрывоопасной смеси	IIA – T1 (по метану)	
6 Данные о токсической опасности	4 класс токсической опасности (для этана, пропана, бутана); 2 класс (по сероводороду)	ГН 2.2.5.3532-18 ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны
6.1 ПДК в рабочей зоне максимальная разовая / среднесменная, мг/м ³	900/300 (углеводороды алифатические предельные С1-10 (в пересчете на С)) 3 (H ₂ S в смеси с углеводородами С1-С5)	
6.2 LCt ₅₀	960 (по этану)	Вредные вещества в промышленности. Т.1. Органические вещества: справочник для химиков, инженеров, врачей/ под ред. Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной. – Л.: Химия, 1976
6.3 PCt ₅₀	720 (по этану)	
7 Реакционная способность	При обычных температурах – инертный	
8 Меры предосторожности	Герметизация системы сбора и транспорта газа, сигнализация превышения ПДК углеводородов и сероводорода в воздухе. В случае повышения концентрации – немедленное удаление работающих.	
9 Информация о воздействии на людей	Углеводороды, входящие в состав нефтяных газов (метан и его ближайшие гомологи), могут оказывать сравнительно слабое наркотическое действие. Сероводород оказывает раздражающее действие на дыхательный аппарат. За считанные минуты наступает удушье, блокируются обонятельные рецепторы. При повышенной концентрации наступает смерть.	
10 Средства защиты	Применение средств индивидуальной защиты в случае высоких концентраций	

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
11 Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	Гибель от асфиксии можно предотвратить, если немедленно начать искусственное дыхание и проводить его в течение длительного времени. Срочная госпитализация.	

Таблица 3.2

Наименование	Ед. измерения	Показатели по пластам
		Тл2б
Плотность при 20 °С	кг/ м ³	834-837
Вязкость динамическая - при 20 °С; - при 50 °С	мм ² /с	6,10-7.143,49 3,32-3,64
Температура плавления парафина	°С	51,8-59,4
Содержание:	% объём.	
- парафинов		2,57-7,05
- асфальтенов		0,49-1,53
- смол силикагелевых		10,02-12,50
- серы		0,68-1,24
Газосодержание	м ³ /т	52,4-54,4
Фракционный состав:	%	
- до 100 °С		6,0-12,0
- до 150 °С		16,0-24,0
- до 200 °С		28,0-34,0
- до 250 °С		36,0-43,5
- до 300 °С		48,0-54,5

Таблица 3.3

Наименование	Ед. измерения	Показатели по пластам
		Тл2б
Плотность	кг/м ³	1,564
Содержание:	% объём.	
- метан		22,23
- этан		14,8
- пропан		18,95
- изобутан		3,54
- н-бутан		8,38
- изопентан		3,18
- н-пентан		3,37
- гексан		2,99
- азот+редкие		22,55
- диоксид углерода		0,02
- сероводород		<0,01

В соответствии с техническими условиями отдела поддержания пластового давления в качестве источника водоснабжения:

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

										Лист
										30
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH				

- для закачки в скважину № 112 Касибского месторождения используется пресная техническая вода с водозаборной скважины, расположенной в пределах площадки скважины № 111;

- для закачки в скважину № 115 Касибского месторождения используется пресная техническая вода с водозаборной скважины, расположенной в пределах площадки скважины № 104.

Вся вода, используемая в системе нефтедобычи для технологических целей, должна соответствовать требованиям СТП-07-03.4-15-001-09.

Основные показатели качества закачиваемой воды из водозаборной скважины на кусте № 111 приведены в таблице (Таблица 3.4).

Таблица 3.4

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Значение	Примечание
1	Общая минерализация	мг/л	403,06÷405,31	
2	pH	-	7,48÷7,61	
3	ТВЧ	мг/дм ³	1,7±0,6	
4	Fe ⁺³	мг/дм ³	0,33÷0,36	
5	HCO ₃	мг/дм ³	225,16÷228,02	
6	Cl	мг/дм ³	44,31÷44,67	
7	SO ₄	мг/дм ³	24,69÷25,51	
8	Ca	мг/дм ³	47,49÷48,10	
9	Mg	мг/дм ³	14,11÷14,35	
10	Na+K	мг/дм ³	43,76÷44,14	

Основные показатели качества закачиваемой воды из водозаборной скважины на кусте № 104 приведены в таблице (Таблица 3.5).

Таблица 3.5

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Значение	Примечание
1	Общая минерализация	мг/л	403,06÷405,31	
2	pH	-	7,48÷7,61	
3	ТВЧ	мг/дм ³	1,7±0,6	
4	Fe ⁺³	мг/дм ³	0,33÷0,36	
5	HCO ₃	мг/дм ³	225,16÷228,02	
6	Cl	мг/дм ³	44,31÷44,67	
7	SO ₄	мг/дм ³	24,69÷25,51	
8	Ca	мг/дм ³	47,49÷48,10	
9	Mg	мг/дм ³	14,11÷14,35	
10	Na+K	мг/дм ³	43,76÷44,14	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

3.1.2 Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества на объекте, приведен ниже (таблица 3.6).

Таблица 3.6 - Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
Обустройство куста №111				
1	Добывающие скважины (скв. №110, 111, 113, 114)	шт.	4	Электропогружные насосы ЭЦНД
2	Механизм депарафинизации скважин (компл.)	компл.	4	МДС-010
3	Индивидуальные замерные устройства	шт.	4	Счетчик жидкости СКЖ-30-40М2 с вычислителем БЭСЖ-2М
4	Выкидные трубопроводы	м	60,5	Ø89x5 мм, ГОСТ 8732-78 из стали 20 группа В по ГОСТ 8731-74, с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена и с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS
5	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111-ППСН «Касибский»:	км	7,005 общая длина	
	Линейная часть	км	6,8331	Ø159x5 мм, ГОСТ 8732-78 из стали 20 группа В по ГОСТ 8731-74, с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена и с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS
	Технологическая часть (подземный участок)	км	0,068	Ø159x5 мм, ГОСТ 8732-78 из стали 20 группа В по ГОСТ 8731-74, с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена и с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS
	Технологическая часть (надземный участок)	км	0,1039	Ø159x5 мм, ГОСТ 8732-78 из стали 20 группа В по ГОСТ 8731-74, с внутренним двух-

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

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
				слоистым эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS
6	Устройство запуска очистных устройств	соор.	1	Ш-УПП-1-150-4,0-УХЛ1-Ф
7	Устройство приема очистных устройств	соор.	1	Ш-УПП-2-150,0-УХЛ1-Ф
Обустройство куста №104				
1	Добывающие скважины (скв. №104,105,106)	шт.	3	Электропогружные насосы ЭЦНД
2	Механизм депарафинизации скважин (компл.)	компл.	3	МДС-010
3	Индивидуальные замерные устройства	шт.	3	Счетчик жидкости СКЖ-30-40М2 с вычислителем БЭСЖ-2М
4	Выкидные трубопроводы	м	37,7	Ø89x5 мм, ГОСТ 8732-78 из стали 20 группа В по ГОСТ 8731-74, с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена и с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS
5	Нефтегазосборный трубопровод от куста №104, в том числе линейная часть	км км	0,17587 0,11007	Ø114x5 мм, ГОСТ 8732-78 из стали 20 группа В по ГОСТ 8731-74, с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена и с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS

Состав и краткая характеристика проектируемых сооружений в соответствии с заданием на проектирование сооружений системы ППД приведены в таблице (таблица 3.7).

Таблица 3.7

№п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол.	Характеристика
1 этап. Куст № 111. Обустройство месторождения				
1	Низконапорный водовод «НГСП «Касиб» - ПНС»	м	73,25	труба 114×5, ГОСТ 8732-78 гр.В ст 20, с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием
2	Насосный агрегат	шт.	2 (1 раб., 1 рез.)	ЦНСАт 13-105, 13 м3/час, Н=1,05 МПа, с электродвигателем ВА 260 S2, N=15 кВт, 3000 об/мин/380В
3	Система очистки воды (СОВ)	шт.	1	СПВ ТУ 28.29.12.190-019-50265270-2018, Pраб=4,0 МПа,

Взам. инв. №

Подш. и дата

Инв. № подл.

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

19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH

Лист

33

№п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол.	Характеристика
				Ду=100 мм
4	Площадка водозаборной скважины, в т.ч. оборудование:			
4.1	Блок-бокс водозаборной скважины	шт.	1	Блок-бокс типа БВА 3,0х3,0
4.2	Насосный агрегат	шт.	2 (1раб., 1 рез.)	ЭЦВ
5	Низконапорный водовод «Блок водозаборной скважины – скв. № 112»	м	39,60	труба □89×5, ГОСТ 8732-78 гр.В ст 20, с наружным и внутренни
6	Скважина нагнетательная № 112 с УНУ ППД, в т.ч. оборудование:			
6.1	Насосная установка УНУ ППД	компл.	1	Насос 222 ЭЦНКИД 5-80-2100 с электродвигателем ВА225М2 УХЛ1
6.2	Головка колонная	шт.	1	КОС 21-168×245 К1 УХЛ1
2 этап. Куст № 104. Обустройство месторождения				
1	Площадка водозаборной скважины, в т.ч. оборудование:			
1.1	Блок-бокс водозаборной скважины	шт.	1	Блок-бокс типа БВА 3,0х3,0
1.2	Насосный агрегат	шт.	2 (1раб., 1 рез.)	ЭЦВ
2	Низконапорный водовод «Блок водозаборной скважины – скв. № 115»	м	39,05	труба 89×5, ГОСТ 8732-78 гр.В ст 20, с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием
3	Скважина нагнетательная № 112 с УНУ ППД, в т.ч. оборудование:			
3.1	Насосная установка УНУ ППД	компл.	1	Насос 222 ЭЦНКИД 5-80-2100 с электродвигателем ВА225М2 УХЛ1
3.2	Головка колонная	шт.	1	КОС 21-168×245 К1 УХЛ1

Сведения о проектной мощности проектируемых линейных объектов приведены в таблице (Таблица 3.8).

Таблица 3.8

Наименование водовода	Диаметр, мм	Длина, м	Расход воды, м ³ /сут	Рраб, МПа
Низконапорный водовод «ПНС – куст № 111», участок «ПНС-узел 1»	114×5	4562,50	130,0	1,05
Низконапорный водовод «ПНС – куст № 111», участок «узел 1 – куст № 111»	89×5	2352,94	65,0	1,05
Низконапорный водовод «Т.врезки в водовод «ПНС – куст № 111» - куст № 104»	89×5	126,85	65,0	1,05

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

3.1.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Данные о распределении опасных веществ, используемых на объекте, приведены ниже (таблица 3.9). Вода, используемая для системы ППД, взрыво- и пожаробезопасна.

Таблица 3.9 - Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Наименование	Кол-во единиц, шт./м	Кол-во опасного вещества (тонн)		Физические условия содержания опасного вещества		
		В единице	Всего	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С
Обустройство куста №111						
Скважины добывающие	4	0,022	0,090	жидкость	до 4	5÷15
Выкидные трубопроводы	60,5	0,236	0,236	жидкость	до 4	5÷15
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111-ППСН «Касибский»	7005	97,123	97,123	жидкость	до 4	5÷15
Устройство запуска очистных устройств	1	0,035	0,035	жидкость	до 4	5÷15
Устройство приема очистных устройств	1	0,032	0,032	жидкость	до 4	5÷15
Обустройство куста №104						
Скважины добывающие	3	0,022	0,067	жидкость	до 4	5÷15
Выкидные трубопроводы	37,7	0,147	0,147	жидкость	до 4	5÷15
Нефтегазосборный трубопровод от куста №104	175,87	1,188	1,188	жидкость	до 4	5÷15
Итого опасных веществ на проектируемом объекте:						
Нефть, т				98,917		

3.2 Сведения об объектах производственного назначения, транспортных коммуникациях и линейных объектах, аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации техногенного характера

Проектируемые трубопроводы пересекают коммуникации, автодороги. Ведомости пересечения приведены ниже (Таблица 3.10, Таблица 3.11, Таблица 3.12).

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.							Лист
			19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH						35
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Таблица 3.10 - Ведомость пересечения с наземными и подземными коммуникациями

№№ пересечения	Километр	На участке		Угол пересечения	Наименование трубопровода и его назначение (наземного или подземного)	Направление откуда и куда	Какой организации принадлежит трубопровод	Диаметр	Отметка поверхности земли в точке пересечения	Отметка верха трубы (глубина заложения)	Примечание
		ПК	+								
Трасса нефтегазосборного трубопровода «Куст №111-ППСН «Касибский»											
1	1	0	78,0	90	каб. ЭХЗ проект				138,03		
2	5	47	57,7	86	кабель ЭХЗ, зак.6053 ООО «Урал-Гео» 2017г.				161,08		
3	6	54	21,9	78	нефтепровод	скв.6-ППСН «Касибский»	ООО «Лукойл-Пермь»	ст.89	167,83	1,7	
4	7	69	85,8	88	газопровод	на площадке ППСН «Касибский»	ООО «Лукойл-Пермь»	ст.89	146,70	148,10-в.тр.	
5	7	69	86,3	89	нефтепровод	на площадке ППСН «Касибский»	«-	ст.89	146,69	147,99-в.тр.	
6	7	69	86,6	89	нефтепровод	на площадке ППСН «Касибский»	«-	ст.89	146,69	147,99-в.тр.	
7	7	69	97,97	89	нефтепровод	на площадке ППСН «Касибский»	«-	ст.89	147,54	148,84-в.тр.	
Трасса нефтегазосборного трубопровода «Куст №104-точка врезки»											
1	1	1	40,0	82	нефтепровод проект, т.вр.				158,23		

Таблица 3.11 - Ведомость пересечения с дорогами

N п / п	Пикетное значение		Название дорог, категория, принадлежность	Километраж автодороги в месте пересечения с трассой, км	Вид покрытия	Схема поперечн. сечения пересекаем. дороги	Угол пересечения, градус	Ширина, м		Отметка проезжей части
	ПК	+						земляного полотна	Проезжей части	
Трасса нефтегазосборного трубопровода «Куст №111-ППСН «Касибский»										
1	13	39,4	лесная		грунт		83	5,0	5,0	143,70
2	20	01,1	лесная		грунт		89	3,5	3,5	150,81
3	25	20,0	лесная		грунт		62	4,0	4,0	158,81
4	25	37,9	проект А/д				80			158,97
5	26	70,7	лесная		грунт		6	4,0	4,0	157,13
6	35	92,4	лесная		грунт		38	4,0	4,0	161,12
7	36	17,8	полевая		грунт		37	4,0	4,0	160,43
8	47	37,6	полевая		грунт		68	2,0	2,0	160,90

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

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

N п / п	Пикетное значение		Название дорог, категория, принадлежность	Километраж автодороги в месте пересечения с трассой, км	Вид покрытия	Схема поперечн. сечения пересекаем. дороги	Угол пере-сечения, градус	Ширина, м		Отметка проезжей части
	П К	+						земляного полотна	Проезжей части	
9	53	85,9	полевая		щебень		88	5,8	5,8	168,59
10	66	42,3	полевая		грунт		19	3,0	3,0	150,13
11	67	67,6	полевая		грунт		88	3,0	3,0	144,36
Трасса нефтегазосборного трубопровода «Куст №104-точка врезки»										
1	0	25,6	лесная		грунт		30	4,0	4,0	157,86
2	0	92,4	проект А/д				90			158,24

Таблица 3.12 - Ведомость пересекаемых водотоков

Пикетаж	Км	Протяженность водной поверхности, м	отметка дна, м	Угол пере-сечения градус	Наименование и характеристика водотоков	Отметка горизонта		Описание берегов
						Наивысшего наблюдения	Урез, дата	
Трасса нефтегазосборного трубопровода «Куст №111-ППСН «Касибский»								
39+00,0	4	0,5	157,00	80	ручей	1%=157,76 10%=157,53	157,11 22.X	пологие
Трасса нефтегазосборного трубопровода «Куст №104-точка врезки»								
					пересечений нет			

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» частично проходит по площадке ППСН «Касибский», которая принадлежит ООО «УралОйл».

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» проходит вдоль автодороги «Левино - Касиб» на расстоянии 30-70 м, по которым возможно транспортирование ЛВЖ, СУГ.

3.3 Сведения о природно-климатических условиях в районе строительства, результаты оценки и частоты проявлений опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации природного характера на проектируемом объекте

По схематической карте климатического районирования территории Российской Федерации для строительства, согласно СП 131.13330.2012, район работ относится к строительно-климатическому подрайону IV.

При составлении климатической характеристики района изысканий использовались материалы по метеостанции Березники, недостающие сведения при-

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							37

ведены по метеостанции Чердынь, согласно СП 20.13330.2011, СП 20.13330.2016, СП 131.13330.2012, СП 47.13330.2016, ТСН 23-301-04/8.

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

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

Ниже (таблица 3.13) приведены основные климатические параметры за холодный и теплый периоды года по метеостанции Березники.

Таблица 3.13 – Основные климатические параметры

Климатические параметры холодного периода года		Величина
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,98%		-45
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,92%		-42
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,98%		-39
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,92%		-36
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,94%		-20
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С		-48
Средняя суточная температура воздуха наиболее холодного месяца, °С		-17,8
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С		10,3
Продолжительность, сутки., и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 0 °С		169, -9,9
То же, ≤ 8 °С		235, -6
То же, ≤ 10 °С		254, -4,9
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %		81
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 часов наиболее холодного месяца, %		82
Количество осадков с ноября по март, мм		182
Преобладающее направление ветра с декабря по февраль		Ю
Преобладающее направление ветра с марта по апрель		Ю
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с		5,3
Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха ≤ 8 °С		3,9
Максимальная глубина промерзания почвы, см, раз в 10 лет		129
Максимальная глубина промерзания почвы, см, раз в 50 лет		174

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							38

Климатические параметры теплого периода года	
Барометрическое давление, гПа	989
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,99%	27,0
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98%	25,1
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,96%	22,6
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95%	21,7
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	23,7
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	34
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца	7,3
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	69
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее теплого месяца, %	58
Количество осадков с апреля по октябрь, мм	465
Преобладающее направление ветра с июля по август	С
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	1,2
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	1,5

Осадки. Количество осадков за период с ноября по март составляет 182 мм. Количество осадков за период с апреля по октябрь составляет 465 мм. Суточный максимум осадков по метеостанции Березники составляет 85 мм.

Ветровой режим. В период с декабря по февраль и с марта по апрель преобладают ветры южного направления, с июля по август – северного.

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

Согласно указаниям по давлению ветра территория изысканий относится к I району (карта 2 приложения Е СП 20.13330.2016), нормативное значение ветрового давления w_0 в зависимости от ветрового района принимается по таблице 11.1 и составляет 0,23 кПа (сведения для проектирования трубопроводов и площадок).

По региональной карте скорость ветра, возможная 1 раз в 25 лет составляет 23,0 – 24,9 м/с (III район).

Данные о среднегодовых скоростях ветра по направлениям приведены в таблице (таблица 3.14). Среднемесячная и среднегодовая скорость ветра приведена в таблице (таблица 3.15).

Таблица 3.14 – Средняя годовая скорость ветра по направлениям, м/с

Направление	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Скорость	2,6	2,6	2,9	3,3	4,0	3,7	2,6	2,4

Таблица 3.15 – Среднемесячная и среднегодовая скорость ветра (м/с)

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

Повторяемость направления ветра по сезонам приведена в таблице (таблица 3.16).

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							39

Таблица 3.16 – Повторяемость направления ветра по сезонам в %

Период	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Декабрь-февраль	5	2	5	18	41	14	8	7
Март-апрель	9	4	7	13	30	18	9	10
Июль-август	20	7	8	8	17	11	14	14

Среднегодовая повторяемость ветра (%) приведена в таблице (таблица 3.17).

Таблица 3.17 – Среднегодовая повторяемость ветра (%)

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
10	5	7	15	26	15	11	11	9

Атмосферные явления погоды по рассматриваемой территории обуславливаются особенностями циркуляции атмосферы, а отдельные сезоны и влиянием орографии. Данные по атмосферным явлениям приведены по метеостанции Чердынь.

Грозы. В среднем за год в районе изысканий наблюдается 23 дней с грозой, максимально – 38 дней. Среднегодовая продолжительность гроз составляет 40–60 часов.

Метели. Средняя продолжительность периода с метелями в год – 61 дней, наибольшая – 89 дней.

Туманы. Среднегодовое количество дней с туманами – 41 дней, наибольшее – 64 дней.

Град. Среднее число дней с градом в год составляет 1,6 дня, наибольшее – 6 дня.

Гололед. Среднее число дней с обледенением всех видов в год составляет 53 дней, наибольшее – 75 дней. Гололедный сезон на рассматриваемой территории начинается обычно в октябре и заканчивается в мае, однако явления гололеда (мокрый снег) отмечается иногда и в сентябре.

Согласно карте районирования территории РФ по толщине стенки гололеда район изысканий относится к III району, толщина гололедной стенки составляет 20 мм (сведения для проектирования электроустановок).

Согласно карте районирования территории РФ по толщине стенки гололеда район изысканий относится ко II району (карта 3 приложения Е СП 20.13330.2016), толщина гололедной стенки составляет 5 мм согласно таблице 12.1 СП 20.13330.2011 (сведения для проектирования трубопроводов и площадок).

По региональной карте толщина нормативной стенки гололеда, возможная 1 раз в 5 лет составляет 5,0 – 7,9 мм (II район).

Геологические и инженерно-геологические процессы

При инженерно-геологической оценке территории основное внимание уделяется физико-геологическим и техногенным процессам. Степень распространения и интенсивность проявления этих процессов во многом определяет устойчивость геологической среды к техногенным воздействиям. В исследуемом районе

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							40

характерными инженерно-геологическими процессами являются процессы заболачивания, подтопления и пучинистость грунтов.

Болото – участок суши, характеризующийся избыточным увлажнением сточными и проточными водами, но без постоянного слоя воды на поверхности. Для болота характерно отложение на поверхности почвы неполно разложившегося органического вещества, превращающегося в дальнейшем в торф. К **заболоченным** землям (или болота в начальной стадии их развития) относятся избыточно увлажненные участки со слоем торфа толщиной менее 30 см или без торфа в неосушенном состоянии. Непременным условием образования болот является постоянная избыточная влажность. Одна из причин избыточной увлажненности и образования болота состоит в особенностях рельефа – наличие низин, куда стекаются воды осадков и грунтовые воды. Причинами заболачивания являются: зона избыточного увлажнения, затрудненный поверхностный сток (ровный рельеф).

Болота и заболоченные земли в районе встречены на ПК17+55.2-ПК23+70 трассы автодороги на куст №111; на ПК0-ПК7+23.9 трассы нефтегазосборного трубопровода «Куст №111- ППСН «Касибский»; на ПК17+16.2-ПК24+40.1 трассы ВЛ-10кВ на куст №111 и повсеместно на площадке куста №111. Болота низинные, I типа по характеру передвижения строительной техники (п. 8.7 СП 86.13330.2014), Тип торфяного основания - А (табл. 1 прил. 5 ВСН 51-3-85).

По подтопляемости территории согласно СП 11-105-97, ч. II участки трассы нефтегазосборного трубопровода «Куст №111- ППСН «Касибский» на ПК0-ПК7+23.9, ПК38+92.1-ПК39+6.5, ПК56+57.3-ПК56+82.2; участок трассы автодороги на куст №111 на ПК17+55.2-ПК23+70; участок трассы ВЛ-10кВ на куст №111 на ПК17+16.2-ПК24+40.1, а также площадка куста №111 относятся к I области – подтопленная, по условиям развития процесса к району I-A – подтопленный в естественных условиях, по времени развития процесса к участку I-A-1- постоянно подтопленный.

Остальные участки трасс относятся ко II области – потенциально подтопляемая, по условиям развития процесса к району II-Б – потенциально подтопляемая в результате ожидаемых техногенных воздействий, по времени развития процесса к участку II-Б-1- медленное повышение уровня грунтовых вод.

Подтопление подземными водами района обусловлено, в первую очередь, влиянием природных и, в меньшей мере, техногенных факторов. К природным факторам относятся: геоморфологическая обстановка, определяющая дренированность территории, геолого-литологическое строение, особенности гидрогеологических условий. К техногенным факторам, способствующим процессу подтопления, относятся: недостаточная организация поверхностного стока, влияние человека, связанное со строительным освоением территории, нарушение естественного рельефа, прокладка водонесущих коммуникаций и т.д. Факторами подтопления являются: климатические условия; близкое положение к поверхности уровней подземных вод; инфильтрация атмосферных осадков.

На исследуемой территории грунты обладают пучинистыми свойствами.

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

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

Изн.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							41

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

Согласно табл. 1 СП 14.13330.2014 категория грунтов по сейсмичности – III.

3.4 Результаты определения (расчета) границ и характеристик зон воздействия поражающих факторов аварий, опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к чрезвычайной ситуации природного и техногенного характера

3.4.1 Результаты определения (расчета) границ и характеристик зон воздействия поражающих факторов аварий на проектируемом объекте

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

Таблица 3.18

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

Рекомендуемая градация событий по тяжести последствий:

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

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

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							42

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

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

Уровни риска:

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

В - риск ниже допустимого при принятии дополнительных мер безопасности;

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

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

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

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

Авария на проектируемых объектах системы поддержания пластового давления по частоте возникновения событий характеризуется как «редкая / возможная / практически невероятное событие», по тяжести последствий событий – «некритическое / с пренебрежимо малыми последствиями». Следовательно уровень риска относится к категории С / Д. Риск ниже допустимого при осуществлении контроля принятых мер безопасности.

3.4.1.1 Анализ условия возникновения и развития аварий

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

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

- внутренняя коррозия;

- структурные отказы или механические дефекты (в результате развития дефектов основного материала, соединений или сварки);

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист	43	
									Взам. инв. №
									Подп. и дата
Инд. № подл.									

- повышение давления в технологическом оборудовании (в результате отказов систем регулирования);

- отказы автоматических систем (отказ КИП и А).

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

- внешнее механическое воздействие (в результате строительной деятельности);

- ошибки операторов (несоблюдение регламента, превышение давления, уровня при ручном управлении);

- ошибка проектирования;

- некачественное строительство, отступление от проекта;

- некачественная диагностика и не выявленные дефекты перед вводом оборудования в эксплуатацию;

- некачественная диагностика и невыявление дефектов во время эксплуатации;

- дефекты не ликвидируются из-за отсутствия или неудовлетворительного качества ремонтных работ, или недооценки опасности дефектов.

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

- оседание почвы, оползни и т.п.;

- экстремальные климатические условия;

- акты вандализма или диверсии;

- разряд атмосферного электричества.

3.4.1.2 Определение сценариев

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

Каждая аварийная ситуация может иметь несколько стадий развития, при сочетании определенных условий может быть приостановлена, перейти в следующую стадию развития или на более высокий уровень.

Особый случай представляют ситуации, когда происходит разрушение сразу нескольких расположенных вблизи друг от друга аппаратов. Подобная ситуация возможна, например, в результате специально спланированной диверсии, либо в процессе развития аварии по принципу «домино». Вероятность данного события крайне мала и не рассматривается.

Для объектов нефтедобычи

Аварии на скважинах не рассматриваются, так как:

- добывающие скважины эксплуатируются с помощью насосов;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							44

- для защиты от недопустимого повышения и понижения давления ($\leq 0,3\text{МПа}$ и $\geq 4,0\text{МПа}$) на устье каждой скважины проектом предусмотрена установка электроконтактного манометра на выкидном трубопроводе, по сигналам которого производится автоматическое отключение насоса.

Анализ известных аварий показал, что на объектах, аналогичных проектируемым, и содержащих подобные опасные вещества, возможны аварии, сопровождающиеся разливами опасного вещества - нефти, пожарами разлития (на открытой площадке), образованием облаков ТВС и их взрывами в открытом пространстве, образованием облаков ТВС и их горением (пожар-вспышка). Основными поражающими факторами в случае аварий являются открытое пламя, тепловое излучение, ударная волна и разлет осколков разрушенного оборудования.

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

Сценарий 1 (С11, С12) – выброс опасных веществ (нефть, пластовая вода), сопровождающийся загрязнением окружающей среды.

Сценарий 2 (С2) – пожар разлива, возникающий при проливе опасных веществ (нефть) из разрушенных трубопроводов и емкостей.

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

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

Сценарий 4 (С4) - образование и горение топливо-воздушной смеси (ТВС) в открытом пространстве (на месте разгерметизации оборудования) – пожар-вспышка.

Схемы развития приведенных сценариев аварий представлены ниже (таблица 3.19).

Таблица 3.19 – Схема развития типовых сценариев аварий

№ сценария	Схема развития сценария
С11 / С12 Экологическое загрязнение	Полная / частичная разгерметизация оборудования → выброс опасного вещества → загрязнение окружающей среды
С2 Пожар разлива	Полная разгерметизация оборудования → выброс опасного вещества и его растекание → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлива → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение
С3 Взрыв ТВС	Полная разгерметизация оборудования → образование взрывоопасной ТВС (за счет испарения, выхода попутного нефтяного газа) → взрыв ТВС при наличии источника инициирования → поражение оборудования и персонала ударной волной
С4 Горение ТВС (вспышка)	Полная разгерметизация оборудования → образование топливо-воздушной смеси → горение топливо-воздушной смеси при наличии источника инициирования → термическое поражение персонала
Примечания 1 При описании схем развития большинства типовых сценариев аварий в качестве инициирующего события не рассматривается образование неплотностей во фланцевых соединениях оборудования и коммуникаций, т.к. при	

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							45

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

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

Согласно Методическому руководству по оценке риска аварий на магистральных нефтепроводах, п. 4.2.1 «...границами участка могут быть месторасположение задвижек, насосных станций или места резкого изменения какого-либо значимого фактора (например, подводный переход, пересечение с транспортной коммуникацией, особенность рельефа местности, наличие населенного пункта и пр.)). Трассы нефтегазосборных трубопроводов поделены на потенциально опасные участки в местах расположения задвижек, выбор места предполагаемых аварий осуществлен с учетом искусственных и естественных преград.

Расчет произведен на максимально возможный аварийный выброс при аварии с учетом максимальной длины прилегающих участков.

Для сценариев, связанных с поражением персонала в результате теплового излучения или барического давления взрыва, не рассматривались аварии с частичной разгерметизацией оборудования, так как проектируемые объекты оснащены средствами контроля технологических параметров (подробные сведения приведены выше в п.2.3.4), осмотр оборудования и трасс трубопроводов производится ежедневно.

Перечень сценариев аварий, принятых к количественному расчету для проектируемого оборудования, представлен ниже (таблица 3.20).

Таблица 3.20

Наименование оборудования	C11, C12	C2	C3	C4
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	+	+	+	+
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	+	+	+	+
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	+	+	+	+
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	+	+	+	+
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	+	+	+	+
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	+	+	+	+
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	+	+	+	+
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	+	+	+	+
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	+	+	+	+
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	+	+	+	+
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	+	+	+	+
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки»	+	+	+	+

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Для объектов системы ППД

Аварии могут наблюдаться в виде порывов, и как следствие возможны утечки и размыв (унос) природных компонентов и комплексов.

Следствием всех видов аварий будет поступление воды под давлением на рельеф местности и в систему водосбора рек.

Наиболее опасны утечки из водовода для поверхностных водоемов в период снеготаяния. Однако в этот промежуток времени поверхностные воды и так содержат воду с высокой минерализацией и повышенным содержанием других компонентов (хлоридов, нефтепродуктов и пр.).

В зависимости от времени года и объема утечки сценарии аварийных ситуаций могут развиваться следующим образом:

а) При малых объемах утечек в зимний период времени накопление стоков в виде льда с последующем поступлении их в систему водосбора при весеннем таянии.

б) При малых объемах утечек в летний период времени локализация стоков в поверхностном слое почвы с последующем поступлении их в систему водосбора при дожде или накопление в подземных водах.

в) При малых объемах утечек в период снеготаяния поступление стоков в систему водосбора.

г) При больших объемах утечек поступление стоков в систему водосбора.

При сценариях аварий а-в будет происходить уменьшение содержания примесей в закачиваемой среде вследствие разбавления и самоочищения.

Данные виды аварий рассматриваются качественно, без определения количественных показателей размера аварий, так как вода, используемая в системе ППД взрыво- и пожаробезопасна. Влияние данной среды на человека возможно только при нахождении обслуживающего персонала в непосредственной близости от аварийного участка.

3.4.1.3 Оценка количества опасных веществ, способных участвовать в аварии

Для количественной оценки риска промышленного объекта использовались методики, приведенные ниже (таблица 3.21).

Таблица 3.21

Наименование используемых моделей и методов	Комментарии
Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» Утв. приказом Ростехнадзора от 11 апреля 2016 года № 144	Методические принципы, термины и понятия анализа риска, общие требования к процедуре оценки риска и оформлению результатов.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							47

Наименование используемых моделей и методов	Комментарии
Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах. Утв. приказом МЧС РФ от 10 июля 2009 г. №404.	<p>Определение вероятностей реализации различных сценариев аварий и интенсивность отказов оборудования.</p> <p>Определение площадей загрязнения при разливе опасного вещества.</p> <p>Определение характеристик зон поражения при взрывах ТВС, интенсивности теплового излучения при пожарах.</p>
Постановление Правительства РФ от 21 августа 2000 г. N 613 "О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов"	Определение расчетно-нормативных объемов разливов нефти и нефтепродуктов
ГОСТ Р 12.3.047-2012 ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля	<p>Определение интенсивности испарения для ненагретых жидкостей.</p> <p>Расчет зон поражения при взрыве ТВС, пожаре разлива на открытой площадке, пожаре-вспышке.</p>
Руководство по оценке пожарного риска для промышленных предприятий, утв. ФГУ ВНИИПО МЧС России 17 марта 2006 г.	Воздействие на человека при взрыве ТВС
СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2019 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Оценка риска аварий и чрезвычайных ситуаций на опасных производственных объектах.	<p>Характер повреждения элементов зданий.</p> <p>Данные по частотам разгерметизации (аварии) категорий оборудования</p>
Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 29.06.2016 г. № 272	Построение деревьев событий развития аварийных ситуаций для трубопроводов.
РД 03-496-02, утв. Постановлением ГГТН России от 29. 10.02 №63. Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах	Используются при оценке ущерба от аварий.
СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.2-2019 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Методика анализа риска аварий на сухопутных объектах нефтегазодобычи и промысловых трубопроводах.	Данные по частотам разгерметизации (аварии) категорий оборудования
Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утверждена Минтопэнерго РФ 01.11.95)	Определение ущерба окружающей природной среде

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

						19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							48
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

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.

Определение количества опасных веществ, участвующих в аварии, проводилось при расчете последствий для каждого сценария в соответствии с рекомендациями используемых методик.

Используемые предположения и допущения:

а) определение площади разлива осуществлялось согласно Приложению 3 к пункту 18 Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (приказ МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404);

б) в пожаре разлива участвует вся масса разлившегося опасного вещества;

в) масса вещества в облаке ТВС зависит от испарений жидкости и массы газа, растворенной в жидкости;

г) во взрыве принимает участие 10 % от массы сформировавшегося облака ТВС;

д) при расчете экологического ущерба от загрязнения атмосферы продуктами свободного испарения время испарения принято 48 часов при полной разгерметизации и 240 часов при частичной; количество испарившейся нефти определялось по Методике определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утверждена Минтопэнерго РФ 01.11.95); дополнительно учитывался газовый фактор и толщина пролива по поверхности;

е) истечение и испарение опасного вещества происходят с постоянной скоростью, соответствующей максимальной скорости истечения (испарения);

ж) разлив жидкой фазы происходит на поверхности без впитывания.

В соответствии с **Основными требованиями к разработке планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов** (утверждены Постановлением Правительства РФ от 21.08.2000 № 613) расчетно-нормативные объемы разлива нефти составляют:

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

- для трубопровода при проколе - 2 процента максимального объема прокачки в течение 14 дней.

При проведении количественной оценки показателей риска были приняты следующие предпосылки:

- режим работы объекта – круглосуточный;

- условная вероятность аварии в течение суток постоянная;

- коэффициент присутствия - 0,08;

- количество людей, находящихся на площадке, принимается равным наибольшей рабочей смене.

Для сценариев, связанных с поражением персонала в результате теплового излучения или барического давления взрыва, не рассматривались аварии с ча-

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							49

стичной разгерметизацией оборудования, так как проектируемые объекты оснащены средствами контроля технологических параметров (подробные сведения приведены выше в п.2.3.4), осмотр оборудования и трасс трубопроводов производится по графику.

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

Количество опасных веществ, способных участвовать в аварии по выбранным сценариям, представлено ниже (таблица 3.22 – Таблица 3.25).

Таблица 3.22 – Сценарий С11, С12 - экологическое загрязнение

Оборудование	Загрязняющее вещество	Масса загрязняющего вещества, т		Площадь пролива, м ²	
		С11	С12	С11	С12
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	Нефть	1,017	4,116	24,3	98,4
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	Нефть	0,965	4,116	23,0	98,4
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	Нефть	1,627	7,084	38,9	169,3
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	Нефть	1,627	7,084	38,9	169,3
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	Нефть	6,003	22,400	143,4	535,2
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	Нефть	37,119	22,400	886,9	535,2
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	Нефть	65,214	31,780	1 558,3	759,4
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	Нефть	12,974	31,780	310,0	759,4
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	Нефть	0,766	2,772	18,3	66,2
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	Нефть	0,780	3,304	18,6	78,9
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	Нефть	0,780	3,304	18,6	78,9
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	Нефть	2,538	9,380	60,7	224,1
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	Нефть	2,837	9,380	67,8	224,1

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							50

Таблица 3.23 – Сценарий С2 - пожар пролива на открытой площадке

Оборудование	Вещество, образующее поражающий фактор	Масса вещества, образующего поражающий фактор, т	Площадь пролива, м ²
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	Нефть	1,017	24,3
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	Нефть	0,965	23,0
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	Нефть	1,627	38,9
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	Нефть	1,627	38,9
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	Нефть	6,003	143,4
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	Нефть	37,119	886,9
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	Нефть	65,214	1 558,3
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	Нефть	12,974	310,0
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	Нефть	0,766	18,3
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	Нефть	0,780	18,6
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	Нефть	0,780	18,6
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	Нефть	2,538	60,7
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	Нефть	2,837	67,8

Таблица 3.24 – Сценарий С3 - взрыв облака ТВС на открытой площадке

Оборудование	Масса, кг	
	Содержащегося в облаке ТВС	Образующего поражающий фактор
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	107	11
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	101	10
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	171	17
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	171	17
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	631	63
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	3902	390
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	6856	686
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	1364	136
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	80	8
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	82	8
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	82	8
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	267	27

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Оборудование	Масса, кг	
	Содержащегося в облаке ТВС	Образующего поражающий фактор
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	298	30

Таблица 3.25 - Сценарий С4 - пожар-вспышка

Оборудование	Масса, кг	
	Содержащегося в облаке ТВС	Образующего поражающий фактор
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	107	107
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	101	101
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	171	171
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	171	171
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	631	631
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	3902	3902
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	6856	6856
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	1364	1364
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	80	80
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	82	82
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	82	82
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	267	267
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	298	298

3.4.1.4 Зоны действия основных поражающих факторов при авариях

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

В качестве поражающих факторов рассматривались:

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

В качестве зон данных поражающих факторов принимались:

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							52

- для воздушной ударной волны (ВУВ) – круг с центром в месте воспламенения облака ТВС, утечки, радиус которого (круга) определяется типом и массой вещества, типом взрывного превращения;
- для теплового излучения горящих разливов – зона определяется возможностью растекания жидкости, обычно зоной является либо прямоугольник, либо круг, размеры которых определяются массой вещества, высотой обвалования;
- для теплового излучения пожара-вспышки – круг с центром в месте пролива, а в случае, если радиус НКПР меньше габаритных размеров пролива, - внешние габаритные размеры пролива.

3.4.1.4.1 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов загрязнения окружающей среды и территории промплощадки при аварийных выбросах

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

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

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

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

где φ_p - коэффициент разлива, m^{-1} ($5 m^{-1}$ при проливе на неспланированную грунтовую поверхность, $20 m^{-1}$ при проливе на спланированную грунтовую поверхность);

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

Размеры площадей загрязнения территории при аварийных проливах опасных веществ приведены выше (Таблица 3.23).

Расчет площади загрязненной водной поверхности при реализации аварий на участке пересечения нефтепроводом водной преграды производится согласно формуле:

$$S_p = \frac{V_{ж}}{0,003} \quad (2)$$

где $V_{ж}$ - объем разлившейся нефти, попавшей в водные объекты, m^3 ,

S_p - площадь загрязненной водной поверхности, m^2 , если площадь зеркала водоема $S_b < S_p$, то $S_p = S_b$.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

Расстояние, на которое переместится пятно нефтепродуктов вниз по течению реки, определяем по формуле:

$$l = V_{max} \cdot T, \quad (3)$$

где V_{max} – максимальная скорость течения реки, м/с (принимаяем согласно сведениям, приведенным в техническом отчете по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий),

T – время, с.

Исходные данные по гидрологическим характеристикам водотоков и результаты расчетов масштабов загрязнения водных поверхностей приведены ниже (Таблица 3.26).

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	54

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

Изм.	
Кол.уч	
Лист	
№ док	
Пош.	
Дата	

Таблица 3.26 – Масштаб загрязнения водотоков при аварийных проливах нефти

Участок	Сце на- рий	Масса нефти, т	Местополо- жение пере- сечения по трассе, ПК	Наимено- вание во- дотока	Куда впа- дает	Шири- на, м	Максималь- ная скорость течения в по- ловодье, м/с	Удаление разлива от места аварии, км			Площадь загрязнения, м ²
								1 час	2 часа	4 часа	
Нефтегазо- сборный тру- бопровод «Куст №111 - ППСН «Касиб- ский» (узел 1 - камера приема)	C11	65,214	ПК38+99,8– ПК39+0,3	Ручей без названия	река Лысь- ва	0,5	0,86	3,096	6,192	12,384	25971,3
	C12	31,780						3,096	6,192	12,384	12656,3

19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH

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

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

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

$$q = E_f \cdot F_q \cdot \tau, \quad (4)$$

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

F_q - угловой коэффициент облученности;

τ - коэффициент пропускания атмосферы.

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

$$E_f = 140 \cdot e^{-0,12 \cdot d} + 20 \cdot (1 - e^{-0,12 \cdot d}), \quad (5)$$

где d - эффективный диаметр пролива, м.

Угловой коэффициент облученности F_q определяется по формуле

$$F_q = \sqrt{F_V^2 + F_H^2}, \quad (6)$$

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

Типичные предельно допустимые значения интенсивности теплового излучения для различных степеней поражения человека и повреждения материалов приведены ниже (таблица 3.27).

Таблица 3.27 - Типичные предельно допустимые значения интенсивности теплового излучения для различных степеней поражения человека и повреждения материалов

Характер повреждений	Интенсивность излучения, кВт/м ²
Воздействие на здания и сооружения (ГОСТ Р 12.3.047-2012)	
Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12 %) при длительности облучения 15 мин	12,9
Воспламенение древесины, окрашенной масляной краской по струганной поверхности; воспламенение фанеры	17
Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин	7,0
Воздействие на человека (Руководство по оценке пожарного риска для промышленных предприятий (утверждено ФГУ ВНИИПО МЧС России 17 марта 2006 г.))	
Летальный исход с вероятностью 50 % при длительности воздействия около 10 с.	44,5
Мгновенные болевые ощущения через 4 с	20,0
Непереносимая боль через 3-5 с. Ожог 1 степени через 6-8 с. Ожог 2 степени через 12-16 с.	10,5
Непереносимая боль через 20-30 с. Ожог 1 степени через 15-20 с. Ожог 2 степени через 30-40 с.	7,0
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2

Взам. инв. №	Подш. и дата	Инв. № подл.					Лист
						19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	56
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Характер повреждений	Интенсивность излучения, кВт/м ²
Без негативных последствий в течение неограниченного времени	1,4

Данные о размерах вероятных зон действия теплового излучения пожара пролива приведены в таблице (Таблица 3.28). Сценарии, при реализации которых зоны действия поражающих факторов равны нулю, в таблицах не приводятся. Прочерк в таблицах означает, что зона не образуется.

Таблица 3.28 - Основные результаты расчета вероятных зон действия поражающего фактора – теплового излучения в результате пожара пролива (ГОСТ Р 12.3.047-2012)

Оборудование	Сценарий	Радиус разлито- тия, м	Площадь пролива, м ²	Уровни поражения излучением, м					
				I=1,4 кВт/м ²	I=4,2 кВт/м ²	I=7,0 кВт/м ²	I=10,5 кВт/м ²	I=20 кВт/м ²	I=44,5 кВт/м ²
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	C2	2,8	24,3	29,9	17,0	12,7	9,9	6,3	3,2
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	C2	2,7	23,0	29,5	16,7	12,6	9,8	6,2	3,2
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	C2	3,5	38,9	34,3	19,5	14,6	11,4	7,1	3,7
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	C2	3,5	38,9	34,3	19,5	14,6	11,4	7,1	3,7
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	C2	6,8	143,4	46,8	26,4	19,6	14,9	9,0	0,0
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	C2	16,8	886,9	73,1	40,7	29,2	21,5	16,8	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	C2	22,3	1558,3	90,0	50,5	36,3	26,9	22,3	-

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							57

Оборудование	Сценарий	Радиус разлито- тия, м	Площадь пролива, м ²	Уровни поражения излучением, м					
				I=1,4 кВт/м ²	I=4,2 кВт/м ²	I=7,0 кВт/м ²	I=10,5 кВт/м ²	I=20 кВт/м ²	I=44,5 кВт/м ²
Нефтегазосбор- ный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касиб- ский» (камера приема - ДНС- 0550)	C2	9,9	310,0	55,0	30,8	22,4	16,8	10,2	-
Выкидной тру- бопровод "скв.106 - Т.5"	C2	2,4	18,3	27,3	15,5	11,7	9,1	5,8	2,9
Выкидной тру- бопровод "скв.105 - Т.6"	C2	2,4	18,6	27,8	15,8	11,9	9,3	5,9	3,0
Выкидной тру- бопровод "скв.104 - Т.7"	C2	2,4	18,6	27,8	15,8	11,9	9,3	5,9	3,0
Нефтегазосбор- ный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	C2	4,4	60,7	38,6	21,9	16,4	12,7	7,8	4,4
Нефтегазосбор- ный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	C2	4,6	67,8	39,7	22,5	16,8	13,0	8,0	4,7

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

Расчет зон воздействия воздушной ударной волны проводился в программном комплексе ТОКСИ+Риск (версия 5.5) по методике ГОСТ 12.3.047-2012.

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

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

Для оценки количества разрушений и числа пострадавших от воздушной ударной волны могут быть использованы значения, приведенные ниже (таблица 3.29).

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							58

Таблица 3.29 - Предельно допустимые значения избыточного давления при взрыве ТВС

Степень поражения	Избыточное давление ΔP , кПа
Характер повреждения элементов зданий	
<u>По СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2019:</u>	
Нет повреждений конструкций	0,2
Разрушается большинство окон, иногда повреждаются рамы	3,5
Расхождение стыков гофрированной обшивки	7 - 14
Небольшая деформация стальных конструкций каркасных зданий	8 - 10
Разрушение стен из бетонных блоков	15 - 20
Разрушение стальных конструкций	20
Разрушение блочных зданий из армированных панелей	20 - 30
Срыв обшивки	30
Смещение мостовых переходов, разрушение трубопроводов	35 - 40
Разрушение кирпичных стен (толщиной 0,2 – 0,3 м)	50
<u>По ГОСТ Р 12.3.047-2012:</u>	
Полное разрушение зданий	100,0
50%-ное разрушение зданий	53,0
Средние повреждения зданий	28,0
Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)	12,0
Малые повреждения (разбита часть остекления)	3,0
Воздействие на человека (Руководство по оценке пожарного риска для промышленных предприятий (утверждено ФГУ ВНИИПО МЧС России 17 марта 2006 г.))	
Возможны травмы, связанные с разрушением стекол и повреждением стен зданий	5,9 - 8,3
Травмы - временная потеря слуха или травмы в результате вторичных эффектов УВ	16,0
Летальный исход 50 %, 50 % серьезные повреждения барабанных перепонок, тяжелая степень поражения легких	55,0
Летальный исход - все люди в неукрепленных зданиях	70,0

Данные о размерах вероятных зон действия избыточного давления приведены в таблице (Таблица 3.30). Сценарии, при реализации которых зоны действия поражающих факторов равны нулю, в таблицах не приводятся. Прочерк в таблицах означает, что зона не образуется.

Таблица 3.30 - Основные результаты расчета вероятных зон действия поражающего фактора – ударной волны в результате взрыва ТВС (ГОСТ Р 12.3.047-2012)

Оборудование	Сценарий	Избыточное давление, кПа						
		3	5,9	12	16	28	35	55
Выкидной трубопровод "скв.114 - Т.1"	С3	164,2	81,7	38,1	27,5	13,3	8,6	-
Выкидной трубопровод "скв.113 - Т.2"	С3	161,2	80,2	37,4	27,0	13,0	8,4	-
Выкидной трубопровод "скв.110 - Т.3"	С3	191,8	95,4	44,5	32,1	15,5	10,0	-
Выкидной трубопровод "скв.111 - Т.4"	С3	191,8	95,4	44,5	32,1	15,5	10,0	-

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							59

Оборудование	Сце- нарий	Избыточное давление, кПа						
		3	5,9	12	16	28	35	55
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	С3	296,6	147,5	68,9	49,7	24,0	15,5	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	С3	392,9	193,6	88,0	61,8	-	-	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	С3	575,1	285,1	131,8	94,2	42,6	-	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	С3	192,4	93,3	40,1	25,9	-	-	-
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	С3	149,1	74,1	34,6	25,0	12,1	7,8	-
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	С3	150,2	74,7	34,9	25,1	12,2	7,8	-
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	С3	150,2	74,7	34,9	25,1	12,2	7,8	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	С3	222,7	110,8	51,7	37,3	18,0	11,6	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	С3	67,6	31,3	-	-	-	-	-

3.4.1.4.4 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов горения ГВС (пожар-вспышка) в открытом пространстве

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

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

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

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									60
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH			

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

$$Z_{\text{НКПР}} = 0,26 \cdot \left(\frac{m_{\text{п}}}{\rho_{\text{п}} \cdot C_{\text{НКПР}}} \right)^{0,33}, \quad (8)$$

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

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

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

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

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

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

Результаты расчета приведены ниже (Таблица 3.31).

Таблица 3.31 - Основные результаты расчета размеров зон, ограниченных НКПР и воздействия высокотемпературных продуктов сгорания (ГОСТ Р 12.3.047-2012)

Оборудование	Сценарий	$R_{\text{НКПР}}$, м	$Z_{\text{НКПР}}$, м	R_{F} , м
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	C4	24,4	0,8	29,2
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	C4	23,9	0,8	28,7
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	C4	28,4	0,9	34,1
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	C4	28,4	0,9	34,1
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	C4	43,8	1,5	52,5
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	C4	79,8	2,7	95,8
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	C4	96,1	3,2	115,4
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	C4	56,4	1,9	67,7
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	C4	22,2	0,7	26,6
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	C4	22,3	0,7	26,8
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	C4	22,3	0,7	26,8
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	C4	32,9	1,1	39,5
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	C4	34,2	1,1	41,0

Взам. инв. №

Подш. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Таблица 3.35

Аварийная ситуация	Избыточное давление, кПа						
	70	55	28	16	12	5,9	3
	Расстояние от центра, м						
Автоцистерна объемом 12 м ³	-	-	16,8	35,5	49,4	103,7	213,9

Значение размеров зоны, ограниченной НКПР, приведено ниже (Таблица 3.36).

Таблица 3.36

Оборудование	R _{НКПР} , м	Z _{НКПР} , м	R _F , м
Автоцистерна объемом 12 м ³	26,0	0,9	31,2

Таким образом, проектируемый нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» попадает в зоны теплового излучения (10,5-1,4 кВт/м²) и избыточного давления (менее 16кПа) в случае разгерметизации автоцистерны с бензином.

3.4.2.2 Аварийная ситуация при утечке из цистерны, перевозящей СУГ

Для количественной оценки аварий при разгерметизации цистерны приняты следующие исходные данные:

- цистерна со сжиженным пропаном объемом 8 м³;
- утечка через отверстие диаметром 10 см на дне цистерны.

Данные расчета аварии при разгерметизации цистерны со сжиженным пропаном представлены в таблице (таблица 3.37).

Таблица 3.37

Аварийная ситуация	Масса вещества, участвующая в аварии, кг	Площадь пролива, м ²	Масса пара в облаке ПВС, кг	Размеры взрывоопасных зон, м			Давление взрыва, кПа	Расстояние, м	Интенсивность теплового излучения, кВт/м ²	Расстояние, м
				X _{НКПР}	Z _{НКПР}	R _F				
Разгерметизация цистерны	6134	2040	6134	90,4	3,0	108,5	70	96,5	10,5	26,5
							55	132,3		
							28	196,4		
							16	284,2		
							12	351,0		
							5	779,0		
							3	1611,4		

Вероятности смертельного исхода для людей, подвергшихся воздействию ударной волны при утечке из цистерны, перевозящей СУГ, приведены ниже (таблица 3.38, таблица 3.39).

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
									63
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH			

Таблица 3.38 - Вероятность смертельного поражения людей избыточным давлением

Аварийная ситуация	Вероятностное смертельное поражение избыточным давлением, %				
	1	25	50	90	99
Разгерметизация цистерны	639,205	332,93	266,95	182,76	138,2

Таблица 3.39 - Вероятность смертельного поражения людей тепловым излучением

Аварийная ситуация	Вероятностное смертельное поражение тепловым излучением, %						
	1	10	25	50	90	99	100
Разгерметизация цистерны	19,9	16,6	14,6	12,5	8,7	6,0	4,2

Таким образом, проектируемый нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» попадает в зоны теплового излучения (10,5-1,4 кВт/м²) и избыточного давления (менее 70кПа) в случае разгерметизации автоцистерны, перевозящей СУГ.

3.4.3 Сведения о численности и размещении персонала проектируемого объекта, объектов и/или организаций, населения на территориях, прилегающих к проектируемому объекту, которые могут оказаться в зоне возможных чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

В связи с вводом в эксплуатацию скважин кустов №№111,104 Касибского месторождения необходимость в дополнительном персонале для их обслуживания отсутствует. Проектируемые скважины и линейные сооружения будут обслуживаться имеющимся персоналом бригады по добыче нефти и газа № 1207 ЦДНГ-12.

Численность бригады по добыче нефти и газа №1207 - 45 чел. в том числе:

- мастер по добыче нефти, газа и конденсата - 2 чел.
- оператор по добыче нефти и газа 6 разряда - 1 чел.
- оператор по добыче нефти и газа 5 разряда - 12 чел.
- оператор по добыче нефти и газа 4 разряда - 30 чел.

Мелкий ремонт выполняется бригадой добычи нефти, обслуживающей месторождение.

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

Обслуживание объектов электроснабжения предусмотрено специалистами сервисной организации.

Бригада по добыче нефти и газа № 1207 базируется в опорном пункте бригады. Опорный пункт бригады оборудован бытовыми помещениями и устрой-

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
									64
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH

ствами (душевые сетки, умывальники, гардеробы, шкафы, сушилки, санузлы) с учетом производственной группы в соответствии с численностью обслуживающего персонала бригады по добыче нефти и газа №1207, дополнительных бытовых помещений и устройств не требуется.

Медицинское обслуживание работников осуществляется в здравпункте, расположенном в здании АБК ЦДНГ-12 и в ближайших учреждениях здравоохранения.

Постоянные рабочие места операторов по добыче нефти и газа не предусматриваются. Временные рабочие места (зоны обслуживания) – устье скважин, узлы задвижек на нефтегазосборных трубопроводах, зоны вокруг запорно-регулирующей арматуры, КИПиА, фланцевых соединений. Так как технологический процесс автоматизирован, то постоянного присутствия обслуживающего персонала в рабочих зонах не требуется.

Основными обязанностями операторов является периодическое наблюдение за ходом технологического процесса, снятие показаний приборов. Оснащение операторов инструментом и оборудованием соответствует «Табелю оснащенности рабочих мест в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Дополнительное оснащение рабочих мест не предусматривается.

К скважинам предусмотрена автодорога для проезда техники, на территории куста скважин предусмотрены проезды и площадки обслуживания. При выполнении ремонтных работ предусматривается использовать передвижные грузоподъемные механизмы (автокраны). К технологическим площадкам предусматриваются подъезды для размещения грузоподъемных механизмов.

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

Обслуживание электрического оборудования, сетей и подстанций проводится силами сервисного персонала регионального управления ООО «Лукойл-Энергосети» – по договору. Максимальное количество персонала – 2 человека. Нахождение на проектируемых объектах - по мере необходимости.

Данные о размещении близлежащих населенных пунктов приведены ниже (Таблица 3.40).

Таблица 3.40

Название площадки	Площадь, га	Местоположение км
Куста №111 с площадкой АЗ-1 и кабелем ЭХЗ и водозаборных скважин куста №111	6,8га	4,5км к юго-западу от деревни Лызиб, 5,5 км к юго-западу от села Касиб Соликамского городского округа
Куста №104 с площадкой АЗ-2 и кабелем ЭХЗ и водозаборных скважин куста №104	6,5га	2,5 км к юго-западу от деревни Лызиб, 3,5 км к юго-западу от села Касиб Соликамского городского округа

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
						19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	65
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» частично проходит по площадке ППСН «Касибский», которая принадлежит ООО «УралОйл». Общее количество персонала на площадке – 2 человека.

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» проходит вдоль автодороги «Левино - Касиб» на расстоянии 30-70 м. Проектом принято, что одновременно на автодороге в момент возникновения аварийной ситуации могут находиться два автомобиля, в каждом из которых по 3 человека.

Оценка возможного числа пострадавших от аварий проводится на основе:

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

Оценка возможного количества пострадавших от аварий производится как для работников, обслуживающих проектируемые объекты, так и для третьих лиц.

Среди пострадавших ожидаются работники сторонних и сервисных организаций.

Значения количества погибших и пострадавших в результате реализации сценариев аварий среди работников, обслуживающих проектируемое оборудование, и иных физических лиц приведены в таблице (Таблица 3.41). В таблице со знаком * указаны данные для населения, ** - для работников сторонних организаций.

Таблица 3.41 - Количество погибших и раненых при реализации поражающих факторов аварий

Оборудование	Сценарий	Количество погибших среди работников, чел	Количество раненых среди работников, чел	Количество погибших третьих лиц, чел.	Количество раненых, третьих лиц, чел.
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	0	0
	C3	0	1	0	0
	C4	1	1	0	0
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	0	0
	C3	0	1	0	0
	C4	1	1	0	0
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	0	0
	C3	0	1	0	0
	C4	1	1	0	0
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0

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

Оборудование	Сценарий	Количество погибших среди работников, чел	Количество раненых среди работников, чел	Количество погибших третьих лиц, чел.	Количество раненых, третьих лиц, чел.
	C2	1	1	0	0
	C3	0	1	0	0
	C4	1	1	0	0
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	0	0
	C3	0	1	0	0
	C4	2	0	1**	1**
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	0	0
	C3	0	1	0	0
	C4	1	1	0	0
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	0	0
	C3	0	1	0	0
	C4	1	1	1*	1*
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	1**	1**
	C3	0	1	0	2**
	C4	1	1	2**	0
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	0	0
	C3	0	1	0	0
	C4	1	1	0	0
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	0	0
	C3	0	1	0	0
	C4	1	1	0	0
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	0	0
	C3	0	1	0	0
	C4	1	1	0	0
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	0	0
	C3	0	1	0	0
	C4	2	0	0	0
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	C11	0	0	0	0
	C12	0	0	0	0
	C2	1	1	0	0

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

$$Pa = Ppn + Пла + Псэ + Пнв + Пэкол + Пвтр, \quad (9)$$

где:

Pa - полный ущерб от аварий, руб.;

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

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

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

Пнв - косвенный ущерб, руб.;

Пэкол - экологический ущерб (урон, нанесенный объектам окружающей природной среды), руб.

Прямой ущерб при авариях на проектируемом объекте будет определяться:

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

- потерями продукции.

Прямые потери рассчитываются исходя из стоимости оборудования, а также стоимости обращающихся веществ (принято: нефть – 23,7 тыс. руб./т., стоимость трубопровода – 165 тыс. руб.).

Затраты на локализацию (ликвидацию последствий) аварий определяются:

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

- расходами на расследование причин аварии.

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

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

Косвенный ущерб будет определяться:

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

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

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

- убытками третьих лиц из-за недополученной ими прибыли.

Косвенный ущерб принимался равным 30% от прямых потерь.

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

- ущерб от загрязнения атмосферы;

- ущерб от загрязнения почвы и водотоков.

Экологический ущерб для проектируемых объектов определяется как ущерб от загрязнения атмосферы, более подробно сведения о нем приведены в п.3.4.4.1.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							69

3.4.4.1 Оценка возможного ущерба для окружающей среды

Расчет экологического ущерба выполнен в соответствии со следующими нормативными документами:

а) Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ Об охране окружающей среды.

б) Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утверждена Минтопэнерго РФ 01.11.95).

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

г) РД 03-496-02 Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах. Постановление Госгортехнадзора России от 29.10.2002 № 63.

д) Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов (согласована Минприроды РФ 09.08.96).

е) Приказ Минприроды России от 8 июля 2010 г. № 238 «Об утверждении Методики исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту охраны окружающей среды».

ж) Методика исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства, утв. приказом Минприроды России от 13 апреля 2009 года № 87.

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

Оценка ущерба в результате разгерметизации оборудования производилась по следующим составляющим:

- ущерб от загрязнения атмосферного воздуха (продуктами свободного испарения и горения загрязняющих веществ);
- ущерб от загрязнения почв;
- ущерб от загрязнения водных объектов.

Данные о величине возможных экологических ущербов (штрафов) за загрязнение окружающей среды приведены в таблице (Таблица 3.42).

Таблица 3.42 - Экологические ущербы (штрафы) за загрязнение окружающей среды

Оборудование	Сценарий	Экологические штрафы за загрязнение, тыс. руб.		
		почвы	атмосферы	водных объектов
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	C11	0,00	0,46	0,00
	C12	0,00	2,30	0,00
	C2	0,00	0,79	0,00
	C3	0,00	0,79	0,00
	C4	0,00	0,79	0,00
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	C11	0,00	0,44	0,00
	C12	0,00	2,30	0,00

Взам. инв. №	Подш. и дата	Инв. № подл.							Лист
									70
						19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Оборудование	Сценарий	Экологические штрафы за загрязнение, тыс. руб.		
		почвы	атмосферы	водных объектов
	C2	0,00	0,75	0,00
	C3	0,00	0,75	0,00
	C4	0,00	0,75	0,00
	C11	0,00	0,74	0,00
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	C12	0,00	3,96	0,00
	C2	0,00	1,27	0,00
	C3	0,00	1,27	0,00
	C4	0,00	1,27	0,00
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	C11	0,00	0,74	0,00
	C12	0,00	3,96	0,00
	C2	0,00	1,27	0,00
	C3	0,00	1,27	0,00
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	C4	0,00	1,27	0,00
	C11	0,00	2,74	0,00
	C12	0,00	12,53	0,00
	C2	0,00	4,68	0,00
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	C3	0,00	4,68	0,00
	C4	0,00	4,68	0,00
	C11	1 037,72	16,92	0,00
	C12	626,24	12,53	0,00
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	C2	1 037,72	16,92	0,00
	C3	1 037,72	16,92	0,00
	C4	1 037,72	28,91	0,00
	C11	1 823,19	29,72	216 703,31
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	C12	888,47	17,77	371 266,66
	C2	1 823,19	50,80	216 703,31
	C3	1 823,19	50,80	216 703,31
	C4	1 823,19	50,80	216 703,31
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	C11	362,73	5,91	0,00
	C12	888,47	17,77	0,00
	C2	362,73	10,11	0,00
	C3	362,73	10,11	0,00
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	C4	362,73	10,11	0,00
	C11	0,00	0,35	0,00
	C12	0,00	1,55	0,00
	C2	0,00	0,60	0,00
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	C3	0,00	0,60	0,00
	C4	0,00	0,60	0,00
	C11	0,00	0,36	0,00
	C12	0,00	1,85	0,00
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	C2	0,00	0,61	0,00
	C3	0,00	0,61	0,00
	C4	0,00	0,61	0,00
	C11	0,00	0,36	0,00

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Оборудование	Сценарий	Экологические штрафы за загрязнение, тыс. руб.		
		почвы	атмосферы	водных объектов
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	C11	0,00	1,16	0,00
	C12	0,00	5,25	0,00
	C2	0,00	1,98	0,00
	C3	0,00	1,98	0,00
	C4	0,00	1,98	0,00
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	C11	79,32	1,29	0,00
	C12	262,24	5,25	0,00
	C2	79,32	2,21	0,00
	C3	79,32	2,21	0,00
	C4	79,32	2,21	0,00

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

При расчете ущерба физическим и юридическим лицам в случае возникновения аварий на декларируемом объекте в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах (РД 03-496-02, утв. Постановлением ГТТН России от 29.10.02 №63) учитывались следующие показатели:

Прямые потери, включая потери:

- предприятия от уничтожения (повреждения) аварией основных фондов;
- предприятия в результате уничтожения (повреждения) аварией товарно-материальных ценностей;
- в результате уничтожения (повреждения) аварией имущества третьих лиц;

Затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии;

Социально-экономические потери.

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

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

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

2) Фактические затраты на выполнение работ:

- ремонт частично выведенного из строя оборудования в результате инцидентов, аварий, производственных неполадок и чрезвычайных ситуаций;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							72

- демонтаж (полностью разрушенного или частично выведенного из строя) оборудования, имущества;

- монтаж и наладка нового закупленного технологического оборудования или другого имущества взамен поврежденного (уничтоженного), удовлетворяющего техническим условиям действующего проекта.

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

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

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

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

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

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

Соответствующие значения ущерба от возможных аварий по составляющим декларируемого объекта приведены в таблице (Таблица 3.43). Значения затрат на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии принимались равными 10% от ущерба прямых потерь (в соответствии с РД 03-496-02). Социально-экономические потери можно определить как сумму затрат на компенсации и мероприятия вследствие гибели персонала и третьих лиц и/или травмирования персонала и третьих лиц (в соответствии с РД 03-496-02).

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH						
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

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

Изм.	
Кол.уч	
Лист	
№ док	
Пош.	
Дата	

Таблица 3.43 - Значения ожидаемого ущерба от прямых, социально-экономических потерь, затрат на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии, общего материального ущерба

Оборудование	Сценарий	Прямые потери, тыс. руб.	Затраты на локализацию (ликв.) и расследование аварии, тыс. руб.	Косвенный ущерб, тыс. руб.	Социально-экономические потери тыс. руб.	Экологический ущерб, тыс. руб.	Общий материальный ущерб, тыс. руб.
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	C11	39,26	3,93	11,78	0,00	0,46	55,42
	C12	99,06	9,91	29,72	0,00	2,30	140,99
	C2	39,26	3,93	11,78	2 200,00	0,79	2 255,75
	C3	39,26	3,93	11,78	200,00	0,79	255,75
	C4	39,26	3,93	11,78	2 200,00	0,79	2 255,75
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	C11	29,91	2,99	8,97	0,00	0,44	42,31
	C12	98,25	9,83	29,48	0,00	2,30	139,86
	C2	29,91	2,99	8,97	2 200,00	0,75	2 242,62
	C3	29,91	2,99	8,97	200,00	0,75	242,62
	C4	29,91	2,99	8,97	2 200,00	0,75	2 242,62
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	C11	45,61	4,56	13,68	0,00	0,74	64,60
	C12	168,60	16,86	50,58	0,00	3,96	240,00
	C2	45,61	4,56	13,68	2 200,00	1,27	2 265,12
	C3	45,61	4,56	13,68	200,00	1,27	265,12
	C4	45,61	4,56	13,68	2 200,00	1,27	2 265,12
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	C11	45,61	4,56	13,68	0,00	0,74	64,60
	C12	168,60	16,86	50,58	0,00	3,96	240,00
	C2	45,61	4,56	13,68	2 200,00	1,27	2 265,12
	C3	45,61	4,56	13,68	200,00	1,27	265,12
	C4	45,61	4,56	13,68	2 200,00	1,27	2 265,12
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	C11	185,67	18,57	55,70	0,00	2,74	262,67
	C12	535,22	53,52	160,57	0,00	12,53	761,83
	C2	185,67	18,57	55,70	2 200,00	4,68	2 464,61
	C3	185,67	18,57	55,70	200,00	4,68	464,61
	C4	185,67	18,57	55,70	6 200,00	4,68	6 464,61
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (ка-	C11	2 269,65	226,97	680,90	0,00	1 054,64	4 232,16
	C12	669,87	66,99	200,96	0,00	638,76	1 576,59
	C2	2 269,65	226,97	680,90	2 200,00	1 054,64	6 432,16

19Z2015-PD-GOCHS2.2.TCH

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

Изм.	
Кол.уч	
Лист	
№ док	
Пош.	
Дата	

Оборудование	Сце- нарий	Прямые поте- ри, тыс. руб.	Затраты на локализацию (ликв.) и расследование аварии, тыс. руб.	Косвенный ущерб, тыс. руб.	Социально- экономические потери тыс. руб.	Экологический ущерб, тыс. руб.	Общий матери- альный ущерб, тыс. руб.
мера пуска - узел 1)	C3	2 269,65	226,97	680,90	200,00	1 054,64	4 432,16
	C4	2 269,65	226,97	680,90	2 200,00	1 066,64	6 444,15
Нефтегазосборный трубо- провод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	C11	4 060,74	406,07	1 218,22	0,00	218 556,21	224 241,25
	C12	1 004,70	100,47	301,41	0,00	372 172,90	373 579,49
	C2	4 060,74	406,07	1 218,22	2 200,00	218 577,29	226 462,33
	C3	4 060,74	406,07	1 218,22	200,00	218 577,29	224 462,33
	C4	4 060,74	406,07	1 218,22	4 400,00	218 577,29	228 662,33
Нефтегазосборный трубо- провод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (ка- мера приема - ДНС-0550)	C11	796,12	79,61	238,83	0,00	368,64	1 483,20
	C12	802,05	80,20	240,61	0,00	906,24	2 029,11
	C2	796,12	79,61	238,83	4 400,00	372,83	5 887,40
	C3	796,12	79,61	238,83	600,00	372,83	2 087,40
	C4	796,12	79,61	238,83	6 200,00	372,83	7 687,40
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	C11	61,58	6,16	18,47	0,00	0,35	86,56
	C12	70,04	7,00	21,01	0,00	1,55	99,61
	C2	61,58	6,16	18,47	2 200,00	0,60	2 286,80
	C3	61,58	6,16	18,47	200,00	0,60	286,80
	C4	61,58	6,16	18,47	2 200,00	0,60	2 286,80
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	C11	31,17	3,12	9,35	0,00	0,36	43,99
	C12	79,57	7,96	23,87	0,00	1,85	113,25
	C2	31,17	3,12	9,35	2 200,00	0,61	2 244,24
	C3	31,17	3,12	9,35	200,00	0,61	244,24
	C4	31,17	3,12	9,35	2 200,00	0,61	2 244,24
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	C11	31,17	3,12	9,35	0,00	0,36	43,99
	C12	79,57	7,96	23,87	0,00	1,85	113,25
	C2	31,17	3,12	9,35	2 200,00	0,61	2 244,24
	C3	31,17	3,12	9,35	200,00	0,61	244,24
	C4	31,17	3,12	9,35	2 200,00	0,61	2 244,24
Нефтегазосборный трубо- провод «Куст №104 - точ- ка врезки» (Куст №104 -	C11	99,64	9,96	29,89	0,00	1,16	140,65
	C12	226,25	22,63	67,88	0,00	5,25	322,00
	C2	99,64	9,96	29,89	2 200,00	1,98	2 341,47

19Z2015-PD-GOCHS2.2.TCH

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

Изм.	
Кол.уч	
Лист	
№ док	
Пош.	
Дата	

Оборудование	Сце- нарий	Прямые поте- ри, тыс. руб.	Затраты на локализацию (ликв.) и расследование аварии, тыс. руб.	Косвенный ущерб, тыс. руб.	Социально- экономические потери тыс. руб.	Экологический ущерб, тыс. руб.	Общий матери- альный ущерб, тыс. руб.
узел 2)	С3	99,64	9,96	29,89	200,00	1,98	341,47
	С4	99,64	9,96	29,89	4 000,00	1,98	4 141,47
Нефтегазосборный трубо- провод «Куст №104 - точ- ка врезки» (узел 2 - точка врезки)	С11	133,28	13,33	39,99	0,00	80,61	267,21
	С12	228,91	22,89	68,67	0,00	267,48	587,96
	С2	133,28	13,33	39,99	2 200,00	81,53	2 468,13
	С3	133,28	13,33	39,99	200,00	81,53	468,13
	С4	133,28	13,33	39,99	4 000,00	81,53	4 268,13

19Z2015-PD-GOCHS2.2.TCH

3.4.5 Оценка риска аварий

Ниже рассмотрены основные показатели риска, характеризующие опасности промышленных аварий.

Одной из наиболее часто употребляющихся характеристик опасности является индивидуальный риск - частота поражения отдельного индивидуума в результате воздействия исследуемых факторов опасности. Индивидуальный риск определяется потенциальным риском и вероятностью нахождения человека в районе возможного действия опасных факторов. При этом индивидуальный риск во многом определяется квалификацией и обученностью индивидуума действиям в опасной ситуации, его защищенностью. Индивидуальный риск зависит от распределения потенциального риска. При риск-анализе обычно не проводится расчет индивидуального риска каждого человека, а оценивается индивидуальный риск для групп людей, характеризующихся более-менее одинаковым временем пребывания в различных опасных зонах и использующих одинаковые средства защиты. Обычно речь идет об индивидуальном риске для работающих и для населения окружающих районов, или для более узких групп, например, для рабочих различных специальностей.

Другой комплексной мерой риска, характеризующей опасный объект (и территорию), будет потенциальный территориальный риск - пространственное распределение частоты реализации негативного воздействия определенного уровня. Данная мера риска не зависит от факта нахождения объекта воздействия (например - человека) в данном месте пространства. Предполагается, что вероятность нахождения объекта воздействия равна 1 (например, человек находится в данной точке пространства в течение всего рассматриваемого промежутка времени). Потенциальный риск не зависит от того, находится ли опасный объект в многолюдном или пустынном месте и может меняться в широком интервале. Потенциальный риск, в соответствии с названием, выражает собой потенциал максимально возможного риска для конкретных объектов воздействия находящихся в данной точке пространства. На практике важно знать распределение потенциального риска для отдельных источников опасности и для отдельных сценариев аварий. Как правило, потенциальный риск оказывается промежуточной мерой опасности, используемой для оценки социального и индивидуального риска. Распределения потенциального риска и распределение населения в исследуемом районе позволяет получить количественную оценку социального риска для населения.

Социальный риск, или F/N-кривая - зависимость частоты возникновения событий F, в которых пострадало на определенном уровне не менее N человек, от этого числа N. Характеризует тяжесть последствий (катастрофичность) реализации опасностей. В зависимости от задач анализа под N можно понимать и общее число пострадавших, и число смертельно травмированных или другой показатель тяжести последствий травмирования людей.

Другой количественный интегральной мерой опасности является коллективный риск, определяющий масштаб ожидаемых последствий для людей от по-

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH					77
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

тенциальных аварий. Фактически коллективный риск определяет ожидаемое количество пострадавших в результате аварий на рассматриваемой территории за определенный период времени.

Мерами опасности материального ущерба являются ожидаемый ущерб (материальный риск) и F/G кривая. Ожидаемый ущерб - математическое ожидание величины ущерба от возможной аварии за определенное время. F/G кривая - зависимость частоты возникновения событий F, в которых нанесен материальный ущерб не менее G тыс. руб., от этого ущерба G. Аналогами ожидаемого ущерба и F/G кривой для пострадавших являются коллективный риск и F/N кривая.

3.4.5.1 Данные о вероятностях аварий

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

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

В таблице (Таблица 3.44) представлены характерные частоты аварий с участием оборудования, аналогичного применяемому на декларируемом объекте.

Таблица 3.44 - Оценка частот выбросов для различного оборудования

Категория оборудования	Частота разгерметизации (аварии)	Вид разгерметизации
СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2019		
Трубопровод, номинальный диаметр < 150 мм	5×10^{-6} (год×пм) ⁻¹	Полная
	1×10^{-5} (год×пм) ⁻¹	Утечка
Примечание: Характерный диаметр отверстий при частичной разгерметизации оборудования – 25 мм		

Ниже приведены деревья событий для оборудования (Рисунок 3).

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									78
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH			



Рисунок 3 - Дерево событий при полной разгерметизации для трубопроводов

Итоговые частоты реализации сценариев аварийных ситуаций, возможных на проектируемом оборудовании, представлены в таблице (Таблица 3.45).

Таблица 3.45 - Частоты реализации сценариев аварийных ситуаций на оборудовании декларируемого объекта

Оборудование	Сценарий	Описание сценария аварии	Частота, 1/год
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	7,68E-05
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	2,53E-04
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	3,49E-05
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	1,45E-05
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	9,70E-06
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	3,57E-05
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	1,18E-04
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	1,63E-05
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	6,77E-06
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	4,51E-06
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	3,57E-05
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	1,18E-04
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	1,63E-05
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	6,77E-06
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	4,51E-06
Выкидной трубопровод	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	3,57E-05
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	1,18E-04

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Оборудование	Сценарий	Описание сценария аварии	Частота, 1/год
"скв.111 - т.4"		ции	
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	1,63E-05
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	6,77E-06
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	4,51E-06
Нефтегазо- сборный тру- бопровод «Куст №111 - ППСН «Касиб- ский» (т.1 - ка- мера пуска)	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	4,40E-04
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	3,62E-03
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	2,00E-04
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	8,33E-05
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	5,55E-05
Нефтегазо- сборный тру- бопровод «Куст №111 - ППСН «Касиб- ский» (камера пуска - узел 1)	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	1,41E-02
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	1,16E-01
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	6,41E-03
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	2,67E-03
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	1,78E-03
Нефтегазо- сборный тру- бопровод «Куст №111 - ППСН «Касиб- ский» (узел 1 - камера приема)	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	2,55E-02
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	2,10E-01
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	1,16E-02
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	4,83E-03
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	3,22E-03
Нефтегазо- сборный тру- бопровод «Куст №111 - ППСН «Касиб- ский» (камера приема - ДНС- 0550)	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	2,58E-03
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	2,12E-02
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	1,17E-03
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	4,89E-04
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	3,26E-04
Выкидной тру- бопровод "скв.106 - т.5"	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	1,15E-04
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	3,77E-04
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	5,22E-05
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной	2,17E-05

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Оборудование	Сценарий	Описание сценария аварии	Частота, 1/год
		разгерметизации, экологическое загрязнение	
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	1,45E-05
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	3,34E-05
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	1,10E-04
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	1,52E-05
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	6,34E-06
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	4,22E-06
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	3,34E-05
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	1,10E-04
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	1,52E-05
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	6,34E-06
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	4,22E-06
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	2,00E-04
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	6,58E-04
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	9,11E-05
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	3,79E-05
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	2,53E-05
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	C11	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации	3,35E-04
	C12	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации	1,10E-03
	C2	Пожар пролива на открытой площадке при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	1,52E-04
	C3	Взрыв облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	6,34E-05
	C4	Пожар-вспышка облака ТВС в открытом пространстве при полной разгерметизации, экологическое загрязнение	4,23E-05

3.4.5.2 Данные о показателях риска причинения вреда работникам и физическим лицам

Риск является неизбежным сопутствующим фактором промышленной деятельности. Риск фактически есть мера опасности. Целью управления риском является предотвращение или уменьшение травматизма, разрушений материальных

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

объектов, потерь имущества и вредного воздействия на окружающую среду. Для управления риском его необходимо проанализировать и оценить. Анализ риска является полезным средством, когда имеется намерение выявить существующие опасности, определить уровни рисков выявленных нежелательных событий (по частоте и последствиям) и реализовать меры по уменьшению риска в случае превышения его приемлемого уровня.

Анализ риска может быть не только количественным анализом, при котором основные результаты получаются путем расчета показателей риска, но и качественным анализом, при котором результаты представлены в виде текстового описания, таблиц, диаграмм путем применения качественных (инженерных) методов анализа опасностей и экспертных оценок.

Ниже рассмотрены основные показатели риска, характеризующие опасности промышленных аварий.

Понятие риска используется для измерения опасности и обычно относится к индивидууму или группе людей (производственного персонала и населения), имуществу (материальным объектам, собственности) или окружающей среде. Чтобы подчеркнуть, что речь идет об измеряемой величине, используют понятие степень риска или уровень риска. Степень риска аварии сложной технической системы, для которой, как правило, присуще наличие множества опасностей, определяется на основе анализа совокупности показателей рисков, выявленных при анализе нежелательных событий, (например, событий, связанных с разгерметизацией оборудования, отказом средств предупреждения, ошибками человека, с проявлением неблагоприятных метеоусловий, воздействиями на различные субъекты и т.п.).

Одной из наиболее часто употребляющихся характеристик опасности является индивидуальный риск (individual risk) - частота поражения отдельного индивидуума в результате воздействия исследуемых факторов опасности. Индивидуальный риск определяется потенциальным риском и вероятностью нахождения человека в районе возможного действия опасных факторов. При этом индивидуальный риск во многом определяется квалификацией и обученностью индивидуума действиям в опасной ситуации, его защищенностью. Индивидуальный риск зависит от распределения потенциального риска. При риск-анализе обычно не проводится расчет индивидуального риска каждого человека, а оценивается индивидуальный риск для групп людей, характеризующихся более-менее одинаковым временем пребыванием в различных опасных зонах и использующих одинаковые средства защиты. Обычно речь идет об индивидуальном риске для работающих и для населения окружающих районов, или для более узких групп, например, для рабочих различных специальностей.

Другой комплексной мерой риска, характеризующей опасный объект (и территорию), будет потенциальный территориальный риск - пространственное распределение частоты реализации негативного воздействия определенного уровня. Данная мера риска не зависит от факта нахождения объекта воздействия (например - человека) в данном месте пространства. Предполагается, что вероятность нахождения объекта воздействия равна 1 (например, человек находится в данной точке пространства в течение всего рассматриваемого промежутка време-

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
									82
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH

ни). Потенциальный риск не зависит от того, находится ли опасный объект в многолюдном или пустынном месте и может меняться в широком интервале. Потенциальный риск, в соответствии с названием, выражает собой потенциал максимально возможного риска для конкретных объектов воздействия находящихся в данной точке пространства. На практике важно знать распределение потенциального риска для отдельных источников опасности и для отдельных сценариев аварий. Как правило, потенциальный риск оказывается промежуточной мерой опасности, используемой для оценки социального и индивидуального риска. Распределения потенциального риска и распределение населения в исследуемом районе позволяет получить количественную оценку социального риска для населения. Для этого нужно определить число пораженных при каждом сценарии от каждого источника опасности и затем определить зависимость частоты событий (F), в которых пострадало на том или ином уровне число людей, больше определенного (N), от этого определенного числа людей (социальный риск).

Социальный риск характеризует масштаб возможных аварий и определяется функцией, у которой есть установившееся название F/N- кривая. В зависимости от задач анализа под N можно понимать и общее число пострадавших, и число смертельно травмированных или другой показатель тяжести последствий. Соответственно, критерий приемлемой степени риска будет определяться уже не числом для отдельного события, а кривой, построенной для различных сценариев аварии. В настоящее время общераспространенным подходом для определения приемлемости риска является использование двух кривых, когда в логарифмических координатах определены F/N-кривые приемлемого и неприемлемого социального риска смертельного травмирования. Область между этими кривыми определяет промежуточную степень риска, вопрос о снижении которой следует решать с учетом специфики производства и местных условий путем согласования с органами надзора и местного самоуправления.

Другой количественный интегральной мерой опасности является коллективный риск (Potential Loss of Life - PLL), определяющий масштаб ожидаемых последствий для людей от потенциальных аварий. Фактически коллективный риск определяет ожидаемое количество смертельно травмированных в результате аварий на рассматриваемой территории за определенный период времени.

Индивидуальный риск оценивается частотой поражения определенного человека (группы людей) в результате аварии в течение года. Величину индивидуального риска $R_{инд}^i$ год⁻¹ для i-го индивида определяется по формуле:

$$R_{инд}^i = \sum_{k=1}^G q_{ki} \cdot R_{пот}(x,y)$$

где q_{ki} – вероятность присутствия i-го индивида в k-ой области территории с учетом продолжительности действия поражающего фактора;

G-число областей, на которые условно можно разбить территорию, при условии, что величину потенциального риска на всей площади каждой из такой областей можно считать одинаковой.

Вероятность q_{ki} определяется исходя из доли времени нахождения человека в определенной области территории.

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

Для производственного персонала долю времени, при которой реципиент подвергается опасности, можно оценить величиной 0,23 (для производственного персонала с постоянным пребыванием персонала) и 0,08 – для производственных объектов без постоянного пребывания персонала. Для автодороги «Левино - Касиб» доля времени, при которой реципиент подвергается опасности, принята 0,005.

Значения показателей коллективного и индивидуального риска гибели и ранений на декларируемом объекте приведены в таблицах (Таблица 3.46). Коллективные и индивидуальные риски гибели и ранения людей от аварий определены с учетом вероятности нахождения человека в зоне поражения. Потенциальные, коллективные и индивидуальные риски гибели и ранения рассчитаны с учетом работников сторонних организаций, расположенных на территории объекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

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

Изм.	
Кол.уч	
Лист	
№ док	
Пош.	
Дата	

Таблица 3.46 - Значения показателей коллективного риска гибели и ранений персонала и третьих лиц

Оборудование	Сце- нарий	коллективный риск				индивидуальный риск			
		Риск гибели персонала, чел./год	Риск ранения персонала, чел./год	Риск гибели третьих лиц, чел./год	Риск ранения третьих лиц, чел./год	Риск гибели персонала, чел./год	Риск ранения персонала, чел./год	Риск гибели третьих лиц, чел./год	Риск ранения третьих лиц, чел./год
Выкидной трубопро- вод "скв.114 - т.1"	C11	-	-	-	-	-	-	-	-
	C12	-	-	-	-	-	-	-	-
	C2	3,49E-07	2,54E-06	-	-	1,74E-07	1,27E-06	-	-
	C3	-	2,44E-05	-	-	-	1,22E-05	-	-
	C4	1,45E-06	2,08E-06	-	-	7,23E-07	1,04E-06	-	-
Выкидной трубопро- вод "скв.113 - т.2"	C11	-	-	-	-	-	-	-	-
	C12	-	-	-	-	-	-	-	-
	C2	1,57E-07	1,14E-06	-	-	7,86E-08	5,70E-07	-	-
	C3	-	9,86E-07	-	-	-	4,93E-07	-	-
	C4	5,85E-08	8,43E-08	-	-	2,93E-08	4,21E-08	-	-
Выкидной трубопро- вод "скв.110 - т.3"	C11	-	-	-	-	-	-	-	-
	C12	-	-	-	-	-	-	-	-
	C2	1,86E-08	1,40E-07	-	-	9,28E-09	7,00E-08	-	-
	C3	-	1,39E-06	-	-	-	6,97E-07	-	-
	C4	8,26E-08	1,19E-07	-	-	4,13E-08	5,95E-08	-	-
Выкидной трубопро- вод "скв.111 - т.4"	C11	-	-	-	-	-	-	-	-
	C12	-	-	-	-	-	-	-	-
	C2	1,86E-08	1,40E-07	-	-	9,28E-09	7,00E-08	-	-
	C3	-	1,39E-06	-	-	-	6,97E-07	-	-
	C4	8,26E-08	1,19E-07	-	-	4,13E-08	5,95E-08	-	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Ка- сибский» (т.1 - каме- ра пуска)	C11	-	-	-	-	-	-	-	-
	C12	-	-	-	-	-	-	-	-
	C2	3,67E-07	3,16E-06	-	-	1,84E-07	1,58E-06	-	-
	C3	-	4,10E-05	-	-	-	2,05E-05	-	-
	C4	4,82E-06	-	2,41E-06	3,47E-06	2,41E-06	-	1,20E-06	1,73E-06
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Ка-	C11	-	-	-	-	-	-	-	-
	C12	-	-	-	-	-	-	-	-
	C2	1,96E-06	1,15E-05	-	-	9,82E-07	5,76E-06	-	-

19Z2015-PD-GOCHS2.2.TCH

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

Изм.	
Кол.уч	
Лист	
№ док	
Пош.	
Дата	

19Z2015-PD-GOCHS2.2.TCH

Оборудование	Сценарий	коллективный риск				индивидуальный риск			
		Риск гибели персонала, чел./год	Риск ранения персонала, чел./год	Риск гибели третьих лиц, чел./год	Риск ранения третьих лиц, чел./год	Риск гибели персонала, чел./год	Риск ранения персонала, чел./год	Риск гибели третьих лиц, чел./год	Риск ранения третьих лиц, чел./год
сибский» (камера пуска - узел 1)	C3	-	1,09E-04	-	-	-	5,43E-05	-	-
	C4	1,23E-05	1,77E-05	-	-	6,15E-06	8,86E-06	-	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	C11	-	-	-	-	-	-	-	-
	C12	-	-	-	-	-	-	-	-
	C2	3,46E-06	1,77E-05	-	-	1,73E-06	8,87E-06	-	-
	C3	-	2,35E-04	-	-	-	1,18E-04	-	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	C4	1,78E-05	2,57E-05	2,23E-06	3,21E-06	8,92E-06	1,28E-05	3,72E-07	5,35E-07
	C11	-	-	-	-	-	-	-	-
	C12	-	-	-	-	-	-	-	-
	C2	7,24E-07	6,60E-06	2,08E-06	1,90E-05	3,62E-07	3,30E-06	1,04E-06	9,49E-06
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	C3	-	2,52E-05	-	1,45E-04	-	1,26E-05	-	7,25E-05
	C4	6,15E-06	8,85E-06	3,53E-05	-	3,07E-06	4,43E-06	1,77E-05	-
	C11	-	-	-	-	-	-	-	-
	C12	-	-	-	-	-	-	-	-
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	C2	4,55E-08	3,25E-07	-	-	2,27E-08	1,62E-07	-	-
	C3	-	3,09E-06	-	-	-	1,54E-06	-	-
	C4	1,85E-07	2,66E-07	-	-	9,23E-08	1,33E-07	-	-
	C11	-	-	-	-	-	-	-	-
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	C12	-	-	-	-	-	-	-	-
	C2	1,37E-08	9,85E-08	-	-	6,87E-09	4,92E-08	-	-
	C3	-	9,16E-07	-	-	-	4,58E-07	-	-
	C4	5,45E-08	7,85E-08	-	-	2,73E-08	3,93E-08	-	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки»	C11	-	-	-	-	-	-	-	-
	C12	-	-	-	-	-	-	-	-
	C2	1,44E-07	1,13E-06	-	-	7,18E-08	5,66E-07	-	-
	C2	1,44E-07	1,13E-06	-	-	7,18E-08	5,66E-07	-	-

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

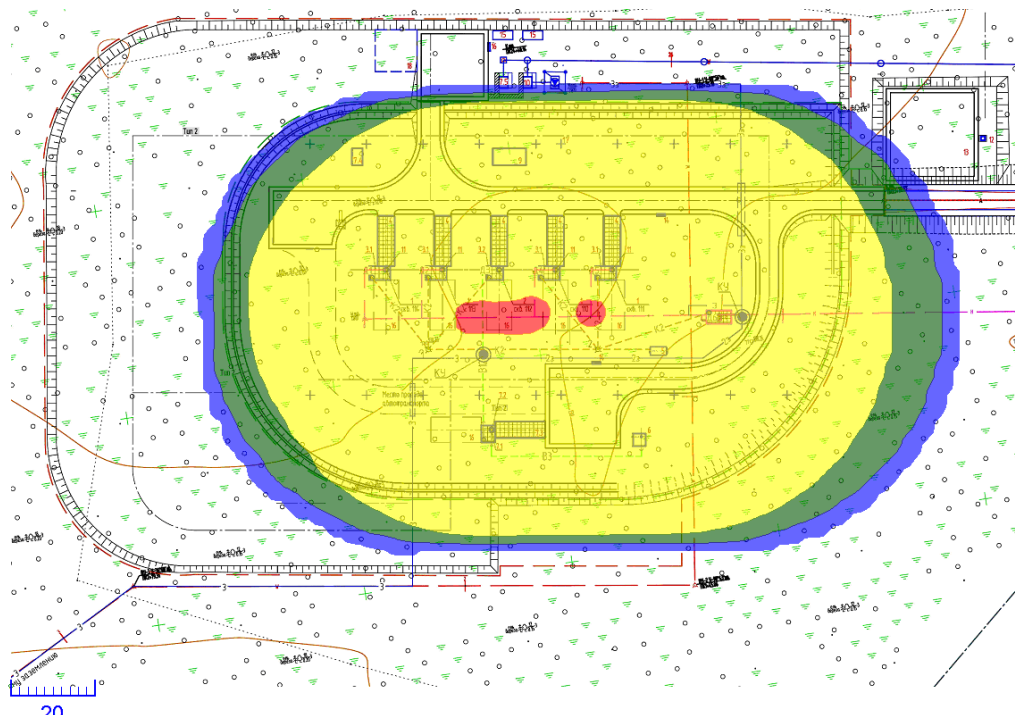
Изм.	
Кол.уч	
Лист	
№ док	
Пош.	
Дата	

Оборудование	Сценарий	коллективный риск				индивидуальный риск			
		Риск гибели персонала, чел./год	Риск ранения персонала, чел./год	Риск гибели третьих лиц, чел./год	Риск ранения третьих лиц, чел./год	Риск гибели персонала, чел./год	Риск ранения персонала, чел./год	Риск гибели третьих лиц, чел./год	Риск ранения третьих лиц, чел./год
(Куст №104 - узел 2)	C3	-	1,21E-05	-	-	-	6,03E-06	-	-
	C4	1,42E-06	-	-	-	7,10E-07	-	-	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	C11	-	-	-	-	-	-	-	-
	C12	-	-	-	-	-	-	-	-
	C2	2,23E-07	1,76E-06	-	-	1,11E-07	8,80E-07	-	-
	C3	-	1,42E-06	-	-	-	7,09E-07	-	-
	C4	2,25E-06	-	-	-	1,13E-06	-	-	-

19Z2015-PD-GOCHS2.2.TCH

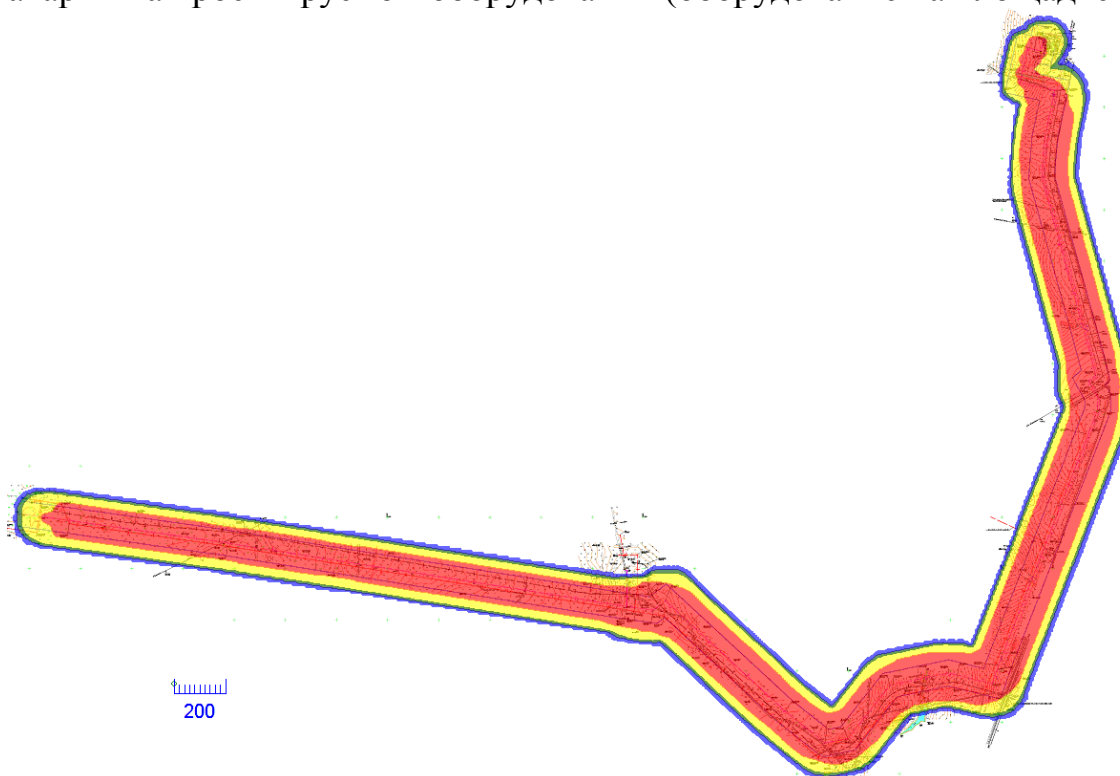
Лист

87



уровень	цвет	интервал
1.000 e-09	■	1.000E-009 - 1.000E-006
1.000 e-06	■	1.000E-006 - 1.000E-005
1.000 e-05	■	1.000E-005 - 1.000E-004
1.000 e-04	■	1.000E-004 - 1.119E-004

Рисунок 6 – Распределение потенциального (территориального) риска гибели при аварии на проектируемом оборудовании (оборудование на площадке куста №111)



уровень	цвет	интервал
1.000 e-09	■	1.000E-009 - 1.000E-006
1.000 e-06	■	1.000E-006 - 1.000E-005
1.000 e-05	■	1.000E-005 - 1.000E-004
1.000 e-04	■	1.000E-004 - 3.542E-004

Рисунок 7 – Распределение потенциального (территориального) риска гибели при аварии на проектируемом оборудовании (Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111-ППСН «Касибский» (узел 1 - ППСН «Касибский»))

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата



Рисунок 8 – Распределение потенциального (территориального) риска гибели при аварии на проектируемом оборудовании (оборудование на площадке куста №104)

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

Значения показателей риска материального ущерба (в том числе и экологического) приведены в таблице (Таблица 3.47).

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
							90
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	

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

Изм.	
Кол.уч	
Лист	
№ док	
Пош.	
Дата	

Таблица 3.47 - Значения показателей риска прямых потерь, риска затрат на локализацию (ликвидацию) и расследование аварий, риска социально-экономических потерь, риска экологического ущерба и общего риска материального ущерба

Оборудование	Сценарий	Риск прямых потерь, тыс. руб./год	Риск затрат на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии, тыс. руб./год	Риск косвенного ущерба, тыс. руб./год	Риск социально-экономических потерь, тыс. руб./год	Риск экологического ущерба, тыс. руб./год	Общий риск материального ущерба (в т.ч. экологического ущерба), тыс. руб./год
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	C11	3,01E-03	3,01E-04	9,04E-04	-	3,56E-05	4,25E-03
	C12	2,50E-02	2,50E-03	7,50E-03	-	5,81E-04	3,56E-02
	C2	1,37E-03	1,37E-04	4,12E-04	7,69E-02	2,77E-05	7,88E-02
	C3	5,71E-04	5,71E-05	1,71E-04	2,91E-03	1,15E-05	3,72E-03
	C4	3,81E-04	3,81E-05	1,14E-04	2,13E-02	7,68E-06	2,19E-02
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	C11	1,07E-03	1,07E-04	3,21E-04	-	1,57E-05	1,51E-03
	C12	1,15E-02	1,15E-03	3,46E-03	-	2,70E-04	1,64E-02
	C2	4,86E-04	4,86E-05	1,46E-04	3,58E-02	1,22E-05	3,65E-02
	C3	2,02E-04	2,02E-05	6,07E-05	1,35E-03	5,08E-06	1,64E-03
	C4	1,35E-04	1,35E-05	4,05E-05	9,93E-03	3,39E-06	1,01E-02
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	C11	1,63E-03	1,63E-04	4,89E-04	-	2,65E-05	2,31E-03
	C12	1,98E-02	1,98E-03	5,94E-03	-	4,65E-04	2,82E-02
	C2	7,42E-04	7,42E-05	2,23E-04	3,58E-02	2,06E-05	3,68E-02
	C3	3,09E-04	3,09E-05	9,26E-05	1,35E-03	8,58E-06	1,79E-03
	C4	2,06E-04	2,06E-05	6,17E-05	9,93E-03	5,72E-06	1,02E-02
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	C11	1,63E-03	1,63E-04	4,89E-04	-	2,65E-05	2,31E-03
	C12	1,98E-02	1,98E-03	5,94E-03	-	4,65E-04	2,82E-02
	C2	7,42E-04	7,42E-05	2,23E-04	3,58E-02	2,06E-05	3,68E-02
	C3	3,09E-04	3,09E-05	9,26E-05	1,35E-03	8,58E-06	1,79E-03
	C4	2,06E-04	2,06E-05	6,17E-05	9,93E-03	5,72E-06	1,02E-02
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	C11	8,16E-02	8,16E-03	2,45E-02	-	1,20E-03	1,16E-01
	C12	1,94	1,94E-01	5,81E-01	-	4,53E-02	2,76
	C2	3,72E-02	3,72E-03	1,12E-02	4,40E-01	9,36E-04	4,93E-01
	C3	1,55E-02	1,55E-03	4,64E-03	1,67E-02	3,90E-04	3,87E-02
	C4	1,03E-02	1,03E-03	3,09E-03	3,44E-01	2,60E-04	3,59E-01
Нефтегазосборный	C11	3,20E+01	3,20	9,59	-	1,49E+01	5,96E+01

19Z2015-PD-GOCHS2.2.TCH

Лист	91
------	----

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

Изм.	
Кол.уч	
Лист	
№ док	
Пош.	
Дата	

Оборудование	Сценарий	Риск прямых потерь, тыс. руб./год	Риск затрат на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии, тыс. руб./год	Риск косвенного ущерба, тыс. руб./год	Риск социально-экономических потерь, тыс. руб./год	Риск экологического ущерба, тыс. руб./год	Общий риск материального ущерба (в т.ч. экологического ущерба), тыс. руб./год
трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	C12	7,76E+01	7,76	2,33E+01	-	7,40E+01	1,83E+02
	C2	1,46E+01	1,46	4,37	1,41E+01	6,76	4,12E+01
	C3	6,06	6,06E-01	1,82	5,34E-01	2,81	1,18E+01
	C4	4,04	4,04E-01	1,21	3,91	1,90	1,15E+01
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	C11	1,03E+02	1,03E+01	3,10E+01	-	5,57E+03	5,72E+03
	C12	2,11E+02	2,11E+01	6,32E+01	-	7,80E+04	7,83E+04
	C2	4,71E+01	4,71	1,41E+01	2,55E+01	2,54E+03	2,63E+03
	C3	1,96E+01	1,96	5,88	9,66E-01	1,06E+03	1,08E+03
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	C4	1,31E+01	1,31	3,92	1,42E+01	7,04E+02	7,36E+02
	C11	2,05	2,05E-01	6,16E-01	-	9,51E-01	3,82
	C12	1,70E+01	1,70	5,10	-	1,92E+01	4,30E+01
	C2	9,35E-01	9,35E-02	2,80E-01	5,17	4,38E-01	6,91
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	C3	3,89E-01	3,89E-02	1,17E-01	2,93E-01	1,82E-01	1,02
	C4	2,59E-01	2,59E-02	7,78E-02	2,02	1,21E-01	2,50
	C11	7,06E-03	7,06E-04	2,12E-03	-	4,00E-05	9,92E-03
	C12	2,64E-02	2,64E-03	7,92E-03	-	5,84E-04	3,76E-02
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	C2	3,21E-03	3,21E-04	9,64E-04	1,15E-01	3,11E-05	1,19E-01
	C3	1,34E-03	1,34E-04	4,01E-04	4,34E-03	1,30E-05	6,23E-03
	C4	8,91E-04	8,91E-05	2,67E-04	3,18E-02	8,63E-06	3,31E-02
	C11	1,04E-03	1,04E-04	3,13E-04	-	1,19E-05	1,47E-03
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	C12	8,75E-03	8,75E-04	2,63E-03	-	2,03E-04	1,25E-02
	C2	4,74E-04	4,74E-05	1,42E-04	3,35E-02	9,25E-06	3,42E-02
	C3	1,97E-04	1,97E-05	5,92E-05	1,27E-03	3,85E-06	1,55E-03
	C4	1,32E-04	1,32E-05	3,95E-05	9,29E-03	2,57E-06	9,48E-03
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	C11	1,04E-03	1,04E-04	3,13E-04	-	1,19E-05	1,47E-03
	C12	8,75E-03	8,75E-04	2,63E-03	-	2,03E-04	1,25E-02
	C2	4,74E-04	4,74E-05	1,42E-04	3,35E-02	9,25E-06	3,42E-02
	C3	1,97E-04	1,97E-05	5,92E-05	1,27E-03	3,85E-06	1,55E-03
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	C4	1,32E-04	1,32E-05	3,95E-05	9,29E-03	2,57E-06	9,48E-03

19Z2015-PD-GOCHHS2.2.TCH

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

Изм.	
Кол.уч	
Лист	
№ док	
Пош.	
Дата	

Оборудование	Сценарий	Риск прямых потерь, тыс. руб./год	Риск затрат на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии, тыс. руб./год	Риск косвенного ущерба, тыс. руб./год	Риск социально-экономических потерь, тыс. руб./год	Риск экологического ущерба, тыс. руб./год	Общий риск материального ущерба (в т.ч. экологического ущерба), тыс. руб./год
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	C11	1,99E-02	1,99E-03	5,98E-03	-	2,31E-04	2,81E-02
	C12	1,49E-01	1,49E-02	4,47E-02	-	3,45E-03	2,12E-01
	C2	9,07E-03	9,07E-04	2,72E-03	2,00E-01	1,80E-04	2,13E-01
	C3	3,78E-03	3,78E-04	1,13E-03	7,58E-03	7,49E-05	1,29E-02
	C4	2,52E-03	2,52E-04	7,55E-04	1,01E-01	5,00E-05	1,05E-01
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	C11	4,46E-02	4,46E-03	1,34E-02	-	2,70E-02	8,94E-02
	C12	2,52E-01	2,52E-02	7,56E-02	-	2,94E-01	6,47E-01
	C2	2,03E-02	2,03E-03	6,09E-03	3,35E-01	1,24E-02	3,76E-01
	C3	8,45E-03	8,45E-04	2,54E-03	1,27E-02	5,17E-03	2,97E-02
	C4	5,63E-03	5,63E-04	1,69E-03	1,69E-01	3,45E-03	1,80E-01

19Z2015-PD-GOCHS2.2.TCH

Диаграмма визуализации сценариев, приводящих к материальному (в т.ч. экологическому) ущербу, на объекте, приведена на рисунке ниже (Рисунок 9).

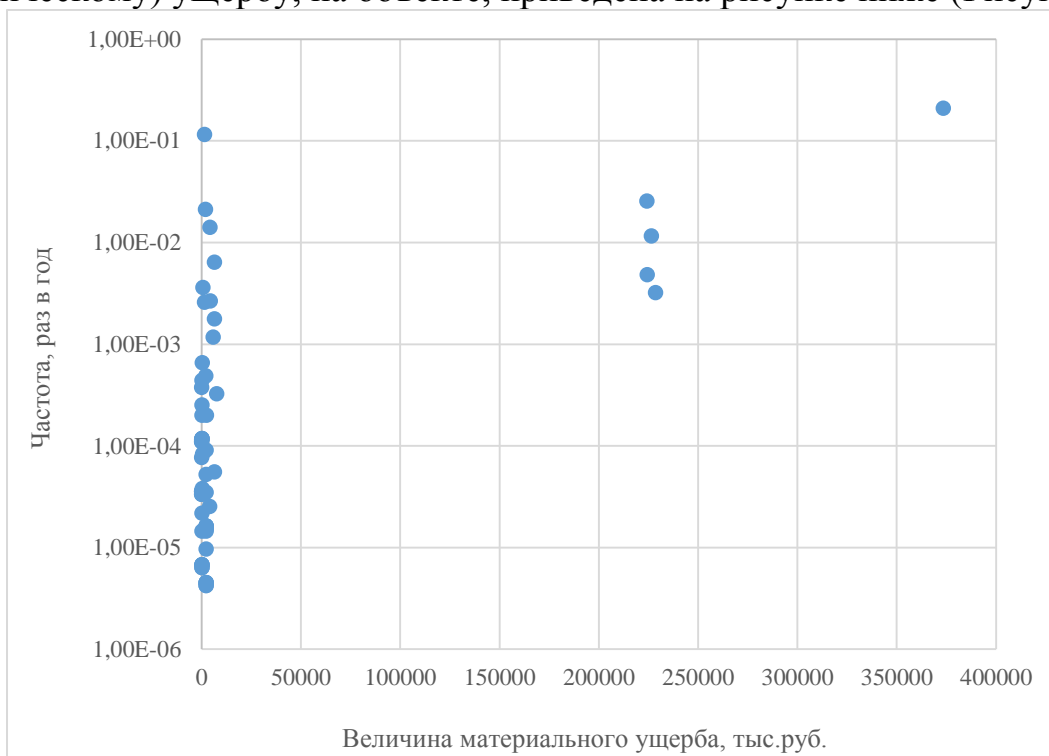


Рисунок 9 - Диаграмма визуализации сценариев, приводящих к материальному (в т.ч. экологическому) ущербу

Ниже приведена общая F/G диаграмма, характеризующая масштаб последствий при авариях на объекте (Рисунок 10).

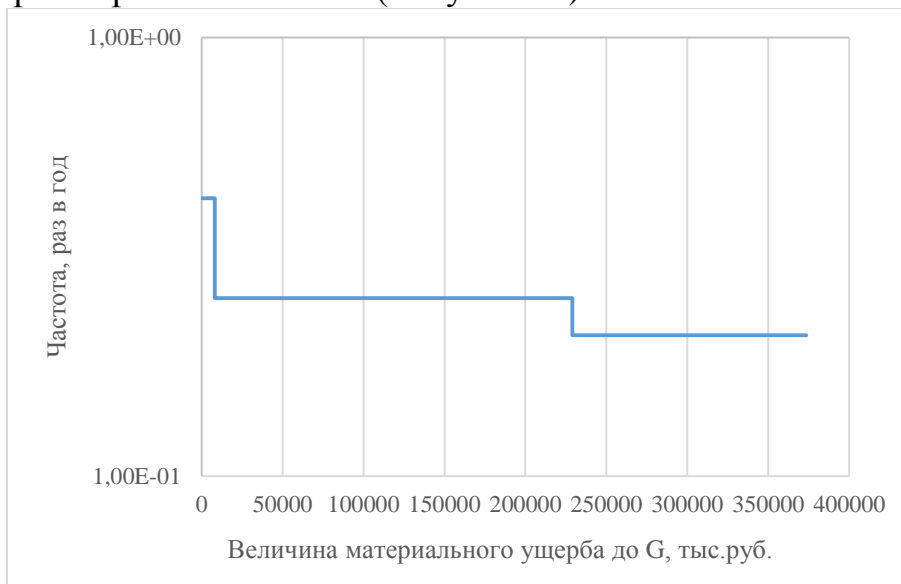


Рисунок 10 - Общая F/G диаграмма, характеризующая масштаб последствий при авариях

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

3.5 Обобщенная оценка уровня безопасности проектируемого объекта

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

Перечень проектируемого оборудования по индивидуальному риску гибели в порядке уменьшения опасности приведен в таблице (Таблица 3.48).

Таблица 3.48 - Перечень оборудования в порядке уменьшения индивидуального риска гибели

Оборудование	Индивидуальный риск гибели персонала, 1/год	Индивидуальный риск гибели третьих лиц, 1/год
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	1,07E-05	3,72E-07
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	7,13E-06	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	3,44E-06	1,87E-05
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	2,59E-06	1,20E-06
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	1,24E-06	-
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	8,97E-07	-
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	7,82E-07	-
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	1,15E-07	-
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	1,08E-07	-
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	5,06E-08	-
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	5,06E-08	-
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	3,41E-08	-
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	3,41E-08	-

Перечень проектируемого оборудования в порядке уменьшения опасности по экологическому риску приведен в таблице (Таблица 3.49).

Таблица 3.49 - Перечень оборудования в порядке уменьшения опасности по экологическому риску

Оборудование	Экологический риск, тыс.руб./год
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	8,79E+04
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	1,00E+02
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	2,09E+01
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	3,42E-01
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	4,81E-02

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
						19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH		95	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Оборудование	Экологический риск, тыс.руб./год
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	3,99E-03
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	6,77E-04
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	6,64E-04
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	5,27E-04
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	5,27E-04
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	3,07E-04
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	2,31E-04
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	2,31E-04

Перечень проектируемого оборудования в порядке уменьшения опасности по риску ожидаемых материальных потерь (с учетом экологических) приведен в таблице (Таблица 3.50).

Таблица 3.50 - Перечень оборудования в порядке уменьшения опасности по риску ожидаемых материальных потерь

Оборудование	Материальный риск, тыс.руб./год
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (узел 1 - камера приема)	8,85E+04
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера пуска - узел 1)	3,07E+02
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)	5,73E+01
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 - ППСН «Касибский» (т.1 - камера пуска)	3,76
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (узел 2 - точка врезки)	1,32
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104 - точка врезки» (Куст №104 - узел 2)	5,71E-01
Выкидной трубопровод "скв.106 - т.5"	2,06E-01
Выкидной трубопровод "скв.114 - т.1"	1,44E-01
Выкидной трубопровод "скв.110 - т.3"	7,94E-02
Выкидной трубопровод "скв.111 - т.4"	7,94E-02
Выкидной трубопровод "скв.113 - т.2"	6,62E-02
Выкидной трубопровод "скв.105 - т.6"	5,91E-02
Выкидной трубопровод "скв.104 - т.7"	5,91E-02

В соответствии с Постановлением Правительства РФ «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.05.2007 г. № 304 (с изм. 20.12.2019), на проектируемых объектах возможно возникновение чрезвычайных ситуаций:

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

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

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

- по критерию «материальный ущерб» возможно возникновение локальных (размер материального ущерба составляет не более 240 тыс. рублей), муниципальных, межмуниципальных ЧС (материальный ущерб свыше 240 тыс. руб., но не более 12 млн. руб.), ЧС регионального характера и межрегионального (размер материального ущерба составляет свыше 12 млн. рублей, но не более 1,2 млрд. рублей).

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

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

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

Суммарный индивидуальный риск гибели для персонала проектируемого оборудования не превышает $2,71E-05$ 1/год.

Для третьих лиц суммарный индивидуальный риск гибели не превышает $2,03E-05$ 1/год (из них для работников сторонних организаций – $1,99E-05$ 1/год, для населения – $3,72E-07$ 1/год).

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

В статье 93 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» указывается, что величина индивидуального пожарного риска на территории производственных объектов не должна превышать одну миллионную в год. Для производственных объектов, на которых обеспечение величины индивидуального пожарного риска одной миллионной в год невозможно в связи со спецификой функционирования технологических процессов, допускается увеличение индивидуального пожарного риска до одной десятитысячной в год. При этом должны быть предусмотрены меры по обучению персонала действиям при пожаре и по социальной защите работников, компенсирующие их работу в условиях повышенного риска.

По показателю индивидуального риска меньше 10^{-4} год⁻¹, но больше 10^{-6} год⁻¹ проектируемые объекты относятся к зоне жесткого контроля риска. В зоне

Изм. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH							97
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

ческих трубопроводов (выкидные трубопроводы, нефтегазопроводы в пределах кустовых площадок).

В состав технологических трубопроводов входят выкидные трубопроводы и нефтегазопроводы в пределах кустовых площадок и на территории площадки ППСН «Касибский».

Строительство технологических трубопроводов принято из труб стальных бесшовных горячедеформированных 89х5мм, 114х5 и 159х5мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20, группа В по ГОСТ 8731-74.

Для надземных участков приняты трубы с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS. Для подземных участков приняты трубы с наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS.

Наружное покрытие состоит из слоя эпоксидной грунтовки, адгезионного подслоя на основе термоплавкой полимерной композиции и наружного полиэтиленового слоя (данное изоляционное покрытие соответствует конструкции №1 по ГОСТ Р 51164-98 (таблица №1)).

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

Фасонные части стальных трубопроводов приняты по ГОСТ 17375-2001 (отводы) и ГОСТ 17376-2001 (тройники). Материал – сталь 20. Детали трубопроводов предусмотрены с заводским внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS. Для установки защитных втулок на концах деталей трубопроводов привариваются катушки.

Наружная изоляция подземных деталей трубопроводов предусматривается термоусаживающимися материалами «ТИАЛ-Л». Наружная изоляция подземных сварных стыков предусматривается термоусаживающимися манжетами «ТИАЛ-М80». Данное изоляционное покрытие соответствует конструкции №14 по ГОСТ Р 51164-98 (таблице №1).

Прокладка выкидных трубопроводов от приустьевых площадок скважин и нефтегазосборных трубопроводов в пределах кустовых площадок предусматривается подземно.

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

Пересечение проектируемых технологических внутрикустовых проездов технологическими трубопроводами предусмотрено в защитном кожухе с углом пересечения близким к 90°. Глубина заложения – не менее 1,4 м до верха кожуха. Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Подземные трубопроводы подключаются к системе электрохимзащиты.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH							99
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Выкидные трубопроводы в пределах приустьевых площадок скважин размещены надземно, на несгораемых опорах. Нефтегазосборный трубопровод на площадке ППСН «Касибский» – запроектирован на несгораемых опорах согласно п.2.192 ВНТП 3-85, с уклоном не менее 0,002, обеспечивающим возможность опорожнения трубопровода при остановке, на высоте не менее 0,5 м от поверхности земли до низа трубы.

Надземные участки трубопроводов электрически изолированы от опор. Общее сопротивление изоляции при нормальных условиях должно быть не менее 100 кОм на одной опоре. При монтаже между трубопроводами и хомутовыми опорами прокладываются изолирующие прокладки из паронита.

Теплоизоляция надземных участков трубопроводов на площадках скважин не предусматривается ввиду их малой протяженности. Ввиду значительной протяженности теплоизолируется надземный участок трубопровода и запорной арматуры на площадке ППСН «Касибский». В качестве теплоизоляционного материала используются цилиндры теплоизоляционные из минеральной ваты на основе горных пород базальтовой группы на синтетическом связующем. Покровный слой теплоизоляции – сталь оцинкованная толщиной 0,7 мм. Для теплоизоляции арматуры используются съемные конструкции. Для проведения диагностики в теплоизоляционном покрытии предусмотрены технологические окна.

На покровный слой теплоизолированных трубопроводов наносится опознавательная окраска в соответствии с СТП 09-001-2013 «Окраска и обозначение оборудования на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

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

Запорная арматура и обратные клапаны приняты соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации, герметичность затвора, класс «А» по ГОСТ 9544-2015.

Для обеспечения предупреждения развития аварий и локализации аварийных выбросов проектом предусмотрены следующие мероприятия для технологических трубопроводов (водоводы).

К строительству приняты:

- низконапорные водоводы (подземная прокладка) - из труб полимерных армированных синтетическими нитями трубы ПАСН 90x10,6 по ТУ 2248-001-55038886-01;

- низконапорные водоводы (надземная прокладка) - из труб бесшовных по ГОСТ 8732-78* гр. В из стали 20 Ø89×5 с наружным антикоррозийным трехслойным полимерным покрытием усиленного типа (конструкция № 1), таблица 1 ГОСТ Р 51164-98;

- нагнетательные водоводы (подземная прокладка) - из труб бесшовных по ГОСТ 8733-74 гр. В из стали 20 Ø89×8 с наружным антикоррозийным трехслойным полимерным покрытием усиленного типа (конструкция № 1), таблица 1 ГОСТ Р 51164-98, футерованных изнутри полиэтиленовой трубой;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

При отсутствии почвенно-растительного слоя и снежного покрова, согласно п.5.5.3 СП 22.13330.2011, нормативная глубина сезонного промерзания глинистых грунтов составляет 1,67 м, для песчаных грунтов - 2,04 м.

Минимальная глубина заложения водоводов, транспортирующих пресную воду, принимается (считая до низа трубопровода):

- 2,17 м – для глинистых грунтов;
- 2,54 м – для песчаных грунтов.

При определении глубины укладки промышленных водоводов учитывались пересечения с существующими или проектируемыми подземными коммуникациями, проездами.

Для защиты от почвенной коррозии стальных участков низконапорных и нагнетательных водоводов принята заводская наружная трехслойная полимерная изоляция усиленного типа (конструкция № 1, таблица 1) по ГОСТ Р 51164-98, а также предусмотрены средства электрохимзащиты.

Для защиты от почвенной коррозии футляров, прокладываемых открытым способом, предусматриваются средства электрохимзащиты и наружная ленточно-полимерная изоляция усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98, номер конструкции 18, таблица 1.

Для защиты от коррозии сварных стыков в полевых условиях предусматривается их изоляция лентой антикоррозионной полимерно-асмольной. Рекомендуемый тип антикоррозионной ленты – «ЛИАМ-3» по ГОСТ 52602-2006. Перед нанесением ленты «ЛИАМ-3» на сварные стыки наносится асмольная грунтовка по ТУ 2312-021-16802026-2000.

Во избежание промерзания надземных участков трубопроводов, транспортирующих пресную воду, предусматривается устройство теплоизоляции с электрообогревом саморегулирующимися электрическими нагревательными лентами 25НТР2-ВТ.

Для предохранения от промерзания все надземные участки водоводов и фасонные детали теплоизолируются матами из базальтового волокна толщиной 60 мм с наружным покрытием из стали тонколистовой оцинкованной.

Для арматуры нагнетательных скважин, ШНС и задвижек предусматриваются съемные короба из стали тонколистовой оцинкованной толщиной 0,55 мм, утепленные изнутри базальтовым волокном.

Для изоляции подземных участков трубопроводов на глубину 1,1 м предусматриваются теплоизоляционные полуцилиндры из экструзионного пенополистирола.

В качестве покровного слоя теплоизоляции используется оцинкованная сталь толщиной 0,55 мм, которая обеспечивает защиту от воздействия ультрафиолетового излучения и механических повреждений.

При изоляции надземных трубопроводов для предотвращения сползания изоляции и покровного слоя используются хомуты через каждый метр.

Перед нанесением тепловой изоляции поверхность трубопроводов покрывается антикоррозийным покрытием в соответствии с СТП 09-001-2013 «Единая система защиты от коррозии и старения. Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Книга вторая. Анти-

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH							102
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

коррозийная защита статического оборудования и сооружений на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Состав антикоррозийного покрытия – двухупаковочной эпоксидной грунтовкой ИЗОЛЭП-primer в 1 слой (1x140 мкм) по 1 слою одноупаковочной полиуретановой эмали Политон УР (1x60 мкм).

Строительство, монтаж и испытание низконапорных трубопроводов из полиэтиленовых армированных синтетическими нитями труб выполнить в соответствии с СНиП 3.05.04-85*, СП 40-102-2000, РД 003-55038886.

Проектной документацией предусмотрено испытание линейного водовода на прочность и плотность гидравлическим способом. Требования к испытаниям приняты согласно п. 8 СП 40-102-2000.

Строительство и монтаж внутриплощадочных высоконапорных водоводов выполнить согласно ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные», Приказу Ростехнадзора от 27.12.2012 № 784 «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

Трубопроводная запорная фланцевая арматура устанавливается на площадках ШНС и нагнетательных скважин в местах, доступных для обслуживания и ремонта, на высоте до 1,6 м. При размещении арматуры на высоте более 1,6 м предусматриваются стационарные площадки с лестницами для подъема.

Для обеспечения предупреждения развития аварий и локализации аварийных выбросов проектом предусмотрены следующие мероприятия для нефтегазосборных трубопроводов (линейная часть).

К промысловым трубопроводам относятся нефтегазосборные трубопроводы от проектируемых кустов скважин. В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 границей технологической и линейной части трубопровода на кусте №104 - является задвижка, расположенная на выходе с кустовой площадки внутри обвалования, а на кусте №111 – является задвижка, расположенная после камере запуска.

Строительство подземных участков нефтегазосборных трубопроводов Ø 114x5мм и Ø 159x5мм предусматривается из труб стальных бесшовных по ГОСТ 8732-78 из стали 20, группа В (класс прочности К42) по ГОСТ 8731-74 с наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками СРС.

Наружное покрытие состоит из слоя эпоксидной грунтовки, клеящего подслоя на основе термоплавкой полимерной композиции и наружного полиэтиленового слоя.

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

Надземные участки запроектированы из таких же труб и без наружного полиэтиленового покрытия.

Для обеспечения пропуски очистного устройства по трубопроводу от куста №111 на нем предусматриваются гнутые отводы по ТУ 51-515-91 с радиусомгиба 5Ду с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 (Конструкция №1 по таблице №1) и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH							103
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Остальные фасонные части стальных трубопроводов приняты по ГОСТ 17375-2001 (отводы), ГОСТ 17376-2001 (тройники) и ГОСТ 17378-2001 (переходы) с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием. Материал – сталь 20. Для установки защитных втулок CPS на концах деталей трубопроводов привариваются катушки длиной 115 мм для трубопроводов \varnothing 114x5мм и 160мм для трубопроводов \varnothing 159x5мм.

Для подземных неизолированных деталей трубопровода предусмотрена изоляция в трассовых условиях термоусаживающейся лентой «ТИАЛ-Л». Изоляция сварных стыков снаружи труб предусматривается термоусаживающимися манжетами «ТИАЛ-М80». Данное изоляционное покрытие соответствует конструкции №14 по ГОСТ Р 51164-98 (таблице №1).

Контроль сварных стыков стальных трубопроводов – 100% радиографическим методом.

Проектной документацией предусматривается подземный способ укладки трубопроводов.

Глубина заложения нефтегазосборных трубопроводов принята исходя из следующих условий:

- в местах пересечения автодорог - не менее 1,4 м от поверхности полотна дороги до верхней образующей защитного кожуха;
- при прокладке в пучинистых грунтах - не менее 1,67 м от поверхности земли до верха трубы из условия прохождения трубопровода ниже глубины промерзания пучинистого грунта;
- при пересечении проектируемых трубопроводов с существующими подземными коммуникациями расстояние в свету принято не менее 0,35 м;
- при пересечении с кабелями ЭХЗ расстояние в свету принято не менее 0,5 м;
- в остальных случаях – на глубину не менее 0,8 м от уровня земли до верха трубы.

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

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

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

- до параллельно проложенных существующих трубопроводов не менее 5 м между осями;
- до параллельно проложенных проектируемых и существующих автодорог не менее 10 м до подошвы насыпи;

Переходы трубопроводов через технологические проезды с грунтовым покрытием и автодороги с гравийным покрытием осуществляются открытым способом.

Все переходы через проектируемые внутрикустовые технологические проезды, существующие и проектируемые автодороги предусмотрены с устройством защитных кожухов из стальной трубы \varnothing 377x10мм, \varnothing 426x10 мм по ГОСТ 10704-

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

91/ГОСТ 10705-80, сталь 10 группы В. Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна до края кожуха.

Для защиты наружного покрытия трубопровода от механических повреждений, при протаскивании в кожухах, применяются предохранительные изолирующие диэлектрические кольца «Спейсеры». На концах кожухов устанавливаются герметизирующие манжеты.

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

- лента изоляционная «Полилен-40-ЛИ-63, 2 слоя;
- праймер НК-50;
- наружная обертка «Полилен-ОБ-63», 1 слой.

Пересечение с линиями электропередачи ВЛ-10кВ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» предусматривается в соответствии с п.2.5.287, 2.5.288 ПУЭ Минэнерго России. Прокладка трубопроводов при сближении и параллельном следовании с ВЛ-10кВ осуществляется на расстоянии не менее 10 м от крайнего не отклоненного провода. Расстояние от фундаментов опор ВЛ-10кВ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» до трубопроводов при их взаимном пересечении принято не менее 5 м. Угол пересечения с ВЛ- 10кВ не нормируется.

Пересечение нефтегазопровода от куста №111 с линиями электропередачи ВЛ-35 кВ ОАО «МРСК Урала» - филиал «Пермэнерго» предусматривается в соответствии с ТУ ОАО «МРСК Урала» - филиал «Пермэнерго». Прокладка трубопроводов при сближении и параллельном следовании с ВЛ-35 кВ осуществляется на расстоянии не менее 10 м от крайнего не отклоненного провода. Расстояние от фундаментов опор ВЛ-35 кВ до трубопроводов при их взаимном пересечении принято не менее 10 м. Угол пересечения с ВЛ-35 кВ не нормируется.

При пересечении ручья прокладка проектируемого трубопровода принимается подземно на глубине не менее 1 м от естественных отметок дна ручья.

Для предотвращения всплытия трубопровода на болотах и обводненных участках предусмотрена его балластировка чугунными кольцевыми утяжелителями типа УЧК по ТУ 4834-001-71741496-2007.

Для предохранения защитного покрытия трубопроводов от повреждений при укладке в скальных, щебенистых грунтах и грунтах с твердыми включениями предусмотрена подсыпка и присыпка трубопровода мягким грунтом толщиной соответственно 20 см и 10 см.

По трассе предусмотрено подключение проектируемого нефтегазосборного трубопровода с куста №104 к проектируемому нефтегазосборному трубопроводу с куста №111. Подключение предусматривается надземно через узел, состоящий из отключающей задвижки на PN4,0МПа, класса герметичности затвора «А» по ГОСТ 9544-2015 и обратного клапана через тройник.

Узел задвижек размещается в металлическом сетчатом ограждении высотой 2,2 м. Конструкция калитки исключает ударное соприкосновение деталей, что

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH							105
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

обеспечивает искробезопасность, исключение скопления на них мусора и снега обеспечивается наличием сетчатого ограждения.

На ограждении закрепляются запрещающие знаки «Запрещается пользоваться открытым огнем» и «Проход запрещен», а также предупреждающие знаки.

Для надземных участков трубопроводов предусматривается окраска согласно СТП 09-001-2013

Подземная часть нефтегазосборных трубопроводов защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ.

Для защиты оборудования и неизолированных трубопроводов от блуждающих токов, в местах опусков трубопроводов в землю, предусмотрена установка изолирующих фланцевых соединений.

Трассы нефтегазосборных трубопроводов закрепляются на местности указательными знаками в соответствии с п.9.3.13 ГОСТ Р 55990-2014. В начале, в конце трассы трубопровода, на углах поворота, на каждом километре, при переходе через естественные и искусственные препятствия установлены указательные знаки в соответствии с СТП 09-001-2013 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Щит-указатель устанавливается в 1 метре от оси подземного трубопровода.

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

- площадки кустов скважин обвалованы. Высота земляного вала составляет не менее 1,0 м при ширине бровки поверху - 0,5 м и заложении откосов 1:1,5. Проектом принято укрепление откосов вала травосеянием по слою растительного грунта 0,15 м, укрепление бровки – втрамбованием песчано-гравийной смеси на толщину 0,05 м;

- дренаж из устройств приема предусмотрен в металлические поддоны, размещаемые на площадках с последующим вывозом и утилизацией;

- приустьевые площадки скважин предусматриваются с бордюром.

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.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
										106

3.7 Мероприятия по контролю радиационной, химической обстановки, обнаружения взрывоопасных концентраций, обнаружению предметов, снаряженных химически опасными, взрывоопасными и радиоактивными веществами; мониторингу стационарными автоматизированными системами состояния систем инженерно-технического обеспечения, строительных конструкций зданий (сооружений) проектируемого объекта, мониторингу технологических процессов, соответствующих функциональному назначению зданий и сооружений, опасных природных процессов и явлений

Стационарные системы контроля радиационной и химической обстановки проектом не предусматриваются.

Контроль за содержанием вредных веществ в атмосфере проводится:

- при производстве ремонтных работ;
- в местах нарушения герметичности или разрывов трубопровода при аварии.

Охрану объектов ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" осуществляет ООО Агентство «Луком-А-Пермь» по договору. Доступ физических лиц, транспортных средств и грузов на объекты ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» осуществляется в соответствии с Приказом ГД № а-834 от 02.12.2019г «Об утверждении Положения о пропускном и внутриобъектовом режимах в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Кроме того, на территорию объектов производственного назначения запрещен внос взрывчатых, радиоактивных, отравляющих, ядовитых, химически активных, легковоспламеняющихся и сильно пахнущих предметов и веществ.

Доступ работников эксплуатирующей организации и сторонних организаций на объекты ЦДНГ осуществляется по пропускам установленного образца. Во время нахождения на территории объекта ЦДНГ работники эксплуатирующей организации и сторонних организаций и посетители обязаны постоянно иметь при себе пропуск установленного образца.

При осмотре территории особое внимание обращается на инородные предметы и признаки постороннего вмешательства, которые могут повлиять на нормальный режим эксплуатации промышленного объекта. При обнаружении постороннего вмешательства, информация немедленно сообщается диспетчеру и местное отделение ОВД.

Для управления технологическими процессами проектируемого объекта применяется существующая АСУ ТП и локальные системы контроля и управления. Проектом предусматривается интеграция новых средств контроля и автоматизации в существующие системы управления.

На территории работ необходимо проводить мониторинг состояния окружающей среды и мониторинг опасных природных процессов, позволяющий своевременно отслеживать нарушения экологического равновесия, развития опасных природных процессов, выявлять причины таких нарушений и анализировать динамику изменения во времени.

Сбор информации в области функционирования инженерно-геологического мониторинга должен осуществляться путем проведения режим-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH							107
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

жений объекта капитального строительства, а также персонала (жителей) от опасных природных и техногенных процессов

Для уменьшения влияния сил морозного пучения на фундаменты предусмотрены следующие конструктивные и водозащитные мероприятия:

- боковые поверхности фундаментов обмазать битумной мастикой за 2 раза;
- плитные и мелкозаглубленные фундаменты установить на щебёночной подушке выполненной из мелкого щебня толщиной не менее 300 мм;
- дно котлованов уплотнить;
- вокруг фундаментов выполнить уплотнение и планировку поверхности для отвода атмосферных осадков;
- по периметру фундаментов и площадок выполнить отмостку из бетона класса В7.5, перекрывающую периметр котлована.
- все колодцы – металлические с обеспечением герметичности ввода и выпуска коммуникаций;
- обратную засыпку фундаментов выполнять непучинистым грунтом;
- при устройстве котлована не допускать обводнения и промораживания грунтов во избежание ухудшения их физико-механических свойств;
- площадки устройств приема очистных устройств имеют водонепроницаемое покрытие, канализованы и устанавливаются на подготовку из непучинистого грунта толщиной 300мм;
- вертикальная планировка участков строительства, обеспечивает отвод поверхностных вод;
- не допускать перерывы в устройстве оснований и последующем возведении фундаментов.

На стадии строительства и эксплуатации сооружений следует осуществлять гидрогеологический мониторинг для контроля возможного процесса подтопления, своевременного предотвращения утечек из водонесущих коммуникаций и т.д.

Обеспечить авторский надзор проектной организации за ходом строительства.

Молниезащита проектируемых объектов, в том числе защита от вторичных проявлений молнии и заноса высоких потенциалов решена согласно СО 153-34.21.122-2003 и РД 34.21.122-87.

По классификации согласно СО 153-34.21.122-2003 технологические площадки проектируемых объектов отнесены к специальным объектам, представляющим опасность для непосредственного окружения, электротехнические объекты – к объектам с ограниченной опасностью. Все объекты подлежат устройству молниезащиты III категории, с надежностью защиты от ПУМ 0,9.

По классификации РД 34.21.122-87 в зависимости от класса пожаро- и взрывоопасной зоны и степени огнестойкости зданий и сооружений технологические площадки проектируемых объектов относятся к объектам, подлежащим устройству молниезащите II категории.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH							110
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Система молниезащиты технологических площадок включает в себя следующие мероприятия:

- защита от прямых ударов молнии путем заземления металлических оболочек и корпусов оборудования;
- защита от заноса высоких потенциалов выполнена присоединением трубопроводов и других протяженных металлических сооружений на входе и выходе с технологических площадок к ЗУ;
- для защиты от вторичных проявлений молнии все протяженные металлические конструкции внутри площадок и блоков (трубопроводы, вентиляционные каналы, короба и лотки для прокладки кабелей и др.) представляют собой непрерывную электрическую цепь, которая в пределах взрывоопасной зоны присоединена к ЗУ не менее чем в двух точках (при входе на площадку и выходе с нее);
- металлические корпуса всего оборудования и аппаратов присоединены к ЗУ; в пределах площадок между трубопроводами и другими протяженными металлическими конструкциями в местах их сближения на расстояние менее 10 см через каждые 30 м выполнены перемычки;
- защита от статического электричества выполнена надежным заземлением всех технологических трубопроводов и аппаратов и обеспечением непрерывной электрической цепи протяженными технологическими и электротехническими конструкциями.

ЗУ являются общими для молниезащиты и заземления электрооборудования и обеспечивают:

- заземление электрооборудования;
- защиту от статического электричества;
- защиту от вторичных проявлений молнии и заноса высоких потенциалов.

ЗУ выполнены из стержневых электродов и соединяющей их полосы. Стержневые электроды изготовлены из круглых стержней горячего оцинкования по ГОСТ 9.307-89 диам.18мм, L=5000мм, соединяющая полоса – из стали горячего оцинкования по ГОСТ 9.307-89 размерами 40x4мм. Соединение заземляющих проводников выполняется сваркой в соответствии с требованиями СНиП 3.05.06-85 и РД 34.21.122-87, места сварных соединений после проведения монтажа покрывается цинксодержащей грунтовкой, поверх которой наносится слой защитной эмали, если заземляющие проводники расположены на поверхности или битумной мастикой, в случае нахождения сварного соединения в земле.

В качестве естественных ЗУ используются обсадные колонны добывающих и нагнетательных скважин.

Конструкция ЗУ выполнена таким образом, чтобы обеспечить сопротивление ЗУ не выше следующих значений:

- защитного заземления – 4 Ом;
- технологического оборудования – 10 Ом;
- молниезащита наружных установок – 10 Ом.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH							111
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

3.10 Решения по созданию и содержанию на проектируемом объекте запасов материальных средств, предназначенных для ликвидации чрезвычайных ситуаций и их последствий

Для экстренного привлечения необходимых средств для ликвидации ЧС в Обществе создаются резервы финансовых и материальных ресурсов, согласно Постановлению Правительства Российской Федерации от 10.11.1996 № 1340 «О порядке создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Финансовые резервы для мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера обеспечиваются согласно приказа ОАО «ЛУКОЙЛ» от 13.07.1998 № 285 «О формировании финансовых и материальных резервов ОАО «ЛУКОЙЛ» для предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» договорами страхования имущественных и других интересов (таблица 3.51). Организация – страховщик: СПАО "Ингострах", ОАО "Росгосстрах". Адреса: 614990, г. Пермь, ул. Куйбышева, д. 10, 117997, г. Москва, ул. Пятницкая, д. 12, стр. 2.

Таблица 3.51

Название договора	Номер договора	Дата договора	Страховщик	Страховые случаи (согласно условиями договора)	Дата вступления договора в силу	Страховая сумма (лимит ответственности) (руб.)	Размер франшизы (руб.), тип франшизы
Договор страхования имущества юридических лиц «от всех рисков»	№453-084311/18z2868	20.12.2018 г.	СПАО "Ингострах"	Гибель (утрата) и/или повреждение застрахованного имущества, наступившие в результате оказанного на него любого внезапного и непредвиденного воздействия	01.01.2019г	9634390921	31 500 000 (безусловная)
Договор обязательного страхования ГО владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на ОПО	№02-140-000134/18z2892	20.12.2018 г.	ОАО "Росгосстрах"	Нанесение ущерба жизни, здоровью, имуществу 3-х лиц	В зависимости от окончания срока действия предыдущего полиса	3180000000	нет

С целью обеспечения деятельности Общества при угрозе и возникновении ЧС в мирное и военное время 09.08.2018 Старшим Вице президентом по добыче нефти и газа ПАО «ЛУКОЙЛ» утвержден разработанный для Общества Перечень аварийного, страхового и резервного запасов в том числе:

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							112

- резервный запас материально технических ресурсов (МТР) для обеспечения устойчивой деятельности на сумму 394707,62 рублей, находящийся на объектах и базах Общества;

- аварийный запас МТР для ликвидации аварийных и чрезвычайных ситуаций, хранящийся в подразделениях Общества на сумму 18220618,43 рублей.

- страховой запас МТР для обеспечения устойчивой работы Общества при возникновении ЧС мирного и военного времени, хранящийся на базах на сумму 181793280,21 рублей.

Подтверждающими документами о наличии резерва финансовых ресурсов являются:

- комфортное письмо ПАО «ЛУКОЙЛ» от 21.10.2016 № СН-6386Л о готовности в оперативном порядке перевести денежные средства для ликвидации последствий аварий и ЧС;

- гарантийное письмо Пермского ПКБ филиала ПАО Банка «ФК Открытие» от 12.07.2016 № 36Ф-4/124151 о возможности кредитования Общества в размере 30 (тридцати) млн.рублей в случае возникновения ЧС.

Материально-техническое обеспечение работ по предупреждению и ликвидации ЧС организует КЧС Общества. Силы и средства предупреждения и ликвидации ЧС объектового звена Общества включают в себя:

Силы и средства ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

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

- Цеха добычи нефти и газа ЦДНГ № 12:

а) нештатная аварийно-спасательная группа по ликвидации аварийных разливов нефти ЦДНГ № 12;

б) средства связи и передачи данных.

- Центральная база производственного обслуживания.

Тушение возможных пожаров на проектируемом объекте предусматривается территориальными подразделениями федеральной противопожарной службы: ПЧ-9, ПЧ-12 ОФПС-1 ГУ МЧС России по Пермскому краю.

Пожарные подразделения размещены в г. Березники на расстоянии 70 км от проектируемого объекта.

Для выполнения функций по тушению пожаров пожарная охрана оснащена пожарной техникой – 2 пожарных автомобиля повышенной проходимости.

Силы и средства специализированных организаций, в соответствии с заключенными договорами

- Государственное казенное учреждение «Аварийно-спасательное формирование Северо-Восточная противоданная военизированная часть Министер-

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
								19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	113
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

ства энергетики Российской Федерации» (далее ГУ АСФ СВПФВЧ), подразделением которого является Пермский военизированный отряд (далее ПВО), базирующийся в пос. Нагорный г. Кунгура – привлечение специалистов и оборудования для ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых нефтяных фонтанов.

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

Силы и средства вышестоящих организаций ВИНК «ЛУКОЙЛ»

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

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

3.11 Предусмотренные проектной документацией технические решения по системам оповещения о чрезвычайных ситуациях (включая локальные системы оповещения в районе размещения потенциально опасных объектов)

Проектной документацией не предусматриваются технические решения по системам оповещения о чрезвычайных ситуациях.

Доведение сигналов и информации оповещения обеспечивается штатными средствами внешней и внутренней связи.

Система оповещения соответствует требованиям Положения о системах оповещения населения, утвержденного совместным приказом МЧС России, Мининформсвязи России и Минкультуры России от 25.07.2006 № 422/90/376.

Схема оповещения в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» при угрозе и возникновении аварийных и чрезвычайных ситуаций утверждена и введена в действие приказом ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» № а-202 от 29.03.2019 «О порядке оповещения и представлении информации при несчастных случаях, инцидентах, авариях и чрезвычайных ситуациях, угрозах совершения и совершении актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Схема оповещения при техногенных событиях и чрезвычайных ситуациях, при возникновении несчастного случая, при угрозах совершения и о совершении актов незаконного вмешательства, при возникновении аварии (инцидента) в работе энергетического оборудования, произошедших на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», приведены ниже (Рисунок 11, Рисунок 12, Рисунок 14, Рисунок 15).

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							114

Схема оповещения технологически взаимодействующих предприятий при несчастных случаях, техногенных событиях и чрезвычайных ситуациях, угрозах совершения и совершении актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» приведена ниже (Рисунок 13).

Список оповещения для организации оперативного взаимодействия при несчастных случаях, техногенных событиях и чрезвычайных ситуациях, угрозах совершения и о совершении актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» приведен ниже (таблица 3.52).

Список оповещения экстренных и оперативных служб Пермского края, администраций муниципальных районов, надзорных и контролирующих органов, аварийно-спасательных и прочих организаций при несчастных случаях, техногенных событиях и чрезвычайных ситуациях, угрозах совершения и о совершении актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» приведен ниже (таблица 3.53).

Таблица 3.52

Подразделение	Номера телефонов	
	рабочий	сотовый
ПАО «ЛУКОЙЛ»		
ЦДУ дежурный диспетчер	тел.(495) 627-88-16 тел. (495) 627-88-17 факс (495) 627-88-19	
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»		
ЦДУ г.Пермь		
ЦДУ	(342) 235-32-00; вн. 53-200 (342) 235-35-32; вн. 53-532	8-951-932-1432
ГГО,ПиЛЧС г.Пермь		
Ведущий инженер - заместитель руководителя Группы	(342) 233-66-28; вн. 36-628	8-902-471-2695
УОТ,ПиЭБ г.Пермь		
Начальник управления	(342) 2336-630; вн. 36-630	8-902-801-7889 8-912-580-4883
Начальник Отдела экологии – заместитель начальника управления	(342) 233-66-14; вн. 36-614	8-902-801-5951
Начальник Отдела охраны труда и промышлен- ной безопасности	(342) 233-66-42; вн. 36-642	8-951-951-1493
УМЭМО г.Пермь		
Начальник управления	(342) 2356-009; вн. 56-009	8-912-881-0458
Начальник Отдела Главного механика – Глав- ный механик	(342) 2356-167; вн. 56-167	8-912-484-2497
Начальник Отдела Главного энергетика – Глав- ный энергетик	(342) 2356-844; вн. 56-844	8-912-484-2633
Начальник Отдела автоматизации и метрологии – Главный метролог	(342) 2356-839; вн. 56-839	8-904-848-8252
Начальник Отдела трубопроводного транспорта	(342) 2356-569; вн. 56-569	8-992-231-8729
УТДНиГ г.Пермь		
Начальник управления	(342) 2356-196; вн. 56-196	8-951-928-2545
Начальник Отдела добычи нефти – заместитель начальника управления	(342) 2356-190; вн. 56-190	8-912-484-3611

Взам. инв. №	Подл. и дата	Инв. № подл.							Лист
			19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH						115
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Подразделение	Номера телефонов	
	рабочий	сотовый
УКБ г.Пермь		
Начальник управления	(342) 2353-308; вн. 53-308	8-950-440-1769
Начальник Отдела корпоративной безопасности объектов нефтедобычи	(342) 2353-169; вн. 53-169	8-908-270-9025
ЦИТС (Чернушка)		
Начальники смен	(34-261) 60-015; вн. 60-015 (34-261) 60-055; вн. 60-055	8-908-271-3886
ЦИТС (Оса)		
Начальники смен	(34-291) 30-544; вн. 30-544 (34-291) 30-530; вн. 30-530	8-908-276-6892
ЦИТС (Полазна)		
Начальники смен	(34-265) 40-040; вн. 40-040 (34-265) 40-052; вн. 40-052	8-965-579-1547
ЦДНГ-12		
Оперативно-производственная служба	(34-242) 38-629; вн.38-629	8-951-956-0560 8-951-932-0308 8-952-327-7213
	(34-242) 38-620; вн.38-620 (Озерное)	
	(34-242) 32-673; вн.32-673 (Березники)	
	(34-242) 38-601; вн.38-601	
ГКС «Маговская»	Мастер ГКС (34-242) 38-665; вн.38-665	8-951-945-7699 8-904-844-2889
	Машинисты ГКС (34-242) 38-667; вн.38-667	
ГКС «Чашкино»	Мастер ГКС (34-242) 38-677; вн.38-677	8-922-308-8845
	Машинисты ГКС (34-242) 38-678; вн.38-026	
Цех производственного обслуживания – ЦПО		
Начальник участка по обеспечению сохранности и движению материальных ценностей	(342) 2-356-188; вн. 56-188	8-912-495-0511
Старший комендант (Пермь, Борчанинова, 15, Сибирская, 31)	(342) 244-66-50	8-912-881-0619
Заведующий хозяйством (Пермь, Лодыгина, 53)	(342) 2-356-826; вн. 56-826	8-912-496-8945
Инженер 2 кат. (Чернушка)	(34-261) 60-038; вн. 60-038	8-952-320-0463
Техник (Оса)	(34-291) 30-550; вн. 30-550	8-908-255-6958
Комендант (Полазна)	(34-265) 40-047; вн.40-047	8-912-484-2515
Испытательный центр		
Начальник Испытательного центра	(3422) 353-750; вн. 53-750	8-919-443-5665
Испытательная лаборатория приемно-сдаточного пункта Осинского нефтегазопромысла		
Заведующий лабораторией	(34-291) 30-808; вн. 30-808	8-982-231-1047
Испытательная лаборатория приемно-сдаточного пункта Павловского нефтегазопромысла		
Заведующий лабораторией	(34-261) 60-191; вн. 60-191	8-902-479-5102
Испытательная лаборатория приемно-сдаточного пункта Полазненского нефтегазопромысла		
Заведующий лабораторией	(34-265) 40-279; вн. 40-279	8-912-982-8720
Испытательная лаборатория приемно-сдаточного пункта Сухановского нефтегазопромысла		
Заведующий лабораторией	(34-268) 30-482; вн. 30-482	8-912-060-7471
Лаборатория радиационной безопасности и контроля ЦДНГ-5		

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH

Лист

116

Подразделение	Номера телефонов	
	рабочий	сотовый
Заведующий лаборатории	(34-291) 30-557 (вн. 30-557)	8-912-483-1518
Соликамская база		
Начальник базы	(34-253) 55-519; вн. 32-907	8-951-951-1702
Заместитель начальника базы	(34-253) 51-263; вн. 32-907	8-902-474-1513
Чернушинская база		
Начальник базы	(34-261) 60-601; вн. 60-601	8-950-475-9640
Заместитель начальника базы	(34-261) 60-602; вн. 60-602	8-912-888-3149

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH

Лист

117

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

Изм.	
Колучь	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 3.53

Наименование	Ф.И.О.	Должность	№ телефона	Адрес
Экстренные оперативные службы Пермского края				
Единая дежурно-диспетчерская служба муниципальных районов и городских округов Пермского края (далее – ЕДДС) (в муниципальных образованиях, в которых не назначен штат ЕДДС, по телефону 112 отвечает диспетчер службы пожарной охраны)			тел. 112	
Служба пожарной охраны	Городской телефон, сотовая связь: МТС, TELE2, МЕГАФОН, БИЛАЙН.		101	
Служба полиции			102	
Служба скорой медицинской помощи			103	
Аварийная служба газовой сети			104	
Центр управления в кризисных ситуациях Главного управления МЧС России по Пермскому краю	Старший оперативный дежурный		тел. 8 (342) 258-40-01 (доб.486)	
	Начальник дежурной смены		тел. 8 (342) 258-40-01 (доб.487)	
Государственное казенное учреждение Пермского края «Гражданская защита»	Оперативный дежурный		тел. 8 (342) 236-15-05 факс 8 (342) 236-35-19	
Государственное краевое казенное учреждение Пермского края «Пермская краевая служба спасения»	Оперативный дежурный поисково-спасательного отряда		тел. 8 (342) 267-82-59 факс 8 (342) 267-82-58	
Государственного учреждения здравоохранения «Пермский краевой территориальный центр медицины катастроф»	Оперативный дежурный		тел. 8 (342) 281-01-73 тел. 8 (342) 241-44-44	
Управление Росприроднадзора по Пермскому краю	Оперативный дежурный		тел. 8-919-707-4444	
Главное управление МВД России по Пермскому краю	Дежурная часть		тел. 8 (342) 246-77-00	
ГИБДД ГУ МВД России по Пермскому краю	Дежурная часть		тел. 8 (342) 282-06-38; 282-06-39; 246-73-00	
Администрации муниципальных районов				
Администрация Соликамского муниципального района	ЕДДС		тел. (34-253) 4-89-48 эл. адрес: edds_sr@solkam.ru	618554, Пермский край, г. Соликамск, ул. 20 лет Победы,
	Глава администрации		тел. /факс (34-253) 7-53-33	

19Z2015-RD-GOCHNS2.2.TCH

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

Изм.	
Колучь	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

19Z2015-PD-GOCHNS2.2.TCH

Лист
119

Наименование	Ф.И.О.	Должность	№ телефона	Адрес
	Поляков Олег Иванович		эл. адрес: srajon@rambler.ru	д. 173 «а»
Прокуратура г. Соликамска	Шумилов Андрей Анатольевич	Прокурор	тел.(34-253) 7-56-44	618553, Пермский край, г. Соликамск, ул. Соликамское ш., д. 2а
Надзорные и контролирующие органы				
Западно-Уральское управление Ростехнадзора	Черёмушкин Константин Михайлович	Руководитель управления	Приемная- тел. (342) 207-38-10 207-38-63 (доб. 810) факс (342) 227-09-66	614094, Пермский край, г. Пермь, ул. Вильвенская, д. 6
	по Пермскому краю			
	Мацов Станислав Яковлевич	Заместитель Руководителя управления	Приемная- тел. (342) 207-38-35 270-38-69 (доб. 835) факс (342) 233-57-51 perm@zural.gosnadzor.ru	
	по Республике Башкортостан			
	Коротов Игорь Александрович	Заместитель руководителя управления	тел. (347) 279-98-95 тел. (347) 279-99-49 aup@priuralnadzor.ru	450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Мира, д. 14
Управление Федеральной службы по надзору в сфере природопользования по Пермскому краю (Управление Росприроднадзора по Пермскому краю)	Азанов Андрей Юрьевич	Руководителя управления	Приемная- тел.(342) 280-78-45 факс (342) 280-80-80	614081, Пермский край, г. Пермь, ул. Крылова, д. 34
Государственная инспекция по экологии и природопользованию Пермского края	Лазепный Вадим Григорьевич	Начальник инспекции	Приемная – тел. (342) 201-33-12 сот.8-952-319-3000	614007, г. Пермь, ул. Тимирязева, д. 30
Министерство природных ресурсов, лесного хозяйства и экологии Пермского края	Килейко Дмитрий Евгеньевич	Министр	Приемная- тел.(342) 233-27-57	614990, г. Пермь, ул. Попова, д. 11
Камское бассейновое водное управление Федерального агентства водных ресурсов	Михайлов Александр Владимирович	Руководитель управления	тел.ф.(342) 212-88-44	614990, Пермский край, г. Пермь, ул. 25 Октября, д. 28а
Управление Федеральной службы по ветеринарному и фитоса-	Огородников Андрей	И.о. руководителя службы	тел. (342) 297-93-44 факс (342) 297-93-45	614513, Пермский край,

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

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

19Z2015-RD-GOCHNS2.ТСН

Лист
120

Наименование	Ф.И.О.	Должность	№ телефона	Адрес
нитарному надзору по Пермскому краю	Владимирович			д. Песьянка, ул. Строителей, д. 1 «б»
Средневолжское территориальное управление Федерального агентства по рыболовству	Ткачев Вадим Викторович	ВРИО руководи- теля	тел. (846) 270- 97-33	443052, г. Самара, ул. Заводское шоссе, д. 64Б
Государственная инспекция труда в Пермском крае	Ковалев Сергей Петрович	ВРИО руководи- теля Государственной инспекции труда	Приемная- тел. (342) 212-52-23 факс (342) 212-52-43 тел. (342) 212-52-08	614990, Пермский край, г. Пермь ул. Советская, д. 39
Управление труда Министерство промышленно- сти, предпринимательства и торговли Пермского края	Петров Андрей Николаевич	Начальник управления	тел. (342) 217-70-96	614990, Пермский край, г. Пермь, ул. Ленина, д. 51
Главное управление МЧС Рос- сии по Пермскому краю	Бабинцев Андрей Николаевич	Начальник глав- ного управления	тел. (342) 258-40-01 (доб.500)	614990, г. Пермь, ул. Екатерининская, д. 53 а
Управление федеральной служ- бы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополу- чия человека по Пермскому краю (Роспотребнадзор)	Костарев Виталий Геннадьевич	Руководитель службы	тел. (342) 239-35-63 факс (342) 239-31-24	614990, Пермский край, г. Пермь, ул. Куйбышева, д. 50
Объединенная Первичная Проф- союзная Организация (ОППО) ООО «ЛУКОЙЛ- ПЕРМЬ»	Зорин Алексей Витальевич	Председатель	тел. (342) 233-68-58 факс (342) 235-67-71	614990, Пермский край, г.Пермь, ул. Ленина, д. 62
	Секлецов Михаил Владимирович	Технический инспектор труда	т. (342) 235-67-16 сот. 8902-478-3602	
Прочие организации				
Государственное учреждение «Пермский центр по гидроме- теорологии и мониторингу окружающей среды»	Смирнов Павел Владимирович	Начальник учреждения	Приемная – тел. (342) 274-39-70 факс (342) 274-29-72	614030, Пермский край, г. Пермь, ул. Ново-Гайвинская, д. 70

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

Изм.	
Колучь	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

19Z2015-PD-GOCHNS2.2.TCH

Лист	121
------	-----

Наименование	Ф.И.О.	Должность	№ телефона	Адрес
Свердловская железная дорога филиал ОАО «РЖД», Пермское отделение	Приемная		тел. (342) 230-33-00 факс (342) 230-46-42	Пермский край, г. Пермь ул. Генкеля, д. 6
Управление ФСБ России по Пермскому краю	Оперативный дежурный		тел. (342) 239-39-39 факс (342) 212-84-28	614990, Пермский край, г.Пермь, ул. 25 Октября, д. 12
ПАО СК «РОСГОССТРАХ» филиал территориального управления по г. Перми	Арсибеева Ольга Владимировна	Директор филиала	Тел. (342) 235-11-00 Факс (342) 235-16-54	614445 Пермский край,г. Пермь ул. Куйбышева, д. 10
Государственное учреждение Пермское региональное Отделение ФСС РФ	Токарева Галина Ивановна	Управляющий учреждением	Приемная- тел. (342) 249-20-02 факс (342) 249-20-13	614990, Пермский край, г.Пермь, ул. Революции, д. 66
Аварийно-спасательные организации				
Пермский военизированный отряд по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов-филиал ФГАУ «АСФ» «СВПФПЧ»	Приданов Сергей Анатольевич	Командир отряда	сот. 8-908-253-0401 приемная: тел/факс (34-271) 3-30-05	Пермский край, г. Кунгур, п. Нагорный, «Промбаза»
	Оперативный дежурный		тел. (34-271) 3-30-85	
ООО «Уралэкорескрс»	Диспетчерская служба		тел. (342) 216-06-00 сот.8-902-80-08-711	Пермский край, г. Пермь, ул. Льва Шатрова, д.33
ООО «Агентство ЛУКОМ-А-Пермь»	Оперативный дежурный		тел. (342) 201-15-26 факс (342) 201-16-43 сот. 8-902-648-5096	Пермский край, г. Пермь, ул. Советская, д.94
Пермское региональное управление ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ»	Центральная диспетчерская служба		тел./ф (342) 233-68-30 факс (342) 235-32-72	Пермский край, г. Пермь, ул. Глеба Успенского, д.15а
	Диспетчер оперативно-диспетчерской службы сетевого района Цеха электроснабжения	тел. (34-261) 60-010		Чернушка
		тел. (34-271) 60-529		Кунгур
		тел. (34-291) 57-308		Оса
		тел. (34-265) 40-003	Полазна	

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

19Z2015-RD-GOCHNS2.ТСН

Лист 122

Схема оповещения при техногенных событиях и чрезвычайных ситуациях произошедших на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

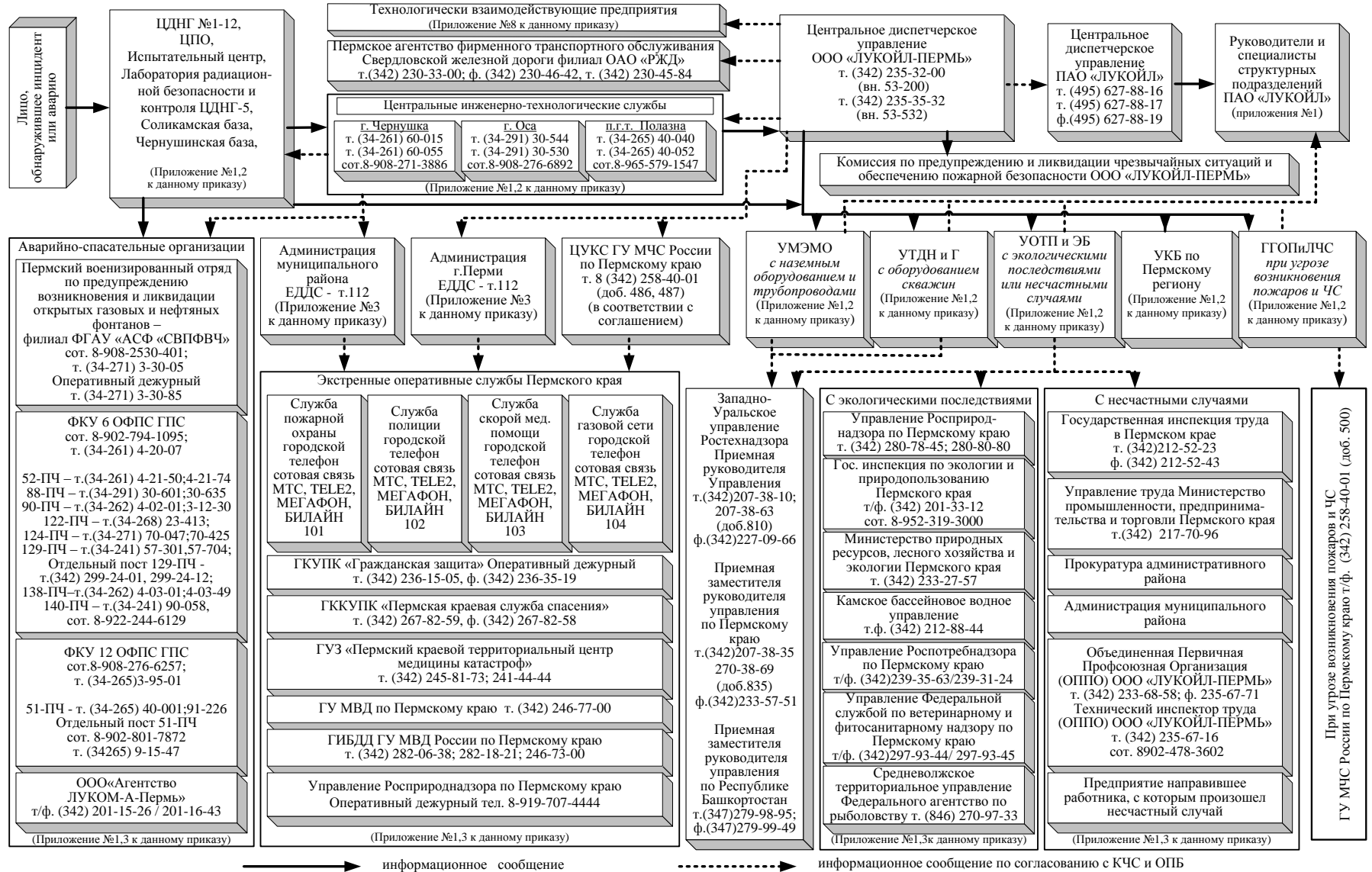


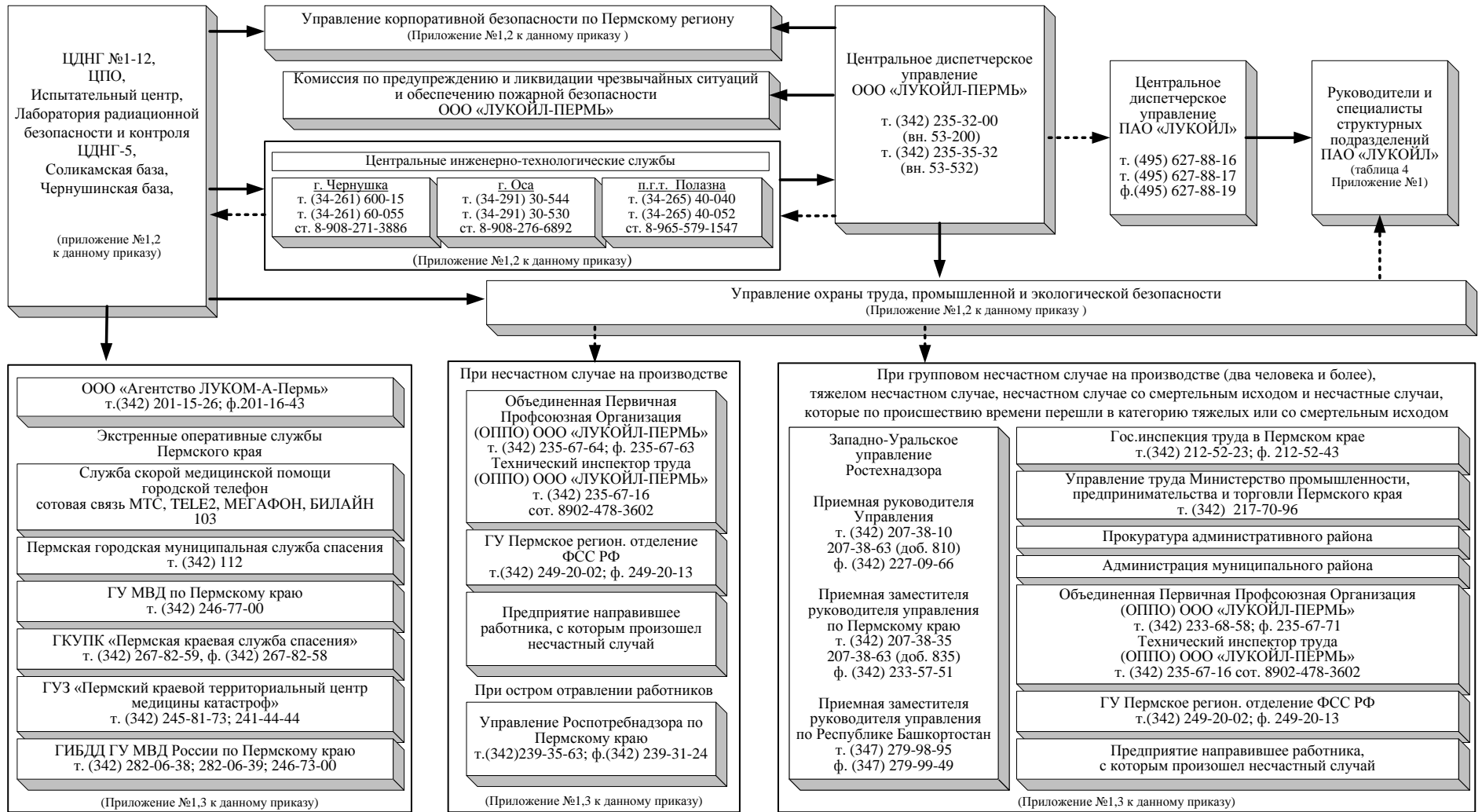
Рисунок 11 - Схема оповещения при техногенных событиях и чрезвычайных ситуациях произошедших на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

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

Изм.	Код	Лист	№ док	Подп.	Дата

19Z2015-RD-GOCHNS2.2.TCH

Лист 123



—————> информационное сообщение - - - - -> информационное сообщение по согласованию с КЧС и ОПБ

Рисунок 12 - Схема оповещения при возникновении несчастного случая в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

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

Изм.	
Кодуч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Схема оповещения технологически взаимодействующих предприятий при несчастных случаях, техногенных событиях и чрезвычайных ситуациях, угрозах совершения и совершении актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

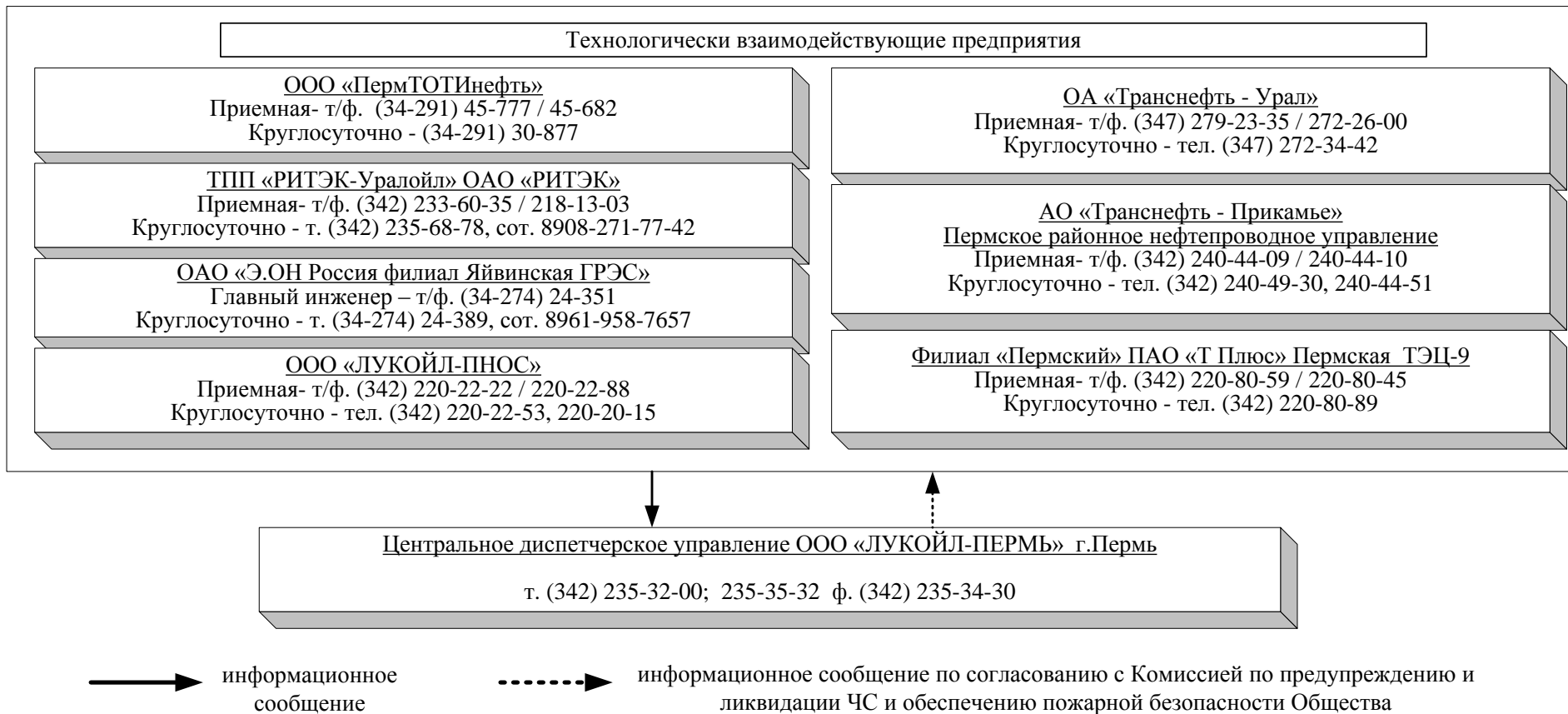


Рисунок 13 - Схема оповещения технологически взаимодействующих предприятий при несчастных случаях, техногенных событиях и чрезвычайных ситуациях, угрозах совершения и совершении актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

19Z2015-PD-GOCHNS2.2.TCH

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

Изм.	Кодич.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

19Z2015-RD-GOCHNS2.2.TCH

Лист	125
------	-----

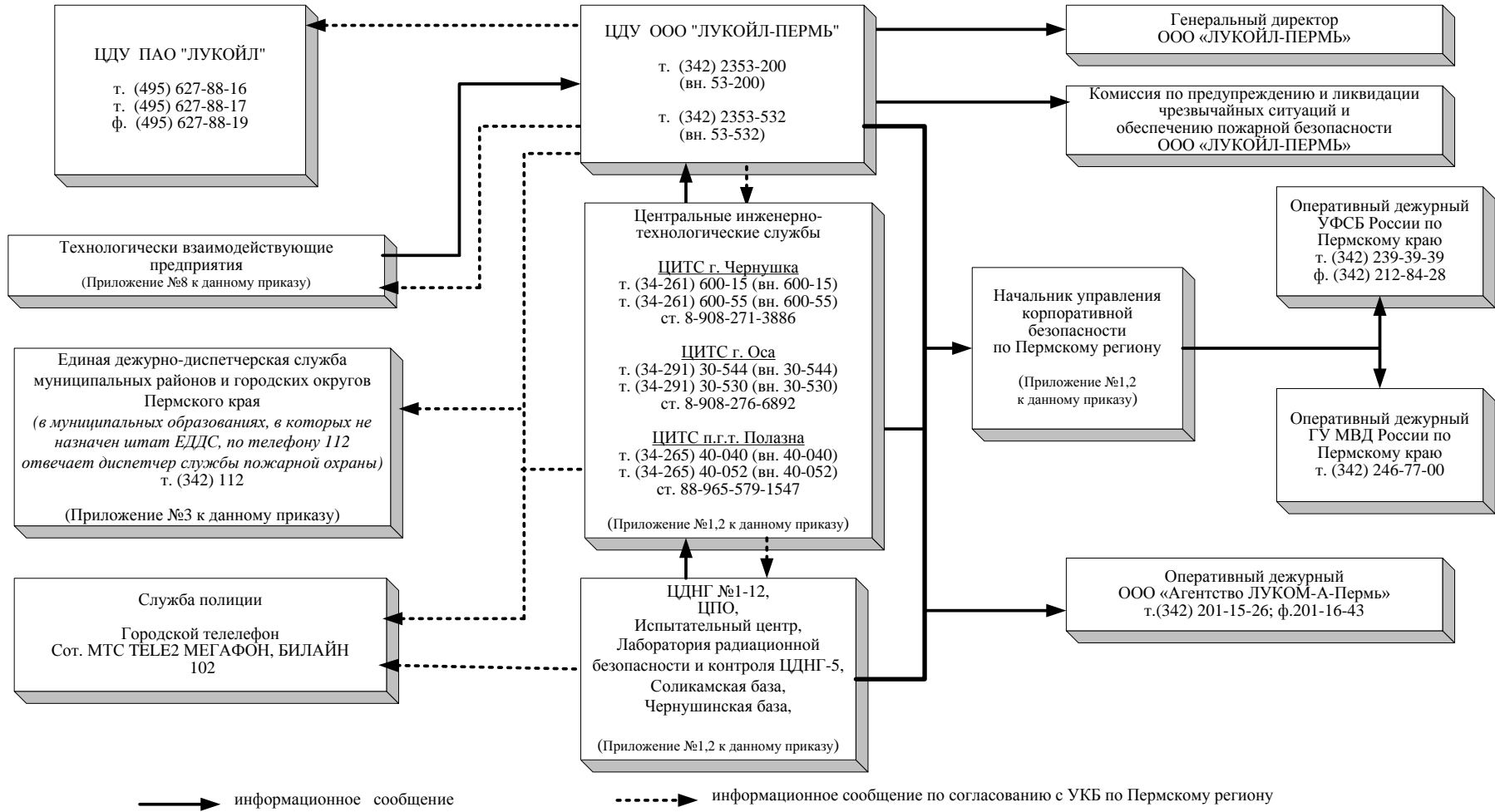


Рисунок 14 - Схема оповещения при угрозах совершения и о совершении актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

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

Изм.	
Колуч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

19Z2015-PD-GOCHNS2.2.TCH

Лист	126
------	-----

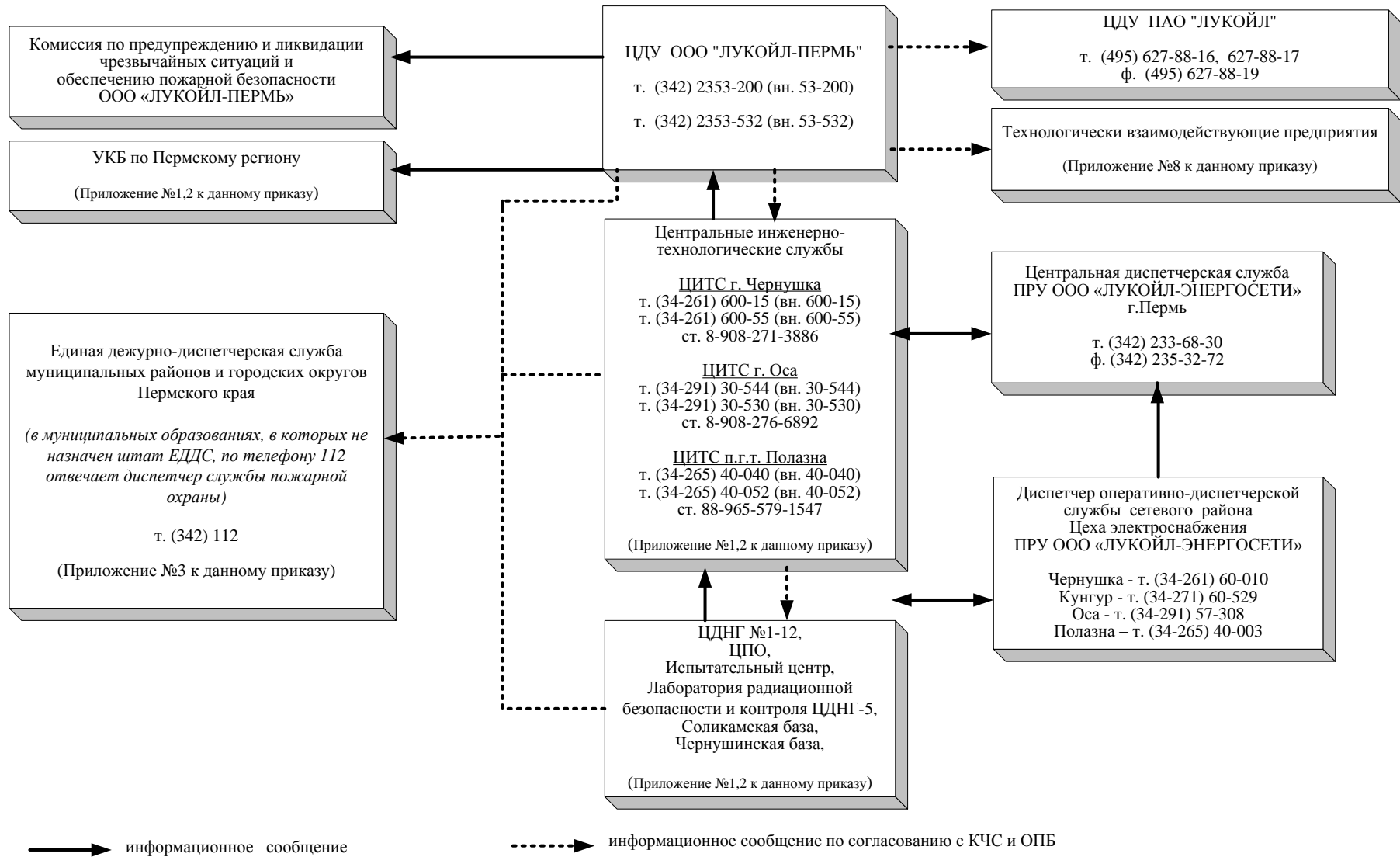


Рисунок 15 - Схема оповещения при возникновении аварии (инцидента) в работе энергетического оборудования, произошедших на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

3.12 Мероприятия по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственным процессом, обеспечению гарантированной, устойчивой радиосвязи и проводной связи при чрезвычайных ситуациях и их ликвидации, разработанные с учетом требований ГОСТ Р 53111

В соответствии со структурой управления процессами добычи, сбора и транспорта нефти проектируемые объекты территориально входят в состав ЦДНГ-12. В нефтяном районе функционирует сеть проводной ведомственной телефонной связи, сеть технологической и производственной радиосвязи.

Проектом не предусматривается изменение существующих каналов связи.

3.13 Мероприятия по обеспечению эвакуации населения (персонала проектируемого объекта) при чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера, мероприятия по обеспечению беспрепятственного ввода и передвижения на территории проектируемого объекта аварийно-спасательных сил для ликвидации чрезвычайных ситуаций

Эвакуационный путь (путь эвакуации) - путь движения и (или) перемещения людей, ведущий непосредственно наружу или в безопасную зону, удовлетворяющий требованиям безопасной эвакуации людей при пожаре.

Для обеспечения безопасности людей в течение времени, необходимого для эвакуации в безопасную зону, или в течение времени, необходимого для проведения специальных работ используются средства индивидуальной защиты. Перечень и количество средств защиты определяется «Типовыми нормами бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением», утвержденными приказом Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 09.12.2009 № 970н.

При технологической аварии на трубопроводе маршруты вывода людей определить и проложить перпендикулярно линейной части трубопровода.

Проезд к месту работы осуществляется в любое время года по асфальтированным дорогам Березники – Левино – Касиб далее по межпромысловым дорогам.

Подъезды к кустовым площадкам осуществляются по проектируемым автодорогам IV-V категории с покрытием из щебня.

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
									127
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH			

Въезды на площадки кустов выполнены в виде пандуса. Ширина пандуса и конструкция покрытия соответствуют параметрам внутриплощадочных автопроездов.

В соответствии с требованиями п.6.1.30 СП 231.1311500.2015 площадки для стоянки пожарной техники располагаются возле каждого въезда на кустовую площадку.

В соответствии с СП 37.13330.2012 «Промышленный транспорт». Актуализированная редакция СНиП 2.05.07-91*», внутриплощадочные проезды относятся к служебным, обеспечивающим перевозку вспомогательных и хозяйственных грузов и проезд технологического, аварийного и пожарного транспорта ко всем проектируемым сооружениям.

Для проезда к сооружениям, требующим эпизодического обслуживания, предусмотрен проезд технологического транспорта по спланированной территории куста.

Для обслуживания КТП технологическим транспортом предусмотрена площадка с покрытием из щебня толщиной 0,38м, используемая также для размещения передвижных ДЭС.

Все эти проектные решения позволяют, при необходимости, своевременно обеспечить эвакуацию людей, находящихся на территории проектируемых площадок, в момент возникновения аварийной ситуации, а также обеспечить беспрепятственный ввод и передвижение сил и средств для ликвидации последствий аварий.

3.14 Перечень используемых сокращений и обозначений

ГО – гражданская оборона;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

МЧС России – Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий;

РСЧС – Единая государственная система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций;

ТВС – топливо-воздушная смесь;

УВ – ударная волна;

ЛВЖ – легковоспламеняющаяся жидкость;

ГЖ - горючая жидкость;

СУГ – сжиженный углеводородный газ;

АХОВ – аварийно химически опасное вещество;

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;

УППН – установка предварительной подготовки нефти;

РВП – резервуары водоподготовки;

НСЖ – нефтесодержащая жидкость;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	Лист
							128

РВС – резервуар вертикальный стальной;
 ЕП – емкость подземная;
 ПНС – перекачивающая насосная станция;
 ППД – поддержание пластового давления;
 ТВЧ – твердые взвешенные частицы;
 ВЛ – высоковольтная линия;
 АТС – автоматизированная телефонная сеть;
 УКВ – ультракороткие волны;
 ОПС – оперативно-производственная служба;
 ЦИТС – центральная инженерно-технологическая служба;
 ЕДДС – единая дежурная диспетчерская служба;
 АБК – административно-бытовой корпус;
 ЦДУ- центральное диспетчерское управление;
 ПУ – пункт управления;
 ЗПУ – запасный пункт управления;
 КИП и А – контрольные и измерительные приборы и средства автоматизации;

ЛСУ – локальная система управления;

АСУТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

ПОО - потенциально опасные объекты;

ГЗУ - групповая замерная установка;

БКНС – блочно-кустовая насосная станция;

ВРБ – водораспределительный блок;

КНС – кустовая насосная станция;

ДНС – дожимная насосная станция;

ЭРОА - эквивалентная равновесная объемная активность;

СРБ - служба радиационной безопасности;

ПВХО - пункт временного хранения оборудования, загрязненного природными радионуклидами;

ПЗТО - пункт захоронения твердых нефтепромысловых отходов;

СЗЗ – санитарно-защитная зона;

ЛРБиК - лаборатория радиационной безопасности и контроля;

ЗС – защитное сооружение;

МТР - материально-технические средства;

ПУЭ - правила устройства электроустановок;

КЧС – комиссия по чрезвычайным ситуациям;

ПЧ – пожарная часть;

ФКУ - Федеральное казённое учреждение.

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH					129
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

4 Список литературы

1. Федеральный закон от 12.02.1998 № 28-ФЗ «О гражданской обороне».
2. Федеральный закон от 21.12.1994 № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
3. Федеральный закон от 06.03.2006 № 35-ФЗ «О противодействии терроризму».
4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 года № 101.
5. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ О промышленной безопасности опасных производственных объектов.
6. Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ Технический регламент о безопасности зданий и сооружений.
7. Постановление Правительства РФ от 21.05.2007 г. № 304 О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.
8. Постановление Правительства РФ от 30.12.2003 № 794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» (с изменениями).
9. Постановление Правительства Российской Федерации от 27.04.2000 № 379 «О накоплении, хранении и использовании в целях гражданской обороны запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств».
10. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144 "Об утверждении Руководства по безопасности "Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах".
11. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения.
12. ГОСТ 12.1.033. ССБТ. Пожарная безопасность. Термины и определения.
13. ГОСТ 31378-2009. Нефть. Общие технические условия.
14. ГОСТ Р 12.3.047-2012. ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
15. ГОСТ Р 55201-2012 «Порядок разработки перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при проектировании объектов капитального строительства»
16. СП 165.1325800.2014 Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Актуализированная редакция СНиП 2.01.51-90.
17. СП 264.1325800.2016 Свод правил. Световая маскировка населенных пунктов и объектов народного хозяйства Актуализированная редакция СНиП 2.01.53-84.
18. СП 115.13330.2016 Геофизика опасных природных воздействий.

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист 130
			19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH						
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

19. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

20. ВСН ВК 4-90. Инструкция по подготовке и работе систем хозяйственного питьевого водоснабжения в чрезвычайных ситуациях.

21. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

22. Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, утв. приказом МЧС от 10 июля 2009 года №404.

23. Основные требования к разработке планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, утверждены Постановлением Правительства РФ от 21.08.2000 № 613.

24. Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 17 августа 2015 г. № 317.

25. Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 29.06.2016 г. № 272.

26. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2019 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Оценка риска аварий и чрезвычайных ситуаций на опасных производственных объектах.

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

28. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.9.1-2019 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Требования к составу и содержанию обосновывающих материалов.

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			131		

Приложение А
Выписка из реестра членов саморегулирующей организации № 121 от
05.04.2020г.

УТВЕРЖДЕНА
приказом Федеральной службы
по экологическому, технологическому
и атомному надзору
от 4 марта 2019 г. N 86
Форма

Выписка из реестра членов
саморегулируемой организации

05.04.2020

№121

Ассоциация саморегулируемая организация «Объединение проектировщиков объектов топливно-энергетического комплекса «Нефтегазпроект-Альянс» (Ассоциация СРО «Нефтегазпроект-Альянс»)

СРО, основанное на членстве лиц, осуществляющих подготовку проектной документации
Российская Федерация, 107045, г.Москва, Ананьевский переулок, д.5, стр.3, <http://www.np-ngpa.ru>, e-mail: info@np-ngpa.ru
СРО-П-113-12012010

выдана Обществу с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Наименование 2	Сведения 3	
1. Сведения о члене саморегулируемой организации:		
1.1. Полное и (в случае, если имеется) сокращенное наименование юридического лица или фамилия, имя, (в случае, если имеется) отчество индивидуального предпринимателя	Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» / ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	
1.2. Индивидуальный номер налогоплательщика (ИНН)	7707717910	
1.3. Основной государственный регистрационный номер (ОГРН) или основной государственный регистрационный номер индивидуального предпринимателя (ОГРНИП)	1097746859561	
1.4. Адрес места нахождения юридического лица	109028, Российская Федерация, г.Москва, Покровский бульвар, дом 3, строение 1	
1.5. Место фактического осуществления деятельности (только для индивидуального предпринимателя)	109028, Российская Федерация, г.Москва, Покровский бульвар, дом 3, строение 1	
2. Сведения о членстве индивидуального предпринимателя или юридического лица в саморегулируемой организации:		
2.1. Регистрационный номер в реестре членов СРО	147	
2.2. Дата регистрации в реестре членов СРО	21.02.2011	
2.3. Решение о приеме в члены СРО (дата, номер)	21.02.2011, №18	
2.4. Дата вступления в силу решения о приеме в члены СРО	21.02.2011	
2.5. Дата прекращения членства в СРО	---	
2.6. Основания прекращения членства в СРО	---	
3. Сведения о наличии у члена СРО права выполнения работ:		
3.1. Дата, с которой член саморегулируемой организации имеет право выполнять инженерные изыскания, осуществлять подготовку проектной документации , строительство, реконструкцию, капитальный ремонт, снос объектов капитального строительства по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, подготовку проектной документации, по договору строительного подряда, по договору подряда на осуществление сноса (нужное выделить):		
в отношении объектов капитального строительства (кроме особо опасных, технически сложных и уникальных)	в отношении особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального	в отношении объектов использования

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH

Лист

132

объектов, объектов использования атомной энергии)	строительства (кроме объектов использования атомной энергии)	атомной энергии																		
21.02.2011	21.02.2011	не имеет права																		
<p>3.2. Сведения об уровне ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, подготовку проектной документации, по договору строительного подряда, по договору подряда на осуществление сноса, и стоимости работ по одному договору, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд возмещения вреда (нужное выделить):</p> <table border="1"> <tr> <td>а) первый</td> <td>---</td> <td>стоимость работ по договору не превышает 25 000 000 рублей</td> </tr> <tr> <td>б) второй</td> <td>---</td> <td>стоимость работ по договору не превышает 50 000 000 рублей</td> </tr> <tr> <td>в) третий</td> <td>---</td> <td>стоимость работ по договору не превышает 300 000 000 рублей</td> </tr> <tr> <td>г) четвертый</td> <td>Есть</td> <td>стоимость работ по договору составляет 300 000 000 рублей и более</td> </tr> <tr> <td>д) пятый <*></td> <td>---</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>е) простой <*></td> <td>---</td> <td>---</td> </tr> </table> <p><*> Заполняется только для членов саморегулируемых организаций, основанных на членстве лиц, осуществляющих строительство</p>			а) первый	---	стоимость работ по договору не превышает 25 000 000 рублей	б) второй	---	стоимость работ по договору не превышает 50 000 000 рублей	в) третий	---	стоимость работ по договору не превышает 300 000 000 рублей	г) четвертый	Есть	стоимость работ по договору составляет 300 000 000 рублей и более	д) пятый <*>	---	---	е) простой <*>	---	---
а) первый	---	стоимость работ по договору не превышает 25 000 000 рублей																		
б) второй	---	стоимость работ по договору не превышает 50 000 000 рублей																		
в) третий	---	стоимость работ по договору не превышает 300 000 000 рублей																		
г) четвертый	Есть	стоимость работ по договору составляет 300 000 000 рублей и более																		
д) пятый <*>	---	---																		
е) простой <*>	---	---																		
<p>3.3. Сведения об уровне ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, подготовку проектной документации, по договору строительного подряда, по договору подряда на осуществление сноса, заключенным с использованием конкурентных способов заключения договоров, и предельному размеру обязательств по таким договорам, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств (нужное выделить):</p> <table border="1"> <tr> <td>а) первый</td> <td>---</td> <td>предельный размер обязательств по договорам не превышает 25 000 000 рублей</td> </tr> <tr> <td>б) второй</td> <td>Есть</td> <td>предельный размер обязательств по договорам не превышает 50 000 000 рублей</td> </tr> <tr> <td>в) третий</td> <td>---</td> <td>предельный размер обязательств по договорам не превышает 300 000 000 рублей</td> </tr> <tr> <td>г) четвертый</td> <td>---</td> <td>предельный размер обязательств по договорам составляет 300 000 000 рублей и более</td> </tr> <tr> <td>д) пятый <*></td> <td>---</td> <td>---</td> </tr> </table> <p><*> Заполняется только для членов саморегулируемых организаций, основанных на членстве лиц, осуществляющих строительство</p>			а) первый	---	предельный размер обязательств по договорам не превышает 25 000 000 рублей	б) второй	Есть	предельный размер обязательств по договорам не превышает 50 000 000 рублей	в) третий	---	предельный размер обязательств по договорам не превышает 300 000 000 рублей	г) четвертый	---	предельный размер обязательств по договорам составляет 300 000 000 рублей и более	д) пятый <*>	---	---			
а) первый	---	предельный размер обязательств по договорам не превышает 25 000 000 рублей																		
б) второй	Есть	предельный размер обязательств по договорам не превышает 50 000 000 рублей																		
в) третий	---	предельный размер обязательств по договорам не превышает 300 000 000 рублей																		
г) четвертый	---	предельный размер обязательств по договорам составляет 300 000 000 рублей и более																		
д) пятый <*>	---	---																		
<p>4. Сведения о приостановлении права выполнять инженерные изыскания, осуществлять подготовку проектной документации, строительство, реконструкцию, капитальный ремонт, снос объектов капитального строительства:</p>																				
4.1.	Дата, с которой приостановлено право выполнения работ	---																		
4.2.	Срок, на который приостановлено право выполнения работ <*> <*> указываются сведения только в отношении действующей меры дисциплинарного воздействия	---																		

Генеральный директор



(Handwritten signature)

И.И. Горьков

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Приложение Б

Свидетельство о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства
№ П-113-147-7707717910-2012.3

Саморегулируемая организация, основанная на членстве лиц, осуществляющих подготовку проектной документации
НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО САМОРЕГУЛИРУЕМАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ «Объединение проектировщиков объектов топливно-энергетического комплекса «Нефтегазпроект-Альянс»
107045, г.Москва, Ананьевский переулок, дом 5, строение 3, www.np-ngpa.ru
Регистрационный номер в государственном реестре саморегулируемых организаций СРО-П-113-12012010

г. Москва 16 апреля 2012г.

СВИДЕТЕЛЬСТВО
о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства
№ П-113-147-7707717910-2012.3

Выдано члену саморегулируемой организации:
Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
ОГРН 1097746859561, ИНН 7707717910
127055, Российская Федерация, г.Москва, ул.Сущевский Вал, дом 2

Основание выдачи Свидетельства:
Решение Совета НП СРО «Нефтегазпроект-Альянс», протокол № 24 от 14 сентября 2011г.

Настоящим Свидетельством подтверждается допуск к работам, указанным в приложении к настоящему Свидетельству, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства.

Начало действия с 16 апреля 2012г.

Свидетельство без приложения не действительно.

Свидетельство выдано без ограничения срока и территории его действия.

Свидетельство выдано взамен ранее выданного № П-113-147-7707717910-2011.2

Генеральный директор И.И.Горьков

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Приложение
к Свидетельству о допуске к
определенному виду или видам работ,
которые оказывают влияние на
безопасность объектов капитального
строительства
от 16 апреля 2012г.
№ П-113-147-7707717910-2012.3

Виды работ, которые оказывают влияние на безопасность
объектов капитального строительства, включая особо опасные и технически сложные
объекты капитального строительства (кроме объектов использования атомной
энергии), и о допуске к которым член Некоммерческого партнерства
саморегулируемой организации «Объединение проектировщиков объектов топливно-
энергетического комплекса «Нефтегазпроект-Альянс»

**Общество с ограниченной ответственностью
«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» имеет Свидетельство**

№ п/п	Наименование видов работ
1	2
1	1. Работы по подготовке схемы планировочной организации земельного участка
	1.1. Работы по подготовке генерального плана земельного участка
	1.2. Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта
2	1.3. Работы по подготовке схемы планировочной организации полосы отвода линейного сооружения
	2. Работы по подготовке архитектурных решений
3	3. Работы по подготовке конструктивных решений
4	4. Работы по подготовке сведений о внутреннем инженерном оборудовании, внутренних сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий
	4.1. Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения
	4.2. Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации
	4.3. Работы по подготовке проектов внутренних систем электроснабжения
	4.4. Работы по подготовке проектов внутренних слаботочных систем
	4.5. Работы по подготовке проектов внутренних диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами
	4.6. Работы по подготовке проектов внутренних систем газоснабжения
5	5. Работы по подготовке сведений о наружных сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий:
	5.1. Работы по подготовке проектов наружных сетей теплоснабжения и их сооружений
	5.2. Работы по подготовке проектов наружных сетей водоснабжения и канализации и их сооружений
	5.3. Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения до 35 кВ включительно и их сооружений
	5.4. Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения не более 110 кВ включительно и их сооружений
	5.5. Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения 110 кВ и более и их сооружений
	5.6. Работы по подготовке проектов наружных сетей слаботочных систем
	5.7. Работы по подготовке проектов наружных сетей газоснабжения и их сооружений

Лист 2

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH

Лист

135

П-113-147-7707717910-2012.3

16 апреля 2012г.

1	2
	6. Работы по подготовке технологических решений
	6.1. Работы по подготовке технологических решений жилых зданий и их комплексов
	6.2. Работы по подготовке технологических решений общественных зданий и сооружений и их комплексов
	6.3. Работы по подготовке технологических решений производственных зданий и сооружений и их комплексов
	6.4. Работы по подготовке технологических решений объектов транспортного назначения и их комплексов
	6.5. Работы по подготовке технологических решений гидротехнических сооружений и их комплексов
6	6.6. Работы по подготовке технологических решений объектов сельскохозяйственного назначения и их комплексов
	6.7. Работы по подготовке технологических решений объектов специального назначения и их комплексов
	6.8. Работы по подготовке технологических решений объектов нефтегазового назначения и их комплексов
	6.9. Работы по подготовке технологических решений объектов сбора, обработки, хранения, переработки и утилизации отходов и их комплексов
	6.12. Работы по подготовке технологических решений объектов очистных сооружений и их комплексов
	7. Работы по разработке специальных разделов проектной документации
	7.1. Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне
7	7.2. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера
	7.3. Разработка декларации по промышленной безопасности опасных производственных объектов
	7.4. Разработка декларации безопасности гидротехнических сооружений
8	8. Работы по подготовке проектов организации строительства, сносу и демонтажу зданий и сооружений, продлению срока эксплуатации и консервации
9	9. Работы по подготовке проектов мероприятий по охране окружающей среды
10	10. Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности
11	11. Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению доступа маломобильных групп населения
12	12. Работы по обследованию строительных конструкций зданий и сооружений
13	13. Работы по организации подготовки проектной документации, привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком)

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» вправе заключать договоры по осуществлению организации работ по подготовке проектной документации для объектов капитального строительства, стоимость которых по одному договору составляет 300 000 000 (триста миллионов) рублей и более.

Генеральный директор



И.И.Горьков

Лист 3

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата



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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Приложение В
Письмо Главного управления МЧС России по Пермскому краю от №212-3-2-11 от
31.07.2018г.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	

Приложение Г
Письма Главного управления МЧС России по Пермскому краю №5800-3-1-8 от
26.06.12г., №4957-3-2-6 от 17.05.2015г.



МЧС РОССИИ

**ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ
МИНИСТЕРСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ПО ДЕЛАМ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ,
ЧРЕЗВЫЧАЙНЫМ СИТУАЦИЯМ И ЛИКВИДАЦИИ
ПОСЛЕДСТВИЙ СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ
ПО ПЕРМСКОМУ КРАЮ
(Главное управление МЧС России
по Пермскому краю)**

ул. Екатерининская, 53а, г. Пермь, 614990
Телефон: (342) 210-44-23 Факс (342) 212-42-52
E-mail: gu@ugps.perm.ru

26.06.12 № 5800-3-1-8

На № от « » _____, 2012

О разработке Плана ГО

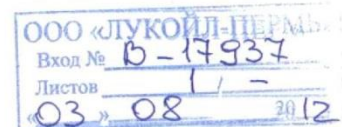
Уважаемый Олег Владимирович!

В дополнение к письму Главного управления МЧС России по Пермскому краю от 26.06.2012 № 5798-3-1-8 сообщаем, что объекты ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», расположенные в двух категорированных городах и 18 муниципальных районах края не попадают в количество предприятий, указанных в документе, разработанном ЦСИ ВНИИ ГО ЧС.

Врио заместителя начальника Главного управления
(по защите, мониторингу и предупреждению ЧС)
-начальник управления гражданской защиты
Главного управления МЧС России по Пермскому краю
подполковник

Т.Р. Касымов.

Л.Г. Маслеева
(342) 236-09-48



Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
							139
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	



МЧС РОССИИ

**ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ
МИНИСТЕРСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ПО ДЕЛАМ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ,
ЧРЕЗВЫЧАЙНЫМ СИТУАЦИЯМ И ЛИКВИДАЦИИ
ПОСЛЕДСТВИЙ СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ
ПО ПЕРМСКОМУ КРАЮ
(Главное управление МЧС России
по Пермскому краю)**

ул. Екатерининская, 53а, г. Пермь, 614990
Телефон: (342) 210-44-23 Факс (342) 212-42-52
E-mail: ngu@ugps.perm.ru

17.06.2015 № *4957-3-2-6*

На № И-14708 от 09.06.2015г.

О сведениях для уточнения
плана ГО

Первому заместителю генерального
директора – главному инженеру
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

И.И. Мазеину

ул. Ленина, д. 62, г. Пермь, 614990

*Белодекову С.И.
в работу
29.06.15*

Уважаемый Игорь Иванович!

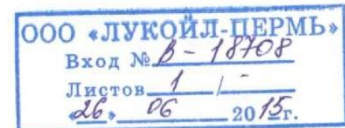
На Ваш запрос сообщаем, что объекты ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в перечне предприятий, указанных в документе, разработанном ЦСИ ВНИИ ГОЧС отсутствуют.

Прошу Вас данную информацию принять к сведению при уточнении Плана ГО ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Врио заместителя начальника Главного управления
(по защите, мониторингу и предупреждению ЧС)
-начальника управления гражданской защиты
полковник

Т.Р. Касымов

Л.Г. Маслеева
(342) 236-09-48



Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH	
						140	

Приложение Д

Удостоверение о повышении квалификации № 114161 по программе «Разработка в составе проектной документации мероприятий ГО ЧС, деклараций безопасности ОПО и ГТС, антитеррористических мероприятий по безопасной эксплуатации объектов строительства: новые требования» (НИУ ВШЭ ГАСИС)



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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата



**НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
"ВЫСШАЯ ШКОЛА ЭКОНОМИКИ"**

ПРИЛОЖЕНИЕ
к удостоверению о повышении квалификации

№ 114161

Регистрационный № 4.22-04-03/0118

Шерстнева Евгения Вячеславовна

С 04 декабря по 24 декабря 2018 года прошел(а) повышение квалификации в федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики».

Аттестован(а) по программе

«Разработка в составе проектной документации мероприятий ГО ЧС, деклараций безопасности ОПО и ГТС, антитеррористических мероприятий и мероприятий по безопасной эксплуатации объектов строительства: новые требования».

Решение аттестационной комиссии от 24 декабря 2018 года.

Ректор

Председатель аттестационной комиссии



АО «Стилон», Москва, 2016 г. - ®. Лицензия № 05-05-01/03 ОНЧ РД, Т3 14 048. Тел. (495) 728-47-42, www.spsdon.ru

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH

Лист

142

Приложение Е
Выписка из протокола аттестации от 24.12.2018 г. (НИУ ВШЭ ГАСИС)

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
«ВЫСШАЯ ШКОЛА ЭКОНОМИКИ»
Институт Дополнительного профессионального образования ГАСИС

ВЫПИСКА
ИЗ ПРОТОКОЛА АТТЕСТАЦИИ

Поток №: 355-ДО

«24» декабря 2018 г.

Категория: руководители и специалисты проектных и строительных организаций.

Программа: «Разработка в составе проектной документации мероприятий ГО ЧС, деклараций безопасности ОПО и ГТС, антитеррористических мероприятий и мероприятий по безопасной эксплуатации объектов строительства: новые требования» (дополнительная профессиональная программа повышения квалификации на базе высшего образования)

Цель обучения: изучение новых требований нормативных правовых актов, обновление теоретических и практических знаний специалистов в области комплексной безопасности объектов строительства.

Срок обучения: с 04 декабря 2018 г. по 24 декабря 2018 г. (72 часа)

Председатель комиссии: директор центра строительного производства и комплексной безопасности объектов строительства, к.т.н. А.Д. Григорьева

Члены комиссии: заместитель директора центра строительного производства и комплексной безопасности объектов строительства, к.т.н. И.В. Сосунов; заместитель директора центра строительного производства и комплексной безопасности объектов строительства М.Ю. Прошляков.

Результаты аттестации (экзамен):

№ п/п	Ф.И.О. слушателей	Наименование организации	Результат аттестации	Номер и дата удостоверения
1.	Мурсалимова Альбина Ибрагимовна	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г. Перми	аттестована	4.22-04-03/0117 от 24.12.2018 г.
2.	Шерстнева Евгения Вячеславовна	Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в г. Перми	аттестована	4.22-04-03/0118 от 24.12.2018 г.


Председатель комиссии:

Директор центра строительного производства
и комплексной безопасности объектов строительства,
к.т.н.

 / А.Д. Григорьева /

члены комиссии:

к.т.н.

 /И.В. Сосунов /

 /М.Ю. Прошляков/

ВЕРНО

Заместитель директора
по ДПО НИУ ВШЭ

 Т.А. Иванчик
« 21 » 12 2018 г.



1

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

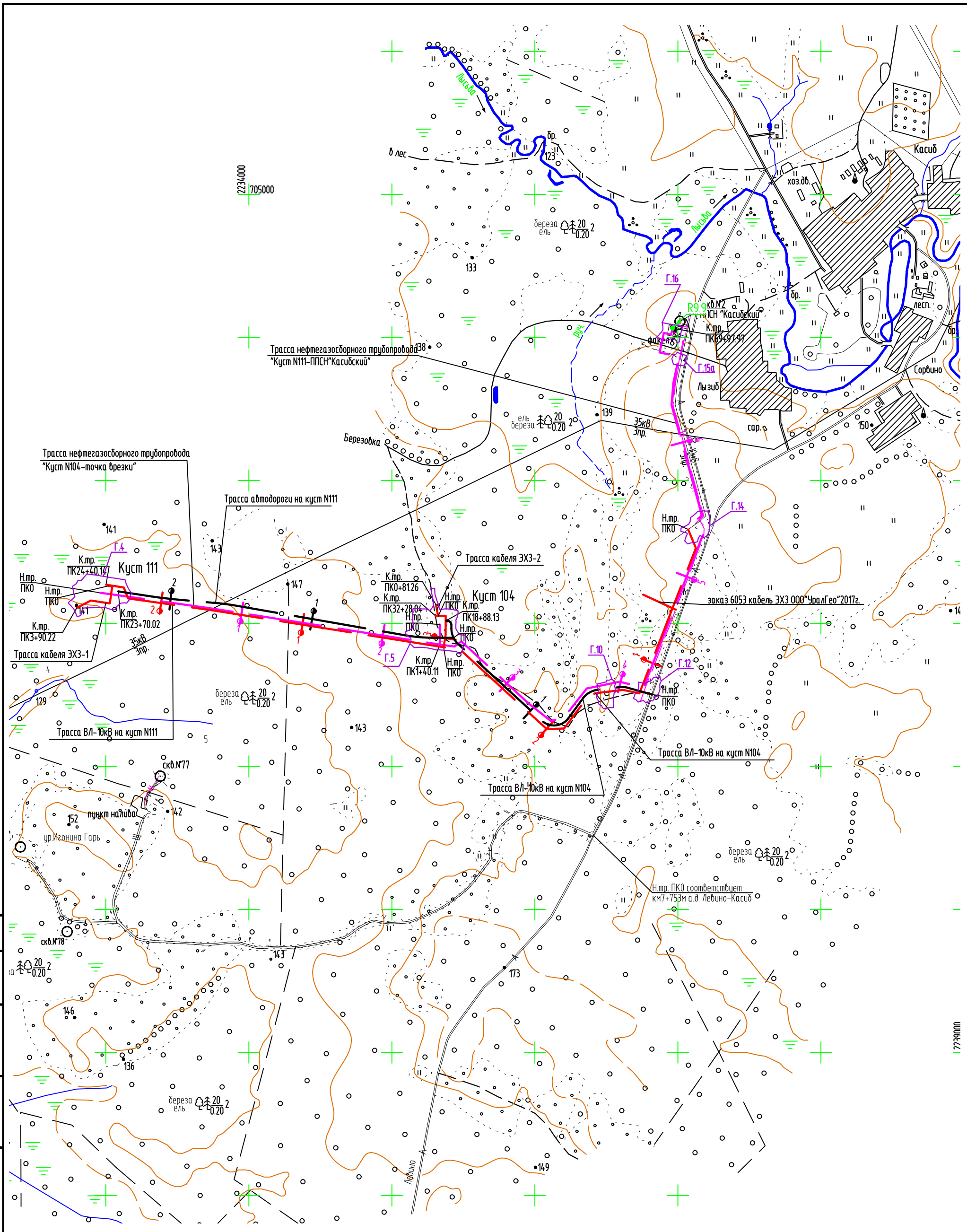
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	19z2015-PD-GOCHS2.2.TCH		Лист
											144



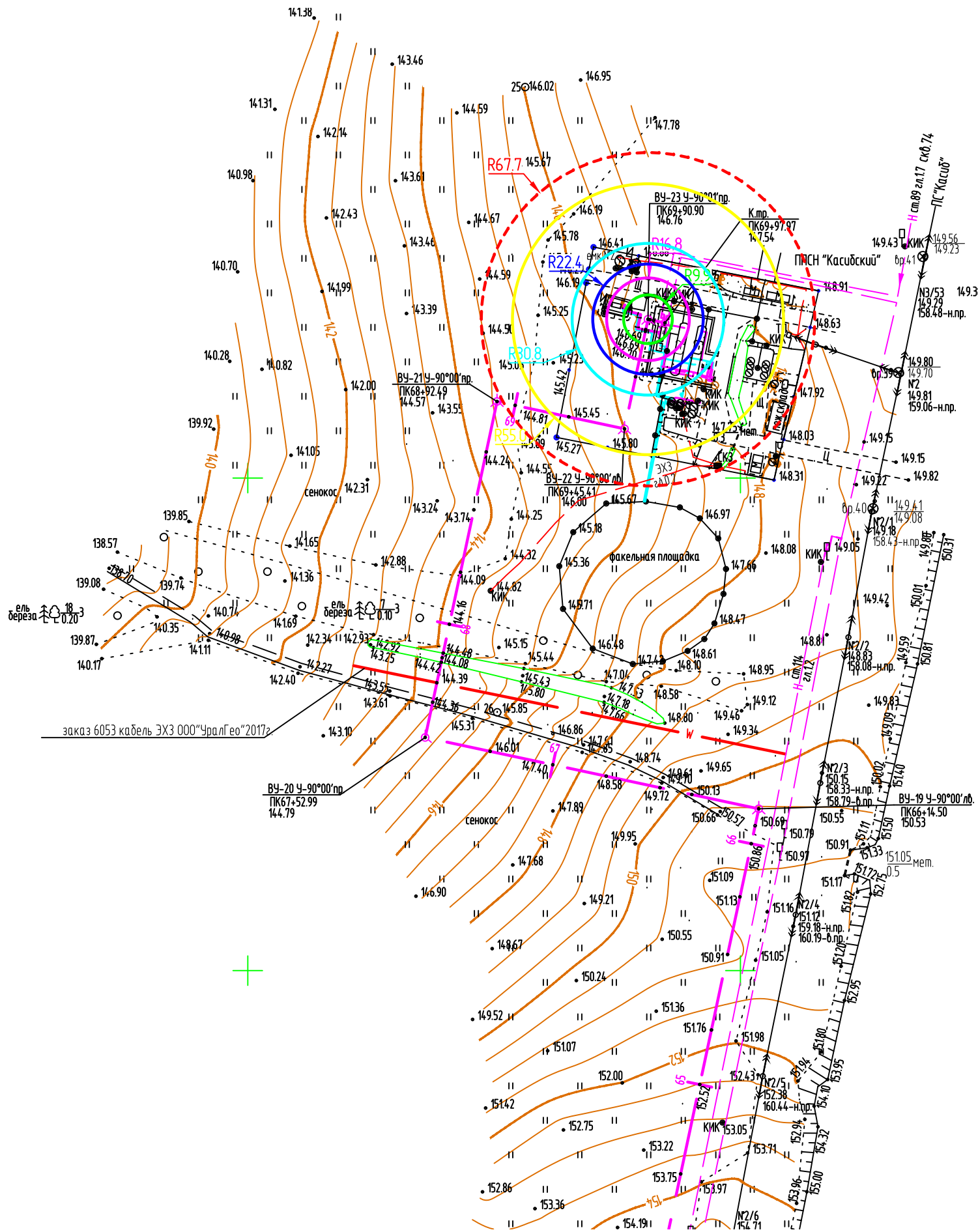
Согласовано	
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

М 1:25000

Изм.	Кол. уч.	Лист	Индок.	Подпись	Дата
Разраб.		Шертстнева			04.20
Пров.		Березин			04.20
Нач. отд.		Березин			04.20
Н. контр.		Березин			04.20

19z2015-PD-GOCHS2.2.GCH		
«Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения (кусты №№ 104, 111)»		
Стадия	Лист	Листов
П	1	
Ситуационный план проектируемых объектов		ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПнефть" в городе Перми
		Формат А3

17739000



M 1:2000

Сценарий: пожар разлива при аварии на нефтегазосборном трубопроводе «Куст №111 – ППСН «Касидский» (камера приема – ДНС-0550)

Количество погибших (раненных) среди персонала, обслуживающего проектируемые объекты, – 1 (1) человек, среди работников сторонних организаций (ППСН «Касидский») – 1 (1) человек

Количество вещества, образующего поражающий фактор – 12,974 т

Сценарий: пожар-вспышка при аварии на нефтегазосборном трубопроводе «Куст №111 – ППСН «Касидский» (камера приема – ДНС-0550)

Количество погибших (раненных) среди персонала, обслуживающего проектируемые объекты, – 1 (1) человек, среди работников сторонних организаций (ППСН «Касидский») – 2 (0) человек

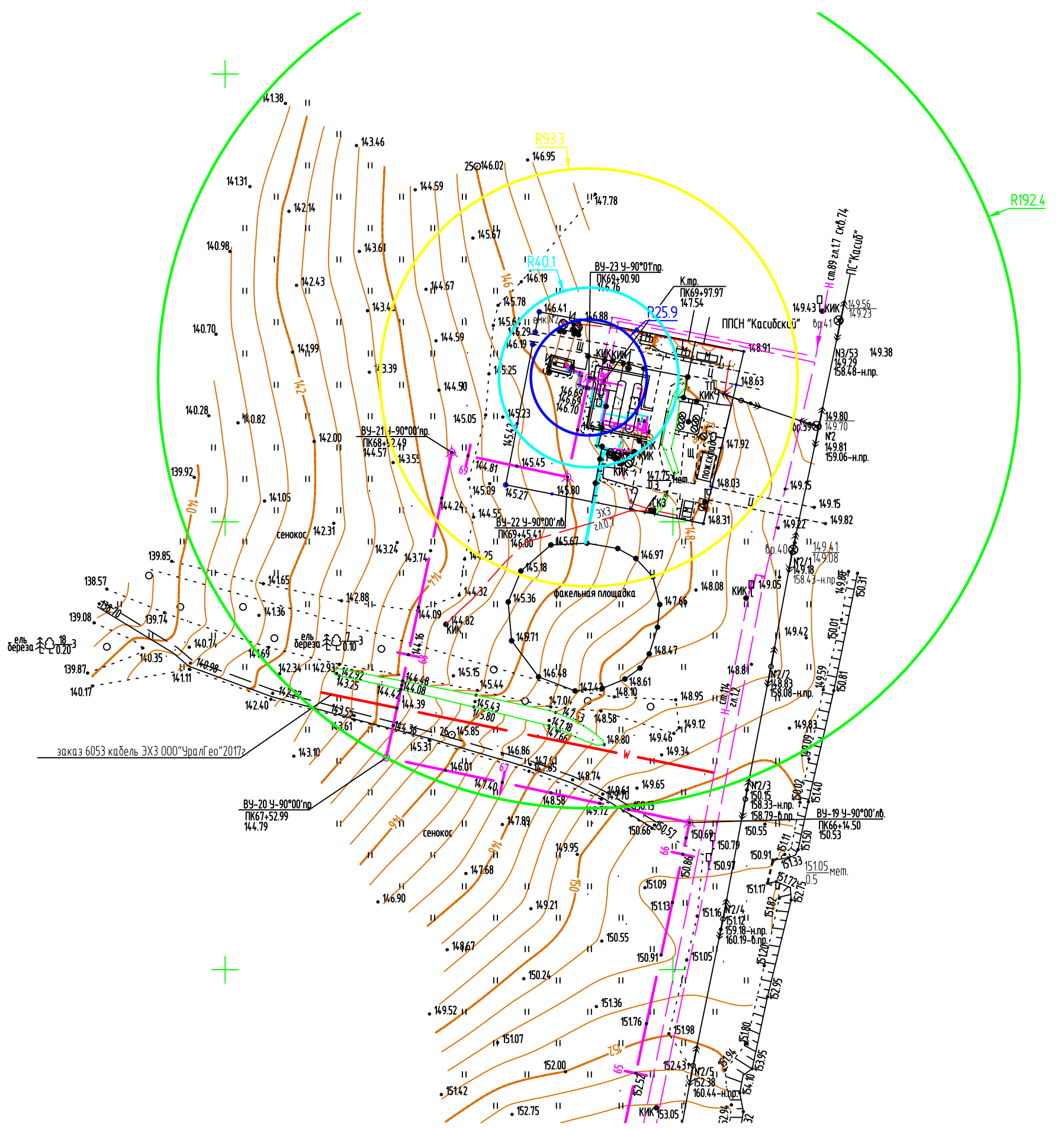
Количество вещества, образующего поражающий фактор – 1364,4 кг

Условные обозначения

- – Зона разлива
- – Граница зоны с интенсивностью излучения 10,5 кВт/м² (непереносима боль через 3–5 с. Ожог 1 степени через 6–8 с. Ожог 2 степени через 12–16 с.)
- – Граница зоны с интенсивностью излучения 7,0 кВт/м² (непереносима боль через 20–30 с. Ожог 1 степени через 15–20 с. Ожог 2 степени через 30–40 с.)
- – Граница зоны с интенсивностью излучения 4,2 кВт/м² (безопасно для человека в брезентовой одежде)
- – Граница зоны с интенсивностью излучения 1,4 кВт/м² (без негативных последствий в течение неограниченного времени)
- - - – Радиус воздействия высокотемпературных продуктов сгорания паровоздушного облака при пожаре-вспышке

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

19z2015-PD-GOCHS2.2.GCH					
«Строительство и обустройство скважин Касидского месторождения (кусты №№ 104, 111)»					
Изм.	Кол. уч.	Лист	Индок.	Подпись	Дата
Разраб.		Шерстнева			04.20
Пров.		Березин			04.20
Нач. отд.		Березин			04.20
Н. контр.		Березин			04.20
				Схема зон теплового излучения (наиболее опасный сценарий)	
Стадия		Лист		Листов	
П		2			
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПнефть» в городе Перми					
Формат А3					



M 1:2000

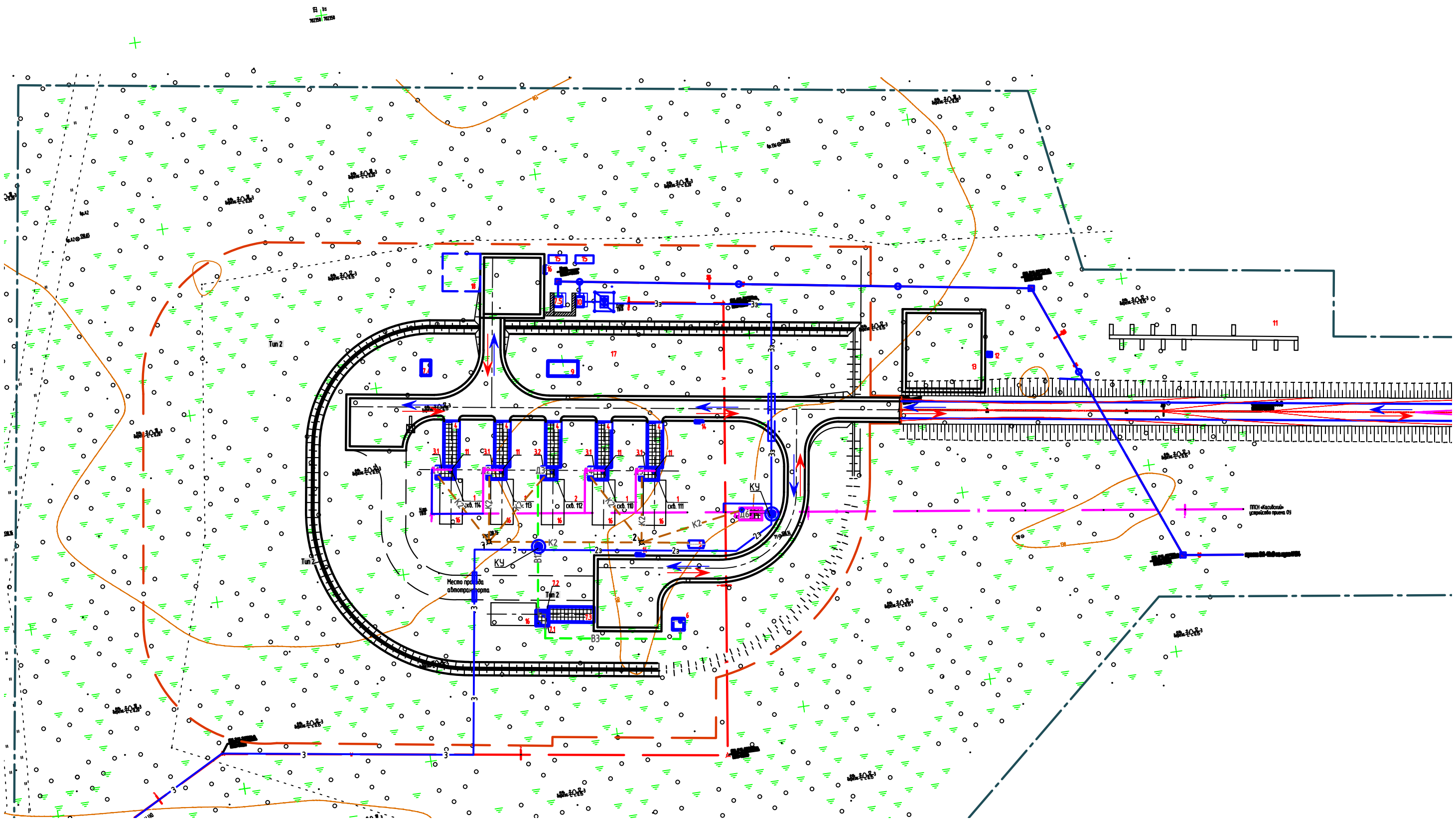
Сценарий: взрыв ТВС при аварии на нефтегазосборном трубопроводе «Куст №111 - ППСН «Касибский» (камера приема - ДНС-0550)
 Количество погибших (раненных) среди персонала, обслуживающего проектируемые объекты, - 0 (1) человек, среди работников сторонних организаций (ППСН «Касибский») - 0 (2) человек
 Количество вещества, образующего поражающий фактор - 136,4 кг

Условные обозначения

- граница зоны с избыточным давлением 5,9 кПа (возможны травмы, связанные с разрушением стекол и повреждением стен зданий)
- граница зоны с избыточным давлением 12 кПа (разрушение перегородок и кровли деревянных каркасных зданий)
- граница зоны с избыточным давлением 16 кПа (травмы - временная потеря слуха или травмы в результате вторичных эффектов ЧВ)
- граница зоны с избыточным давлением 28 кПа (разрушение перекрытий промышленных кирпичных зданий)

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

19z2015-PD-GOCHS2.2.GCH					
«Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения (кусты №№ 104, 111)»					
Изм.	Кол. уч.	Лист	Индок.	Подпись	Дата
Разраб.		Шертстнева			04.20
Пров.		Березин			04.20
Нач. отд.		Березин			04.20
Н. контр.		Березин			04.20
Схема зон избыточного давления (наиболее опасный сценарий)					
		Стадия	Лист	Листов	
		П	3		
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПнефть» в городе Перми					
Формат					A3



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

← - направление ввода и перемещения аварийно-спасательных сил
← - направление эвакуации персонала

М 1:1000

						19z2015-PD-GOCHS2.2.GCH		
						«Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения (кусты №№ 104, 111)»		
Изм.	Кол. уч.	Лист	Ндок.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Шерстнева			04.20	П	4	
Пров.		Березин			04.20			
Нач. отд.		Березин			04.20	Маршруты ввода и передвижения аварийно-спасательных сил, эвакуации персонала		
Н. контр.		Березин			04.20			
						ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в городе Пермь		

Трасса нефтегазового трубопровода
"Куст N111-ППСН" Касибский

Трасса автодороги на куст N111

Трасса кабеля ЭХЗ-2

Куст 104

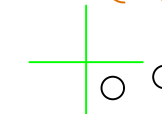
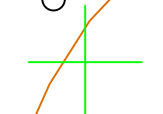
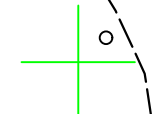
Трасса ВЛ-10кВ на куст N104

заказ 6053 кабель ЭХЗ 000 "УралГео" 2017г.

дерево
ель 20
ль 0.20

дерево
ель 20
береза 0.20

дерево
ель 20
ль 0.20



147

К.мр.
ПК0+81.26
К.мр.
ПК32+28.04
Н.мр.
ПК0

Н.мр.
ПК0
К.мр.
ПК18+88.13
Н.мр.
ПК0

К.мр.
ПК1+40.11
Н.мр.
ПК0

Г.10

Н.мр.
ПК0

Г.14

Г.15a

35кВ
3пр.

Сорвино

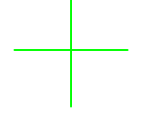
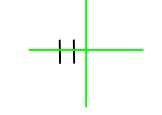
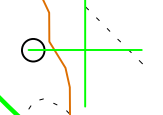
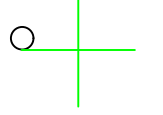
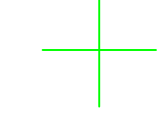
Пе

133

142

143

Трасса ВЛ-10кВ на куст N104



- Условные обозначения**
- Граница зоны поражения избыточным давлением 70 кПа. Летальный исход - все люди в неукрепленных зданиях
 - Граница зоны поражения избыточным давлением 55 кПа. Летальный исход 50 %, 50 % серьезные повреждения барабанных перепонок, тяжёлая степень поражения легких
 - Граница зоны поражения избыточным давлением 28 кПа. Разрушение перекрытий промышленных кирпичных зданий
 - Граница зоны поражения избыточным давлением 16 кПа. Травмы - временная потеря слуха или травмы в результате вторичных эффектов ЧВ
 - Граница зоны поражения избыточным давлением 12 кПа. Разрушение перегородок и кровли деревянных каркасных зданий
 - Граница зоны с избыточным давлением 5,9 кПа (возможны травмы, связанные с разрушением стекол и повреждением стен зданий)
 - - - Радиус воздействия высокотемпературных продуктов сгорания паровоздушного облака

М 1:10000

						19z2015-PD-GOCHS2.2.GCH		
						«Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения (кусты №№ 104, 111)»		
Изм.	Кол. уч.	Лист	Изд.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Шерстнева			04.20			
Проб.		Березин			04.20			
Нач. отд.		Березин			04.20	Схема зон воздействия при аварии на автодороге (СУГ)		ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПнефть" в городе Пермь
Н. контр.		Березин			04.20			

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