

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

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»

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

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«РЕКОНСТРУКЦИЯ НЕФТЕПРОВОДА ГЗУ-01401-С-ДНС-0120»

Проектная документация

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

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

2019/083–PD-GOCHS

Том 10.2

Договор №

2019/083

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2021

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

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»

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

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«РЕКОНСТРУКЦИЯ НЕФТЕПРОВОДА ГЗУ-01401-С-ДНС-0120»

Проектная документация

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

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

2019/083–PD–GCHS

Том 10.2

Договор №

2019/083

Заместитель директора  
по проектированию

Д.Г.Малыхин

Главный инженер проекта

Д.Ю.Минин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2019/083-PD-GOCHS.S	Содержание тома 10.2	2
2019/083-PD-GOCHS.TCH	Текстовая часть	3
2019/083-PD-GOCHS.GCH	Графическая часть	
	Лист 1 Ситуационный план расположения проектируемых объектов	115
	Лист 2 Схема зон поражения тепловым излучением при аварийном разрушении проектируемого нефтепровода «ГЗУ-01401-С-ДНС-0120» на площадке камеры пуска	116
	Лист 3 Схема зон поражения тепловым излучением при аварийном разрушении проектируемого нефтепровода «ГЗУ-01401-С-ДНС-0120» на площадке камеры приема	117
	Лист 4 Схема зон поражения ударной волной взрыва ТВС при аварийном разрушении проектируемого нефтепровода «ГЗУ-01401-С-ДНС-0120» на площадке камеры пуска	118
	Лист 5 Схема зон поражения ударной волной взрыва ТВС при аварийном разрушении проектируемого нефтепровода «ГЗУ-01401-С-ДНС-0120» на площадке камеры приема	119
	Лист 6 Распределение потенциального риска гибели на участке №9 Камера приема - Конец трассы	120
	Лист 7 Ситуационный план с обозначением подъездов пожарной техники и направления эвакуации людей и материальных ценностей для устройства пуска	121
	Лист 8 Ситуационный план с обозначением подъездов пожарной техники и направления эвакуации людей и материальных ценностей для устройства приема	122

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.S			
Разраб.	Ваганова					СОДЕРЖАНИЕ ТОМА	Стадия	Лист	Листов
Проверил	Фейгина						П	1	1
Н.контр.	Вахитова					СОДЕРЖАНИЕ ТОМА	Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»		
ГИП	Минин								

## Содержание

1	Общие положения .....	6
1.1.	Данные об организации-разработчике .....	6
1.2.	Исходные данные, полученные для разработки мероприятий ГОЧС .....	7
1.3.	Общие сведения о проектируемом объекте.....	7
1.4.	Сведения о месторасположении .....	8
1.5.	Сведения о размерах и границах территории объекта, границах запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта .....	10
2	Перечень мероприятий по гражданской обороне .....	11
2.1.	Сведения об отнесении проектируемого объекта к категории по гражданской обороне .....	11
2.2.	Сведения об удалении проектируемого объекта от городов, отнесенных к группам по гражданской обороне и объектов особой важности по гражданской обороне .....	11
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 .....	11
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 .....	12
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 .....	13
2.6.	Сведения о степени огнестойкости проектируемых зданий (сооружений) требованиям, предъявляемым к зданиям (сооружениям) объектов, отнесенных к категориям по гражданской обороне .....	13
2.7.	Решения по управлению гражданской обороной проектируемого объекта, системам оповещения персонала об опасностях, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий .....	13
2.8.	Мероприятия по световой и другим видам маскировки проектируемого объекта.....	18
2.9.	Проектные решения по повышению устойчивости работы источников водоснабжения и защите их от радиоактивных и отравляющих веществ,	

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

2019/083-PD-GOCHS.TCH

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				
						<b>ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЕ, МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИРОДНОГО И ТЕХНОГЕННОГО ХАРАКТЕРА</b>	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Ваганова					П	1	114
Проверил		Фейгина					<b>Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»</b>		
Н.контр.		Вахитова							
ГИП		Минин							

разработанные с учетом требований ГОСТ Р 22.6.01 и ВСН ВК4-90.....	18
2.10. Обоснование введения режимов радиационной защиты на территории проектируемого объекта, подвергшейся радиоактивному загрязнению (заражению) .....	18
2.11. Проектные решения по обеспечению безаварийной остановки технологических процессов при угрозе воздействия или воздействии по проектируемому объекту поражающих факторов современных средств поражения .....	19
2.12. Мероприятия по повышению эффективности защиты производственных фондов проектируемого объекта при воздействии по ним современных средств поражения .....	20
2.13. Мероприятия по приспособлению объектов коммунально-бытового назначения для санитарной обработки людей, обеззараживания одежды и специальной обработки техники .....	21
2.14. Мероприятия по мониторингу состояния радиационной и химической обстановки на территории проектируемого объекта.....	21
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.....	21
2.16. Решения по созданию и содержанию запасов материально-технических, медицинских и иных средств, обеспечению населения и персонала проектируемого объекта средствами индивидуальной защиты.....	22
2.17. Мероприятия по обеспечению эвакуации персонала и материальных ценностей в безопасные районы .....	23
3 Мероприятия по предупреждению ЧС природного и техногенного характера .	25
3.1. Перечень и характеристики производств (технологического оборудования) проектируемого объекта, аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации техногенного характера .....	25
3.1.1 Характеристика опасных веществ.....	25
3.1.2 Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества.....	29
3.1.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию .....	30
3.2. Сведения об объектах производственного назначения, транспортных коммуникациях и линейных объектах, аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации техногенного характера.....	31
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 .....	38
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	41
3.4.1 Результаты определения (расчета) границ и характеристик зон воздействия поражающих факторов аварий на проектируемом объекте .....	41
3.4.1.1. Анализ условия возникновения и развития аварий .....	41

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							2
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

3.4.1.2.	Определение сценариев .....	42
3.4.1.3.	Оценка количества опасных веществ, способных участвовать в аварии	43
3.4.1.4.	Зоны действия основных поражающих факторов при возможных авариях на проектируемом объекте .....	47
3.4.1.4.1	Расчет вероятных зон действия поражающих факторов загрязнения ОС и территории промплощадки при аварийных выбросах (сценарий С1).....	48
3.4.1.4.2	Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлива (сценарий С2).....	48
3.4.1.4.3	Расчет вероятных зон действия поражающих факторов взрывов ТВС в открытом пространстве (сценарий С3).....	50
3.4.2	Результаты определения (расчета) границ и характеристик зон воздействия поражающих факторов аварий на объектах производственного назначения, транспортных коммуникациях и линейных объектах, которые могут привести к ЧС на проектируемом объекте.....	54
3.4.2.1.	Аварийная ситуация при аварии на площадке ДНС-0120 .....	54
3.4.2.2.	Аварийная ситуация при утечке из цистерны, перевозящей ЛВЖ.....	56
3.4.2.3.	Аварийная ситуация при утечке из цистерны, перевозящей СУГ .....	58
3.4.2.4.	Аварийная ситуация при утечке АХОВ.....	59
3.5.	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 .....	60
3.6.	Результаты анализа риска чрезвычайных ситуаций для проектируемого объекта.....	64
3.6.1	Анализ риска аварий .....	64
3.6.1.1	Определение частоты возникновения аварий .....	64
3.6.1.2	Оценка риска при различных сценариях аварии .....	66
3.6.2	Обобщенная оценка уровня безопасности проектируемого объекта .....	73
3.7.	Мероприятия, направленные на уменьшение риска чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте .....	76
3.8.	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.....	80
3.9.	Мероприятия по защите проектируемого объекта и персонала от чрезвычайных ситуаций техногенного характера, вызванных авариями на рядом расположенных объектах производственного назначения и линейных объектах	81
3.10.	Мероприятия по инженерной защите проектируемого объекта от чрезвычайных ситуаций природного характера, вызванных опасными природными процессами и явлениями .....	81

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
										3

3.11. Решения по созданию и содержанию на проектируемом объекте запасов материальных средств, предназначенных для ликвидации чрезвычайных ситуаций и их последствий .....	85
3.12. Предусмотренные проектной документацией технические решения по системам оповещения о чрезвычайных ситуациях (включая локальные системы оповещения в районе размещения потенциально опасных объектов) .....	92
3.13. 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 .....	99
3.14. 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 .....	100
4 Перечень используемой литературы .....	104
Приложение А Выписка из реестра членов саморегулируемой организации .....	107
Приложение Б Исходные данные для разработки мероприятий ГО и предупреждения ЧС по проекту «Реконструкция нефтепровода ГЗУ-01401-С-ДНС-0120» (МЧС России, Главное управление МЧС по Пермскому краю) .....	109
Приложение В Письма Главного управления МЧС России по Пермскому краю .....	112
Таблица регистрации изменений .....	114

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
								4
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, разработанный и представленный в настоящем томе, полностью соответствует государственным нормам, правилам и стандартам в области проектирования предприятий, зданий и сооружений. Приведенные решения обеспечивают безопасную эксплуатацию проектируемого объекта при выполнении предусмотренных проектом решений.

Настоящая проектная документация разработана в соответствии с проектом планировки и межевания территории, заданием на проектирование, документами об использовании земельного участка для строительства, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением технических условий.

Проектная документация выполнена в соответствии с требованиями ФЗ №384 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»

Главный инженер проекта

Д.Ю.Минин

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.



## 1 Общие положения

### 1.1. Данные об организации-разработчике

Настоящий раздел разработан специалистами Проектного центра «ПНИПУ – Нефтепроект», структурного подразделения Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

Право на разработку специальных разделов подтверждено выпиской из реестра членов саморегулируемой организации №БОП 07-06-11131 от 19.01.2021 (приложение А).

Копия выписки представлена в приложении А.

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

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

Канцелярия: (342) 219-80-70.

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

Фамилия, инициалы, должность	Сведения об аттестации
Д.Ю.Минин - главный инженер проекта	Аттестация по общим и специальным требованиям промышленной безопасности А.1, Б.2.3, Б.2.13.
Фейгина Т.А. – главный специалист сектора экологии и промышленной безопасности	Аттестация по общим и специальным требованиям промышленной безопасности А.1, Б.2.3, Б.2.13.
Ваганова Е.О. – инженер сектора экологии и промышленной безопасности	Аттестация по общим и специальным требованиям промышленной безопасности А.1, Б.2.3, Б.2.13.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.

## 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.

Копия исходных данных для разработки мероприятий ГОЧС представлена в приложении Б.

## 1.3. Общие сведения о проектируемом объекте

Настоящей проектной документацией, согласно заданию на проектирование, техническим условиям, предусматривается реконструкция нефтепровода ГЗУ-01401-С – ДНС-0120».

Нефтепровод входит в сферу производственной деятельности ЦДНГ-1.

В связи с длительным сроком эксплуатации, неудовлетворительным техническим состоянием нефтепровод не соответствует предъявляемым техническим и экологическим требованиям, и нуждается в реконструкции с полной заменой трубы.

Протяженность нефтепровода ГЗУ-01401-С – ДНС-0120» составляет 9509 м, диаметр - 273х6,0, предусматривается реконструкция нефтепровода из труб стальных электросварных тип 1, сталь В20 (К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным по ТУ 1390-001-60700040-2012.

В соответствии с заданием на проектирование, максимальная перспективная нагрузка нефтепровода 20% запаса по нефти составит  $Q_n=940$  т/сут.

Рабочее давление в нефтепроводе до 4,0 МПа.

Режим работы - круглосуточный, непрерывный.

Для проведения диагностических исследований и очистки полости нефтепровода от отложений АСПО в процессе эксплуатации в районе ГЗУ-01401 запроектирована камера запуска очистных устройств III-УПП-1-250-4,0-ХЛ-Ф с возможностью запуска средств диагностики, а в районе ДНС-0120 - камера приёма очистных устройств III-УПП-2-250-4,0-ХЛ-Ф с возможностью приёма средств диагностики. Устройства пуска/приёма удобны в эксплуатации, позволяют открыть затвор и обеспечить доступ во внутреннюю полость для установки очистного поршня и т.д.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							7
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

#### 1.4. Сведения о месторасположении

В административном отношении район работ расположен на территории Октябрьского городского округа Пермского края.

Ближайшие населенные пункты: Дороховка, Тюш.

Местность в районе работ холмисто-рядовая. Углы наклона поверхности не превышают 3°.

В геоморфологическом отношении участок проведения работ приурочен к склоново-водораздельному пространству рек Тюш и Сухой Сарс, к долине реки Тюш. Водотоки, протекающие на рассматриваемой территории, относятся к бассейну реки Тюш (бассейн реки Ирень).

Гидрография на участке работ представлена рекой Тюш.

Естественная поверхность в районе работ подверглась влиянию техногенных факторов при строительстве и эксплуатации нефтепромысловых объектов. Непосредственно на участке работ сведений о наличии опасных природных процессов нет.

Проезд к месту работы осуществляется в любое время года по асфальтированным автодорогам «Пермь – Екатеринбург», «Голдыри-Орда-Октябрьский», далее по проселочным и промышленным дорогам.

ПК0 трассы нефтепровода «ГЗУ-01401С – ДНС-0120» принят на площадке ГЗУ-01401, в 3.5м северо-западнее ГЗУ-01401, в 50м юго-западнее вр.11. Площадка спланирована, обвалована, ограничена ограждением.

От ПК0 трасса идет в северо-восточном направлении, от ПК0+7.16 – в юго-восточном.

На ПК0+50.7 (ось) трасса пересекает технологический проезд.

На ПК0+63.4 трасса пересекает ограждение площадки ГЗУ.

На ПК1+5 по оси трассы, а также слева от оси трассы расположены сооружения камеры пуска очистных устройств. Рельеф ровный, поверхность задернована. Проектируемые сооружения расположены в лесу.

На ПК5+79.2(ось) трасса пересекает технологический проезд к кусту 19. Ширина основания насыпи дороги на участке перехода составляет 13.6м, высота насыпи – 1м. Кюветы вдоль дороги отсутствуют, поверхностный сток обеспечен

На ПК9+01.6(ось) трасса пересекает автодорогу Тюш-Алтынное. Насыпь дороги не выражена в рельефе.

Далее трасса идет по правобережному склону долины реки Тюш. Поверхность задернована, залесена.

На ПК15+93.6 - ПК16+2.4 трасса пересекает русло реки Тюш. Долина реки асимметричная. Склоны долины задернованы, залесены. Пойма реки асимметричная. Правобережная пойма задернована, залесена, левобережная - покрыта кустарниками, задернована. Ниже створа перехода трассы в пределах поймы имеются старичные образования. Глубина реки на участке перехода составляет до 0.7м. Дно сложено щебенистым грунтом.

На ПК17+4.9 - ПК17+29.9 трасса пересекает пойму реки Тюш.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							8
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

На ПК17+12.67 трасса поворачивает и идет в юго-восточном направлении, трасса проходит по склону долины реки Тюш. Поверхность задернована. Трасса проходит вдоль коридора коммуникаций.

На ПК47-ПК49+50 справа от оси трассы расположены площадки куста скважин, ГЗУ-1405, скважины. Площадки спланированы, обвалованы.

На ПК24+51.6, ПК28+01.0, ПК34+10.0, ПК48+84.7, ПК51+47.5, ПК52+21.7, ПК53+04.2, ПК53+79.7, ПК53+93.1 трасса пересекает неорганизованные проезды.

От ПК93+40 рельеф вдоль трассы нарушен.

На ПК94+86.9 трасса пересекает ограждение площадки ДНС-0120.

На ПК94+86.9 - ПК95+46.32(к.тр.) трасса проходит по территории площадки ДНС-0120. Площадка спланирована, ограничена ограждением. На площадке расположены сооружения, проложены инженерные коммуникации, устроены проезды.

На ПК95+37.1 трасса пересекает канаву, на ПК95+40.6-ПК95+43.7 - навал грунта высотой 0.9м.

Конец трассы (ПК95+46.32) принят в 91.7м северо-западнее вр.41, на территории ДНС-0120. Поверхность спланирована, рельеф ровный.

ПК0 трассы трубопроводов от т. врезки с выкидных трубопроводов скважин №№264,267 до проектируемого нефтепровода принят в 39.4м юго-западнее опоры №17 ВЛ-6кВ ф-18.

От ПК0 трасса идет в северо-западном направлении. Поверхность задернована, рельеф ровный.

Конец трассы (ПК0+75) принят в 34.1м юго-западнее опоры №13 ВЛ-6кВ ф-15. Поверхность задернована, рельеф ровный.

В геоморфологическом отношении площадка камеры пуска очистных и диагностирующих устройств расположена на водораздельном пространстве рек Тюш (правобережный приток реки Ирень) и Арий (правобережный приток реки Ирень). Площадка камеры пуска расположена в 4,2км западнее н.п. Верх. Тюш, в 1,7км северо-западнее н.п. Дороховка. В 50м юго-западнее площадки находится обвалование существующих ГЗУ-01401, 01402. Рельеф спокойный, высотные отметки (min-max) 300,50-302.50. Территория не застроена, поверхность задернована, растут деревья.

В геоморфологическом отношении площадка камеры приема очистных и диагностирующих устройств расположена на водораздельном пространстве рек Сухой Бартым (левобережный приток реки Верхний Бартым) и Сухой Сарс (правобережный приток реки Сарс). Площадка камеры приема расположена в 6,9км северо-западнее н.п. Сар, в 4,2км северо-восточнее н.п. Усть-Каменка. В 22м западнее находится ограждение действующей ДНС-0120. Рельеф спокойный, высотные отметки (min-max) 330,20-332,24. Территория застроена, покрыта сетью инженерных коммуникаций, поверхность задернована, растут деревья.

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

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.

### 1.5. Сведения о размерах и границах территории объекта, границах запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов, согласно СП 284.1325800.2016, п. 7.3, установлены охранные зоны:

- вдоль трасс трубопроводов, транспортирующих нефть, природный газ, нефтепродукты, нефтяной и искусственный углеводородные газы, - в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 метрах 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 осей крайних ниток переходов на 100 м с каждой стороны.

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

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

Для площадки ДНС-0120 устанавливается санитарно-защитная зона (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03), расчетный размер которой определен согласно Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов источников выбросов, расположенных в Октябрьском районе Пермского края и составляет 300м.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							10
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

## 2 Перечень мероприятий по гражданской обороне

### 2.1. Сведения об отнесении проектируемого объекта к категории по гражданской обороне

Категорирование промышленных объектов по гражданской обороне осуществляется в порядке, определяемом Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.08.2016 г. №804 «Об утверждении Правил отнесения организаций к категориям по гражданской обороне в зависимости от роли в экономике государства или влияния на безопасность населения».

В соответствии с установленным порядком был направлен запрос в Главное управление МЧС России по Пермскому краю на выдачу исходных данных и требований для разработки инженерно-технических мероприятий гражданской обороны. Согласно полученным «Исходным данным и требованиям для разработки инженерно-технических мероприятий ГО и предупреждения ЧС» (Приложение Б), проектируемый объект не категорирован по ГО, но входит в состав ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», для которого установлена первая категория по гражданской обороне (письмо ПАО «ЛУКОЙЛ» от 02.09.2020 №121с).

### 2.2. Сведения об удалении проектируемого объекта от городов, отнесенных к группам по гражданской обороне и объектов особой важности по гражданской обороне

Трасса проектируемого нефтепровода проходит по территории Октябрьского муниципального района Пермского края, не категорированного по ГО.

Реконструкция проектируемого объекта, как дальнейшее развитие действующего опасного производственного объекта (ОПО) ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», будет осуществляться без увеличения объема вредных стоков и выбросов.

Начало трассы проектируемого участка нефтепровода (площадка камеры пуска очистных устройств) находится на расстоянии ~176 км к востоку от города Чайковский и ~83км к югу от г.Кунгур, отнесенных к группе ГО; конец трассы (площадка камеры приема очистных устройств) – на расстоянии ~178 км к юго-востоку от города Чайковский и ~92 км к югу от г.Кунгур, отнесенных к группе по ГО.

### 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

Согласно приложению А СП 165.1325800.2014 (ред. от 25.04.2018г.):

- объекты организаций, отнесенных к первой и второй категориям по гражданской обороне, расположенные за пределами территорий, отнесенных к группам по гражданской обороне, попадают в зону возможных разрушений при воз-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

действии обычных средств поражения, которая определяется границами проектной застройки объекта и примыкающей к ней санитарно-защитной зоны,

- объекты организаций, являющиеся взрывоопасными, попадают в границы зон возможных сильных разрушений от взрывов, происходящих в мирное время в результате аварий.

Согласно «Исходным данным и требованиям для разработки инженерно-технических мероприятий ГО и предупреждения ЧС», проектируемый объект не категорирован по ГО и попадает в зону возможных сильных разрушений от пожаров и взрывов, происходящих в мирное время в результате аварий на объекте (СП 165.132.5800.2014, приложение Б).

Проектируемый объект расположен вне зон возможного химического заражения, катастрофического затопления и радиоактивного загрязнения, а также вне зоны возможного образования завалов.

Исходя из оценки возможного применения современных средств поражения, проведенной ЦСИ ВНИИ ГОЧС, проектируемый объект не попадает в зону возможных сильных разрушений от взрывов при ведении военных действий или вследствие этих действий и не является целью для поражения (письма ГУ МЧС России по Пермскому краю: №5800-3-1-8 от 26.06.2012, №209-3-2-11 от 17.06.2015, приведены в приложении В).

Согласно СП 165.132.5800-2014, на территории ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», для которого установлена первая категория по ГО и которое продолжает работу в военное время, должны проводиться мероприятия по комплексной маскировке организации.

#### **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 в полном составе.

Проектируемый объект является стационарным объектом транспорта нефти. Характер производства не предполагает возможность его перебазирования. Демонтаж сооружений и технологического оборудования в особый период в короткие сроки технически неосуществим и экономически нецелесообразен.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							12
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

## **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**

Проектируемый нефтепровод прокладывается взамен существующего, входящего в состав опасного производственного объекта «Система промысловых трубопроводов Дороховского нефтяного месторождения», зарегистрированного в государственном реестре, имеющего установленную численность наибольшей рабочей смены (НРС) исходя из требований мобилизационного задания на добычу нефти, газового конденсата, природного газа и поставку их для государственных нужд. Нефтепровод «ГЗУ-01401-С – ДНС-0120» находится в зоне ответственности бригады по добыче нефти и газа №0106 ЦДНГ №1, численность которой составляет 30 человек. Изменения в численности персонала в связи с реализацией настоящего проекта не предусматриваются. ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» будет продолжать работу в военное время в двухсменном режиме в полном составе (см.раздел 2.4), численность НРС составляет 17 человек.

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**

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» установлена первая категория по гражданской обороне. Нефтепровод «ГЗУ-01401С – ДНС-0120», подлежащий реконструкции, согласно «Исходным данным и требованиям для разработки инженерно-технических мероприятий ГО и предупреждения ЧС» (Приложение Б), не категорирован по ГО, поэтому на него не распространяются специальные требования к огнестойкости зданий и сооружений в соответствии.

## **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

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



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.

Объекты Общества расположены в отдалении от населенных пунктов и в соответствии с разрабатываемыми на них декларациями безопасности, не создают реальную угрозу жизни, здоровью и имуществу населения, а также народному хозяйству и природной среде.

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

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.

На всех опасных производственных объектах I и II класса опасности Общества, для оповещения работающего персонала созданы и поддерживаются в состоянии готовности локальные системы оповещения.

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:

Стационарные телефоны:

Оператор ООО «ЛУКОЙЛ-Технологии» - 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.

Радиосвязь

1. Оператор ООО «ЛУКОЙЛ-Технологии»:

- транкинговые радиостанции (голосовая связь) – 294 РЭС;

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист 14
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.		

- симплексные радиостанции (голосовая связь) – 667 РЭС;

- радиостанции телеметрии (передача данных) – 1496 РЭС

2. Оператор ПАО «Связьтранснефть»:

- транкинговые радиостанции (голосовая связь) – 24 РЭС;

- симплексные радиостанции (голосовая связь) – 22 РЭС.

Места установки и зоны действия (радиусы озвучивания) устройств громкоговорящей связи и оповещения на УППН.

Согласно приказу МЧС России, Мининформсвязи России и Минкультуры России от 25.07.2006 №422/90/376, предусмотренные технические решения по системам оповещения ГО соответствуют требованиям Положения о системах оповещения населения.

Схема управления и связи ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и схема оповещения ЦДНГ по сигналам ГО приведены ниже (рисунки 2.1, 2.2).

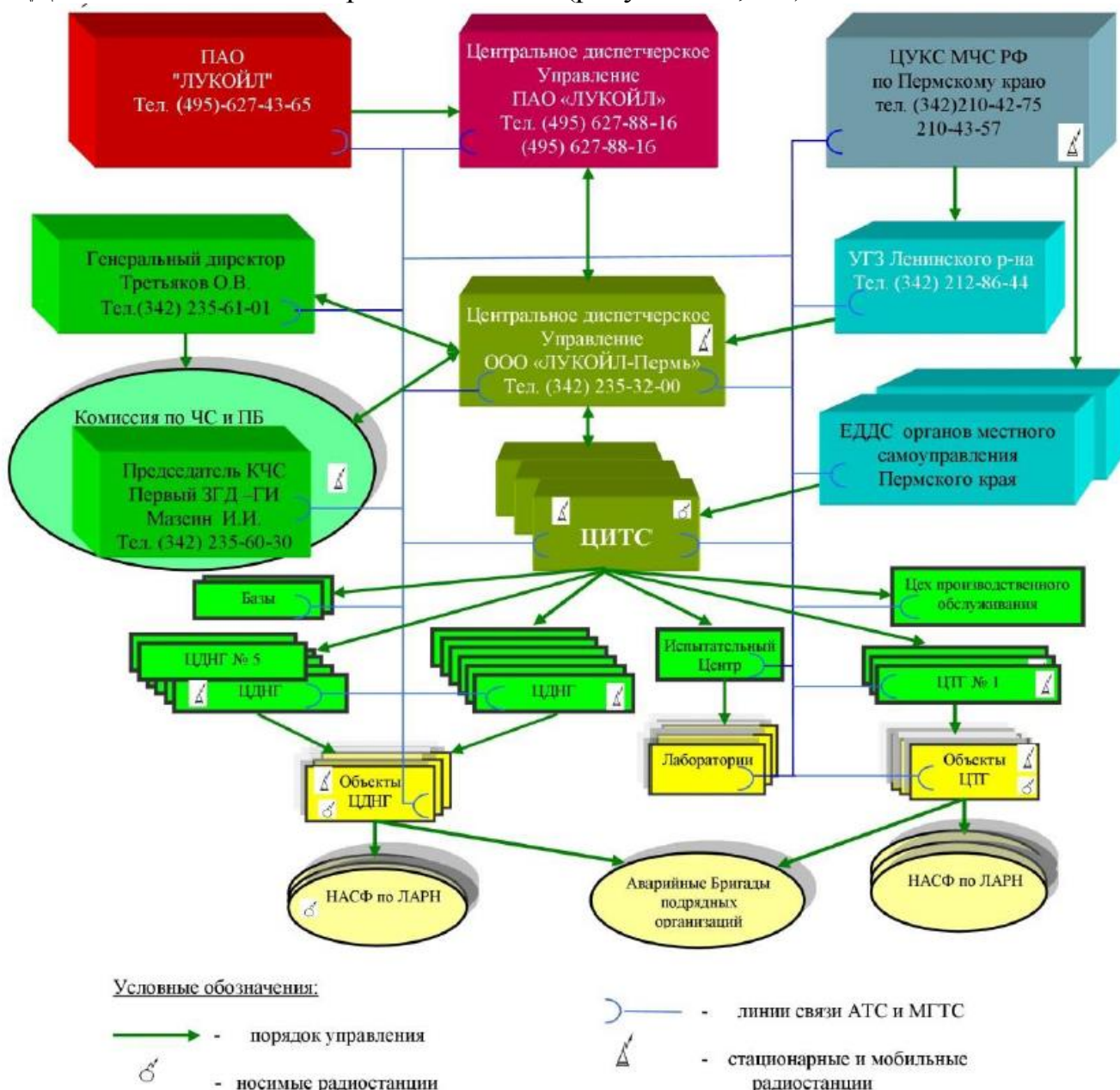


Рисунок 2.1 - Схема управления и связи ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

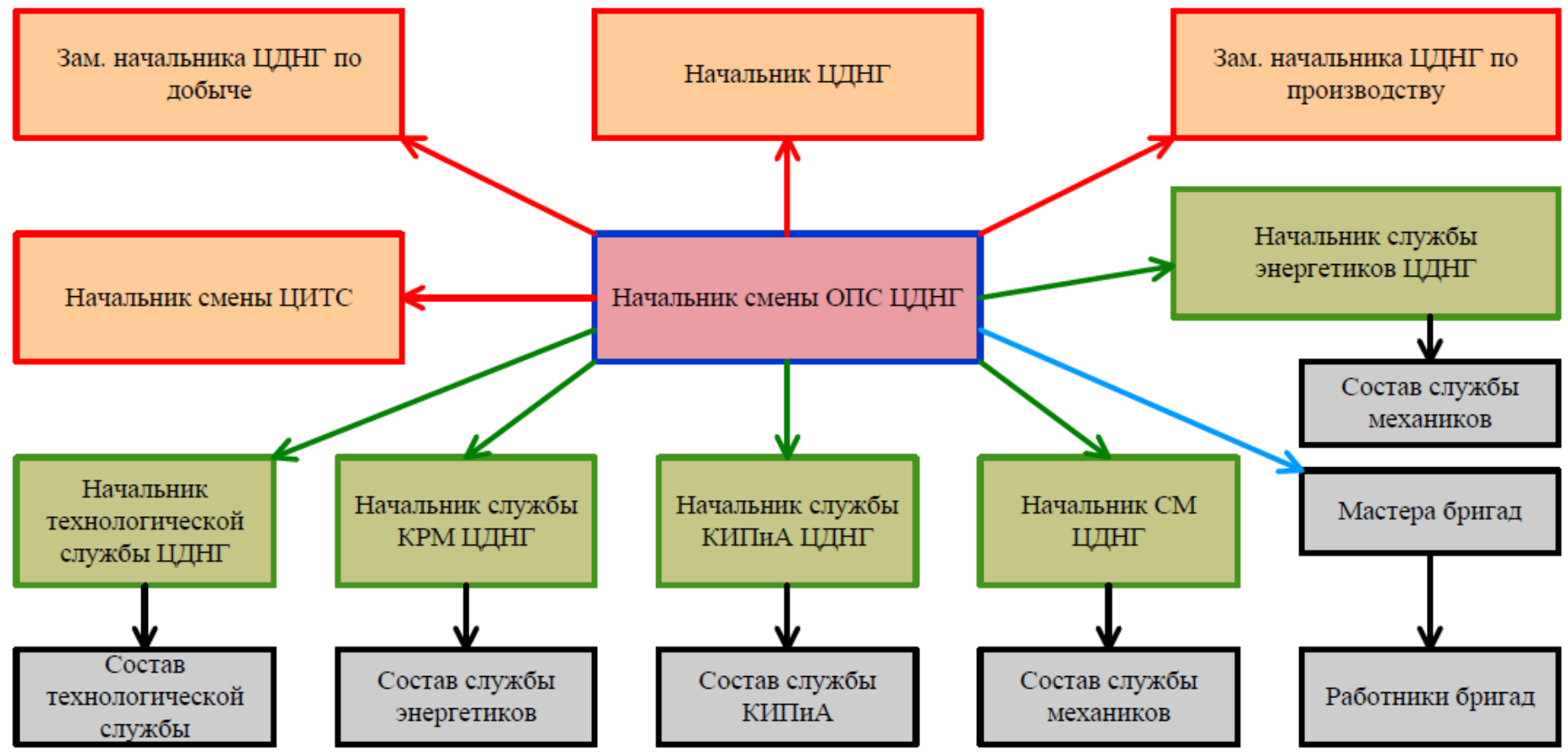
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

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

Изм.	Копуч	Лист	Модок	Подп	Дата

2019/083-РД-ГОСНС.ТСН



- Оповещаются в первую очередь по списку №1
- Оповещаются во вторую очередь по списку №2 (по указанию начальника ЦДНГ)
- Оповещаются в третью очередь по списку №3 (по указанию начальника ЦДНГ)
- Оповещаются по спискам оповещения подразделений

Рисунок 2.2 - Схема оповещения ЦДНГ по сигналам ГО

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

Изм.	
Копуч	
Лист	
Модок	
Подп	
Дата	

## Г Р А Ф И К

### безаварийной остановки производства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» по сигналу «Воздушная тревога»

№ п/п	Мероприятия	Исполнитель	Временной показатель в минутах																											
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60				
1	Получение сигнала «Воздушная тревога»	Начальники смен ЦДУ, ЦИТС, дежурные диспетчера ОПС ЦДНГ	5 мин.																											
2	Доведение сигнала до рабочих и служащих. Голосом «Воздух» по телефону, радио, селектору – «Воздушная тревога»,	Начальники смен ЦДУ, ЦИТС, референты ЗГД, дежурные диспетчера ОПС ЦДНГ						10 мин.																						
3	Отключение рубильников, выключение света (в ночное время), приборов, перекрытие воды и газа.	Персонал объектов, диспетчера энергоснабжения												15 мин.																
4	Безаварийная остановка производства на объектах	Дежурный персонал											30 мин.																	
5	Доклад начальников ЦДНГ об остановке производства и прекращении работ	Дежурный персонал, начальники служб, начальники цехов																		20 мин.										
6	Укрытие личного состава в убежищах и укрытиях	Руководители подразделений												30 мин.																
7	Доклад начальника смены ЦДУ Генеральному директору (Первому ЗГД-ГИ) о безаварийной остановке производства и укрытии личного состава Общества.	Начальник смены ЦДУ, Генеральный директор, Первый ЗГД-ГИ																								10 мин.				

Рисунок 2.3 – График безаварийной остановки производства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» по сигналу «Воздушная тревога»

Согласно приказу МЧС России, Мининформсвязи России и Минкультуры России от 25.07.2006 №422/90/376, предусмотренные технические решения по системам оповещения ГО соответствуют требованиям Положения о системах оповещения населения.

## **2.8. Мероприятия по световой и другим видам маскировки проектируемого объекта**

Световая маскировка проводится в соответствии с СП 264.1325800.2016 «Световая маскировка населенных пунктов и объектов народного хозяйства». Актуализированная редакция СНиП 2.01.53-84 (утв. приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 3 декабря 2016 г. № 880/пр).

Согласно СП 165.132 5800-2014, на территории ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», для которого установлена первая категория по ГО и которое продолжает работу в военное время, должны проводиться мероприятия по комплексной маскировке организации.

Проектируемый нефтепровод по всей трассе, кроме узлов установки арматуры и камер пуска приема очистных устройств, прокладывается подземно, освещение проектируемых сооружений проектом не предусмотрено, поэтому специальные мероприятия по световой и другим видам маскировки для проектируемых сооружений не предусматриваются. Персонал, обслуживающий проектируемый нефтепровод, оснащается переносными источниками освещения.

## **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**

На проектируемом объекте отсутствуют системы централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения, требования к которым установлены ГОСТ Р 22.6.01 и ВСН ВК4-90. Питьевое водоснабжение привозное, бутилированной водой. Проектом не предусматривается изменение существующего питьевого водоснабжения. Таким образом, проектом не предусматриваются решения по обеспечению устойчивости источников водоснабжения.

## **2.10. Обоснование введения режимов радиационной защиты на территории проектируемого объекта, подвергшейся радиоактивному загрязнению (заражению)**

Согласно Постановлению Правительства РФ от 26.11.2007 № 804 и в соответствии с требованиями приказа МЧС России от 14.11.2008 № 687 органы местного самоуправления в целях решения задачи, связанной с обнаружением и обозначением районов, подвергшихся радиоактивному, химическому, биологическому-

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							18
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

му и иному заражению, планируют и осуществляют введение режимов радиационной защиты на территориях, подвергшихся радиоактивному загрязнению.

Необходимость введения режимов радиационной защиты на территории проектируемого объекта отсутствует в связи с его расположением вне зоны возможного радиоактивного загрязнения от объектов использования атомной энергии.

### **2.11. Проектные решения по обеспечению безаварийной остановки технологических процессов при угрозе воздействия или воздействии 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 имеющемся «Графике безаварийной остановки производства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» по сигналу «Воздушная тревога», утвержденном Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Проектом не предполагается внесение изменений в данный документ. График безаварийной остановки производства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» по сигналу «Воздушная тревога» приведен на рисунке 2.3.

Принятый в проектной документации объем автоматизации по объекту в условиях нормальной эксплуатации позволяет работать без постоянного присутствия обслуживающего персонала на нем.

Для камер пуска и приема очистных устройств предусматривается местное измерение давления.

Управление технологическим процессом транспорта нефти осуществляется с площадки УППН «Павловка». 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 определена технологическим регламентом.

Контроль состояния нефтепровода осуществляется наружным осмотром и по показаниям приборов, измеряющих давление и температуру. Контроль технологических параметров работы нефтепровода осуществляется круглосуточно оператором пульта управления УППН «Павловка».

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

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
								19
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

## 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:

- 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);
- исключение цепного (последовательного) развития аварии;
- ограничение размещения в зонах возможной загазованности источников зажигания газозооной 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 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.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							20
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

### **2.13. Мероприятия по приспособлению объектов коммунально-бытового назначения для санитарной обработки людей, обеззараживания одежды и специальной обработки техники**

Проектной документацией не предусматривается строительство, реконструкция, расширение, ремонт объектов коммунально-бытового назначения, а также санитарно-бытовых помещений. Таким образом, вышеуказанные мероприятия в составе проекта не разрабатывались.

### **2.14. Мероприятия по мониторингу состояния радиационной и химической обстановки на территории проектируемого объекта**

Мониторинг состояния радиационной и химической обстановки на территории проектируемого объекта осуществляется в соответствии с Программой производственного контроля за обеспечением радиационной безопасности в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и Программой ведения производственного экологического контроля ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» за состоянием компонентов окружающей среды (атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, почва).

Функции по осуществлению производственного контроля в Обществе возложены на службу радиационной безопасности (СРБ), которая представлена ведущим инженером Отдела экологии Управления охраны труда, промышленной и экологической безопасности (руководителем СРБ) (1 человек) и персоналом Лаборатории радиационной безопасности и контроля ЦДНГ №5 (ЛРБиК) (7 человек).

Лаборатория радиационной безопасности и контроля, аккредитована в качестве испытательной лаборатории в национальной системе аккредитации (приказ Федеральной службы по аккредитации от 08 июня 2015г. № 2950, аттестат аккредитации №RA.RU.21АЖ64).

Проектом не предусматривается изменение существующей системы мониторинга химической и радиационной обстановки.

По окончании работ, перед сдачей объекта в эксплуатацию, заказчиком должны быть организованы контрольные изыскания для проверки соответствия фактических значений радиационно-гигиенических характеристик среды на участке строительства требованиям санитарных норм, а также для оценки эффективности мероприятий по радиационной безопасности, реализованных при проектировании и строительстве.

### **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**

Защитное сооружение (ЗС) – инженерное сооружение, предназначенное для укрытия людей, техники и имущества от опасностей, возникающих в результате

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



последствий аварий на потенциально опасных объектах, либо стихийных бедствий в районах размещения этих объектов, а также от воздействия современных средств поражения.

В соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 29 ноября 1999 г. N 1309 "О порядке создания убежищ и иных объектов гражданской обороны" защиту наибольшей работающей смены организаций, отнесенных к первой категории по гражданской обороне, расположенных вне территорий, отнесенных к группам по гражданской обороне и вне зон возможного радиоактивного загрязнения, следует предусматривать в укрытиях.

В связи с этим укрытие наибольшей рабочей смены (НРС) ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» планируется в дооборудованных помещениях подвалов и 1-х этажей зданий.

Дооборудование помещений проводится силами подразделений Общества и подрядных организаций при получении сигнала на выполнение мероприятий ГО 2 очереди в течение 24 часов.

Поскольку, проектируемый нефтепровод прокладывается взамен существующего и не требует увеличения численности обслуживающего персонала и постоянного его присутствия, численность НРС существующего объекта не изменится, а, следовательно, внесение изменений в действующий план гражданской обороны ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» не требуется. Укрытие НРС предусмотрено в дооборудуемом помещении опорного пункта бригады №0106 на площадке ДНС-0120.

## **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

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

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;
- природных, экономических и иных особенностей территорий.

В ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» для обеспечения мероприятий гражданской обороны Приказом Генерального директора от 12.01.18 №а-20 созданы запасы материально-технических средств и утверждена номенклатура запасов средств индивидуальной защиты и материальных средств.

Содержание запасов средств индивидуальной защиты (СИЗ) для защиты сотрудников Общества определено приказом МЧС РФ от 01.10.2014 г. № 543, в соответствии с которым для работников приобретено и содержится на Чернушинской и Соликамской базах хранения запас УЗС ВК на 104,7 % от числа работающих. В соответствии с Планом ГО вывоз запасов в ЦДНГ для выдачи производится при выполнении мероприятий 1 очереди, а выдача СИЗ работникам при выполнении мероприятий 2 очереди в течение 24 часов.

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

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.

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

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 № а-677 от 08.10.2018 «Об утверждении состава объектовой эвакуационной комиссии ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Численность обслуживающего персонала с вводом в эксплуатацию проектируемого объекта не изменится, следовательно, внесение изменений в план ГО предприятия не требуется.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
								24
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

### 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

Согласно приложению 1 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», проектируемый объект является опасным производственным объектом, на котором:

- обращаются опасные вещества горючая жидкость и воспламеняющийся газ – нефть и попутный нефтяной газ.

Нефтепровод, подлежащий реконструкции, не является самостоятельным производственным объектом, входит в состав существующего опасного производственного объекта «Система промысловых трубопроводов Дороховского нефтяного месторождения» (ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»), зарегистрированного в реестре опасных производственных объектов за № А48-10051-0278 по I классу опасности, для которого в 2019 году была разработана и зарегистрирована Центральным аппаратом Ростехнадзора за №18-19(03).0370-00-МТ декларация промышленной безопасности. Согласно проведенным расчетам, реконструкция существующего нефтепровода с заменой трубы приведет к уменьшению количества опасного вещества (нефти) на существующем объекте, поэтому переработка декларации, согласно ФЗ-116, ст.14, не требуется.

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».

#### 3.1.1 Характеристика опасных веществ

Опасными веществами, используемыми на проектируемом объекте, являются нефть и попутный нефтяной газ.

Характеристика опасного вещества приведена ниже (таблица 3.1).

Таблица 3.1 - Сведения об опасных веществах

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
<b>1 Нефть</b>		
1 Название вещества	Нефть - сложная смесь различных органических соединений (в основном углеводородов)	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
1.1 химическое		
1.2 торговое		

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	2019/083-PD-GOCHS.TCH						Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
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 полинафтаэновые и ароматические углеводороды, содержащие различные боковые цепи	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
3 Содержание: % вес.		Данные лабораторных исследований
- серы	0,9 – 1,64	
- смол силикагелевых	5,81 – 14,77	
- асфальтенов	0,57 – 1,68	
- парафинов	1,89 – 5,62	
4 Общие данные:		
4.1 Плотность, кг/м <sup>3</sup>	893 - 987	
4.2 Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	91,5 – 135,8	
4.3 Обводненность, %	43,3	
5 Данные о взрывопожароопасности - категория и группа взрывоопасной смеси	ПА – Т3	ГОСТ 30852.11-2002; ГОСТ 30852.5-2002
5.1 Температура самовоспламенения, °С	От 223 до 375 (зависит от состава нефти); 256 – нефть Прикамская	ГОСТ 30852.19-2002
5.2 Пределы взрываемости: объемные	1,3% (нижний)	Вредные вещества в промышленности. Т.1. Органические вещества: справочник для химиков, инженеров, врачей/ под ред. Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной. – Л.: Химия, 1976
5.3 Температура вспышки (нефть Прикамская), С	-27	
6 Данные о токсической опасности	3 класс токсической опасности	
6.1 Значение среднесменной ПДК нефти сырой (аэрозоль) в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup>	10 (аэрозоль)	ГН 2.2.5.3532-18 ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны
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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							26

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
8 Запах	Зависит от состава нефти (обусловлен наличием сернистых соединений в нефти)	Справочник химика. Т.4, М.: Наука, 1990
9 Коррозионное воздействие	Оказывают сернистые соединения, содержащиеся в нефти, эффект воздействия зависит от их концентрации	Справочник химика. Т.4, М.: Наука, 1990
10 Меры предосторожности	Герметизация системы сбора и транспорта нефти, вентиляция производственных помещений, сигнализация превышения ПДК углеводородов и сероводорода в воздухе. В случае повышения концентрации – немедленное удаление работающих	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утв. приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534
11 Информация о воздействии на людей	Углеводороды, входящие в состав нефтяных газов (метан и его ближайшие гомологи), могут оказывать сравнительно слабое наркотическое действие. Значительно сильнее действуют пары менее летучих (жидких) составных частей нефти. Именно они определяют характер действия сырых нефтей. Нефти, содержащие мало ароматических углеводородов, действуют также как и смеси метановых и нафтеновых углеводородов, их пары вызывают наркоз и судороги. Высокое содержание ароматических соединений может угрожать хроническими отравлениями с изменением состава крови и кроветворных органов. Сернистые соединения могут приводить к острым и хроническим отравлениям, главную роль при этом играет сероводород. Воздействие паров нефти на кожные покровы может приводить к раздражениям, возникновению сухости, шелушению кожи, появлению трещин. Многие химические соединения, содержащиеся в нефти, могут оказывать канцерогенное действие	Вредные вещества в промышленности. Т.1. Органические вещества: справочник для химиков, инженеров, врачей/ под ред. Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной. – Л.: Химия, 1976
12 Средства защиты	При работе с высокими концентрациями (зачистка аппаратов и т.п.) шланговые противогазы с принудительной подачей воздуха (ПШ-1, ПШ-2, ДПА-2, и др.), при меньших концентрациях углеводородов в нефти - фильтрующий 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 так же регенерирующие, восстанавливающие кремы, эмульсии	Приказ Минздрава России от 17.12.2010 №1122н «Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи работникам смывающих и (или) обезвреживающих средств и стандарта безопасности труда «Обеспечение работников смывающими и (или)

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							27

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
13 Методы перевода вещества в безвредное состояние	Вентиляция помещения с целью уменьшения концентрации паров сернистых и ароматических соединений в воздухе	«обезвреживающими средствами»
14 Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	1) Вынести пострадавшего в безопасное место, проветрить помещение 2) Определить наличие самостоятельного дыхания 3) При отсутствии признаков жизни приступить к сердечно-легочной реанимации, вызвать скорую медицинскую помощь 4) При восстановлении дыхания придать пострадавшему устойчивое боковое положение 5) Обеспечить постоянный контроль за дыханием до прибытия скорой помощи	Памятка по оказанию первой помощи пострадавшим, (Москва, 2015) разработанная Министерством Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий

## 2 Попутный нефтяной газ

1 Название вещества	Попутный нефтяной газ	Справочник химика. Т.4, М.: Наука, 1990
2 Формула	Сложная смесь углеводородов (в основном ряда метана) и неорганических соединений	
3 Параметры газа		Данные лабораторных исследований
3.1 Состав, мольное содержание, %		
Сероводород	0,15	
Азот	16,79	
Метан	57,35	
Этан	14,02	
Пропан	7,86	
Изобутан	0,94	
н-Бутан	1,64	
Изопентан	0,38	
н-Пентан	0,29	
Гексаны	0,17	
Гелий	0,06	
Углекислый газ	0,35	
3.2 Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	1,09	
3.3 Температура кипения, °С	Основные компоненты – С <sub>1</sub> – С <sub>3</sub> 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 ГОСТ 30852.19-2002
4 Данные о взрывопожароопасности		
4.1 Пределы взрываемости, %	2,1 – 15	
4.2 Температура самовоспламенения, °С	470 - 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)	

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист 28
------	----------	------	--------	-------	------	-----------------------	------------

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
6.1 Максимально разовая ПДК в рабочей зоне, мг/м <sup>3</sup>	3 (по H <sub>2</sub> S в смеси с углеводородами C <sub>1</sub> – C <sub>5</sub> ) 900 (в пересчете на углерод)	ществ в воздухе рабочей зоны
6.2 LCt <sub>50</sub>	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 <sub>50</sub>	720 (по этану)	
7 Реакционная способность	При обычных температурах – инертный	
8 Необходимые меры контроля	Сероводород в смеси с углеводородами C <sub>1</sub> – C <sub>5</sub> является веществом с остронаправленным механизмом действия, требующим автоматического контроля за его содержанием в воздухе рабочей зоны	ГН 2.2.5.3532-18 ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны

### 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 3.2).

Таблица 3.2- Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
1	Нефтепровод ГЗУ-01401С – ДНС-0120	м	9509	Труба стальная электросварная тип 1 - 273х6,0 – сталь В20 (К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным по ТУ 1390-001-60700040-2012
2	Нефтепровод ГЗУ-01401С – ДНС-0120	м	46	Труба стальная электросварная тип 1 - 273х6,0 – сталь В20 (К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным по ТУ 1390-001-60700040-2012
3	Устройство пуска	компл.	1	Ш-УПП-1-250-4,0-ХЛ-Ф
4	Устройство приема	компл.	1	Ш-УПП-2-250-4,0-ХЛ-Ф

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата



№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
5	Запорные устройства (узел №1-5)	шт.	5	Типа 30с515нж (ЗКЛ2 250х40)

### 3.1.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Данные о распределении опасных веществ, используемых на объекте, приведены ниже (таблица 3.3).

Таблица 3.3 - Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Технологический блок, оборудование			Кол-во опасного вещества (тонн)		Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование технологического блока	Наименование оборудования, № по схеме	Длина участков нефтепровода, м	В единице оборудования	Общее кол-во опасного вещества	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С
Нефтепровод ГЗУ-01401С – ДНС-0120	<u>Участок 1</u> ПК0 - Камера пуска	104,40	<u>2,221</u> 0,042	203,89 3,88	<u>нефть</u> газ	4,0	5÷15
	Площадка камеры пуска	11,7	<u>0,808</u> 0,005		<u>нефть</u> газ	4,0	5÷15
	<u>Участок 2</u> Камера пуска – Узел 1	1393,63	<u>29,646</u> 0,567		<u>нефть</u> газ	4,0	5÷15
	<u>Участок 3</u> Узел 1 – Узел 2	1236,3	<u>26,299</u> 0,503		<u>нефть</u> газ	4,0	5÷15
	<u>Участок 4</u> Узел 2 - Узел 3	693,7	<u>14,757</u> 0,282		<u>нефть</u> газ	4,0	5÷15
	<u>Участок 5</u> Узел 3 - Узел 4	1434,89	<u>30,524</u> 0,584		<u>нефть</u> газ	4,0	5÷15
	<u>Участок 6</u> Узел 4 - Узел 5	3921,79	<u>83,427</u> 1,596		<u>нефть</u> газ	4,0	5÷15
	<u>Участок 7</u> Узел 5 – Камера приема	627,19	<u>13,342</u> 0,255		<u>нефть</u> газ	4,0	5÷15
	Площадка камеры приема	11,2	<u>0,795</u> 0,005		<u>нефть</u> газ	4,0	5÷15
	<u>Участок 8</u> Камера приема – конец трассы	97,0	<u>2,063</u> 0,039		<u>нефть</u> газ	4,0	5÷15
	Трубопровод от т.вр.с выкидного трубопровода скважины №267 до проектируемого н/пр.		124,09		<u>0,242</u> 0,005	<u>0,242</u> 0,005	<u>нефть</u> газ
<b>Итого опасных веществ на проектируемом объекте:</b>					<b>нефть</b>	<u>204,13</u>	
					<b>газ</b>	3,88	

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							30

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

Перечень близлежащих опасных производственных объектов приведен ниже (таблица 3.4).

Таблица 3.4 - Данные о размещении близлежащих объектов

Наименование организации	Удаленность от границ проектируемого объекта
Площадка ГЗУ-01401С	Проектируемая площадка камеры пуска очистных и диагностирующих устройств расположена восточнее ограждения площадки
Существующие коммуникации ЦДНГ-1	Проектируемый нефтепровод пересекает действующие коммуникации
Площадка ДНС-0120	Проектируемая площадка камеры приема очистных и диагностирующих устройств расположена восточнее ограждения площадки

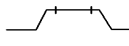
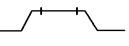
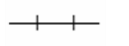
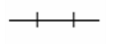
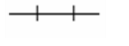
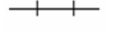
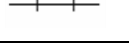
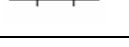
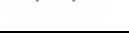
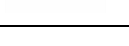
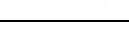
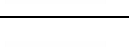
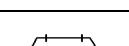
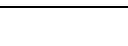
Размещение проектируемого нефтепровода выполнено по возможности с нормативно установленными разрывами, однако, исключать возможность эскалации аварии на проектируемый объект нельзя. При попадании проектируемого оборудования в зоны разрушений в результате возможных аварий на близлежащих объектах последствия аварий будут аналогичны рассмотренным в разделе проекта «Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий» (Том 10.1 2019/083-PD-AB).

Проектируемый нефтепровод пересекает автомобильные дороги, неорганизованные проезды, а также надземные и подземные коммуникации.

Ведомость пересечений проектируемого участка нефтепровода с дорогами приведена ниже, в таблице 3.5, с подземными и надземными коммуникациями – в таблице 3.6.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2019/083-PD-GOCHS.TCH						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Таблица 3.5 – Ведомость пересечений проектируемого нефтепровода с дорогами

№№ п.п.	Положение оси пересекаемого сооружения по трассе		Название дороги	Вид покрытия	Положение трассы на дороге		Угол пересечения	Ширина		Отметка Г. Р., или оси проезжей части	Схема поперечного сечения пересекаемой дороги
	про-ект н. км	пикет плюс			км	пк		земляного полотна	проезжей части		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Трасса нефтепровода «ГЗУ-01401-С – ДНС-0120»											
1.	1	0+50.7	технологический проезд ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	щебень			90°	9.1	7.3	302.80	
2.	1	5+79.2	технологический проезд к кусту 19 ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	грав.			72°	13.6	5.4	288.41	
3.	1	9+01.6	Автомобильная дорога Тюш-Алтынное	грав.			90°		7.5	280.14	
4.	3	24+51.6	неорганизованный проезд				31°		3.0	293.47	
5.	3	28+01.0	неорганизованный проезд				75°		4.2	284.26	
6.	4	34+10.0	неорганизованный проезд				76°		5.4	301.93	
7.	6	48+84.7	неорганизованный проезд				76°		3.0	303.39	
8.	6	51+47.5	неорганизованный проезд				66°		2.3	283.27	
9.	6	52+21.7	неорганизованный проезд				90°		3.2	267.22	
10.	6	53+4.2	неорганизованный проезд				82°		3.2	274.54	
11.	6	53+79.7	неорганизованный проезд				64°		5.3	273.31	
12.	6	53+93.1	неорганизованный проезд				64°		3.4	274.83	
13.	7	63+75.6	неорганизованный проезд				90°		6.0	307.20	
14.	9	88+90.8	технологический проезд	щебень			68°	16.3	8.9	332.64	

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

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

2019/083-PD-GOCHS.TCH

Лист

32

При авариях на транспорте велика вероятность образования зон возможного химического заражения (загрязнения) территории, пожаров и взрывов.

Таблица 3.6 - Ведомость пересечений с наземными и подземными коммуникациями

№№ пересечения	Километр	На участке		Угол пересечения	Наименование трубопровода и его назначение (наземного или подземного)	Направление откуда и куда	Какой организации принадлежит трубопровод	Диаметр	Отметка поверхности земли в точке пересечения	Отметка верха трубы (глубина заложения)	Примечание
		Пикет	Плюс								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Трасса нефтепровода «ГЗУ-01401-С – ДНС-0120»											
1.	1	0	0.0	90°	нефтепровод	ГЗУ-01401 – ДНС-0120	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	273	302.30	0.8	ст.
2.	1	0	02.2	90°	нефтепровод	гребенка – ГЗУ – 01401	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	114	302.42	0.8	ст.
3.	1	0	08.4	90°	нефтепровод	скв.106 – ГЗУ – 01401	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	89	302.35	1.0	ст.
4.	1	0	08.8	90°	нефтепровод	скв.413 – ГЗУ – 01401	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	89	302.34	1.0	ст.
5.	1	0	09.9	90°	кабельная эстакада	ГЗУ-01401 – ГЗУ-01402	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	-	302.30	+2.0	-
6.	1	0	14.6	90°	эл.кабель 0.4кВ	КТП-1807 – КИПиА	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	-	302.34	0.6	-
7.	1	0	21.1	90°	нефтепровод	скв.274 – ГЗУ-01401	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	86	302.35	1.0	ст.
8.	1	0	22.3	88°	нефтепровод	скв.413 – ГЗУ-01401	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	89	302.65	1.0	ст.
9.	1	0	32.2	68°	нефтепровод 3тр.	куст 13 – ГЗУ-01401	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	89	301.85	1.0	ст.
10.	1	0	35.5	61°	нефтепровод	гребенка – ГЗУ – 01401	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	89	301.96	1.0	ст.
11.	1	0	42.8	72°	нефтепровод	скв.413 – ГЗУ – 01401	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	89	302.33	1.0	ст.
12.	1	0	59.2	78°	Трасса нефтепровода 3.5190 2013г. «Изыскатель»	скв.405 – ГЗУ – 01401		-	302.36	-	-
13.	1	0	70.4	63°	водовод	ВРП – 0191 – ВРП – 0192	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	114	303.30	2.2	ст.
14.	1	2	93.2	62°	водовод	ВРП – 0191 – ВРП – 0192	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	114	296.10	1.9	ст.

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

15.	1	3	76.7	63°	водовод	ВРП – 0191 – ВРП – 0192	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	114	292.89	1.3	ст.
16.	1	3	84.4	58°	нефтепровод	куст 1а – ГЗУ – 01401	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	114	292.46	1.4	ст.
17.	1	4	92.4	60°	водовод	ВРП – 0191 – скв.710	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	89	290.78	1.9	ст.
18.	1	8	55.3	61°	кабель связи	Тюш – Верх.Тюш	«Ростеле ком»	-	282.21	0.8	-
19.	2	16	26.1	67°	водовод	КНС – 0110 – ВРП – 0191	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	168	242.89	1.9	ст.
20.	2	16	34.6	61°	кабель ТМ	обр. – обр.		-	242.90	0.7	нед
21.	2	16	57.4	66°	водовод	обр. – обр.	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	219	246.15	1.0	ст. нед
22.	2	16	66.3	68°	нефтепровод	ГЗУ-01401 – ДНС-0120	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	273	246.34	1.0	ст.
23.	2	16	88.0	72°	водовод	т.вр. – КНС-0111	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	114	245.86	1.9	ст.
24.	3	25	96.0	90°	трасса кабеля ЭХЗ-1	Проект КУ- А3-1		-	296.32	-	-
25.	3	28	19.1	78°	Трасса водо- вода	з.12z0433 2012г.	«УралСтрой Проект»	-	280.80	-	-
26.	3	28	30.4	78°	Трасса ВЛ	з.12z0433 2012г.	«УралСтрой Проект»	-	278.80	-	-
27.	3	28	40.8	78°	Трасса ВЛ	з.12z0433 2012г.	«УралСтрой Проект»	-	276.75	-	-
28.	4	30	95.1	41°	Трасса ВЛ	з.12z0433 2012г.	«УралСтрой Проект»	-	291.07	-	-
29.	4	31	10.5	41°	Трасса ВЛ	з.12z0433 2012г.	«УралСтрой Проект»	-	292.25	-	-
30.	4	34	19.0	72°	нефтепровод	обр. – обр.	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	159	302.05	1.0	ст. нед
31.	4	34	22.5	72°	нефтепровод	куст 15 – т.вр.	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	159	302.07	1.2	ст.
32.	4	34	26.7	72°	водовод	ВРП-0190 – скв.713	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	89	302.09	2.1	ст.
33.	5	48	79.4	65°	эл.кабель 0.4кВ	КТП-1503- узел учета	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	-	303.47	0.6	нед
34.	5	48	85.7	68°	водовод	ВРП-0190 – скв.733	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	89	303.36	2.0	ст.
35.	5	48	89.7	80°	нефтепровод	ГЗУ-1405 - т.вр.	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	159	303.17	1.1	ст.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2019/083-PD-GOCHS.TCH

Лист

34

36.	5	49	11.1	60°	нефтепровод	скв.741 – ГЗУ – 1405	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	89	302.29	0.8	ст.
37.	5	49	11.9	60°	нефтепровод	скв.786 – ГЗУ – 1405	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	89	302.28	0.8	ст.
38.	5	49	14.3	85°	эл.кабель 0.4кВ	КТП-1503-узел учета	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	-	301.71	0.6	-
39.	6	52	90.4	84°	водовод	ВРП-0190 – скв.742	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	89	275.18	1.7	ст.
40.	6	53	26.6	63°	Трасса водовода	з.12z0433 2012г.	«УралСтрой Проект»	-	273.58	-	-
41.	6	53	38.0	63°	нефтепровод	скв.786 – ГЗУ-1405	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	89	272.10	0.6	ст.
42.	6	53	46.6	63°	нефтепровод	ГЗУ-01401 – ДНС-0120	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	273	271.64	0.5	ст.
43.	6	53	72.4	61°	кабель ТМ	обр. – обр.		-	272.9 8	1.0	-
44.	6	53	83.8	65°	водовод	в/з.«Танып» - т.вр.	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	114	273.51	1.5	ст.
45.	6	53	89.1	65°	водовод	КНС-0110 – ВРП-0191	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	168	274.07	1.0	ст.
46.	7	63	76.4	88°	водовод	КНС-0110 – ВРП-0191	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	168	307.18	1.2	ст.
47.	7	63	81.4	88°	водовод	в/з.«Танып» - т.вр.	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	114	307.09	1.5	ст.
48.	7	63	87.1	88°	кабель ТМ	обр. – обр.		-	307.08	1.0	-
49.	7	64	14.3	87°	нефтепровод	ГЗУ-01401 – ДНС-0120	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	273	306.34	1.0	ст.
50.	7	64	25.2	87°	Трасса водовода	з.12z0433 2012г.	«УралСтрой Проект»	-	305.60	-	-
51.	8	72	46.8	90°	трасса кабеля ЭХЗ-2	Проект КУ-А3-2					
52.	8	78	11.5	88°	газопровод	Тюш – Сарс	ООО «Газпром»	159	331.06	1.2	ст.
53.	8	78	34.9	88°	кабель ТМ	обр. – обр.		-	331.56	0.8	-
54.	9	88	30.5	90°	Трасса трубопроводов	т.вр. – проект нефт		-	331.79	-	-
55.	10	92	58.2	90°	водовод	в/з.«Танып» - куст 33	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	90	332.18	3.2	ПА Т
56.	10	92	69.0	90°	нефтепровод	куст 33 – т.вр.	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	159	332.07	1.4	ст.
57.	10	92	76.2	90°	Трасса водовода	з.12z0433 2012г.	«УралСтрой Проект»	-	332.08	-	-

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

2019/083-PD-GOCHS.TCH

Лист

35

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

58.	10	93	27.0	21°	кабель ТМ	обр. – обр.		-	331.70	0.8	-
59.	10	93	60.1	53°	нефтепровод	ГЗУ-01401 – ДНС-0120	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	273	331.12	1.3	ст.
60.	10	93	69.3	69°	водовод	в/з «Танып» – КНС-0111	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	219	331.11	2.1	ст.
61.	10	93	82.9	60°	нефтепровод	обр. – обр.	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	219	331.19	0.3	ст. нед
62.	10	94	78.5	47°	нефтепровод	обр. – обр.	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	219	330.52	0.3	ст. нед
63.	10	95	24.9	46°	нефтепровод	обр. – обр.	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	114	329.90	1.3	ст. нед
64.	10	95	27.4	62°	нефтепровод	обр. – обр.	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	219	329.89	1.2	ст. нед
65.	10	95	46.3	90°	нефтепровод	ГЗУ-01401 – ДНС-0120	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	273	329.93	1.2	ст.

Трасса трубопроводов от т.врезки с выкидных трубопроводов скв.264,267 до проектируемого нефтепровода

66.	1	0	00	69°	нефтепровод	скв.267 – т.вр.	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	89	331.04	2.0	ст.
67.	1	0	19.1	62°	нефтепровод	скв.264 – т.вр.	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	89	331.09	1.9	ст.
68.	1	0	21.8	27°	нефтепровод	ГЗУ-01401 – ДНС-0120	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	273	331.04	1.1	ст.
69.	1	0	23.2	65°	нефтепровод	куст 32 - т.вр.	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	159	330.98	2.1	ст.
70.	1	0	36.2	85°	водовод	обр. – обр.	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	219	331.03	1.5	ст. нед
71.	1	0	46.8	74°	Трасса водовода	з.12z0433 2012г.	«УралСтрой Проект»	-	331.54	-	-
72.	1	0	49.6	61°	водовод	в/з «Танып» – куст 33	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	90	331.66	3.2	ст.
73.	1	0	85.5	90°	Трасса нефтепровода	ГЗУ-01401-С – ДНС-0120		-	331.79	-	-

Безопасность в зонах прохождения нефтепровода обеспечивается расположением его на соответствующих безопасных расстояниях от объектов инфраструктуры.

Расстояние от оси подземного трубопровода до зданий, сооружений и других инженерных сетей приняты в зависимости от класса и диаметра трубопровода, транспортируемого продукта, назначения объектов с соблюдением требований

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

											Лист
											36
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».

Нормативные расстояния приняты с таким расчетом, чтобы при аварии на нефтепроводе максимально уменьшить вероятность попадания паров нефти в расположенные вблизи здания и сооружения, а также снизить опасность растекания нефти.

Основной способ укладки труб – подземный; глубина заложения нефтепровода вне постоянных проездов принята из обеспечения устойчивости трубопровода в зависимости от свойств грунта, но не менее 0,8 м до верха трубы и в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».

При пересечении проектируемого нефтепровода с существующими подземными трубопроводами расстояние в свету предусматривается не менее 0,35м; при пересечении с существующими подземными силовыми кабелями 0,4 кВ и кабелями связи – не менее 0,5м.

Пересечение с существующими подземными коммуникациями предусматривается под углом не менее 60°. Разработка траншеи производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемого трубопровода или кабеля.

Пересечение с автодорогами предусматривается закрытым способом. Глубина заложения – не менее 1,4 м до верха кожуха. Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 10 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

При переходе через водные преграды прокладка предусматривается подземной на 0,5 м ниже прогнозируемого размыва дна водотока (в течение 25 лет), но не менее 1,0 м от естественных отметок дна водоема.

На всех переходах через искусственные и естественные препятствия, углах поворота и на каждом километре устанавливаются указательные знаки с указанием всех параметров трубопровода.

Таким образом, проектируемый нефтепровод запроектирован в соответствии с действующими нормативными документами с соблюдением регламентированных расстояний до населенных пунктов, зданий, сооружений и строений, не относящихся к нефтепроводу. Ближайший населенный пункт от трассы проектируемого нефтепровода: Дороховка, находится на расстоянии ~200м.

В соответствии с рекомендациями п. 47 приказа МЧС России от 10.09.2009 г. № 404 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» определяются потенциально опасные участки линейной части. Границы потенциально опасных участков линейной части трубопровода определяются из условия расположения вблизи них населенных пунктов, зданий, сооружений и строений, не относящихся к трубопроводу, расположенных на расстоянии менее значений, регламентированных нормативными документами по пожарной безопасности: проектируемый нефтепровод не имеет потенциально опасных участков.

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							37



### 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

Район строительства относится к IV строительному климатическому району.

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.

Для характеристики климата участка проведения работ использованы данные ближайшей к району проведения работ метеостанции Октябрьский, расположенной в 13–20 км юго-восточнее рассматриваемого участка, недостающие сведения приведены по метеостанции Чернушка, расположенной в 58–60 км западнее-юго-западнее участка работ:

- среднегодовая температура воздуха - плюс 1,5 С;
- абсолютный минимум температуры воздуха – минус 52 С;
- абсолютный максимум – плюс 35°С;
- продолжительность холодного периода по метеостанции Октябрьский составляет 247 дней, продолжительность теплого периода – 118 дней;
- нормативная глубина промерзания глин, суглинков под оголенной от снега поверхностью составляет 1,65м, крупнообломочных грунтов – 2,44м, согласно СП 22.13330.2016;
- количество осадков за период с ноября по март составляет 230 мм; количество осадков за период с апреля по октябрь составляет 482 мм; суточный максимум осадков по метеостанции Октябрьский составляет 78 мм;

*Ветровой режим.* В период с декабря по февраль и с марта по апрель преобладают ветры юго-западного направления, в период с июля по август – западные; среднегодовая скорость ветра – 3.4 м/с;

*Грозы.* В среднем за год в районе проведения работ наблюдается 25 дней с грозой, максимально – 37 дней. Среднегодовая продолжительность гроз составляет 60–80 часов.

*Метели.* Средняя продолжительность периода с метелями в год – 48 дней, наибольшая – 79 дней. Сильные метели – метели (включая низовые) продолжительностью 12 часов и более при скорости ветра 15 м/с и более.

*Туманы.* Среднегодовое количество дней с туманами – 25 дней, наибольшее – 46 дней. Сильные туманы – метеорологическая дальность видимости 100 м, продолжительностью этого явления 12 часов и более.

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

						2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		38

*Град.* Среднее число дней с градом в год составляет 0,9 дня, наибольшее – 3 дня. Крупный град – диаметр градин 20 мм и более.

*Гололед.* Среднее число дней с обледенением всех видов в год составляет 29 дней, наибольшее – 60 дней. Гололёдный сезон на рассматриваемой территории начинается обычно в октябре и заканчивается в мае, однако явления гололёда (мокрый снег) отмечается иногда и в сентябре.

Наиболее опасными явлениями погоды являются:

- грозы;
- сильные ветры со скоростью 20 м/с;
- ливни с интенсивностью 30 мм/час и более;
- град с диаметром частиц более 20 мм;
- сильные морозы;
- снегопады, превышающие 20 мм за 24 часа;
- гололед.

Климатические воздействия, перечисленные выше, не представляют непосредственной опасности для жизни и здоровья работников объекта при соблюдении норм по охране и организации труда, однако, они могут нанести ущерб зданиям и оборудованию, поэтому в проекте предусмотрены технические решения, направленные на максимальное снижение негативных воздействий особо опасных погодных явлений, характерных для района строительства.

Согласно общему сейсмическому районированию территории Российской Федерации ОСР-2015 и карте ОСР-2015-С (СП 14.13330.2018), район расположен в пределах зоны с интенсивностью и повторяемостью 6 баллов по шкале MSK-64 с 1% вероятностью возможного превышения в течение 50 лет указанных на карте значений интенсивности сейсмических воздействий, что соответствует повторяемости сейсмических сотрясений в среднем один раз в 5000 лет; согласно карте ОСР-2015-С, район работ расположен в пределах зоны с интенсивностью и повторяемостью 6 баллов по шкале MSK-64 с 1% вероятностью возможного превышения в течение 50 лет указанных на карте значений интенсивности сейсмических воздействий, что соответствует повторяемости сейсмических сотрясений в среднем один раз в 5000 лет.

Из геологических процессов и явлений, осложняющих инженерно-геологические условия, на рассматриваемой территории следует отметить закарстованность, подтопление и сезонное пучение грунтов в пределах глубины промерзания.

Степень закарстованности рассматриваемой территории различная, что обусловлено особенностями геологического строения, геоморфологическим положением и гидрогеологическими условиями. Среди неблагоприятных участков по карстоопасности отмечаются участки и более благоприятные. Ниже, в таблице 3.7 приведена оценка территории строительства по категории устойчивости относительно интенсивности карстовых провалов на 1км<sup>2</sup>.

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

						2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		39

Таблица 3.7 - Оценка территории строительства по категории устойчивости относительно интенсивности карстовых провалов на 1км<sup>2</sup>

Наименование площадок и трасс (пикетаж)	Категория устойчивости относительно интенсивности карстовых провалов
2. Трасса нефтепровода «ГЗУ-01401С-ДНС-0120» (ПК30+27-ПК35+37); 4. Трасса нефтепровода «ГЗУ-01401С-ДНС-0120» (ПК51-ПК65)	II-Г
1. Трасса нефтепровода «ГЗУ-01401С-ДНС-0120» (ПК0-ПК30+27), площадка камеры пуска очистных и диагностирующих устройств, площадка под проект. СКЗ-1, трасса ЭХЗ-1; 3. Трасса нефтепровода «ГЗУ-01401С-ДНС-0120» (ПК35+37-ПК51); 5. Трасса нефтепровода «ГЗУ-01401С-ДНС-0120» (ПК65-ПК95+46.32 (к.тр.)), площадка камеры приема очистных и диагностирующих устройств, трасса трубопроводов от т. врезки с выкидных трубопроводов скважин №№264,267 до проектируемого нефтепровода	IV-Г

На участках, оцененных как территории II-Г категории устойчивости относительно интенсивности карстовых провалов, где на поверхности возможны провалы диаметром до 3м строительство, допускается при соответствующей протокарстовой защите с применением противокарстовых мероприятий, в том числе геотехнических и (или) конструктивных.

На участках, оцененных как территории IV-Г категории устойчивости относительно интенсивности карстовых провалов, строительство допускается с применением водорегулирующих и эксплуатационных мероприятий.

По подтопляемости территории, согласно СП 11-105-97, часть II, участки ПК15+89.6 - ПК16+44, ПК17+4.9 - ПК17+29.9 по трассе нефтепровода «ГЗУ-01401-С - ДНС-0120» относятся к I-A типу (подтопленные в естественных условиях).

Участки ПК4+27 - ПК4+51.1, ПК13+67.5 - ПК13+99, ПК28+52.1 - ПК28+67.5, ПК52+11.5 - ПК52+45.5, ПК90+97.7 - ПК91+20.6 по трассе нефтепровода «ГЗУ-01401-С - ДНС-0120», а также площадка камеры приема очистных и диагностирующих устройств (частично) относятся к II-A<sub>1</sub> типу (потенциально подтопляемые в результате длительных климатических изменений).

Остальные участки трассы нефтепровода «ГЗУ-01401С - ДНС-0120 и площадки камеры приема очистных и диагностирующих устройств, а также трасса трубопроводов от т.врезки с выкидных трубопроводов скважин №№264,267 до проектируемого нефтепровода относятся к III-A типу (неподтопляемые) по подтопляемости территории.

Согласно табл. 5.1 СП 115.13330.2016, категория опасности выявленных природных процессов (подтопление) – умеренно опасные, по пучению и карсту – опасные.

Согласно СП 11-105-97 часть I, категория сложности инженерно-геологических и гидрогеологических условий района работ по данным проведен-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							40

ных изысканий – III (сложная). Факторами, осложняющими строительство проектируемых сооружений, являются переходы через реку, лога; наличие в геолого-литологическом разрезе территории проведения работ специфических грунтов; прогнозируемое формирование горизонта подземных вод типа «верховодка»; закарстованность территории; пучинистость грунтов.

### **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**

##### **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:

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

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

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

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

3) 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;

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							41
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

- разряд атмосферного электричества.

### 3.4.1.2. Определение сценариев

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

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

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

**Сценарий 1 (С<sub>1</sub>)** – выброс, разлив опасных веществ (нефть), сопровождающийся загрязнением окружающей среды.

**Сценарий 2 (С<sub>2</sub>)** – пожар разлива, возникающий при проливе опасных веществ (нефть) из разрушенных трубопроводов.

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

**Сценарий 3 (С<sub>3</sub>)** – образование и взрыв топливо-воздушной смеси (ТВС) в открытом пространстве (на месте разгерметизации оборудования).

Схемы развития приведенных сценариев аварий представлены ниже (таблица 3.8).

Таблица 3.8 – Схема развития типовых сценариев аварий

№ сценария	Схема развития сценария
С <sub>1</sub> Экологическое загрязнение	Полная или частичная разгерметизация оборудования (трубопровода) → выброс опасного вещества и его растекание → загрязнение окружающей среды – ОС (за счет испарения)
С <sub>2</sub> Пожар разлива	Полная или частичная разгерметизация оборудования (трубопровода) → выброс опасного вещества и его растекание → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлива → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение
С <sub>3</sub> Взрыв ТВС	Полная или частичная разгерметизация оборудования (трубопровода) → образование взрывоопасной ТВС (за счет испарения) → взрыв ТВС при наличии источника инициирования → поражение оборудования и персонала ударной волной
Примечания 1 При описании схем развития большинства типовых сценариев аварий в качестве иницирующего события не рассматривается образование неплотностей во фланцевых соединениях оборудования и коммуникаций, т.к. при идентичности схем развития аварий, ожидаемые последствия будут менее катастрофичны. Сделанное допущение будет в дальнейшем определять выбор наиболее вероятного сценария аварии не из всего возможного множества аварийных ситуаций, а из представленного перечня аварий с наиболее значительными последствиями.	

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист 42

№ сценария	Схема развития сценария
2	При определении типовых сценариев аварии цепное развитие аварии, как типовое, не рассматривалось из-за множества комбинаций схем развития

Перечень основных сценариев возможных аварий, принятых к количественному расчету для проектируемого оборудования, представлен ниже (таблица 3.9).

Таблица 3.9 - Перечень основных сценариев возможных аварий

Наименование оборудования	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>
Нефтепровод ГЗУ-01401С – ДНС-0120	+	+	+

### 3.4.1.3. Оценка количества опасных веществ, способных участвовать в аварии

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

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

2) СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

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

4) Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», утвержденное Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору №144 от 11.04.2016.

5) Руководство по безопасности "Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи" (приложение 2), утвержденное Приказом Ростехнадзора №317 от 17.08.2015.

6) Руководство по безопасности "Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности", утвержденное приказом Ростехнадзора №272 от 29.06.2016.

Оценка последствий возможных аварий выполнялась для варианта разрушения оборудования на полное сечение («гильотинное разрушение»). В аварии при полной разгерметизации участвует масса вещества, содержащаяся в оборудовании или участке трубопровода, ограниченном запорной арматурой, а также масса вещества, поступившая за время закрытия отсечных задвижек.

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:

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							43
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

- 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.

Объем нефти в аварийном участке нефтепровода определен с учетом рельефа местности.

Для площадок камер пуска и приема объем возможной утечки при повреждении трубопроводов на полное сечение принимается (согласно ГОСТ Р 12.3.047-2012) равным объему перекачки: в течение 300 сек (при ручном способе перекрытия задвижек) – для камеры приема, находящейся на площадке ДНС-0120, где всегда есть обслуживающий персонал и 1800 сек - для площадки камеры пуска ("Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности", утвержденная приказом Ростехнадзора №272 от 29.06.2016) плюс количество вещества, содержащееся в аварийном участке трубы между соседними отсекаателями.

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

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

Количество опасных веществ, способных участвовать в аварии по выбранным сценариям, представлено ниже.

Таблица 3.10 – Сценарий С<sub>1</sub> - экологическое загрязнение

Оборудование	Количество загрязняющего вещества (масса, т)	
	нефть	газ
Нефтепровод ГЗУ-01401С – ДНС-0120		
<u>Участок 1</u> ПК0 - Камера пуска	47,83	6,54
Площадка камеры пуска	16,01	2,18
<u>Участок 2</u> Камера пуска – Узел 1	75,25	10,79
<u>Участок 3</u> Узел 1 – Узел 2	71,91	10,27
<u>Участок 4</u> Узел 2 - Узел 3	60,36	8,48
<u>Участок 5</u> Узел 3 - Узел 4	83,14	11,87
<u>Участок 6</u> Узел 4 - Узел 5	134,81	19,90
<u>Участок 7</u> Узел 5 – Камера приема	72,09	10,05

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

						2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		44

Оборудование	Количество загрязняющего вещества (масса, т)	
	нефть	газ
Площадка камеры приема	4,06	0,56
<u>Участок 8</u> Камера приема – конец трассы	60,81	8,30
Трубопровод от т.вр.с выкидного трубопровода скважины №267 до проектируемого н/пр.	0,77	0,11

Дальнейшее развитие сценариев аварий - пожар пролива, взрыв ТВС рассматриваются только для полной разгерметизации трубопровода, т.к. проектируемый нефтепровод прокладывается подземно, при частичной разгерметизации происходит постепенное впитывание в грунт, образование облака устойчивой «лужи» пролива, испарение и образование облака ТВС с последующим взрывом маловероятно.

Таблица 3.11 - Сценарий С<sub>2</sub> - пожар пролива. Поражающий фактор - тепловое излучение

Оборудование	Загрязняющее вещество	Площадь пролива, м <sup>2</sup>
Нефтепровод ГЗУ-01401С – ДНС-0120		
<u>Участок 1</u> ПК0 - Камера пуска	нефть	1091,65
Площадка камеры пуска	нефть	365,44
<u>Участок 2</u> Камера пуска – Узел 1	нефть	1717,63
<u>Участок 3</u> Узел 1 – Узел 2	нефть	1641,25
<u>Участок 4</u> Узел 2 - Узел 3	нефть	1377,79
<u>Участок 5</u> Узел 3 - Узел 4	нефть	1897,73
<u>Участок 6</u> Узел 4 - Узел 5	нефть	3076,96
<u>Участок 7</u> Узел 5 – Камера приема	нефть	1645,50
Площадка камеры приема	нефть	92,65
<u>Участок 8</u> Камера приема – конец трассы	нефть	1388,07
Трубопровод от т.вр.с выкидного трубопровода скважины №267 до проектируемого н/пр.	нефть	17,65

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист 45
------	---------	------	--------	-------	------	-----------------------	------------



Таблица 3.12 - Сценарий С<sub>3</sub> - взрыв облака ТВС. Поражающий фактор - барическое давление взрыва, тепловое излучение

Оборудование	Интенсивность испарения, кг/м <sup>2</sup> ·сек.	Масса паров нефти, поступившая в окружающее пространство в результате аварии, кг	Приведенная масса паров нефти, кг
Нефтепровод ГЗУ-01401С – ДНС-0120			
<u>Участок 1</u> ПК0 - Камера пуска	0,00018	7248,99	724,90
Площадка камеры пуска	0,00018	2417,19	241,72
<u>Участок 2</u> Камера пуска – Узел 1	0,00018	11905,88	1190,59
<u>Участок 3</u> Узел 1 – Узел 2	0,00018	11337,61	1133,76
<u>Участок 4</u> Узел 2 - Узел 3	0,00018	9377,65	937,77
<u>Участок 5</u> Узел 3 - Узел 4	0,00018	13111,59	1311,16
<u>Участок 6</u> Узел 4 - Узел 5	0,00018	21908,00	2190,80
<u>Участок 7</u> Узел 5 – Камера приема	0,00018	11117,88	1111,79
Площадка камеры приема	0,00018	616,16	61,62
<u>Участок 8</u> Камера приема – конец трассы	0,00018	9202,74	920,27
Трубопровод от т.вр.с выкидного трубопровода скважины №267 до проектируемого н/пр.	0,00018	121,11	12,11

Проектируемый нефтепровод прокладывается подземно, поэтому реально выброс нефти может составить расчетную величину только при разрушении его на надземных участках, например, в местах установки задвижек (узлы №1-№5), а также на площадках камер пуска и приема.

Следует отметить, что узлы арматуры находятся на значительном расстоянии от населенных пунктов.

Наиболее опасными участками проектируемого нефтепровода являются:

1. Начало трассы проектируемого нефтепровода на площадке ГЗУ-01401С;
2. Площадка камеры пуска очистных устройств, расположенная в ~100 м от площадки ГЗУ-01401С;
3. Площадка камеры приема очистных устройств, расположенная в ~140 м от площадки ДНС-0120;
4. Конец трассы проектируемого нефтепровода на площадке ДНС-0120.

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

### 3.4.1.4. Зоны действия основных поражающих факторов при возможных авариях на проектируемом объекте

Основными опасными последствиями аварий, возможных на проектируемом объекте являются:

- загрязнение окружающей среды (ОС);
  - образование воздушной ударной волны при взрывных превращениях облаков газо- и паровоздушных смесей;
  - образование зоны термического поражения при пожарах пролива.
- В качестве основных поражающих факторов аварий рассматриваются:
- избыточное давление во фронте воздушной ударной волны;
  - тепловое излучение горящих разливов.

При анализе воздействия поражающих факторов оценке подвергалось:

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

Ниже приведен расчет детерминированных оценок зон основных поражающих факторов при авариях на проектируемом объекте.

#### 3.4.1.4.1 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов загрязнения ОС и территории промплощадки при аварийных выбросах (сценарий С<sub>1</sub>)

Загрязняющими веществами при аварии на проектируемом объекте являются нефть и попутный нефтяной газ.

Экологическое воздействие при выбросе газа определяется массой выброса и составом газа, количество газа, участвующего в образовании экологического ущерба приведено выше (таблица 3.10).

При разливе нефти, зона действия загрязняющих факторов определяется площадью разлива. Для расчетов площадей загрязнения, в общем случае принимается, что в любой момент времени пролившаяся жидкость имеет форму плоской круглой лужи постоянной толщины. Площадь загрязнения земли при свободном растекании  $S_3$ , м<sup>2</sup> рассчитываем по формуле:

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

где  $d$  – диаметр разлива, м, определяемый по формуле:

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

где  $V_{nn}$  – объем потерянной жидкости, м<sup>3</sup>.

Результаты расчетов максимальных площадей загрязнения при аварийных разливах нефти были приведены выше (таблица 3.11).

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							47

### 3.4.1.4.2 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлития (сценарий С<sub>2</sub>)

Для расчетов по модели "горение жидкости при проливе" принималось, что горение происходит по всей поверхности пролива, размеры площадей которых приведены выше (таблица 3.11).

Размер зоны поражения открытым пламенем – это размер зоны, где возможно появление пламени. Принималось, что в этой зоне поражение человека смертельно. При горении пролива эта зона определялась как размер пролива в сумме с размером вытянутым по ветру пламенем.

Под зоной поражения тепловым излучением принимается зона вдоль границы пожара размером, равным расстоянию, на котором будет наблюдаться тепловой поток с заданной величиной. Характер воздействия на здания и сооружения в этой зоне определяется наличием возгораемых веществ и величиной теплового потока (таблица 3.13).

Таблица 3.13 – Характер воздействия теплового излучения на различные материалы и конструкции

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

Результаты расчетов по воздействию теплового излучения на человека представлены ниже (таблица 3.14).

Таблица 3.14 - Воздействие теплового излучения на человека

Оборудование	Размеры зон действия теплового излучения при пожарах разлития, м					
	Радиус зоны пламени	I = 44,5 кВт/м <sup>2</sup>	I = 10,5 кВт/м <sup>2</sup>	I = 7,0 кВт/м <sup>2</sup>	I = 4,2 кВт/м <sup>2</sup>	I = 1,4 кВт/м <sup>2</sup>
Нефтепровод ГЗУ-01401С – ДНС-0120						
<u>Участок 1</u>						
ПК0 - Камера пуска	18,65	-	-	19,70	23,97	38,1
Площадка камеры пуска	10,79	-	11,67	13,73	17,00	27,8
<u>Участок 2</u>						
Камера пуска – Узел 1	23,39	-	-	23,40	27,92	43,8

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							48

Оборудование	Размеры зон действия теплового излучения при пожарах разлития, м					
	Радиус зоны пламени	I = 44,5 кВт/м <sup>2</sup>	I = 10,5 кВт/м <sup>2</sup>	I = 7,0 кВт/м <sup>2</sup>	I = 4,2 кВт/м <sup>2</sup>	I = 1,4 кВт/м <sup>2</sup>
<u>Участок 3</u> Узел 1 – Узел 2	22,86	-	-	22,87	27,30	42,9
<u>Участок 4</u> Узел 2 - Узел 3	20,95	-	-	22,12	26,87	42,5
<u>Участок 5</u> Узел 3 - Узел 4	24,58	-	-	24,60	29,33	46,0
<u>Участок 6</u> Узел 4 - Узел 5	31,30	-	-	31,31	37,20	57,8
<u>Участок 7</u> Узел 5 – Камера приема	22,89	-	-	22,90	27,32	42,9
Площадка камеры приема	5,43	-	6,61	7,84	9,91	18,0
<u>Участок 8</u> Камера приема – конец трассы	21,03	-	-	22,20	26,95	42,7
Трубопровод от т.вр.с выкидного трубопровода скважины №267 до проектируемого н/пр.	2,37	-	2,91	3,46	4,42	10,7
<p>I = 44,5 кВт/м<sup>2</sup> - летальный исход с вероятностью 50 % при длительности воздействия около 10 с.  I = 10,5 кВт/м<sup>2</sup> - непереносимая боль через 3-5 с. Ожог 1 степени через 6-8 с. Ожог 2 степени через 12-16 с.  I = 7,0 кВт/м<sup>2</sup> - непереносимая боль через 20-30 с. Ожог 1 степени через 15-20 с. Ожог 2 степени через 30-40 с.  I = 4,2 кВт/м<sup>2</sup> - безопасно для человека в брезентовой одежде.  I = 1,4 кВт/м<sup>2</sup> - без негативных последствий в течение неограниченного времени.</p>						

Ниже приведены расчетные границы очага поражения тепловым излучением при авариях на наиболее опасных участках проектируемого нефтепровода (наиболее близко расположенных к существующим производственным объектам):

1) Начало трассы проектируемого нефтепровода на площадке ГЗУ-01401С - расчетная зона действия теплового излучения – 38,1 м;

2) Площадка камеры пуска очистных устройств - расчетная зона действия теплового излучения – 27,8 м;

3) Площадка камеры приема очистных устройств - расчетная зона действия теплового излучения – 18,0 м.

4) Конец трассы проектируемого нефтепровода на площадке ДНС-0120 - расчетная зона действия теплового излучения – 42,7 м.

Расчетные зоны поражения тепловым излучением при аварии на площадках ГЗУ-01401, ДНС-0120, камер пуска (приема) приведены ниже в Графической части.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							49

### 3.4.1.4.3 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов взрывов ТВС в открытом пространстве (сценарий С<sub>3</sub>)

Размер зоны поражения ударной волной (Сценарий С<sub>3</sub>) человека на открытой площадке определялся по перепаду давления во фронте ударной волной при бесконечно большой длительности импульса.

Предельно допустимые значения избыточного давления с точки зрения повреждения элементов зданий, промышленных конструкций и воздействия на человека приведены ниже (таблица 3.15).

Таблица 3.15 - Предельно допустимые значения избыточного давления с точки зрения повреждения элементов зданий, промышленных конструкций и воздействия на человека

Степень поражения	Избыточное давление $\Delta P$ , кПа
<b>Характер повреждения элементов зданий</b>	
Разрушение остекления	5,0
Разрушение перегородок и кровли	
- деревянных каркасных зданий	12,0
- кирпичных зданий	15,0
- железобетонных каркасных зданий	17,0
Разрушение перекрытий	
- деревянных каркасных зданий	17,0
- промышленных кирпичных зданий	28,0
- промышленных зданий со стальным и железобетонным каркасом	30,0
Разрушение стен	
- шлакоблочных зданий	22,0
- деревянных каркасных зданий	28,0
- кирпичных зданий	40,0
Полное разрушение зданий	100,0
Разрушение фундаментов	215,0 - 400,0
<b>Характер повреждения промышленных конструкций</b>	
Незначительные повреждения стальных конструкций, ферм	8-10
Разрушение стальных каркасов, ферм и перемещение оснований	20
Разрушение промышленных стальных несущих конструкций	20-30
Разрушение опорных структур резервуаров	100
Перемещение цилиндрических резервуаров, повреждение трубопроводов	50-100
Незначительные деформации трубопроводных эстакад	20-30
Перемещение трубопроводных эстакад, повреждение трубопроводов	35-40
Разрушение трубопроводных эстакад	40-55
<b>Воздействие на человека</b>	
Возможны травмы, связанные с разрушением стекол и повреждением стен зданий	5,9 - 8,3
Травмы - временная потеря слуха или травмы в результате вторичных эффектов УВ	16,0
Летальный исход 50 %, 50 % серьезные повреждения барабанных перепонок, тяжелая степень поражения легких	55,0
Летальный исход - все люди в неукрепленных зданиях	70,0

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

										Лист
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH				50

Таблица 3.16 – Результаты расчетов по воздействию ударной волны при авариях на проектируемом нефтепроводе

Оборудование	Степень поражения					
	Полное разрушение зданий	50 %-ное разрушение зданий	Средние повреждения зданий	Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам дверей и т. п.)	Нижний порог повреждения человека волной давления	Малые повреждения (разбита часть остекления)
	Избыточное давление, кПа					
	100	53	28	12	5	3
Расстояние от центра, м						
Нефтепровод ГЗУ-01401С – ДНС-0120						
<u>Участок 1</u> ПК0 - Камера пуска	23,59	33,07	48,28	85,98	171,75	267,55
Площадка камеры пуска	16,40	22,99	33,57	59,82	119,52	186,20
<u>Участок 2</u> Камера пуска – Узел 1	27,81	38,97	56,89	101,29	202,31	315,15
<u>Участок 3</u> Узел 1 – Узел 2	27,36	38,34	55,98	99,67	199,06	310,09
<u>Участок 4</u> Узел 2 - Узел 3	25,70	36,01	52,57	93,61	186,98	291,28
<u>Участок 5</u> Узел 3 - Узел 4	28,71	40,23	58,73	104,57	208,85	325,34
<u>Участок 6</u> Узел 4 - Узел 5	34,04	47,69	69,60	123,90	247,43	385,42
<u>Участок 7</u> Узел 5 – Камера приема	27,19	38,10	55,62	99,03	197,79	308,12
Площадка камеры приема	10,42	14,62	21,36	38,08	76,12	118,60
<u>Участок 8</u> Камера приема – конец трассы	25,54	35,79	52,24	93,03	185,82	289,47
Трубопровод от т.вр.с выкидного трубопровода скважины №267 до проектируемого н/пр.	6,08	8,53	12,48	22,25	44,49	69,32

Расчетной границей очага поражения при взрыве является условная линия на местности, где избыточное давление во фронте ударной волны составляет 10 кПа.

Ниже, в таблице 3.17, приведены расстояния от центра очага поражения до расчетной границы очага поражения.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							51

Таблица 3.17 – Расчетная граница очага поражения при взрыве ТВС

Участок нефтепровода	Расстояние от центра очага поражения до расчетной границы очага поражения ( $\Delta P=10$ кПа)
Нефтепровод ГЗУ-01401С – ДНС-0120	
<u>Участок 1</u> ПК0 - Камера пуска	98,53
Площадка камеры пуска	68,55
<u>Участок 2</u> Камера пуска – Узел 1	116,07
<u>Участок 3</u> Узел 1 – Узел 2	114,21
<u>Участок 4</u> Узел 2 - Узел 3	107,27
<u>Участок 5</u> Узел 3 - Узел 4	119,82
<u>Участок 6</u> Узел 4 - Узел 5	141,97
<u>Участок 7</u> Узел 5 – Камера приема	113,48
Площадка камеры приема	43,65
<u>Участок 8</u> Камера приема – конец трассы	106,60
Трубопровод от т.вр.с выкидного трубопровода скважины №267 до проектируемого н/пр.	25,50

Таблица 3.18 – Результаты расчетов по воздействию ударной волны на человека при аварии на проектируемых сооружениях

Оборудование	Степень поражения			
	Разрушение остекления Возможны травмы, связанные с разрушением стекол и повреждением стен зданий	Разрушение перегородок и кровли кирпичных зданий Травмы – временная потеря слуха или травмы в результате вторичных эффектов УВ	Разрушение резервуаров и емкостей стальных наземных Летальный исход 50%, 50% серьезные повреждения барабанных перепонок, тяжелая степень поражения легких	Летальный исход – все люди в неукрепленных зданиях
	Избыточное давление, кПа			
	5,9 – 8,3	16	55	70
Расстояние от центра, м				
Нефтепровод ГЗУ-01401С – ДНС-0120				
<u>Участок 1</u> ПК0 - Камера пуска	149,63-113,75	69,96	32,39	28,40
Площадка камеры пуска	104,12-79,14	48,66	22,52	19,74
<u>Участок 2</u> Камера пуска – Узел 1	176,26-133,99	82,42	38,17	33,47

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2019/083-PD-GOCHS.TCH				52
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Оборудование	Степень поражения			
	Разрушение остекления Возможны травмы, связанные с разрушением стекол и повреждением стен зданий	Разрушение перегородок и кровли кирпичных зданий Травмы – временная потеря слуха или травмы в результате вторичных эффектов УВ	Разрушение резервуаров и емкостей стальных наземных Летальный исход 50%, 50% серьезные повреждения барабанных перепонок, тяжелая степень поражения легких	Летальный исход – все люди в неукрепленных зданиях
	Избыточное давление, кПа			
	5,9 – 8,3	16	55	70
Расстояние от центра, м				
<u>Участок 3</u> Узел 1 – Узел 2	173,43-131,84	81,10	37,56	32,93
<u>Участок 4</u> Узел 2 - Узел 3	162,90-123,84	76,17	35,27	30,93
<u>Участок 5</u> Узел 3 - Узел 4	181,96-138,33	85,09	39,41	34,56
<u>Участок 6</u> Узел 4 - Узел 5	215,57-163,89	100,82	46,71	40,96
<u>Участок 7</u> Узел 5 – Камера приема	172,32-131,00	80,58	37,32	32,72
Площадка камеры приема	66,31-50,40	30,98	14,32	12,55
<u>Участок 8</u> Камера приема – конец трассы	161,89-123,07	75,70	35,05	30,74
Трубопровод от т.вр.с выкидного трубопровода скважины №267 до проектируемого н/пр.	38,75-29,45	18,10	8,36	7,32

Нефтепровод прокладывается подземно, поэтому реально выброс опасных веществ может составить расчетную величину только при разрушении нефтепровода на надземных участках, например, в узлах установки задвижек и на площадках камер пуска (приема) очистных устройств. Ниже приведены расчетные границы очага поражения ударной волной взрыва при авариях на наиболее опасных участках проектируемого нефтепровода:

1) Начало трассы проектируемого нефтепровода на площадке ГЗУ-01401С - расчетная зона действия ударной волны взрыва – 98,53 м;

2) Площадка камеры пуска очистных устройств - расчетная зона действия ударной волны взрыва – 68,55 м;

3) Площадка камеры приема очистных устройств - расчетная зона действия ударной волны взрыва – 43,65 м.

4) Конец трассы проектируемого нефтепровода на площадке ДНС-0120 - расчетная зона действия ударной волны взрыва – 106,60 м.

Расчетные зоны поражения ударной волной взрыва при аварии на площадках ГЗУ-01401, ДНС-0120, камер пуска (приема) приведены ниже, в Графической части.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							53



### 3.4.2 Результаты определения (расчета) границ и характеристик зон воздействия поражающих факторов аварий на объектах производственного назначения, транспортных коммуникациях и линейных объектах, которые могут привести к ЧС на проектируемом объекте

Проектируемый нефтепровод по всей трассе, кроме узлов установки задвижек и камер пуска (приема) очистных устройств, прокладывается подземно, поэтому слой грунта защищает его от воздействия поражающих факторов аварий, возникающих на других производственных объектах.

Площадка камеры пуска очистных устройств, расположена рядом с ограждением площадки ГЗУ-01401С; площадка камеры приема очистных устройств, расположена рядом с ограждением площадки ДНС-0120. Других объектов производственного назначения, аварии на которых могут привести к ЧС на проектируемом объекте, нет.

На площадке ГЗУ-01401С нет оборудования, аварии на котором могут привести к возникновению ЧС на проектируемых сооружениях.

Ниже рассмотрены гипотетические аварийные ситуации на площадке ДНС-0120.

#### 3.4.2.1. Аварийная ситуация при аварии на площадке ДНС-0120

Наиболее крупное оборудование, расположенное в непосредственной близости от проектируемых сооружений на площадке ДНС-0120, приведено ниже (таблица 3.19).

Таблица 3.19 - Наиболее крупное оборудование на площадке ДНС-0120, расположенное в непосредственной близости от проектируемого газопровода

Наименование оборудования	Назначение	Характеристика
Площадка ДНС-0120		
Сепарационная емкость Е-1	прием, хранение нефти	Горизонтальный цилиндрический аппарат ТУ-3615-044-00220302-02 V=200 м <sup>3</sup> , P=0,5 МПа
Сепарационная емкость Е-2	прием, хранение нефти	Горизонтальный цилиндрический аппарат ТУ-3615-044-00220302-02 V=200 м <sup>3</sup> , P=0,5 МПа

Частота полного разрушения сосудов, работающих под давлением (гипотетическая авария), согласно данным, приведенным в Руководстве по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», утвержденном Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.04.2016 №144, составляет –  $1 \times 10^{-6}$  в год, частота частичной разгерметизации  $1 \times 10^{-5}$  в год (диаметр отверстия истечения 10мм).

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							54

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

В результате разгерметизации сепарационной емкости на площадке ДНС-0120, возможен выброс опасного вещества – нефти, пожар разлива, образование облака ТВС и его взрыв в открытом пространстве. Основными поражающими факторами в случае аварии являются открытое пламя, тепловое излучение, ударная волна и разлет осколков разрушенного оборудования.

Максимальное количество опасного вещества, способного участвовать в аварии, представлено ниже (таблицы 3.20, 3.21).

Таблица 3.20 - Сценарий - пожар пролива. Поражающий фактор - тепловое излучение

Оборудование	Вещество, образующее поражающий фактор	Масса, т	Площадь пролива <sup>1</sup> , м <sup>2</sup>
Площадка ДНС-0120			
Сепарационная емкость Е-1	Нефть	61,74	375
Сепарационная емкость Е-2	Нефть	61,74	375

Таблица 3.21 - Сценарий - взрыв облака ТВС. Поражающий фактор - барическое давление взрыва, тепловое излучение

Оборудование	Масса паров нефти, поступившая в окружающее пространство в результате аварии, кг	Приведенная масса паров нефти, кг
Площадка ДНС-0120		
Сепарационная емкость Е-1	325,14	32,51
Сепарационная емкость Е-2	325,14	32,51

Результаты расчетов по воздействию теплового излучения на человека представлены ниже (таблица 3.22).

Таблица 3.22 - Воздействие теплового излучения на человека

Оборудование	Размеры зон действия теплового излучения, м				
	I = 44,5 кВт/м <sup>2</sup>	I = 10,5 кВт/м <sup>2</sup>	I = 7,0 кВт/м <sup>2</sup>	I = 4,2 кВт/м <sup>2</sup>	I = 1,4 кВт/м <sup>2</sup>
Площадка ДНС-0120					
Сепарационная емкость Е-1	-	11,77	13,73	16,91	26,4
Сепарационная емкость Е-2	-	11,77	13,73	16,91	26,4

I = 10,5 кВт/м<sup>2</sup> - непереносимая боль через 3-5 с. Ожог 1 степени через 6-8 с. Ожог 2 степени через 12-16 с.

I = 7,0 кВт/м<sup>2</sup> - непереносимая боль через 20-30 с. Ожог 1 степени через 15-20 с. Ожог 2 степени через 30-40 с.

I = 4,2 кВт/м<sup>2</sup> - безопасно для человека в брезентовой одежде.

I = 1,4 кВт/м<sup>2</sup> - без негативных последствий в течение неограниченного времени.

Радиусы зон поражения при взрыве ТВС и результаты расчетов по воздействию ударной волны на человека при гипотетической аварии на ДНС-0120 при разрушении сепарационной емкости приведены ниже (таблица 3.23, 3.24).

<sup>1</sup> Площадь внутри ограждения (обвалования, бордюра)

Взам. инв. №						
	Подп. и дата					
Инв. № подл.						
	2019/083-PD-GOCHS.TCH					
						55
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Таблица 3.23 - Радиусы зон поражения при взрыве ТВС

Оборудование	Степень поражения					
	Полное разрушение зданий	50 %-ное разрушение зданий	Средние повреждения зданий	Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам дверей и т. п.)	Нижний порог повреждения человека волной давления	Малые повреждения (разбита часть остекления)
	Избыточное давление, кПа					
	100	53	28	12	5	3
Расстояние от центра, м						
Площадка ДНС-0120						
Сепарационная емкость Е-1	8,43	11,83	17,29	30,84	61,6	96,0
Сепарационная емкость Е-2	8,43	11,83	17,29	30,84	61,6	96,0

Таблица 3.24 – Результаты расчетов по воздействию ударной волны на человека при аварийном разрушении сепарационной емкости на ДНС-0120

Оборудование	Степень поражения			
	Разрушение остекления Возможны травмы, связанные с разрушением стекол и повреждением стен зданий	Разрушение перегородок и кровли кирпичных зданий Травмы – временная потеря слуха или травмы в результате вторичных эффектов УВ	Разрушение резервуаров и емкостей стальных наземных Летальный исход 50%, 50% серьезные повреждения барабанных перепонки, тяжелая степень поражения легких	Летальный исход – все люди в неукрепленных зданиях
	Избыточное давление, кПа			
	5,9 – 8,3	16	55	70
Расстояние от центра, м				
Площадка ДНС-0120				
Сепарационная емкость Е-1	53,7-40,8	25,08	11,59	10,16
Сепарационная емкость Е-2	53,7-40,8	25,08	11,59	10,16

Расчетной границей очага поражения при взрыве является условная линия на местности, где избыточное давление во фронте ударной волны составляет 10 кПа. Согласно проведенным расчетам, данная величина при взрыве нефтяных паров при гипотетической аварии при разрушении сепарационной емкости на площадке ДНС-0120 составляет – 35,35м.

Поскольку, проектируемая площадка камеры приема очистных и диагностирующих устройств находится на расстоянии ~ 90м от существующей площадки сепарационных емкостей, можно сделать вывод, что она будет находиться вне зон действия поражающих факторов при авариях на площадке ДНС-0120.

### 3.4.2.2. Аварийная ситуация при утечке из цистерны, перевозящей ЛВЖ

Для оценки возможности поражения при аварии на транспорте, перевозящем ЛВЖ, рассмотрена разгерметизация цистерны с бензином, объемом 12 м<sup>3</sup>.

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							56

В результате разгерметизации цистерны, возможен разлив опасного вещества - бензина, пожар разлива, образование облака ТВС и его взрыв в открытом пространстве. Основными поражающими факторами в случае аварии являются открытое пламя, тепловое излучение, ударная волна и разлет осколков разрушенного оборудования.

Среднее ожидаемое количество опасного вещества, способного участвовать в авариях, представлено ниже (Таблицы 3.25, 3.26).

Таблица 3.25 - Сценарий - пожар пролива. Поражающий фактор - тепловое излучение

Оборудование	Вещество, образующее поражающий фактор	Площадь пролива, м <sup>2</sup>
Цистерна	Бензин	240,21

Таблица 3.26 - Сценарий - взрыв облака ТВС. Поражающий фактор - барическое давление взрыва, тепловое излучение

Оборудование	Масса, кг	
	Участвующего в аварии	Образующего поражающий фактор
Цистерна	897,12	89,71

Результаты расчета интенсивности теплового излучения и предельно допустимые избыточные давления при сгорании газопаровоздушной смеси и соответствующие расстояния приведены ниже (таблица 3.27, 3.28).

Таблица 3.27 - Результаты расчета интенсивности теплового излучения

Аварийная ситуация	Уровни поражения излучением	Расстояние, м (от центра разлива)
Разгерметизация цистерны	Без негативных последствий в течение длительного времени (1,4 кВт/м <sup>2</sup> )	30,7
	Безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м <sup>2</sup> )	20,00
	Непереносимая боль через 20–30 с Ожог 1-й степени через 15–20 с Ожог 2-й степени через 30–40 с Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин (7,0 кВт/м <sup>2</sup> )	16,2
	Непереносимая боль через 3–5 с Ожог 1-й степени через 6–8 с Ожог 2-й степени через 12–16 с (10,5 кВт/м <sup>2</sup> )	13,56
	Летальный исход с вероятностью 50% при длительном воздействии около 10 с	в пределах разлива

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							57

Таблица 3.28 – Результаты расчета зон возможного воздействия ударной волны взрыва при разгерметизации цистерны с ЛВЖ

Аварийная ситуация	Степень поражения					
	полное разрушение зданий	50%-ное разрушение зданий	средние повреждения зданий	умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам дверей и т.п.)	нижний порог повреждения человека волной давления	малые повреждения (разбита часть остекления)
	100	53	28	12	5	3
	Расстояние от центра, м					
Разгерметизация цистерны	11,8	16,55	24,2	43,0	86,0	134

### 3.4.2.3. 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 м<sup>3</sup>;
- утечка через отверстие диаметром 10 см на дне цистерны.

Результаты расчета аварии при разгерметизации цистерны со сжиженным пропаном представлены в таблице (таблица 3.29).

Таблица 3.29 - Результаты расчета аварии при разгерметизации цистерны со сжиженным пропаном

Аварийная ситуация	Масса вещества, участвующая в аварии, кг	Площадь пролива, м <sup>2</sup>	Масса пара в облаке ПВС, кг	Размеры взрывоопасных зон, м		Давление взрыва, кПа	Расстояние, м	Интенсивность теплового излучения, кВт/м <sup>2</sup>	Расстояние, м
				X <sub>НКПР</sub>	Z <sub>НКПР</sub>				
Разгерметизация цистерны	4288	160,14	2061,81	357,28	13,4	100	15,5	10,5	14,10
						53	21,8		
						28	31,8		
						12	56,5		
						10	65,0		
						5	113,5		
3	176,6	7,0	16,73						
							4,2	20,44	
							1,4	80,00	

Вероятности смертельного исхода для людей, подвергшихся воздействию ударной волны при утечке из цистерны, перевозящей СУГ, приведены ниже (таблица 3.30).

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

										Лист
										58
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH				

Таблица 3.30 – Размеры зон поражения для людей в очаге взрыва

Зоны поражения	Граница зоны с избыточным давлением 70 кПа (летальный исход – все люди в неукрепленных зданиях)	Граница зоны с избыточным давлением 16 кПа (травмы – временная потеря слуха или травмы в результате вторичных эффектов УВ)	Граница зоны с избыточным давлением 5 кПа (нижний порог повреждения человека волной давления)
Расстояние от очага взрыва, м	18,7	48,4	113,5

#### 3.4.2.4. Аварийная ситуация при утечке АХОВ

Возможной аварией на дороге, сопровождающейся распространением токсичного облака, может являться авария с цистерной перевозящей аммиак под давлением, сжиженный хлор.

Прогнозирование масштабов зон заражения АХОВ выполняется в соответствии с РД 52.04.253-90.

Разлив АХОВ сопровождается:

- образованием зон разлива АХОВ;
- образованием зон опасных концентраций АХОВ в воздухе.

При заблаговременном прогнозировании масштабов заражения в качестве исходных данных принимаются значения, приведенные ниже (таблица 3.31).

Таблица 3.31 – Исходные данные для прогнозирования масштабов заражения АХОВ

Наименование	Единицы измерения	Значение
Метеорологические условия	-	Инверсия
Скорость ветра	м/с	1
Температура воздуха	°С	20
Время от начала аварии	ч	1

Характеристика цистерн для перевозки АХОВ представлена ниже (таблица 3.32).

Таблица 3.32 - Характеристика цистерн для перевозки АХОВ

Наименование	Единица измерения	Значение автоцистерна	
		хлор	аммиак
Модель цистерны	-	4 контейнера РЗХМ	ЦТА-17
Масса перевозимого вещества	т	4 (вес одного контейнера 1 т)	17
Объем	м <sup>3</sup>	3,2 (в единичной емкости 0,8 м <sup>3</sup> )	32

Результаты расчетов зоны заражения АХОВ представлены ниже (таблица 3.33).

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							59

Таблица 3.33 - Результаты расчетов зоны заражения АХОВ

Опасный объект	Тип АХОВ	Масса АХОВ, т	Глубина заражения, км	Площадь возможного хим. заражения, км <sup>2</sup>	Площадь фактического хим. заражения, км <sup>2</sup>
Автоцистерна	хлор	4	5	39,2	2
	аммиак	17	3,1	15,4	0,7

Таким образом, проектируемый объект оказывается в зоне возможного заражения парами аммиака (хлора) при аварийной ситуации на рядом расположенных транспортных коммуникациях.

### 3.5. 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

Режим работы проектируемого нефтепровода постоянный, круглогодичный. Процесс транспорта нефти не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала. Обслуживающий персонал может присутствовать при проведении ремонта или профилактического осмотра.

Проектируемый нефтепровод входит в сферу производственной деятельности Цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ) № 1 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и прокладывается взамен существующего. Увеличение численности работников не требуется.

Обход проектируемого нефтепровода линейными обходчиками по 2 человека осуществляется ежедневно:

- зимой – на снегоходах;

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

Текущий и аварийный ремонт будет проводиться сервисными организациями.

Начало трассы проектируемого участка нефтепровода - площадка ГЗУ-01401-С, численность персонала, находящегося периодически на площадке составляет 2 человека, аналогично на площадке камеры пуска (приема) очистных и диагностирующих устройств.

Конец трассы – площадка ДНС-0120, численность персонала, находящегося на площадке в максимальную смену составляет 3 человека.

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

Площадка камеры пуска очистных и диагностирующих устройств расположена в 4.2км западнее н.п. Верх. Тющ, в 1.7км северо-западнее н.п. Дороховка.

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

Площадка камеры приема очистных и диагностирующих устройств находится в 6.9 км северо-западнее н.п.Сар, в 4.2 км северо-восточнее н.п. Усть-Каменка.

Наиболее близко (~ 200м) трасса проектируемого нефтепровода в районе ПК20 подходит к населенному пункту Дороховка.

После определения интенсивности и зон поражающих факторов при каждом сценарии аварии оценка ожидаемого числа пострадавших производилась перемножением плотности распределения персонала на площадь зоны поражающего фактора. («Методические рекомендации по определению количества пострадавших при чрезвычайных ситуациях», п.2.4 (утверждены приказом МЧС России от 01.09.2007 № 1-4-60-9-9).

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

Людские потери определяются по формуле:

$$N_i = R_i \cdot S_i,$$

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

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

$S_i$  – площадь  $i$  зоны, м<sup>2</sup>.

Для расчета ориентировочно принято:

Для расчета ориентировочно принято:

- на площадках камер пуска (приема) очистных устройств периодически могут находиться не более 2-х человек (площадь – ~700м<sup>2</sup>), плотность распределения персонала на площадках составляет 0,00286 чел./м<sup>2</sup>;

- на площадке ДНС-0120 в максимальную смену могут находиться не более 3-х человек (площадь – ~ 4200м<sup>2</sup>), плотность распределения персонала на площадке составляет 0,00071 чел./м<sup>2</sup>;

- на площадке ГЗУ-01401С в максимальную смену периодически могут находиться не более 2-х человек (площадь – ~ 1700м<sup>2</sup>), плотность распределения персонала на площадке составляет 0,00118 чел./м<sup>2</sup>;

- для территории вдоль трассы трубопровода, где нет постоянно проживающих и работающих людей, плотность распределения персонала принята 2 чел/км<sup>2</sup>;

- плотность населения в Октябрьском районе ~11 чел./кв.км.

Величина потерь для проектируемого объекта приведена ниже (таблица 3.34).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							61
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					



Таблица 3.34 - Возможные людские потери

Оборудование	Поражающий фактор							
	Ударная волна				Тепловое излучение			
	Площадь зоны ( $P_{изб.}$ не менее 55 кПа), $m^2$	Летальный исход с вероятностью 50 %, персонал/население	Площадь зоны ( $P_{изб.}$ не более 5 кПа), $m^2$	Травмы, персонал/население	Площадь зоны (тепловое излучение не менее 44,5 кВт/м <sup>2</sup> ), $m^2$	Летальный исход с вероятностью 50 %, персонал/население	Площадь зоны (тепловое излучение не более 4,0 кВт/м <sup>2</sup> ), $m^2$	Ожоги I и II степени, персонал/население
<u>Участок 1</u> ПК0 - Камера пуска	3294,26	2/0	92619,68	0/1	-	-	1874,03	2/0
Площадка камеры пуска	1591,93	2/-	44851,78	0/-	-	-	948,48	2/-
<u>Участок 2</u> Камера пуска – Узел 1	4575,59	0/0	128515,12	0/1	-	-	2537,95	0/0
<u>Участок 3</u> Узел 1 – Узел 2	4429,78	0/0	124423,77	0/1	-	-	2426,72	0/0
<u>Участок 4</u> Узел 2 - Узел 3	3906,61	0/0	109780,39	0/1	-	-	2355,67	0/0
<u>Участок 5</u> Узел 3 - Узел 4	4877,40	0/0	136958,49	0/2	-	-	2797,81	0/0
<u>Участок 6</u> Узел 4 - Узел 5	6852,08	0/0	192228,70	0/2	-	-	4498,43	0/0
<u>Участок 7</u> Узел 5 – Камера приема	4372,74	0/0	122843,32	0/1	-	-	2431,96	0/0
Площадка камеры приема	643,95	2/-	18193,02	0/-	-	-	324,13	1/-
<u>Участок 8</u> Камера приема – конец трассы	3858,21	3/0	108417,91	0/1	-	-	2369,45	2/0
Трубопровод от т.вр.с выкидного трубопровода скважины №267 до проектируемого н/пр.	219,30	0/0	6214,48	0/0	-	-	65,01	0/0

При воздействии ударной волны считается:

Зона с летальным исходом 50% - имеет радиус, соответствующий давлению во фронте взрывной волны не менее 55 кПа; зона, в которой возможно получение травм - имеет радиус, соответствующий давлению во фронте взрывной волны 5 кПа и выше.

При воздействии теплового излучения считается:

Зона с летальным исходом 50% - имеет радиус, соответствующий тепловому излучению не менее 44,5 кВт/м<sup>2</sup>; зона, в которой возможно получение ожогов I и II степени - имеет радиус, соответствующий тепловому излучению 4 кВт/м<sup>2</sup> и выше.

Результаты оценки вероятности гибели и несмертельного поражения людей представлены на F-N диаграмме (рисунок 3.1).

Населенные пункты находятся вне зон действия поражающих факторов аварий на проектируемом объекте.

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH			
									Лист
									62

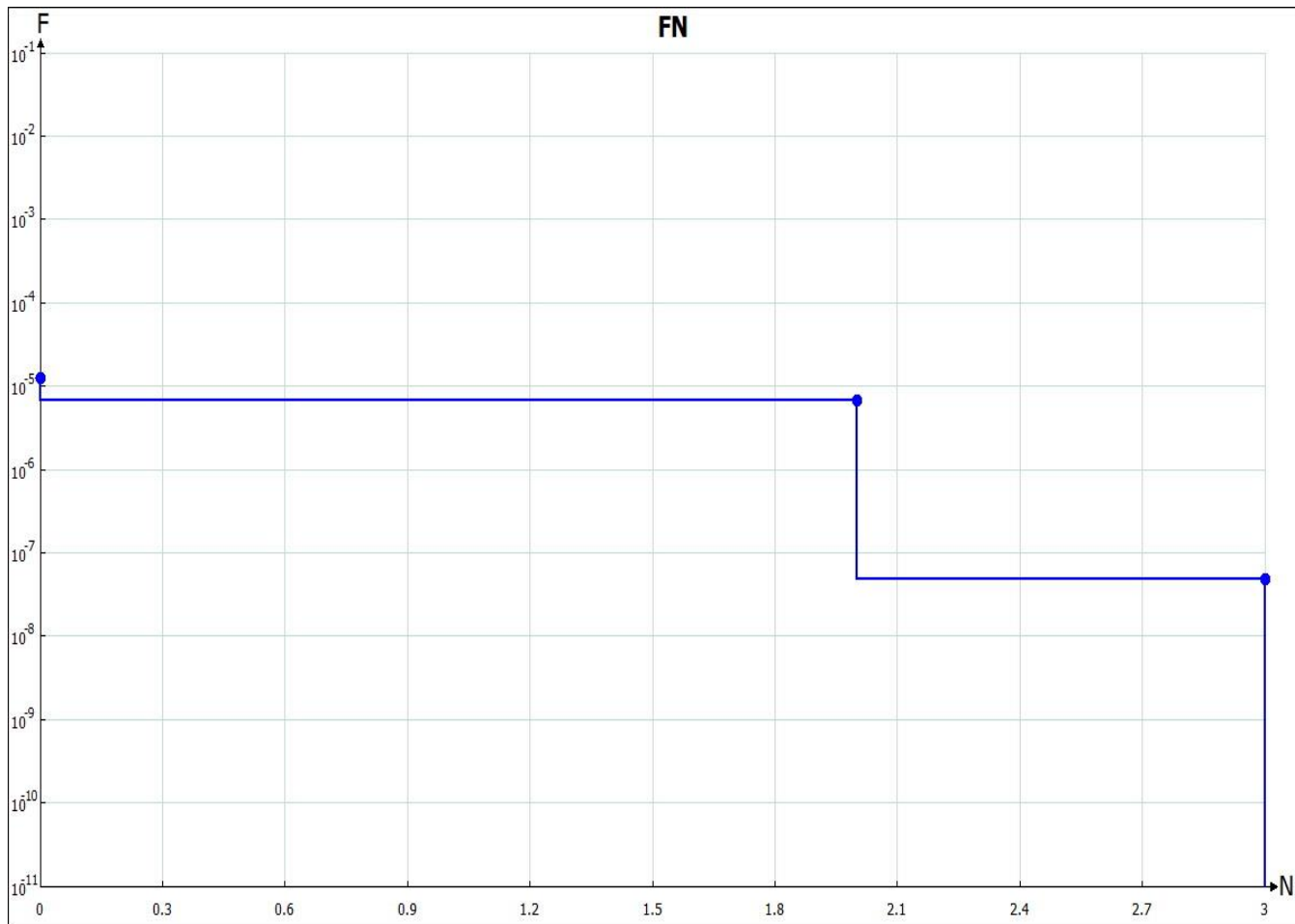


Рисунок 3.1. F-N диаграмма вероятности гибели и несмертельного поражения людей.

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата





Тип отказа	Ожидаемая частота возникновения, год <sup>-1</sup>	Качественное описание частоты отказов индивидуального изделия (ГОСТ 27.310-95)
вероятный отказ		наблюдаться даже один раз за срок службы.

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

- вероятность горения жидкости = 0,05;
- вероятность мгновенного воспламенения = 0,5, отложенного = 0,1;
- вероятность образования облака ТВС в среднем за год = 0,05 (величина зависит от температуры воздуха и скорости ветра).

Следовательно:

- вероятность горения разлива нефти = 0,05 (сценарий С<sub>2</sub>);
- вероятность (отложенного) взрывного превращения облака ТВС = 0,1 × 0,05 = 0,005 (сценарий С<sub>3</sub>);
- вероятность аварии без воспламенения (загрязнение ОС) равна единице за минусом суммы всех сценариев соответствующей группы (сценарий С<sub>1</sub>).

Частоты наиболее типичных крупных аварий, возможных на проектируемых объектах, представлены в таблице 3.37.

Таблица 3.37 – Оценка частоты отказов на проектируемом объекте

Оборудование	Частота отказов		Вероятность развития сценария при полной разгерметизации		
	Полная разгерметизация	Частичная разгерметизация	Сценарий С <sub>1</sub>	Сценарий С <sub>2</sub>	Сценарий С <sub>3</sub>
Нефтепровод ГЗУ-01401С – ДНС-0120					
<i>Участок 1</i> ПК0 - Камер пуска	1,04·10 <sup>-5</sup>	5,22·10 <sup>-5</sup>	9,87·10 <sup>-6</sup>	5,22·10 <sup>-7</sup>	5,22·10 <sup>-8</sup>
Площадка камеры пуска	6,71·10 <sup>-4</sup>	6,71·10 <sup>-3</sup>	6,34·10 <sup>-4</sup>	3,36·10 <sup>-5</sup>	3,36·10 <sup>-6</sup>
<i>Участок 2</i> Камера пуска – Узел 1	1,39·10 <sup>-4</sup>	6,97·10 <sup>-4</sup>	1,32·10 <sup>-4</sup>	6,97·10 <sup>-6</sup>	6,97·10 <sup>-7</sup>
<i>Участок 3</i> Узел 1 – Узел 2	1,24·10 <sup>-4</sup>	6,18·10 <sup>-4</sup>	1,17·10 <sup>-4</sup>	6,18·10 <sup>-6</sup>	6,18·10 <sup>-7</sup>
<i>Участок 4</i> Узел 2 - Узел 3	6,94·10 <sup>-5</sup>	3,47·10 <sup>-4</sup>	6,56·10 <sup>-5</sup>	3,47·10 <sup>-6</sup>	3,47·10 <sup>-7</sup>
<i>Участок 5</i> Узел 3 - Узел 4	1,44·10 <sup>-4</sup>	7,17·10 <sup>-4</sup>	1,36·10 <sup>-4</sup>	7,17·10 <sup>-6</sup>	7,17·10 <sup>-7</sup>
<i>Участок 6</i> Узел 4 - Узел 5	3,92·10 <sup>-4</sup>	1,96·10 <sup>-3</sup>	3,71·10 <sup>-4</sup>	1,96·10 <sup>-5</sup>	1,96·10 <sup>-6</sup>
<i>Участок 7</i> Узел 5 - Камера приема	6,27·10 <sup>-5</sup>	3,14·10 <sup>-4</sup>	5,93·10 <sup>-5</sup>	3,14·10 <sup>-6</sup>	3,14·10 <sup>-7</sup>
Площадка камеры приема	6,71·10 <sup>-4</sup>	6,71·10 <sup>-3</sup>	6,34·10 <sup>-4</sup>	3,36·10 <sup>-5</sup>	3,36·10 <sup>-6</sup>
<i>Участок 8</i> Камера приема - конец трассы	9,70·10 <sup>-6</sup>	4,85·10 <sup>-5</sup>	9,17·10 <sup>-6</sup>	4,85·10 <sup>-7</sup>	4,85·10 <sup>-8</sup>
Узлы №№1,3,5 на нефтепроводе	2,24·10 <sup>-4</sup>	2,24·10 <sup>-3</sup>	2,12·10 <sup>-4</sup>	1,12·10 <sup>-5</sup>	1,12·10 <sup>-6</sup>
Узлы №№2,4 на нефтепроводе	4,48·10 <sup>-4</sup>	4,47·10 <sup>-3</sup>	4,23·10 <sup>-4</sup>	2,24·10 <sup>-5</sup>	2,24·10 <sup>-6</sup>

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

Оборудование	Частота отказов		Вероятность развития сценария при полной разгерметизации		
	Полная разгерметизация	Частичная разгерметизация	Сценарий С <sub>1</sub>	Сценарий С <sub>2</sub>	Сценарий С <sub>3</sub>
Грубопровод от т.вр.с выкидного трубопровода скважины №267 до проектируемого н/пр.	$3,72 \cdot 10^{-5}$	$2,48 \cdot 10^{-4}$	$3,52 \cdot 10^{-5}$	$1,86 \cdot 10^{-6}$	$1,86 \cdot 10^{-7}$

### 3.6.1.2 Оценка риска при различных сценариях аварии

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

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

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

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

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

$$q = \tau n/T$$

$\tau$  – время нахождения работающего в пределах зон поражения в одну смену, час;

$n$  - количество смен в год;

$T$  – количество часов в год.

Согласно Руководству по безопасности, утвержденному Приказом №144 от 11.04.2016, для производственного персонала, постоянно находящегося на объекте, долю времени, при которой реципиент подвергается опасности, можно оценить величиной 0,22 (41 час в неделю), для производственных объектов без постоянного пребывания персонала принято  $q = 0,08$ .

Для проектируемого объекта, учитывая периодичность наличия персонала, наиболее показательным является потенциальный территориальный риск - частота реализации поражающих факторов в рассматриваемой точке территории. Потенциальный территориальный, или потенциальный риск, не зависит от факта нахождения объекта воздействия (например, человека) в данном месте пространства. Предполагается, что условная вероятность нахождения объекта воздействия

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.					Лист
			2019/083-PD-GOCHS.TCH				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

равна 1 (т. е. человек находится в данной точке пространства в течение всего рассматриваемого промежутка времени). Потенциальный риск не зависит от того, находится ли опасный объект в многолюдном или пустынном месте и может меняться в широком интервале. Потенциальный риск, в соответствии с названием, выражает собой потенциал максимально возможной опасности для конкретных объектов воздействия (реципиентов), находящихся в данной точке пространства.

Потенциальный риск определяют по формуле:

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

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

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

$n$  – число ветвей логической схемы.

Оценка риска проводится на основе построения логической схемы, в которой учитывают различные иницирующие события и возможные варианты их развития (таблица 3.4)

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

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

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

$$\text{где } V = \left( \frac{17500}{\Delta p} \right)^{8,4} + \left( \frac{290}{i} \right)^{9,3}$$

$\Delta p$  — избыточное давление, Па;

$i$  — импульс волны давления, Па с;

Расчет условной вероятности поражения (гибели) человека проводился на заданном расстоянии от места иницирования аварии.

Таблица 3.38 – Условная вероятность поражения человека избыточным давлением при гипотетической аварии на проектируемом объекте

Наименование участка	Расстояние от эпицентра аварии, м	Значение «пробит»-функции	Вероятность поражения, %
<u>Участок 1</u> ПК0 - камера пуска –	25	5,65	74,13
	50	3,98	15,08
Площадка камеры пуска	25	3,90	13,00
	50	2,22	0,83
<u>Участок 2</u> Камера пуска – Узел 1	25	6,45	92,57
	50	4,77	41,00
<u>Участок 3</u> Узел 1 – Узел 2	25	6,37	91,43
	50	4,69	38,00

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

Наименование участка	Расстояние от эпицентра аварии, м	Значение «пробит»-функции	Вероятность поражения, %
<u>Участок 4</u>	25	6,06	85,72
Узел 2 - Узел 3	50	4,39	27,00
<u>Участок 5</u>	25	6,60	94,43
Узел 3 - Узел 4	50	4,92	47,00
<u>Участок 6</u>	25	7,42	99,33
Узел 4 - Узел 5	50	5,30	61,88
<u>Участок 7</u>	25	6,34	91,00
Узел 5– Камера приема	50	4,66	36,92
Площадка камеры приема	25	1,72	0,64
	50	0	0
<u>Участок 8</u>	25	6,03	84,86
Камера приема – конец трассы	50	4,36	26,00
Трубопровод от т.вр.с выкидного трубопровода скважины №267 до проектируемого н/пр.	25	0	0
	50	0	0

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

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

где  $t = t_0 + \frac{x}{v_1}$

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

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

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

Таблица 3.39 – Условная вероятность поражения человека тепловым воздействием пожара разлива при гипотетической аварии на проектируемом объекте

Наименование участка	Расстояние от эпицентра аварии, м	Значение «пробит»-функции	Вероятность поражения, %
<u>Участок 1</u>	25	0	0
ПК0 - камера пуска –	50	0	0
Площадка камеры пуска	25	0	0
	50	0	0
<u>Участок 2</u>	25	0	0
Камера пуска – Узел 1	50	0	0
<u>Участок 3</u>	25	0	0
Узел 1 – Узел 2	50	0	0
<u>Участок 4</u>	25	0	0
Узел 2 - Узел 3	50	0	0

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



Наименование участка	Расстояние от эпицентра аварии, м	Значение «пробит»-функции	Вероятность поражения, %
<u>Участок 5</u>	25	0	0
Узел 3 - Узел 4	50	0	0
<u>Участок 6</u>	25	-	100
Узел 4 - Узел 5	50	0	0
<u>Участок 7</u>	25	0	0
Узел 5 – Камера приема	50	0	0
Площадка камеры приема	25	0	0
	50	0	0
<u>Участок 8</u>	25	0	0
Камера приема – конец трассы	50	0	0
Трубопровод от т.вр.с выкидного трубопровода скважины №267 до проектируемого н/пр.	10	0	0
	20	0	0

Таблица 3.40 – Величина потенциального риска гибели на расстоянии 25м (50м) при аварии на проектируемом нефтепроводе «ГЗУ-01401С – ДНС-0120»

Сценарий аварии	Поражающий фактор	Вероятность развития аварии	На расстоянии 25 м от места аварии		На расстоянии 50 м от места аварии	
			Вероятность поражения человека, %	Потенциальный риск, год <sup>-1</sup>	Вероятность поражения человека, %	Потенциальный риск, год <sup>-1</sup>
<u>Участок 1</u> ПК0 - Камера пуска						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	$5,22 \cdot 10^{-7}$	0	$3,87 \cdot 10^{-8}$	0	$7,87 \cdot 10^{-9}$
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	$5,22 \cdot 10^{-8}$	74,13		15,08	
Площадка камеры пуска						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	$3,36 \cdot 10^{-5}$	0	$4,37 \cdot 10^{-7}$	0	$2,79 \cdot 10^{-8}$
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	$3,36 \cdot 10^{-6}$	13,00		0,83	
<u>Участок 2</u> Камера пуска – Узел 1						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	$6,97 \cdot 10^{-6}$	0	$6,45 \cdot 10^{-7}$	0	$2,86 \cdot 10^{-7}$
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	$6,97 \cdot 10^{-7}$	92,57		41,00	
Узел 1						

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							70

Сценарий аварии	Поражающий фактор	Вероятность развития аварии	На расстоянии 25 м от места аварии		На расстоянии 50 м от места аварии	
			Вероятность поражения человека, %	Потенциальный риск, год <sup>-1</sup>	Вероятность поражения человека, %	Потенциальный риск, год <sup>-1</sup>
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	$1,12 \cdot 10^{-5}$	0	$1,04 \cdot 10^{-6}$	0	$4,59 \cdot 10^{-7}$
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	$1,12 \cdot 10^{-6}$	92,57		41,00	
<u>Участок 3</u> Узел 1 - Узел 2						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	$6,18 \cdot 10^{-6}$	0	$5,65 \cdot 10^{-7}$	0	$2,35 \cdot 10^{-7}$
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	$6,18 \cdot 10^{-7}$	91,43		38,00	
Узел 2						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	$2,24 \cdot 10^{-5}$	0	$2,05 \cdot 10^{-6}$	0	$8,51 \cdot 10^{-7}$
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	$2,24 \cdot 10^{-6}$	91,43		38,00	
<u>Участок 4</u> Узел 2 - Узел 3						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	$3,47 \cdot 10^{-6}$	0	$2,97 \cdot 10^{-7}$	0	$9,37 \cdot 10^{-8}$
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	$3,47 \cdot 10^{-7}$	85,72		27,00	
Узел 3						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	$1,12 \cdot 10^{-5}$	0	$9,60 \cdot 10^{-7}$	0	$3,02 \cdot 10^{-7}$
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	$1,12 \cdot 10^{-6}$	85,72		27,00	
<u>Участок 5</u> Узел 3 - Узел 4						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	$7,17 \cdot 10^{-6}$	0	$6,77 \cdot 10^{-7}$	0	$3,37 \cdot 10^{-7}$

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист 71
------	----------	------	--------	-------	------	-----------------------	------------

Сценарий аварии	Поражающий фактор	Вероятность развития аварии	На расстоянии 25 м от места аварии		На расстоянии 50 м от места аварии	
			Вероятность поражения человека, %	Потенциальный риск, год <sup>-1</sup>	Вероятность поражения человека, %	Потенциальный риск, год <sup>-1</sup>
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	$7,17 \cdot 10^{-7}$	94,43		47,00	
<u>Узел 4</u>						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	$2,24 \cdot 10^{-5}$	0	$2,12 \cdot 10^{-6}$	0	$1,05 \cdot 10^{-6}$
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	$2,24 \cdot 10^{-6}$	94,43		47,00	
<u>Участок 6 Узел 4 – Узел 5</u>						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	$1,96 \cdot 10^{-5}$	100	$2,15 \cdot 10^{-5}$	0	$1,21 \cdot 10^{-6}$
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	$1,96 \cdot 10^{-6}$	99,33		61,88	
<u>Узел 5</u>						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	$1,12 \cdot 10^{-5}$	100	$1,23 \cdot 10^{-5}$	0	$6,93 \cdot 10^{-7}$
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	$1,12 \cdot 10^{-6}$	99,33		61,88	
<u>Участок 7 Узел 5 – Камера приема</u>						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	$3,14 \cdot 10^{-6}$	0	$2,86 \cdot 10^{-7}$	0	$1,16 \cdot 10^{-7}$
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	$3,14 \cdot 10^{-7}$	91,00		36,92	
<u>Площадка камеры приема</u>						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	$3,36 \cdot 10^{-5}$	0	$2,15 \cdot 10^{-8}$	0	0
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	$3,36 \cdot 10^{-6}$	0,64		0	
<u>Участок 8 Камера приема – конец трассы</u>						

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист 72
------	----------	------	--------	-------	------	-----------------------	------------

Сценарий аварии	Поражающий фактор	Вероятность развития аварии	На расстоянии 25 м от места аварии		На расстоянии 50 м от места аварии	
			Вероятность поражения человека, %	Потенциальный риск, год <sup>-1</sup>	Вероятность поражения человека, %	Потенциальный риск, год <sup>-1</sup>
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	$4,85 \cdot 10^{-7}$	0	$4,12 \cdot 10^{-8}$	0	$1,26 \cdot 10^{-8}$
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	$4,85 \cdot 10^{-8}$	84,86		26,00	
Трубопровод от т.вр.с выкидного трубопровода скважины №267 до проектируемого н/пр.						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	$1,86 \cdot 10^{-6}$	0	0	0	0
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	$1,86 \cdot 10^{-7}$	0		0	

Распределение потенциального риска гибели на участке №8 Камера приема - Конец трассы представлено в Графической части.

Величина индивидуального и коллективного риска гибели при аварии на проектируемых сооружениях приведена ниже, таблица 3.41.

Таблица 3.41 - Величина индивидуального и коллективного риска гибели на расстоянии 25(50) м от проектируемых сооружений

Наименование объекта	Индивидуальный риск гибели, год <sup>-1</sup>	Коллективный риск гибели, чел. год <sup>-1</sup>
Нефтепровод «ГЗУ-01401С – ДНС-0120»	$3,44 \cdot 10^{-6} (4,55 \cdot 10^{-7})$	$6,88 \cdot 10^{-6} (9,09 \cdot 10^{-7})$

Коллективный риск гибели рассчитан с учетом того, что на трассе нефтепровода и площадках камеры пуска (приема) очистных устройств периодически могут находиться 2 человека.

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

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

### 3.6.2 Обобщенная оценка уровня безопасности проектируемого объекта

Проектируемый нефтепровод прокладывается взамен существующего, что само по себе является мероприятием по уменьшению риска возникновения аварий сведением к минимуму вероятности разрушения в результате износа.

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

										Лист
										73
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH				

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

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

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

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

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

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

Согласно проведенной экспертной оценке, вероятность аварий с *частичной разгерметизацией* проектируемого нефтепровода на участках №2 - №7, узлах установки арматуры №1-№5 и на площадках камер пуска (приема) можно классифицировать – как «возможная»; вероятность аварий с *частичной разгерметизацией* на участках №1 и №8 – как «редкая». Вероятность аварий *полной разгерметизацией* проектируемого нефтепровода на всех участках, кроме №№1,4,7,8, на узлах установки арматуры и на площадках камер пуска и приема можно классифицировать – как «возможная», на участках №№1,4,7,8 – как «редкая».

Проектируемый нефтепровод прокладывается подземно, поэтому реально выброс нефти может составить расчетную величину только при разрушении его на надземных участках, например, в местах установки задвижек (узлы №1-№5), а также на площадках камер пуска и приема.

Следует отметить, что все узлы арматуры и площадки камер пуска и приема находятся на значительном расстоянии от населенных пунктов (площадка камеры расположена в 4.2 км западнее н.п. Верх. Тюш, в 1.7 км северо-западнее н.п. Дороховка, площадка камеры приема очистных и диагностирующих устройств находится в 6.9 км северо-западнее н.п.Сар, в 4.2 км северо-восточнее н.п. Усть-Каменка).

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

В соответствии с Постановлением Правительства РФ «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.05.2007 г.

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

№ 304, для проектируемых объектов возможно возникновение чрезвычайных ситуаций локального характера (зона чрезвычайной ситуации не выходит за пределы территории объекта, при этом количество пострадавших составляет 3 человека, из которых погибших – 3 человека, пострадавших – 0 человек, т.е. не более 10 человек, вероятность такой аварии составляет  $4,85 \cdot 10^{-8}$  в год).

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

Основным потенциальным ущербом в случае аварий будет экологический. Наиболее опасным последствием аварийной ситуации будет являться попадание нефти в реку Тюш.

Проведенный анализ позволил выявить наиболее типичные сценарии на проектируемом объекте.

**Наиболее вероятный сценарий:**

- утечка из проектируемого нефтепровода на площадках камер пуска и приема, частота аварии –  $6,71 \times 10^{-3}$  в год, гуманитарного ущерба нет, экологический риск – до 4,73 тыс. руб. в год.

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

- полная разгерметизация проектируемого нефтепровода на участке №6; образование разлива, вероятность аварии составляет  $3,71 \times 10^{-4}$  в год, гуманитарного ущерба нет, экологический риск – 1,31 тыс. руб. в год.

**Наиболее опасный сценарий (наибольший гуманитарный ущерб):**

- полное разрушение проектируемого нефтепровода на площадке ДНС-0120 (конец трассы), образование облака ТВС за счет испарения нефти, взрыв облака при наличии источника воспламенения, вероятность аварии –  $4,85 \cdot 10^{-8}$  в год, погибших – 3 человека, пострадавших – 0 человек.

В связи с периодичностью нахождения персонала на проектируемом объекте, и неопределенностью со значением вероятности нахождения его в зонах возможных аварий, были рассчитаны значения потенциального риска на различных расстояниях от проектируемого нефтепровода, после чего вычислены значения индивидуального риска гибели.

Величина индивидуального риска гибели на расстоянии 25 м и 50 м от проектируемого нефтепровода составляет  $3,44 \cdot 10^{-6}$  и  $4,55 \cdot 10^{-7}$  соответственно.

По официальным данным Ростехнадзора и Росстата на производственных объектах в РФ фоновый риск гибели для объектов нефтедобычи за 2016 год составляет  $4,2 \cdot 10^{-5}$ .

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

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

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

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

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

- *имеется отработанная система оповещения о пожароопасных ситуациях и пожаре* – схема оповещения о чрезвычайных ситуациях приведена в разделе 3.12 настоящего тома.

Обобщенный уровень безопасности объекта можно оценить по таблице 3.42, в которой приведена матрица для определения опасности территорий (зон) по критерию «частота реализации – социальный ущерб».

Таблица 3.42 - Матрица для определения опасности территорий (зон) по критерию «частота реализации – социальный ущерб»

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

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

### 3.7. Мероприятия, направленные на уменьшение риска чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте

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

- выбор оптимального технологического режима работы нефтепровода;
- процесс транспорта рабочей среды полностью герметизирован, что предотвращает утечки, разливы нефти, выделение нефтяного газа в окружающую

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

среду и создание взрывоопасных концентраций в воздухе рабочей зоны, выброс вредных веществ в окружающую среду;

- все оборудование и арматура стальные, приняты на давление значительно превышающее расчетное;

- запорная и предохранительная арматура имеет класс герметичности «А» по ГОСТ Р 9544-2015; все задвижки приняты с ручным приводом;

- арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию объекта;

- строительство нефтепровода предусматривается из труб стальных электросварных тип 1, сталь В20 (К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным по ТУ 1390-001-60700040-2012;

- толщина стенки принята по расчету, что обеспечивает прочность трубопровода;

- при пересечении с существующими подземными силовыми кабелями 0,4 кВ и кабелями связи – не менее 0,5 м; пересечение с существующими подземными коммуникациями предусматривается под углом близким 60°; разработка траншеи производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемого трубопровода или кабеля;

- расстояние нефтепровода от действующих трубопроводов при параллельной прокладке принято согласно ГОСТ Р 55990-2014. п.8.6;

- пересечение с автодорогами предусматривается закрытым способом; глубина заложения – не менее 1,4 м до верха кожуха; концы кожуха выводятся на расстояние не менее 10 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи;

- кожухи также предусматриваются при переходе через реки, согласно п.724 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; кожух предусматривается из стальных электросварных прямошовных труб по ГОСТ 10704-91 материал сталь 10 группы В ГОСТ 10705-80 (530x10); для защиты кожуха от почвенной коррозии предусматривается ленточная полимерная антикоррозионная изоляция усиленного типа согласно ГОСТ Р 51164-98 и ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция»;

- для защиты трубопроводов от повреждений в скальном грунте устраивается основание (постель) под трубопровод  $\delta = 10$  см и присыпка  $\delta = 20$  см песком или мягким местным (не заземляющим) грунтом мелких фракций (согласно СП 36.13330.2012);

- при переходе через водную преграду прокладка предусматривается подземной на 0,5м ниже прогнозируемого размыва дна реки (в течение 25 лет), но не менее 1,0м от естественных отметок дна водоема;

- на обводненных участках для предотвращения всплытия нефтепровода предусматривается монтаж текстильных контейнеров КТ-300Т и КТ-500; текстильные контейнеры КТ-300Т, КТ-500 заполняются грунтом по трассе;

- для предотвращения размыва дна реки по траншее проектом предусмотрены укрепительные работы вдоль трубопровода в русловой части каменной

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							77
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					



наброской высотой не менее 45см и шириной не менее размеров траншеи по верху;

- для возможности отключения участков нефтепровода в процессе эксплуатации для проведения ремонтных работ предусматривается установка секущих полнопроходных задвижек типа 30с515нж (ЗКЛ2 250х40); узлы задвижек размещаются в ограждениях с надписями, с номерами согласно оперативной схеме и с указателями направления вращения на закрытие и открытие, а также с указателями положений с надписями: «Закрыто» и «Открыто»;

- для механической защиты труб с покрытием при прокладке в кожухе предусматриваются опорно-позиционирующие кольца, в качестве которых рекомендуется использовать кольца «Спейсеры» по ТУ2291-034-00203803-05;

- для надземных участков стальных трубопроводов и арматуры предусматривается окраска согласно СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" материалом с гарантийным сроком не менее 5 лет;

- подземная часть нефтепровода защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ;

- трасса проектируемого нефтепровода закреплена на местности указательными знаками согласно (ГОСТ Р 55990-2014 п 9.3.13); указательные знаки с указанием всех параметров трубопровода устанавливаются на всех переходах через искусственные и естественные препятствия, углах поворота и на каждом километре;

- согласно паспортным данным заводов-изготовителей срок службы запорной арматуры – не менее 20 лет, расчетный срок службы труб и деталей трубопроводов – 20 лет;

- для проведения диагностических исследований и очистки полости нефтепровода от отложений АСПО в процессе эксплуатации в районе ГЗУ-01401 запроектирована камера пуска очистных устройств III-УПП-1-250-4,0-ХЛ-Ф с возможностью запуска средств диагностики, а в районе ДНС-0120 - камера приёма очистных устройств III-УПП-2-250-4,0-ХЛ-Ф с возможностью приёма средств диагностики; устройства пуска/приёма удобны в эксплуатации, позволяют открыть затвор и обеспечить доступ во внутреннюю полость для установки очистного поршня и т.д.;

- срок службы камер пуска-приема не менее 20 лет;

- сбор стоков с устройств пуска/приёма предусматривается в проектируемые дренажные ёмкости  $V=5\text{м}^3$ ;

- строительство нефтепровода в пределах ограждения площадок устройств пуска/приёма предусматривается из труб стальных электросварных тип 1 - 273х6,0 – сталь В20 (К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным по ТУ 1390-001-60700040-2012;

- трубопровод дренажа с площадки камеры пуска и площадки камеры приема предусмотрен из стальных бесшовных горячедеформированных труб по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В ГОСТ 8731-74 (89х5мм);

- согласно ВНТП 3-85 и СН 527-80 технологические трубопроводы и арматура обвязки камер пуска и приема предусматриваются в надземном исполнении;

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

						2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		78

- надземные трубопроводы подлежат теплоизоляции; теплоизоляция предусматривается из вспененного каучука «K-FLEX»-ST с покрытием INCLAD.

Кроме этого, необходимо соблюдение следующих правил:

- обязательный контроль над качеством выполнения строительномонтажных работ;

- все сварные соединения подвергаются 100 %-ному контролю;

- испытание трубопроводов на прочность и плотность – гидравлическим или пневматическим способами с определением падения давления; давление гидравлического испытания на прочность  $1,25P_{раб}=5,0$  МПа; испытание на плотность выполнить давлением, равным рабочему;

- для организации контроля воздушной среды обслуживающий персонал должен быть снабжен переносными газоанализаторами, при помощи которых необходимо производить контроль рабочей среды во время обслуживания арматуры, при обходе трасс и при производстве ремонтных работ;

- защита от статического электричества и молниезащита;

- периодичность осмотра нефтепровода в зависимости от местных условий, сложности рельефа и пересечений с реками и автодорогами;

- система неразрушающего контроля трубопровода;

- периодичность диагностики не реже одного раза в 4 года, основными методами контроля нефтепроводов являются: ультразвуковой, радиографический и акустический;

- периодические испытания нефтепровода на прочность и плотность,  $1,25$  от рабочего давления на прочность и на плотность равному рабочему давлению в течение 24 часов не реже одного раза в 8 лет;

- оснащение трассы нефтепровода знаками безопасности в соответствии с требованиями СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" предупредительными знаками безопасности и надписями»;

- ремонт оборудования производится только после его отключения и сброса давления;

- осмотр оборудования производится при естественном освещении или при помощи переносных светильников во взрывозащищенном исполнении напряжением питания не более 12 В;

- применение электрооборудования во взрывозащищенном исполнении.

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							79

### **3.8. 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.

Обнаружение предметов, снаряженных химически опасными, взрывоопасными и радиоактивными веществами осуществляется силами и средствами охраны предприятия. 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 от 02.12.2019 №а-834 «Об утверждении Положения о пропускном и внутриобъектовом режимах в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»».

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 технологическим процессом на проектируемом объекте применяется существующая АСУ ТП и локальные системы контроля и управления. Проектом предусматривается интеграция новых средств контроля и автоматики 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 режимных наблюдений, лабораторных анализов и опытов, маршрутных обследований и съемок, экспери-

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
								80
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

ментов по апробации природоохранных мероприятий и средств инженерной защиты.

Работы по реализации инженерно-геологического мониторинга осуществляются соответствующей службой с привлечением специализированных организаций, имеющих опыт в организации и проведении режимных и мониторинговых исследований.

Как показывают прогнозные оценки, наиболее существенные изменения возможны при инженерной подготовке территории и непосредственно при строительстве. Поэтому наблюдательная сеть мониторинга должна учитывать потенциальную опасность развития процессов при возможных техногенных нарушениях на стадии строительства.

### **3.9. Мероприятия по защите проектируемого объекта и персонала от чрезвычайных ситуаций техногенного характера, вызванных авариями на рядом расположенных объектах производственного назначения и линейных объектах**

При авариях на транспортных коммуникациях возможно поражение персонала при его нахождении в зоне действия поражающих факторов. К поражающим факторам относятся: тепловое излучение горящих разливов, ударная волна, возможное заражение парами аммиака (хлора).

Мероприятия по защите персонала и предупреждению чрезвычайных ситуаций, вызванных авариями на рядом расположенных объектах производственного назначения и линейных объектах, включают в себя:

- ознакомление персонала с возможной опасностью при авариях на рядом расположенных транспортных коммуникациях, а также с характером воздействия АХОВ на организм человека, симптомами поражения людей и мерами первой медицинской помощи пострадавшим;
- экстренная эвакуация людей с территории объекта в направлении перпендикулярном направлению ветра;
- использование средств индивидуальной защиты;
- наличие на опорном пункте бригады, обслуживающей проектируемый объект, комплекта медицинских средств для оказания первой помощи пострадавшим;
- укрытие работающего персонала в ЗС ГО.

### **3.10. Мероприятия по инженерной защите проектируемого объекта от чрезвычайных ситуаций природного характера, вызванных опасными природными процессами и явлениями**

Перечень возможных ЧС природного характера и мероприятий по инженерной защите приведены в таблице ниже (таблица 3.43).

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2019/083-PD-GOCHS.TCH				
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 3.43 - Возможные чрезвычайные ситуации природного характера

Источник природной ЧС	Наименование поражающего фактора природного ЧС	Характер действия, проявления поражающего фактора источника природного ЧС	Мероприятия, предусмотренные в проектной документации
Сильный ветер	Аэродинамический	Ветровая нагрузка	Надземные части подобраны с учетом нагрузок
Сильный снегопад	Гидродинамический	Снеговая нагрузка, снежные заносы	Надземные части подобраны с учетом нагрузок
Сильная метель	Гидродинамический	Снеговая нагрузка, ветровая нагрузка, снежные заносы	Надземные части подобраны с учетом нагрузок
Сильные морозы	Теплофизический	Снижение прочности материалов, ограничение работ	Оборудование, изделия и материалы подобраны с учетом расчетной температуры
Гололед	Гравитационный	Гололедная нагрузка, вибрация	Надземные части подобраны с учетом нагрузок
Гроза	Электрофизический	Электрические разряды	Молниезащита зданий, сооружений и наружных установок

Согласно СП 11-105-97 часть I, категория сложности инженерно-геологических и гидрогеологических условий района работ по данным проведенных изысканий – III (сложная). Факторами, осложняющими строительство проектируемых сооружений, являются переходы через реку, лога; наличие в геолого-литологическом разрезе территории проведения работ специфических грунтов; прогнозируемое формирование горизонта подземных вод типа «верховодка»; закарстованность территории; пучинистость грунтов.

Согласно материалам инженерно-геологических изысканий и СП 115.13330.2016 на территориях узлов 1-5, расположенных по трассе нефтепровода ГЗУ-01401С - ДНС-0120 получили развитие опасные природные процессы – карст и морозное пучение.

#### Карст

По карстоопасности территория узла 3 (ПК34+60,00) оценивается как территория II–Г категории устойчивости; территории узлов 1 (ПК15+30,00), 2 (ПК27+66,30), 4 (ПК48+94,89) и 5 (ПК88+30,64) - IV–Г.

В качестве прогноза в материалах инженерно-геологических изысканий сделан вывод, что условия для образования карстовых форм рельефа на территории строительства имеются. Активность карстовых процессов может увеличиться при строительном освоении территории и при несоблюдении мероприятий противокарстовой защиты.

Строительство сооружений на территории узла 3 не рекомендуется. Строительство допускается в порядке исключения при наличии специального обоснования возможности надежной защиты сооружений от карстовых явлений и целесообразности их строительства с учетом затрат на противокарстовые мероприятия.

Строительство на территории остальных узлов допускается с применением противокарстовых мероприятий, в том числе геотехнических и конструктивных при наличии специального обоснования целесообразности строительства.

Для обеспечения безопасности строительства и эксплуатации сооружений предусмотрены водозащитные, конструктивные, строительско-технологические, эксплуатационные противокарстовые мероприятия и организован карстомониторинг.

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

									Лист
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH			82

Конструктивные мероприятия применены совместно с водозащитными мероприятиями. В их состав входят:

а) расстояние от ограждения узлов до краев карстовых форм должно быть не менее 20 м;

б) полное предпостроечное заполнение расчищенных от древесной растительности всех карстовых воронок в полосе 20 м от границы трассы нефтепровода недренирующим пылевато-глинистым грунтом с послойным трамбованием;

в) общая организация стока поверхностных вод в полосе трассы;

г) строительно-монтажные работы на территориях узлов выполняются без нарушения поверхностного стока воды;

д) засыпка внутри ограждения и отмостка у фундамента ограждения из щебня перекрываются слоем бетона толщиной 100 мм.

К строительно-технологическим мероприятиям относятся:

а) строительство необходимо вести в зимний период, так как весной частота провалов заметно возрастает;

б) концентрация техники и механизмов должна быть минимальной;

в) необходимо сокращение сроков между устройством котлованов и установкой опор под задвижки и фундаментов ограждений;

г) повышение надежности технологического оборудования;

д) постоянный авторский надзор;

е) контроль за возникающими в период строительства карстовыми деформациями.

В состав эксплуатационных противокарстовых мероприятий (элементов карстомониторинга) входят:

а) постоянный геодезический контроль за оседанием земной поверхности и деформациями сооружений;

б) повторяющееся строительное обследование сооружений и их элементов;

в) контроль за выполнением противокарстовых мероприятий;

г) наблюдения за карстопроявлениями, состоянием грунтов;

д) разработка мероприятий по быстрой ликвидации или предупреждению возможных последствий при проявлении карстовых деформаций.

В карстомониторинг включены:

а) площадная рекогносцировка;

б) обследование карстопроявлений;

в) режимные гидрогеологические наблюдения;

г) геодезические измерения на местности и контроль за деформациями сооружений.

#### Морозное пучение

Территории узлов, расположенных по трассе нефтепровода в пределах глубины сезонного промерзания, сложены слабопучинистыми и среднепучинистыми грунтами.

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

а) строительно-монтажные работы на территориях узлов выполняются без нарушения поверхностного стока воды;

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

									Лист
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH			83

б) опоры под задвижки и фундаменты площадок обслуживания из бетонных блоков устанавливаются по щебеночной подушке толщиной 200 мм, обратная засыпка блоков выполняется мелким щебнем;

в) фундаменты ограждений узлов из стальных труб устанавливаются по щебеночной подготовке толщиной не менее 100 мм, обратная засыпка фундаментов выполняется мелким щебнем;

г) засыпка внутри ограждения и отсыпка у фундамента ограждения из щебня перекрываются слоем бетона толщиной 100 мм.

Для опор под задвижки величина подъема от морозного пучения грунта, при условии выполнения перечисленных мероприятий, не превышает предельную деформацию основания равную 4 см согласно п. 6.8.11 и таблицы Д1 с примечанием п. 6 СП 22.13330.2011.

Марка бетона по морозостойкости для железобетонных конструкций, подвергающихся атмосферным воздействиям, принята F200; для конструкций, находящихся в грунте, – F150 согласно таблице Ж.1 СП 28.13330.2017.

Марка бетона по водонепроницаемости для бетонных и железобетонных конструкций принята W4, согласно таблице В.1 СП 28.13330.2017.

Стальные конструкции, находящиеся выше уровня земли, окрашиваются эмалью ФЕРРА-УР-720 толщиной 60 мкм по грунт-эмали ФЕРРА-ЭП-018 толщиной 100 мкм. Общая толщина покрытия 160 мкм.

Стальные конструкции, находящиеся в грунте, защищаются битумно-резиновой мастикой ГОСТ 15836-79 по битумной грунтовке совместно с электрохимической защитой.

Согласно ГОСТ Р51164-98 все проектируемые подземные металлические трубопроводы, футляры, емкости подлежат электрохимической защите от коррозии.

*На площадках камер запуска и приема для проектируемых подземных трубопроводов и сооружений принята протекторная защита. Протекторные группы по 2 протектора подключаются к защищаемым трубопроводам кабелем ВБШв-1-2х6мм<sup>2</sup>.*

С целью отсечения заземленного технологического оборудования на площадках камер на выходе проектируемого нефтепровода из камеры пуска и на вводе в камеру приема предусмотрены изолирующие соединения ИММ с устройством КИП и разделительного искрового разрядника типа "EXFS 100". КИП используются для мониторинга работы изолирующего соединения ИММ с присоединением к трубопроводу до ИММ и после него.

Максимальный защитный потенциал на проектируемых трубопроводах не должен превышать, согласно ГОСТ Р51164-98,  $\varphi = -1,15В$ , а минимальный защитный потенциал, согласно табл. 4 ГОСТ Р51164-98,  $\varphi = -0,85В$ .

Подробное описание приведено в Томе 3.4 2019/083- PD-ТКР4 «Электрохимическая защита от коррозии».

Согласно СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» узлы задвижек на проектируемом нефтепроводе, камера запуска, камера приема, дренажные емкости от-

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

носятся к специальным объектам, с минимально допустимым уровнем надежности защиты от прямых ударов молнии (ПУМ) 0,9.

Категория молниезащиты - II, зона защиты - Б.

Молниезащита узлов задвижек на нефтепроводе и камер приема и пуска решена сооружением в земле заземляющего устройства из стержневых электродов  $\varnothing 18$ ,  $L=5000$  из оцинкованной стали и соединяющей их стальной оцинкованной полосы  $50 \times 5$ . Глубина заложения полосы в земле 0,5 м.

Заземляющее устройство обеспечивает:

- защиту от прямых ударов молнии и заноса высоких потенциалов,
- защиту от статического электричества.
- защиту от вторичных проявлений молнии.

Молниезащита дыхательной трубы дренажной емкостей и пространства над ней решена отдельно стоящими молниеотводом  $H=15$  м.

Допустимая величина сопротивления заземляющих устройств 10 Ом. В случае превышения допустимого значения сопротивления забить дополнительные электроды с шагом не менее 5 м.

Для заземления автоцистерны для откачки из дренажной емкости используется устройство заземления автоцистерн УЗА-3В с автономным источником питания. Заземляющий проводник, поставляемый комплектно с УЗА, одним концом присоединяется дисковым контактам индикатора УЗА-3В, другим концом – к металлической части автоцистерны. Стойка на которой устанавливается УЗА-3В, присоединяется полосой  $50 \times 5$  к контуру заземления дренажной емкости.

### **3.11. Решения по созданию и содержанию на проектируемом объекте запасов материальных средств, предназначенных для ликвидации чрезвычайных ситуаций и их последствий**

Финансовые резервы для мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» обеспечиваются согласно договорам страхования имущественных и других интересов. Организация – страховщик: СПАО «Ингострах», ОАО «Росгосстрах» Адреса филиалов: 614990, г. Пермь, ул. Куйбышева, 10, 117997, г. Москва, ул. Пятницкая, д. 12, стр. 2.

Финансовые резервы для осуществления мероприятий по ликвидации ЧС приведены ниже, в таблице 3.44.

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

						2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист 85
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		



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

Таблица 3.44 – Финансовые резервы для осуществления мероприятий по ликвидации ЧС

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 (условная/ безусловная)
Договор страхования имущества юридических лиц «от всех рисков»	№20Z2130	10.12.2020	ПАО СК «Росгосстрах»	Гибель (утрата) и/или повреждение застрахованного имущества, наступившие в результате оказанного на него любого внезапного и непредвиденного воздействия	01.01.2020г	4 008 670 603	31 500 000 (безусловная)
Договор обязательного страхования ГО владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на ОПО	№20Z2138	10.12.2020	ПАО СК «Росгосстрах»	Нанесение ущерба жизни, здоровью, имуществу 3-х лиц	В зависимости от окончания срока действия предыдущего полиса	3 270 000 000	нет

Изм.	
Кол-во	
Лист	
№доку.	
Подп.	
Дата	
2019/083-РД-ГОСЧС.ТСН	
86	Лист

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 19.04.2020 № 4Ф25-4/39 о возможности кредитования Общества в размере 50 (пятидесяти) млн.рублей в случае возникновения ЧС.

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 материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств.

С целью обеспечения деятельности Общества при угрозе и возникновении ЧС в мирное и военное время 26.08.2019 Первым Заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» И.И. Мазеиным утвержден 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.

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.

Материально-техническое обеспечение работ по предупреждению и ликвидации ЧС организует комиссия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (КЧС Общества).

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

### **1 Силы и средства ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»**

В соответствии с приказом МЧС РФ от 23.12.2005г. №999 в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» создано нештатное аварийно-спасательное формирование (НАСФ), аттестованное на право ведения аварийно-спасательных работ в чрезвычайных ситуациях объектовой комиссией Минэнерго по аттестации аварийно-спасательных формирований и спасателей организаций ПАО «ЛУКОЙЛ» (протокол №3 ОАК «ЛУКОЙЛ» № 16/3-5 от 31.08.2016). В состав НАСФ входит 12 не-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							87

штатных аварийно-спасательных групп (НАСГ) общей численностью 260 человек, из них 208 человек спасателей, прошедших соответствующее обучение и аттестованных комиссией ПАО НК «ЛУКОЙЛ» по аттестации нештатных аварийно-спасательных формирований и спасателей ПАО «ЛУКОЙЛ», 52 человека вспомогательный персонал.

В ЦДНГ №1, к которому относится нефтепровод, подлежащий реконструкции, создана нештатная аварийно-спасательная группа (НАСГ) по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти/нефтепродуктов в составе 22 человек:

- руководитель группы – начальник ЦДНГ-1, спасатель РФ;
- зам. руководителя НАСГ – зам.начальника ЦДНГ-1, спасатель РФ;
- члены звена: 15 человек и 2 руководителя звена, спасатели РФ;
- вспомогательный персонал - 3 человека.

Место базирования НАТГ ЦДНГ-1 – АБК ЦДНГ-1 в 10 км восточнее г.Чернушка, КТС расположен на площадке УППН «Павловка».

В ЦДНГ №10, расположенном территориально близко проектируемым сооружениям, создана нештатная аварийно-спасательная группа (НАСГ) по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти/нефтепродуктов в составе 14 человек:

- руководитель группы – начальник ЦДНГ-10, спасатель РФ;
- зам. руководителя НАСГ – зам.начальника ЦДНГ-10, спасатель РФ;
- члены звена: 5 человек, спасатели РФ;
- вспомогательный персонал - 7 человек.

Место базирования НАТГ ЦДНГ-10 – АБК УППН «Кокуй», расположен в 50 км к югу от г.Пермь и 60 км к северо-западу от г. Оса. КТС расположен на площадке УППН «Кокуй».

Табель оснащения НАСФ, согласно паспорту, приведен ниже, в таблице 3.45.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									88
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH

Таблица 3.45 - Табель оснащения НАСФ, согласно паспорту

Наименование технических средств	Количество			Наименование технических средств	Количество		
	по штату	собств.	аренда		по штату	собств.	аренда
<b>Автотранспорт</b>				<b>Инженерная техника</b>			
Легковые автомобили	12	-	12	Подъемные краны	5	-	5
Грузовые автомобили	73	-	73	Трактора, бульдозеры	21	-	21
Автобусы	17	-	17	Экскаваторы	12	-	12
Пожарные автомобили (осн. \ спец.)	-	-	-	<b>Аварийно-спасательный инструмент</b>			
Аварийно-спасательные машины (мотоциклы)	-	-	-	Гидравлический ин-т (типа "Холматро", "Спрут" и др.)	-	-	-
Снегоходы	-	-	-	Бетоноломы	-	-	-
<b>Плавсредства</b>				Пневмодомкраты	-	-	-
Катера, моторные лодки	33	33	-	Электропилы	-	-	-
Весельные лодки	19	19	-	Бензопилы	55	55	-
Плоты спасательные	-	-	-	Электроножницы	-	-	-
Судна на воздушной подушке	-	-	-	Электро, газосварочное оборудование	-	-	-
Спасательные жилеты	155	155	-	Углошлифовальные машинки	-	-	-
<b>Средства связи</b>				Переносные электростанции	21	21	-
Радиостанции носимые	36	36	-	<b>Средства обнаружения пострадавших</b>			
Радиостанции стационарные	-	-	-	Оптико-телевизионные системы	-	-	-
Радиостанции автомобильные	12	12	-	Акустические приборы	-	-	-
Пейджеры	-	-	-	Электромагнитные приборы	-	-	-
Спутниковые системы связи	-	-	-	Поисковые собаки	-	-	-
Мобильные телефоны	-	-	-	Бинокль, подзорная труба	-	-	-
<b>Водолазное оборудование</b>				<b>Средства защиты органов дыхания и кожи</b>			
Гидрокостюмы, ласты, маски, баллоны, редукторы (комплект)	-	-	-	Дыхательные аппараты (фильтрующие / изолирующие)	-	-	-
Переносные компрессоры	-	-	-	Противогазы	200	179	-
Барокамеры	-	-	-	Костюмы защитные	240	202	-
<b>Наличие воздушных судов (ВС)</b>				<b>Приборы химического и радиационного контроля</b>			
Вертолеты	-	-	-	Приборы химического контроля	12	12	-
Самолеты	-	-	-	Дозиметры	-	-	-
<b>Средства десантирования с ВС</b>				<b>Средства обнаружения и обезвреживания ВВ</b>			
Парашютно-грузовые системы	-	-	-	Металлодетекторы, миноискатели	-	-	-
Парашюты	-	-	-	Комплекты разминирования	-	-	-
<b>Горное, альпинистское снаряжение</b>				Минно-розыскные собаки	-	-	-
Индивидуальные системы	-	-	-	<b>Медицинское обеспечение</b>			
Спусковое устройство	-	-	-	Укладки полевые	-	-	-
Зажимы	-	-	-	Носилки	24	26	-
Веревка (м)	-	-	-	<b>Средства жизнеобеспечения</b>			
Лебедки	-	-	-	Надувные модули	-	-	-
<b>Пожарно-техническое оборудование</b>				Палатки	12	10	-
Боевая одежда и снаряжение пожарного (комплекты)	-	-	-	Мешки спальные	-	-	-
Ранцевые установки пожаротушения (шт.)	-	-	-	Оборудование для приготовления пищи (комп.)	12	12	-
Огнетушители (шт.)	48	48	-	<b>Другое оборудование и снаряжение</b>			

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

Мотопомпы пожарные (шт.)	-	-	-	<b>Оборудование для ЛРН</b>			-
Пожарные рукава: 51мм \ 66мм \ 77мм (м)	-	-	-	Боновые заграждения постоянной плавучести	6235п. м.	6105п. м.	-
Стволы пожарные ручные (шт.)	-	-	-	Сорбирующие боновые заграждения	1000п. м.	1555п. м.	-
Пенообразователи (т)	-	-	-	Боны щитовые универсальные	1200	1200	-
Огнетушители порошок (т)	-	-	-	Боны зимние заградительные	1170п. м.	2430п. м.	-
Аппарат дыхательный (шт.)	36	36	-	Вспомогательное оборудование для боновых заграждений:			-
Каска пожарного (шт.)	228	228	-	- якорная система для постановки бонов	80	111	-
				- лебедка для постановки и удержания бонов	45	44	-
				- комплекты для буксировки (постановки) боновых заграждений (тросы, канаты)	1700п. м.	3860п. м.	-
				- устройства для мойки нефтезагрязненных бонов	1	1	-
				Нефтесборные устройства (скиммеры) олеофильного типа ТДС-136	5	4	-
				Нефтесборные устройства (скиммеры) порогового типа DESMI MINI-MAX	10	10	-
				Вакуумные нефтесборные устройства ВАУ-2	12	11	-
				Переносная вакуумная и перекачивающая система сбора нефти модели RO-BAC MINI	1	1	-
				Емкость для временного хранения нефти	42	60	-
				Мотопомпы	34	34	-
				Сыпучие сорбенты на природной основе	500кг	650кг	-
				Распылители сорбента	12	12	-
				Волокнистые сорбенты (полотно)	1164,4 м <sup>2</sup>	1186,4 м <sup>2</sup>	-
				Установки для сжигания нефтесодержащих отходов «Костер-1МА», «Факел-2»	16	18	-
				Мачта осветительная ручная МОК-1	12	12	-
				Переносные фонари	20	36	-
				Вагон-дом для автономного хранения и мобильной транспортировки нефтесборного оборудования к месту аварийного разлива нефти	25	25	-
				Автоприцепы	28	34	-
				Специализированный шанцевый инструмент:			-
				- лопаты, багры, ручные пилы, топоры, вилы и т.д.	450	417	-
				Дополнительное оборудование:			-
				- дальномер лазерный	12	12	-
				- аппарат горноспасатель 11	12	12	-
				- мегафон	24	24	-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2019/083-PD-GOCHS.TCH

Лист

90

				- кусторез	24	24	-
				- мотор лодочный (разных типов)	24	24	-
				- ледобур	12	12	-
				- очки защитные	36	36	-
				- лестница штурмовка ЛШМ	12	5	-
				- сумка санитарная со спец. уклад	24	50	-
				- аптечки	24	24	-

\*- Автотранспорт и инженерная техника предоставляются по договору с ООО «Чернушинское УТТ», ООО «УТТ «Полазанефть», ООО «Осинское УТТ».

## 2 Силы и средства специализированных организаций, в соответствии с заключенными договорами

- 6-ОФПС ГУ МЧС России по Пермскому краю (договорной) в составе:
  - пожарная часть № 52 – ЦДНГ-1;
  - пожарная часть № 90 – ЦДНГ-2;
  - пожарная часть № 138 – ЦДНГ-3;
  - пожарная часть № 129 – ЦДНГ-5;
  - пожарная часть № 88 – ЦДНГ-6;
  - пожарная часть № 122 – ЦДНГ-7;
  - пожарная часть № 132 – ЦДНГ-8;
  - пожарная часть № 140 – ЦДНГ-9;
  - пожарная часть № 124 – ЦДНГ-10.
- ФКУ 12-ОГПС государственной противопожарной службы по Пермскому краю (договорной) в составе:
  - пожарная часть № 51 – ЦДНГ-4;
  - пожарная часть № 51 + отдельный пост 51-ПЧ – ЦДНГ-11.
- ООО «Сервис Трубопроводного Транспорта» - обслуживание линейных производственных объектов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», в том числе с использованием специальной техники;
- Государственное казенное учреждение «Аварийно-спасательное формирование Северо-Восточная противоданная военизированная часть Министерства энергетики Российской Федерации» (далее ГУ АСФ СВПФВЧ), подразделением которого является Пермский военизированный отряд (далее ПВО), базирующийся в пос. Нагорный г. Кунгура – привлечение специалистов и оборудования для ликвидации 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.

## 3 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.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

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

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

Оповещение в случае возникновения аварии, производится на основании Постановления Правительства РФ от 24.03.1997 № 334 «О порядке сбора и обмена в Российской Федерации информацией в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» и полностью соответствует требованиям положения о системах оповещения населения, утвержденного совместным приказом.

Согласно приказам ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»:

№а-217 от 22.04.2020 «О порядке оповещения и представлении информации при несчастных случаях, техногенных событиях и чрезвычайных ситуациях, угрозах совершения и совершении актов незаконного вмешательства на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ";

№а-464к от 27.08.2020 «Об утверждении Положения о комиссии по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ", Положения о постоянно действующем органе управления на решение задач ГО и ЧС ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Положения об органе повседневного управления объектового звена и Положения об объектовом звене предупреждения и ликвидации ЧС ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»).

Утверждены и введены в действие:

- инструкция о порядке оповещения и представлении информации при несчастных случаях, техногенных событиях и чрезвычайных ситуациях, угрозах совершения и совершении актов незаконного вмешательства на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ";

- список оповещения руководителей и работников ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»;

- список оповещения администраций муниципальных районов, надзорных и контролирующих органов и прочих организаций о несчастных случаях, авариях, инцидентах и чрезвычайных ситуациях, угрозах и проявлениях террористических актов;

- список оповещения ПАО «ЛУКОЙЛ», Центрально-диспетчерского управления ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (ЦДУ), Группы гражданской обороны, предупреждения и ликвидации ЧС (ГГОП и ЛЧС), Управления охраны руда, промышленной и экологической (УОТП и ЭБ), Управления механоэнергетического и метрологического обеспечения (УМЭ и МО), Управления технологии добычи нефти и газа (УТДН и Г), Управления корпоративной безопасности по Пермскому региону (УКБ), центральных инженерно-технологических служб (ЦИТС), це-

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.		
							92	

хов добычи нефти и газа №1-12 (ЦДНГ), цеха производственного обслуживания (ЦПО), Соликамской и Чернушинской баз, Испытательного центра и Лаборатории радиационной безопасности и контроля ЦДНГ-5 для организации оперативного взаимодействия при несчастных случаях, авариях, инцидентах и чрезвычайных ситуациях, угрозах совершения и совершении актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»;

- список оповещения экстренных и оперативных служб Пермского края, администраций муниципальных районов, надзорных и контролирующих органов, аварийно-спасательных и прочих организаций при несчастных случаях, авариях, инцидентах и чрезвычайных ситуациях, угрозах совершения и совершении актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»;

- схема оповещения при возникновении несчастного случая в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»;

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

- схема оповещения при возникновении аварии (инцидента) в работе энергетического оборудования на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»;

- схема оповещения при угрозах совершения и совершении актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»;

- схема оповещения технологически взаимодействующих предприятий при несчастных случаях, инцидентах, авариях и чрезвычайных ситуациях, угрозах совершения и совершении актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Система связи и оповещения представляет собой организационно-техническое объединение сил и средств связи и локальных систем оповещения, а также каналов общегосударственной, ведомственных и коммерческих сетей связи, обеспечивающих передачу информации и сигналов оповещения в интересах органов управления. Органы управления Общества имеют сопрягаемые средства связи со всеми органами управления и организациями, привлекаемыми к локализации и ликвидации аварий.

При возникновении аварийной ситуации первый заметивший сообщает диспетчеру цеха. Диспетчер оповещает все должностные лица согласно списку оповещения об аварии, принимает меры к локализации и ликвидации аварии персоналом цеха, при необходимости привлекает персонал и спецтехнику специализированных и сервисных организаций, с которыми заключены договора.

Оповещение руководства цеха, оперативно-производственной службы (ОПС), центрального диспетчерского управления (ЦДУ), аварийных служб и формирований в зависимости от времени суток и уровня аварийного разлива нефти производится по схеме оповещения при несчастных случаях, аварийных и чрезвычайных ситуациях на производственных объектах представленной на рисунке ниже.

Так же о возникновении аварийной ситуации уведомляются сторонние организации и администрации населенных пунктов, находящиеся в потенциально опасных зонах от объектов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
							93



Оповещение осуществляется имеющимися средствами связи по заранее разработанным схемам для рабочего и нерабочего времени. Схемы оповещения постоянно находятся в помещении диспетчера цеха. Номера телефонов оповещаемых лиц и организаций уточняются не реже одного раза в полгода.

Диспетчер цеха оповещает все должностные лица согласно списку оповещения об аварии, при необходимости привлекает персонал и спецтехнику специализированных и сервисных организаций. Списки и адреса руководства и персонала цеха, которые должны быть извещены при разливе нефти, находятся у диспетчера цеха, а также у водителя дежурного автомобиля.

Люди, находящиеся непосредственно на территории объектов, оповещаются из помещения операторной при помощи системы громкоговорящей связи. В диспетчерской (операторной) имеются заранее заготовленные тексты речевых сообщений для трех уровней аварийных ситуаций. Передача информации оповещения производится многократно (2-3 раза).

На объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» создана и поддерживается в готовности система оповещения производственного персонала и населения о чрезвычайных ситуациях, состоящая из следующих элементов:

- телефонная связь с ЦДУ, вышестоящими подразделениями Общества, с контролирующими и надзорными органами, с администрацией района;
- внутриплощадочная (местная) телефонная связь со всеми структурными подразделениями объекта;
- внутриплощадочная радиовещательная связь – в помещениях административно-бытовых и производственных зданий установлены радиоточки;
- радиосвязь по каналам радиорелейной радиосвязи при помощи передвижных или переносных радиостанций.

Разработанная и утвержденная в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» система оповещения полностью соответствует требованиям Положения о системах оповещения населения, утвержденном совместным приказом МЧС России, Мининформсвязи России и Минкультуры России от 25.07.2006 №422/90/376.

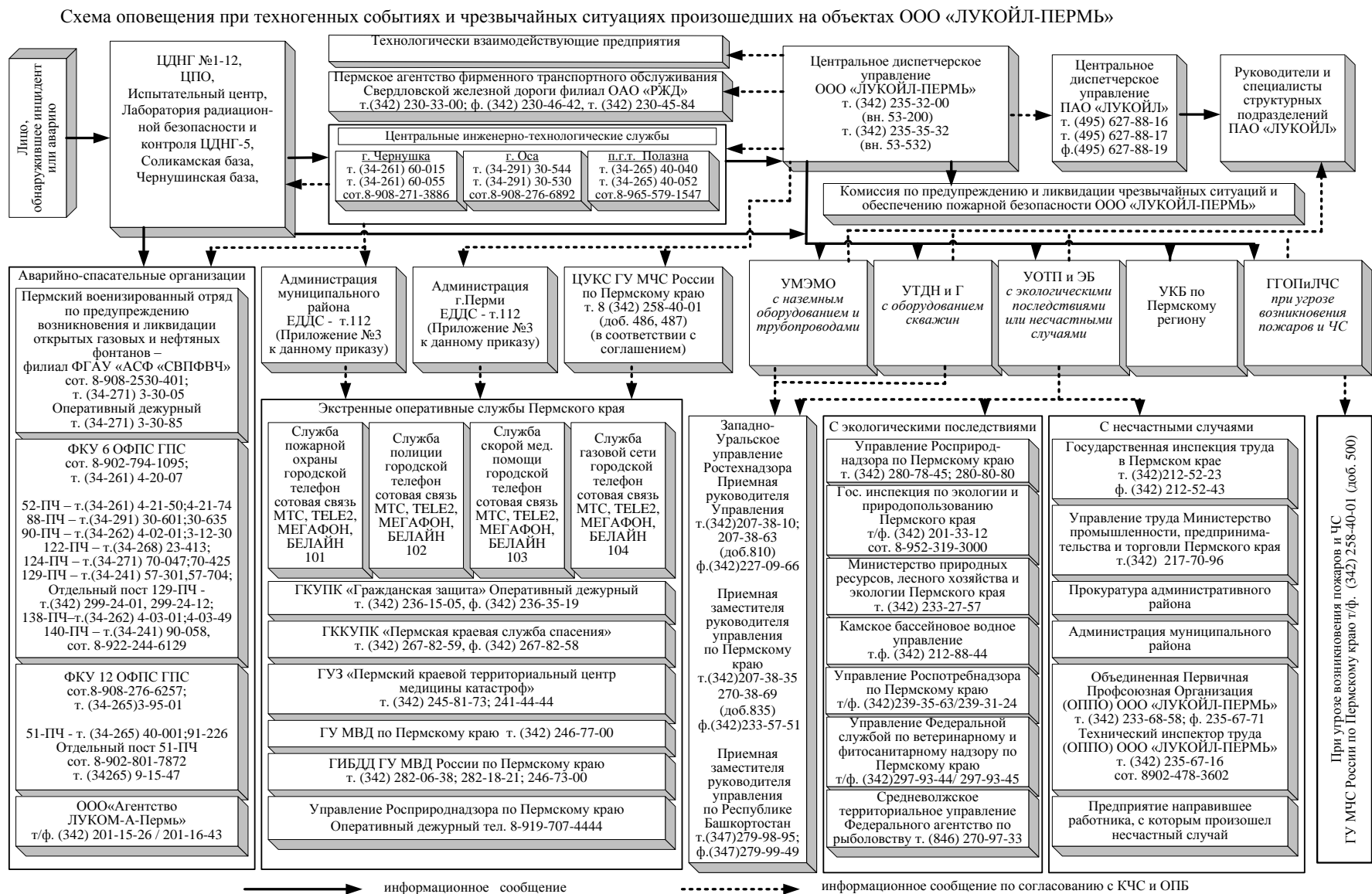
Схема оповещения при техногенных событиях и чрезвычайных ситуациях, несчастных случаях, при угрозах совершения и совершении актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», схема оповещения технологически взаимодействующих предприятий при несчастных случаях, техногенных событиях и чрезвычайных ситуациях, угрозах совершения и совершении актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» представлены ниже (рисунки 3.2- 3.5).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2019/083-PD-GOCHS.TCH	Лист
								94
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			

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

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

2019/083-РД-ГОСЧС.ТСН	Лист
95	

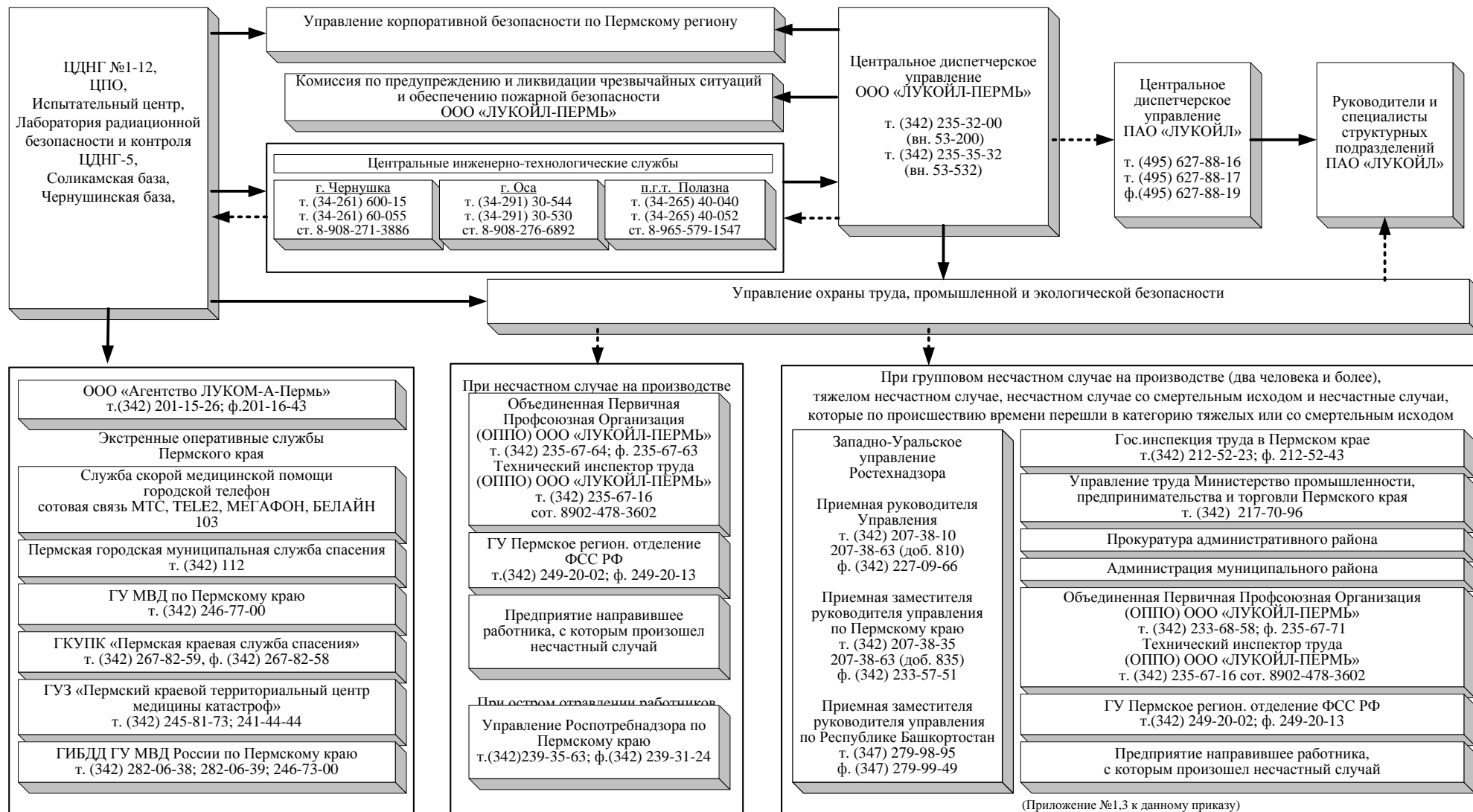


**Рисунок 3.2 - Схема оповещения при техногенных событиях и чрезвычайных ситуациях, произошедших на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»**

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

Изм.	
Колуч	
Лист	
Мелок	
Подп	
Дата	

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



(Приложение №1,3 к данному приказу)

**Рисунок 3.3 - Схема оповещения при возникновении несчастного случая в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»**

2019/083-РД-ГОСНС.ТСН

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

Изм.	
Колуч	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

2019/083-РД-ГОСЧС.ТСН

Лист  
97

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

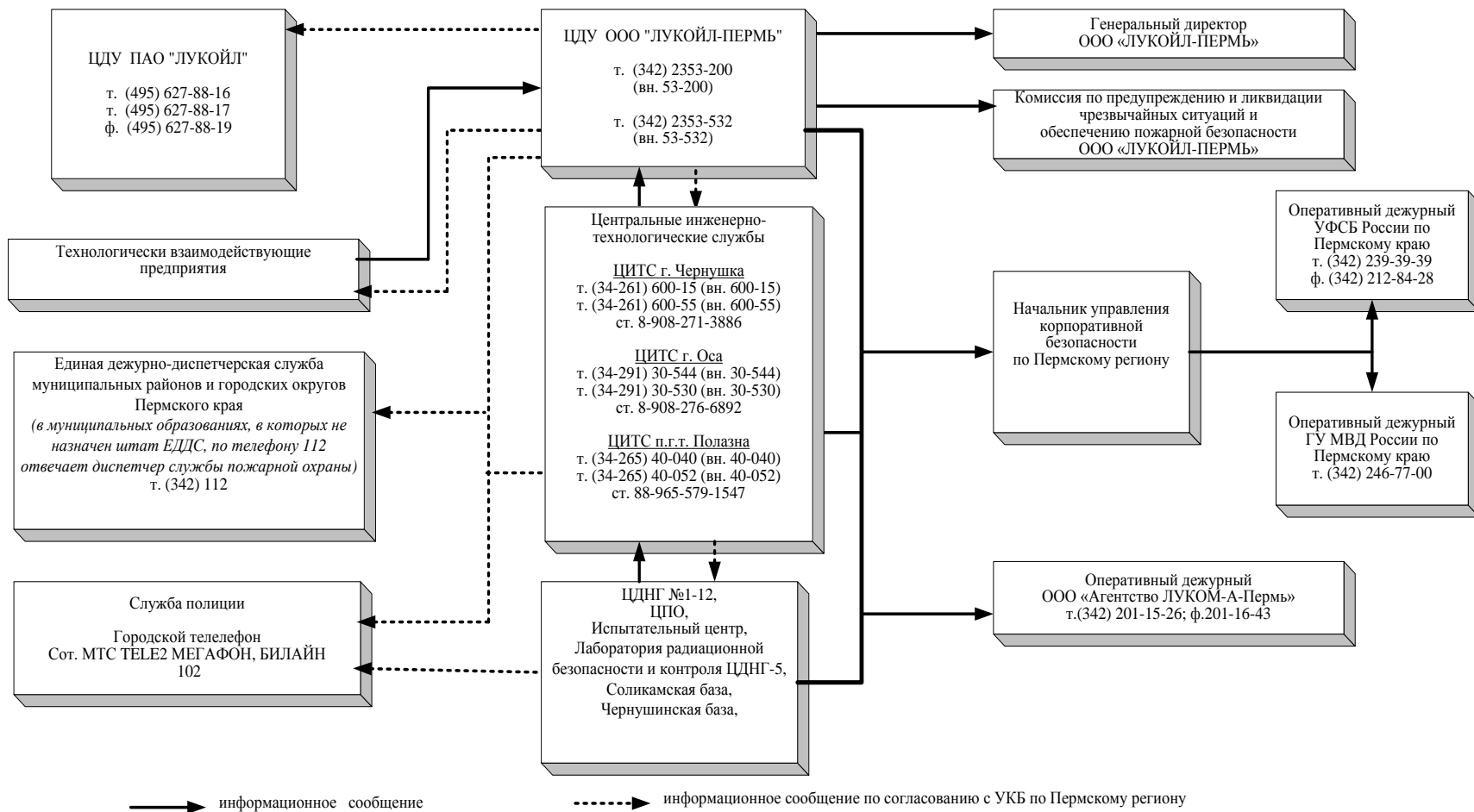


Рисунок 3.4 - Схема оповещения при угрозах совершения и о совершении актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

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

Изм.	
Колуч	
Лист	
№доку	
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»

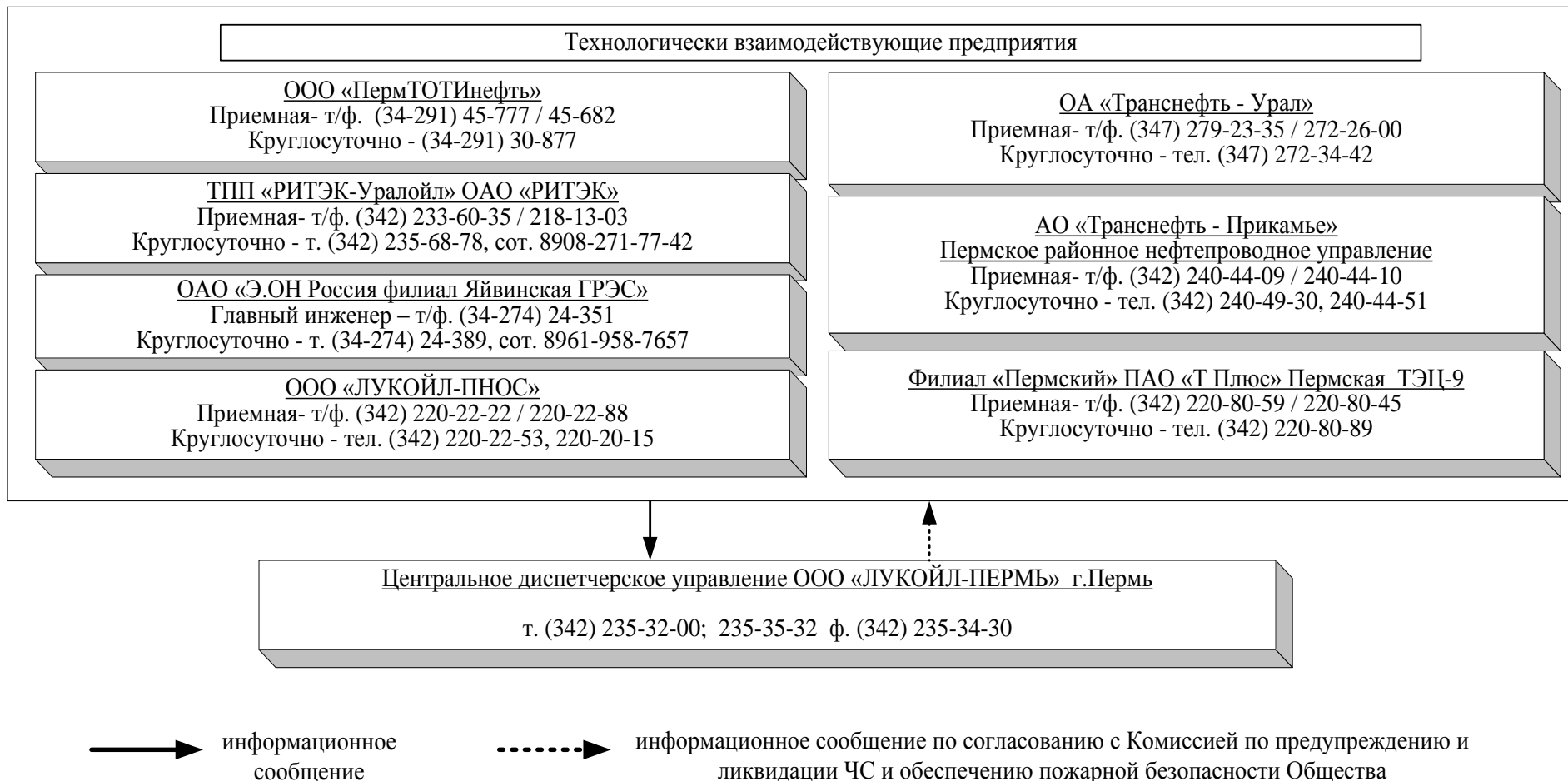


Рисунок 3.5 - Схема оповещения технологически взаимодействующих предприятий при несчастных случаях, техногенных событиях и чрезвычайных ситуациях, угрозах совершения и совершении актов незаконного вмешательства на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

2019/083-РД-ГОСЧС.ТСН

### 3.13. 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 и газа в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проектируемый объект входит в состав Цеха добычи нефти и газа № 1 (ЦДНГ-1).

Принятый в проектной документации объем автоматизации по объекту в условиях нормальной эксплуатации позволяет ему работать без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Вывод технологических процессов объектов на заданный режим работы осуществляется вручную на месте с последующим подключением средств контроля.

Управление технологическим процессом транспорта нефти осуществляется на УППН «Павловка».

Контроль состояния трубопроводов осуществляется наружным осмотром и по показаниям приборов, измеряющих давление и температуру. Контроль технологических параметров работы трубопроводов осуществляется круглосуточно оператором пульта управления на УППН «Павловка».

Таким образом, отслеживание текущего режима работы проектируемого нефтепровода осуществляется автоматически на основании заложенных алгоритмов управления. При этом оперативному персоналу предоставляется возможность наблюдения за ходом процесса и режимами работы оборудования с автоматизированных рабочих мест производственного персонала, расположенных на диспетчерском пункте на площадке УППН «Павловка».

В зоны действия поражающих факторов при аварии на проектируемом объекте существующий диспетчерский пункт и операторная УППН «Павловка» не попадают.

В связи с этим решения по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственным процессом, безопасности находящегося в нем персонала и возможности управления процессом при аварии данным проектом не предусматриваются.

Вновь проектируемый объект не оборудован средствами связи и передачи данных. В нефтяном районе функционирует сеть проводной ведомственной телефонной связи, сеть технологической и производственной радиосвязи.

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

										Лист
										2019/083-PD-GOCHS.GCH
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					99

### 3.14. 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

Эвакуация населения - комплекс мероприятий по организованному выводу и (или) вывозу населения из зон чрезвычайной ситуации или вероятной чрезвычайной ситуаций, а также жизнеобеспечение эвакуированных в районе размещения (ГОСТ Р 22.0.02-16 Безопасность в ЧС, п. 2.3.16).

При технологической аварии на трубопроводе маршруты вывода людей определяются и прокладываются перпендикулярно линейной части трубопровода.

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.

Проезд к месту работы осуществляется в любое время года по асфальтированным автодорогам «Пермь – Екатеринбург», «Голдыри-Орда-Октябрьский», далее по проселочным и промысловым дорогам.

Автопроезды запроектированы в соответствии с СП 37.13330.2012 «Промышленный транспорт» и СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности», обеспечивают перевозку вспомогательных и хозяйственных грузов и проезд технологического, аварийного и пожарного транспорта.

Подъезд к площадке устройств пуска предусмотрен с западной стороны от существующей промысловой дороги.

Профиль подъезда к площадке двухскатный, ширина земляного полотна 6,50 м, ширина проезжей части – 4,50 м, ширина обочин – 1,00 м (СП 37.13330.2012 табл. 7.9).

Внутриплощадочный проезд решен по тупиковой схеме с устройством разворотной площадки 15,0х15,0м.

Профиль внутриплощадочного автопроезда на территории двухскатный, ширина проезжей части – 3,50 м (СП 231.1311500.2015 п.6.1.31).

Подъезд к площадке устройств приема предусмотрен с западной стороны от существующей промысловой дороги.

Профиль подъезда к площадке двухскатный, ширина земляного полотна 6,50 м, ширина проезжей части – 4,50 м, ширина обочин – 1,00 м (СП 37.13330.2012 табл. 7.9).

Дорожная одежда двухслойная из щебня толщиной по оси 0,36 м.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2019/083-PD-GOCHS.GCH				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

Внутриплощадочные проезды выполнены приподнятыми над планировочными отметками прилегающей территории не менее чем на 0,3 м.

Подъезд автотранспорта к проектируемым площадкам осуществляется в любое время года.

Технологические площадки выполнены из бетонных плит имеют бордюр высотой 0,15м, канализованы.

Минимальные расстояния между проектируемыми и существующими сооружениями соответствуют противопожарным требованиям ВНТП 3-85, СП 18.13330.2011, СП 4.13130.2013, ПУЭ.

Ко всем проектируемым сооружениям обеспечен подъезд технологического, аварийного и пожарного транспорта.

Кроме того, предусматривается применение средств индивидуальной защиты людей от воздействия опасных факторов пожара:

- для обеспечения безопасности людей в течение времени, необходимого для эвакуации в безопасную зону, или в течение времени, необходимого для проведения специальных работ по тушению пожара используются средства индивидуальной защиты (в том числе защиты органов зрения и дыхания).

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

Для привлечения внимания людей к опасности, опасной ситуации, их предостережения, устанавливаются знаки безопасности. Знаки безопасности устанавливаются в соответствии с требованиями СТП 09-001-2013 «Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» предупредительными знаками безопасности и надписями.

Схемы путей эвакуации персонала, ввода и передвижения аварийно-спасательных сил и техники на территории проектируемых сооружений на площадках камер пуска и приема очистных устройств приведены в Графической части тома 8 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», 2019/083-PB.GCH).

Проектные решения позволяют, при необходимости, своевременно обеспечить эвакуацию людей, находящихся на территории проектируемых площадок, в момент возникновения аварийной ситуации.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2019/083-PD-GOCHS.GCH						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				



### 3.15. 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;

СУГ – сжиженный углеводородный газ;

АХОВ – аварийно химически опасное вещество;

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;

УППН – установка предварительной подготовки нефти;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

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;

АСУТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

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;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					2019/083-PD-GOCHS.GCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.		Подп.

КЧС – комиссия по чрезвычайным ситуациям;  
ПЧ – пожарная часть;  
ФКУ – Федеральное казенное учреждение

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2019/083-PD-GOCHS.GCH

#### 4 Перечень используемой литературы

1. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения.
2. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения.
3. ГОСТ Р 12.3.047-2012. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
4. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
5. 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.
6. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
7. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
8. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
9. Свод правил СП 165.132 5800-2014 , актуализированная редакция СНиП 2.01.51-90 «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны».
10. Свод правил СП 264.1325800.2016 «Световая маскировка населенных пунктов и объектов народного хозяйства». Актуализированная редакция СНиП 2.01.53-84 (утв. приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 3 декабря 2016 г. № 880/пр).
11. Свод правил СП 94.13330.2016 «Приспособление объектов коммунально-бытового назначения для санитарной обработки людей, специальной обработки одежды и подвижного состава автотранспорта (актуализированная редакция СНиП 2.01.57-85).
12. Свод правил СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
13. Свод правил СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ.
14. Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов, утвержденные приказом Ростехнадзора №515 от 30 ноября 2017 года.
15. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности утв. приказом Ростехнадзора №534 от 15.12.2020.
16. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утвержденные приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 533.
17. Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», утвержденное Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.04.2016 №144.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.GCH	Лист
							104
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

18. Руководство по безопасности "Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи" (приложение 2), утвержденное Приказом Ростехнадзора №317 от 17.08.2015.

19. Руководство по безопасности "Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности", утвержденное приказом Ростехнадзора №272 от 29.06.2016.

20. «Методические рекомендации по определению количества пострадавших при чрезвычайных ситуациях», утвержденные приказом МЧС России от 01.09.2007 № 1-4-60-9-9.

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

22. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Управление рисками и экологическими аспектами», введен Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» №149 от 24.07.2019.

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

24. 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.

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.GCH			105

## Приложения

- А Выписка из реестра членов саморегулируемой организации.
- Б Исходные данные для разработки мероприятий ГО и предупреждения ЧС по проекту «Реконструкция нефтепровода ГЗУ-01401-С-ДНС-0120» (МЧС России, Главное управление МЧС по Пермскому краю).
- В Письма Главного управления МЧС России по Пермскому краю.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									106
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.GCH			

# Приложение А

## Выписка из реестра членов саморегулируемой организации



Форма выписки  
УТВЕРЖДЕНА  
приказом Федеральной службы  
по экологическому, технологическому и  
атомному надзору  
от 4 марта 2019 г. № 86

### ВЫПИСКА ИЗ РЕЕСТРА ЧЛЕНОВ САМОРЕГУЛИРУЕМОЙ ОРГАНИЗАЦИИ

19.01.2021 г.  
(дата)

№ БОП 07-06-11131  
(номер)

#### Ассоциация саморегулируемая организация «Балтийское объединение проектировщиков» (Ассоциация СРО «БОП»)

(полное и сокращенное наименование саморегулируемой организации)

Саморегулируемая организация, основанная на членстве лиц, осуществляющих подготовку проектной документации

(вид саморегулируемой организации)

190103, г.Санкт-Петербург, Рижский пр., д. 3, лит. Б, 2 этаж, помещение 10,  
<http://srobp.ru>, [info@srobp.ru](mailto:info@srobp.ru), +7(812)251-31-01

(адрес места нахождения саморегулируемой организации, адрес официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», адрес электронной почты)

СРО-П-042-05112009

(регистрационный номер записи в государственном реестре саморегулируемых организаций)

выдана Федеральному государственному бюджетному образовательному учреждению высшего образования  
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

(фамилия, имя, в случае, если имеется) отчество заявителя – физического лица или полное наименование заявителя – юридического лица)

Наименование	Сведения
<b>1. Сведения о члене саморегулируемой организации:</b>	
1.1. Полное и (в случае, если имеется) сокращенное наименование юридического лица или фамилия, имя, (в случае, если имеется) отчество индивидуального предпринимателя	Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», ФГБОУ ВО «ПНИПУ»
1.2. Идентификационный номер налогоплательщика (ИНН)	5902291029
1.3. Основной государственный регистрационный номер (ОГРН) или основной государственный регистрационный номер индивидуального предпринимателя (ОГРНИП)	1025900513924
1.4. Адрес места нахождения юридического лица	614990, Пермский край, г.Пермь - ГСП, Комсомольский просп., д. 29
1.5. Место фактического осуществления деятельности <i>(только для индивидуального предпринимателя)</i>	
<b>2. Сведения о членстве индивидуального предпринимателя или юридического лица в саморегулируемой организации:</b>	
2.1. Регистрационный номер члена в реестре членов саморегулируемой организации	253
2.2. Дата регистрации юридического лица или индивидуального предпринимателя в реестре членов саморегулируемой организации <i>(число, месяц, год)</i>	«29» декабря 2009 г.
2.3. Дата <i>(число, месяц, год)</i> и номер решения о приеме в члены саморегулируемой организации	Протокол Совета Партнерства № 38-СП/09 от «29» декабря 2009 г.
2.4. Дата вступления в силу решения о приеме в члены саморегулируемой организации <i>(число, месяц, год)</i>	«29» декабря 2009 г.
2.5. Дата прекращения членства в саморегулируемой организации <i>(число, месяц, год)</i>	
2.6. Основания прекращения членства в саморегулируемой организации	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.GCH	Лист
							107

Наименование	Сведения
<b>3. Сведения о наличии у члена саморегулируемой организации права выполнения работ:</b>	
3.1. Дата, с которой член саморегулируемой организации имеет право выполнять инженерные изыскания <u>осуществлять подготовку проектной документации</u> , 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 объектов использования атомной энергии)	в отношении особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии)
«01» июля 2017 г.	«01» июля 2017 г.
3.2. Сведения об уровне ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, <u>подготовку проектной документации</u> 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):	
а) первый	
б) второй	
в) третий	V не превышает 300 000 000 (триста миллионов) рублей
г) четвертый	
д) пятый*	
е) простой*	в случае если член саморегулируемой организации осуществляет только снос объекта капитального строительства, не связанный со строительством, реконструкцией объекта капитального строительства
<small>* заполняется только для членов саморегулируемых организаций, основанных на членстве лиц, осуществляющих строительство</small>	
3.3. Сведения об уровне ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, <u>подготовку проектной документации</u> 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):	
а) первый	
б) второй	V не превышает 50 000 000 (пятьдесят миллионов) рублей
в) третий	
г) четвертый	
д) пятый*	
<small>* заполняется только для членов саморегулируемых организаций, основанных на членстве лиц, осуществляющих строительство</small>	
<b>4. Сведения о приостановлении права выполнять инженерные изыскания, осуществлять подготовку проектной документации, строительство, реконструкцию, капитальный ремонт, снос объектов капитального строительства:</b>	
4.1. Дата, с которой приостановлено право выполнения работ (число, месяц, год)	
4.2. Срок, на который приостановлено право выполнения работ *	
<small>* указываются сведения только в отношении действующей меры дисциплинарного воздействия</small>	

Директор

(должность уполномоченного лица)



(подпись)

Журавлев А.А.

(инициалы, фамилия)

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

2019/083-PD-GOCHS.GCH

Лист

108

## Приложение Б

Исходные данные для разработки мероприятий ГО и предупреждения ЧС по проекту «Реконструкция нефтепровода ГЗУ-01401-С-ДНС-0120»



**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. Екатеринбургская, 53а, г. Пермь, 614990  
 Телефон: (342) 238-40-01 факс (342) 212-12-52  
 E-mail: pmu@uggs.perm.ru

21.11.19 № 249-3-2-8

На № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_ 2019

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

ул. Ленина, 62, г. Пермь, 614990

На Ваш запрос высылаем «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при проектировании капитального строительства»:

- Реконструкция нефтепровода ГЗУ- 01401 – С-ДНС-0120;
- Реконструкция участков нефтепровода «ДНС – 0225 – УИПН «Куеда» (ПК 00 – ПК- 24146, ПК 183400 – ПК 212104);
- Реконструкция нефтепровода «ДНС – 0333 – УИПН «Гюжан»;
- Реконструкция нефтепровода УИПН «Павловка» - ПСП «Чернушка»;
- Строительство и обустройство скважин Гондыренского месторождения, куст № 914;
- Строительство и обустройство скважин Масинского месторождения (куст №241).

Заместитель начальника Главного управления  
 (по защите, мониторингу и предупреждению ЧС)  
 -начальник управления гражданской защиты  
 полковник

А.В. Шарапов

Л.Г. Маслова  
 (342) 236-09-49

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.GCH	Лист
							109



## Перечень

исходных данных и требований для разработки инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций, включаемых в задание на проектирование.

**От кого:** Главное управление  
МЧС России по Пермскому  
краю

**Кому:** ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

В соответствии с запросом от 01.11.2019 № И-27026 сообщаем исходные данные и требования, подлежащие учету при разработке мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в составе проектной документации объекта капитального строительства «Реконструкция нефтепровода ГЗУ- 01401 – С-ДНС-0120».

### 1. Краткая характеристика объекта капитального строительства.

Проектом предусматривается реконструкция нефтепровода ГЗУ- 01401 – С-ДНС-0120 , протяженностью 9257,0 м.

### 2. Исходные данные о состоянии потенциальной опасности объекта капитального строительства и потенциальной опасности территории, на которой намечается строительство.

Объект проектирования является пожаро-взрыво опасным объектом, в случае аварии по причине выхода нефти-газа в результате нарушения герметичности запорного оборудования или линейной части трубопровода и загрязнение окружающей среды.

### 3. Для разработки инженерно- технических мероприятий гражданской обороны.

Данный объект не категорирован по ГО, расположен на территории Октябрьского муниципального района, не имеющего группы по ГО и попадает в зону возможных сильных разрушений от взрывов и пожаров, происходящих в мирное время в результате аварий на объекте (прил. А. СП 165-1325800.2014).

### 4. Для разработки инженерно-технических мероприятий по предупреждению ЧС природного и техногенного характера.

Представляют опасность имеющие место на объектах нефте - газового хозяйства аварийные ситуации:

- пожары, а также термическое воздействие пожара на окружающую среду, персонал и население.

Предусмотреть в проекте:

- решение по обеспечению беспрепятственной эвакуации людей с территории объекта;
- решение по обеспечению беспрепятственного ввода и передвижения на проектируемом объекте сил и средств ликвидации последствий аварий;
- соблюдение всех норм регламента по пожарной безопасности.

Произвести расчеты по различным сценариям действия сил и средств по локализации и ликвидации возможных пожаров, аварий на рядом расположенных потенциально опасных объектах и транспортных коммуникациях.

### 5. Дополнительные требования.

Проектно-сметную документацию «Реконструкция нефтепровода ГЗУ- 01401 – С-ДНС-0120» представить на экспертизу установленным порядком (представить документы):

- Раздел ИТМ ГО по объекту;
- Задание на проектирование согласованное с ГУ МЧС России по Пермскому краю;

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2019/083-PD-GOCHS.GCH						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

- Общая пояснительная записка (со справкой из ЦГМС с уровнем концентрации вредных веществ и с температурой воздуха).

**6. Нормативные, руководящие и методические документы.**

**Законы Российской Федерации:**

- Федеральный закон № 28-ФЗ «О гражданской обороне» от 12.02.1998 г.;
- Федеральный закон № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 11.11.94 г.;
- Федеральный закон № 116 –ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 г.

**Нормативно-технические документы:**

- ГОСТ Р 23.0.01 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основное положение»;
- ГОСТ 12.1.033 «ССБТ. Пожарная безопасность. Термины и определения»;
- ГОСТ Р 22.0.05 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенных чрезвычайных ситуаций. Термины и определения»;
- ГОСТ Р 22.0.03 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения»;
- ГОСТ Р 55059-2012 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Менеджмент риска чрезвычайной ситуации. Термины и определения»;
- СП 165.1325800.2014 «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Актуализированная редакция СНиП 2.01.51-90»;
- СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы»;
- СП 62.13330.2011 «Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы»;
- Сборник методик по прогнозированию возможных аварий, катастроф, стихийных бедствий в РСЧС;
- 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.

Заместитель начальника  
отдела ИТМ, РХБ и медзащиты



Л.Г. Маслеева

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2019/083-PD-GOCHS.GCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.		Подп.

Приложение В  
Письма Главного управления МЧС России по Пермскому краю



**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

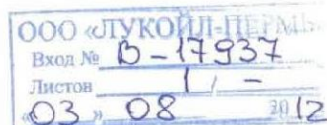
Уважаемый Олег Владимирович!

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 ГОЧС.

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



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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2019/083-PD-GOCHS.GCH

Лист

112



**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. Екатеринбургская, 73а, г. Пермь, 614980  
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. Мазенгу

ул. Ленина, д. 62, г. Пермь, 614990

*Белозерову С.И.  
в работу  
29.06.15*

Уважаемый Игорь Иванович!

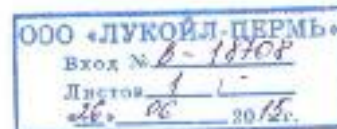
На Ваш запрос сообщаем, что объекты ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в перечне предприятий, указанных в документе, разработанном ЦСИ ВНИИ ГОЧС отсутствуют.

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. Маслова  
(342) 236-09-48



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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2019/083-PD-GOCHS.GCH

Лист

113

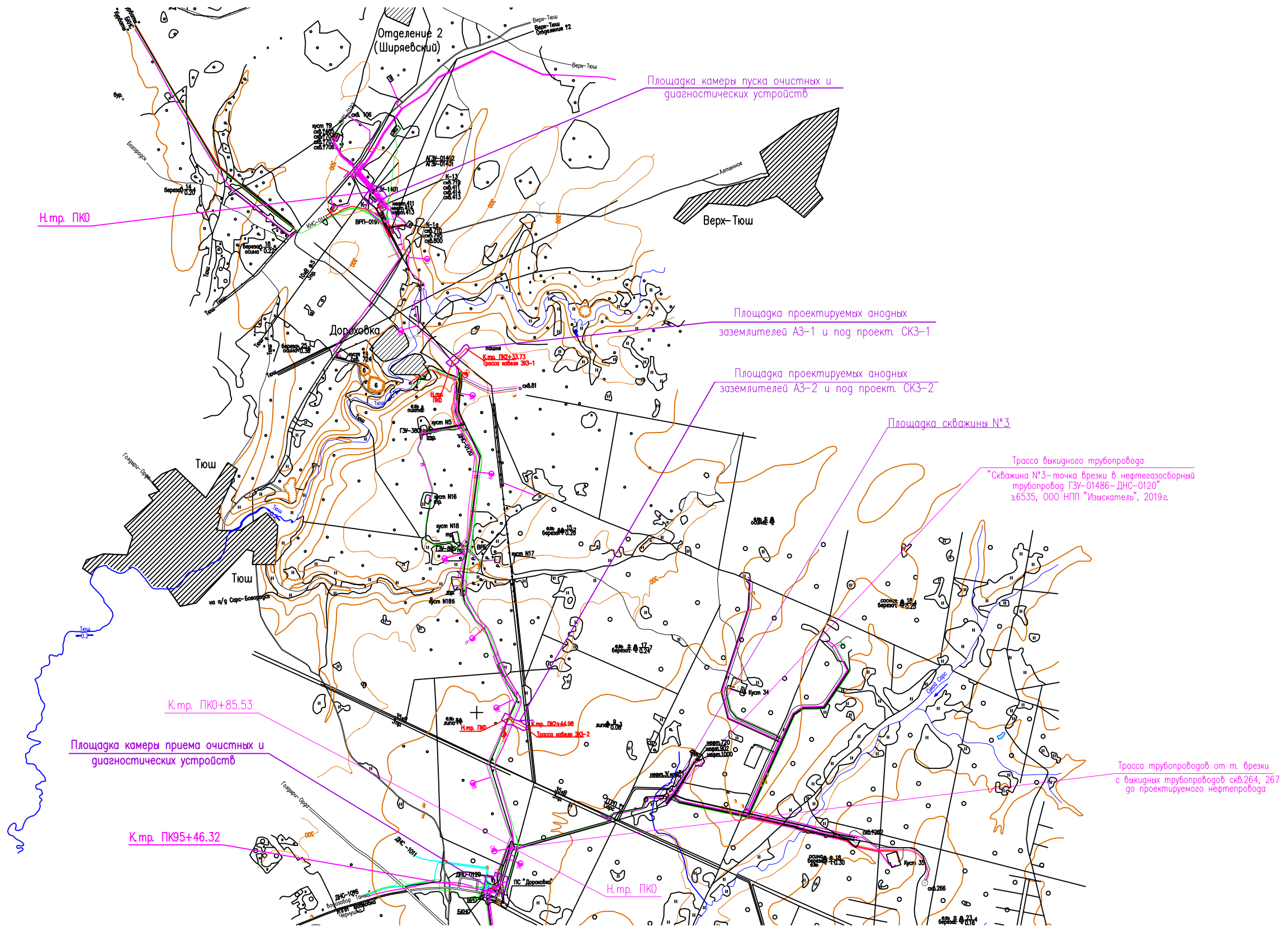
## Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-GOCHS.GCH	Лист
							114



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

М 1:50 000

<b>2019/083-PD-GOCHS.GCH</b>							
Реконструкция нефтепровода ГЗУ-01401-С-ДНС-0120							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
Разработал	Ваганова						
Проверил	Фейгина						
Н.контр.	Вахитова						
Ситуационный план расположения проектируемых объектов					Стация	Лист	Листов
					П	1	
Проектный центр "ПНИПУ-Нефтепроект"							

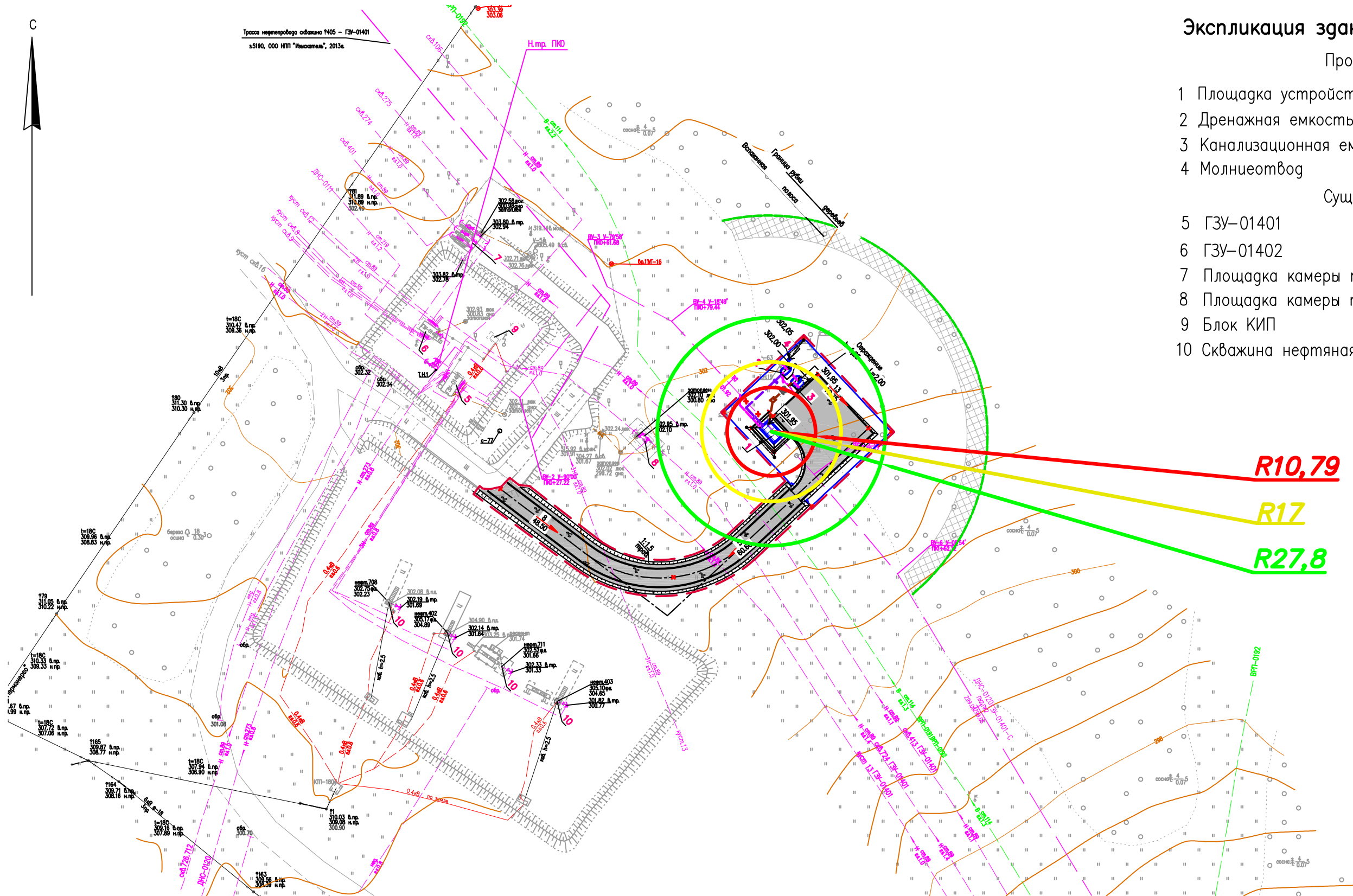
# Экспликация зданий и сооружений

Проектируемые:

- 1 Площадка устройств пуска
- 2 Дренажная емкость V=5м<sup>3</sup>
- 3 Канализационная емкость V=5м<sup>3</sup>
- 4 Молниеотвод

Существующие:

- 5 ГЗУ-01401
- 6 ГЗУ-01402
- 7 Площадка камеры пуска очистных устройств
- 8 Площадка камеры пуска очистных устройств
- 9 Блок КИП
- 10 Скважина нефтяная-4 шт.



**R10,79**

**R17**

**R27,8**

Сценарий С2 :  
 площадь разлива — 365,44 м<sup>2</sup>  
 количество опасного вещества, участвующего в аварии — 16,01 т  
 количество погибших (раненых) — 0 (2)

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

М 1:1000

2019/083-PD-GOCHS.GCH

Реконструкция нефтепровода  
 ГЗУ-01401-С- ДНС-0120

Изм.	Кол. уч.	Лист N док.	Подпись	Дата				
Разраб.	Ваганова				Площадка камеры пуска	Стадия	Лист	Листов
Проверил	Фейгина					П	2	
Н. контр.	Вахитова				Схема зон поражения тепловым излучением при аварийном разрушении проектируемого нефтепровода "ГЗУ-01401-С- ДНС-0120"			
						Проектный центр "ПНИПУ- Нефтепроект"		

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

# Экспликация зданий и сооружений

Проектируемые:

- 1 Площадка устройств приема
- 2 Дренажная емкость V=5м<sup>3</sup>
- 3 Канализационная емкость V=5м<sup>3</sup>
- 4 Молниеотвод

Ранее запроектированные: (зак 6426-ПЗУ филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПинепфть" в г. Перми):

- 5 Площадка камеры приема ОУ
- 6 Дренажный колодец

Существующие:

- 7 Узел пуска очистки
- 8 Дренажная емкость
- 9 Факел
- 10 Камера приема-3шт.
- 11 Дренажная емкость Е-5 V=63м<sup>3</sup>
- 12 Дренажная емкость Е-6 V=16м<sup>3</sup>
- 13 Блок автоматики

Сценарий С2 :

площадь разлива:

- 92,65 м<sup>2</sup> (на площадке камеры приема)
- 1388,07 м<sup>2</sup> (на площадке ДНС-0120)

количество опасного вещества, участвующего в аварии:

- 4,06 т (на площадке камеры приема)
- 60,81 т (на площадке ДНС-0120)

количество погибших (раненых):

- 0 (1) (на площадке камеры приема)
- 0 (2) (на площадке ДНС-0120)

- зона разлива
- безопасно для человека в брезентовой одежде

без негативных последствий в течение неограниченного времени

М 1:1000

R21,03

R26,95

R42,7

R5,43

R9,91

R18

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

				<b>2019/083-PD-GOCHS.GCH</b>				
				Реконструкция нефтепровода ГЗУ-01401-С-ДНС-0120				
Изм.	Кол. уч.	Лист N док.	Подпись	Дата	Площадка камеры приема Конец трассы (площадка ДНС-0102)	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Ваганова				П	3	
Проверил		Фейгина			Схема зон поражения тепловым излучением при аварийном разрушении проектируемого нефтепровода "ГЗУ-01401-С-ДНС-0120"	Проектный центр "ПНИПУ-Нефтепроект"		
Н. контр.		Вахитова						



Трасса нефтепровода сиваскина 1405 - ГЗУ-01401  
 з.5190, ООО НПЗ "Искитим", 2013г.

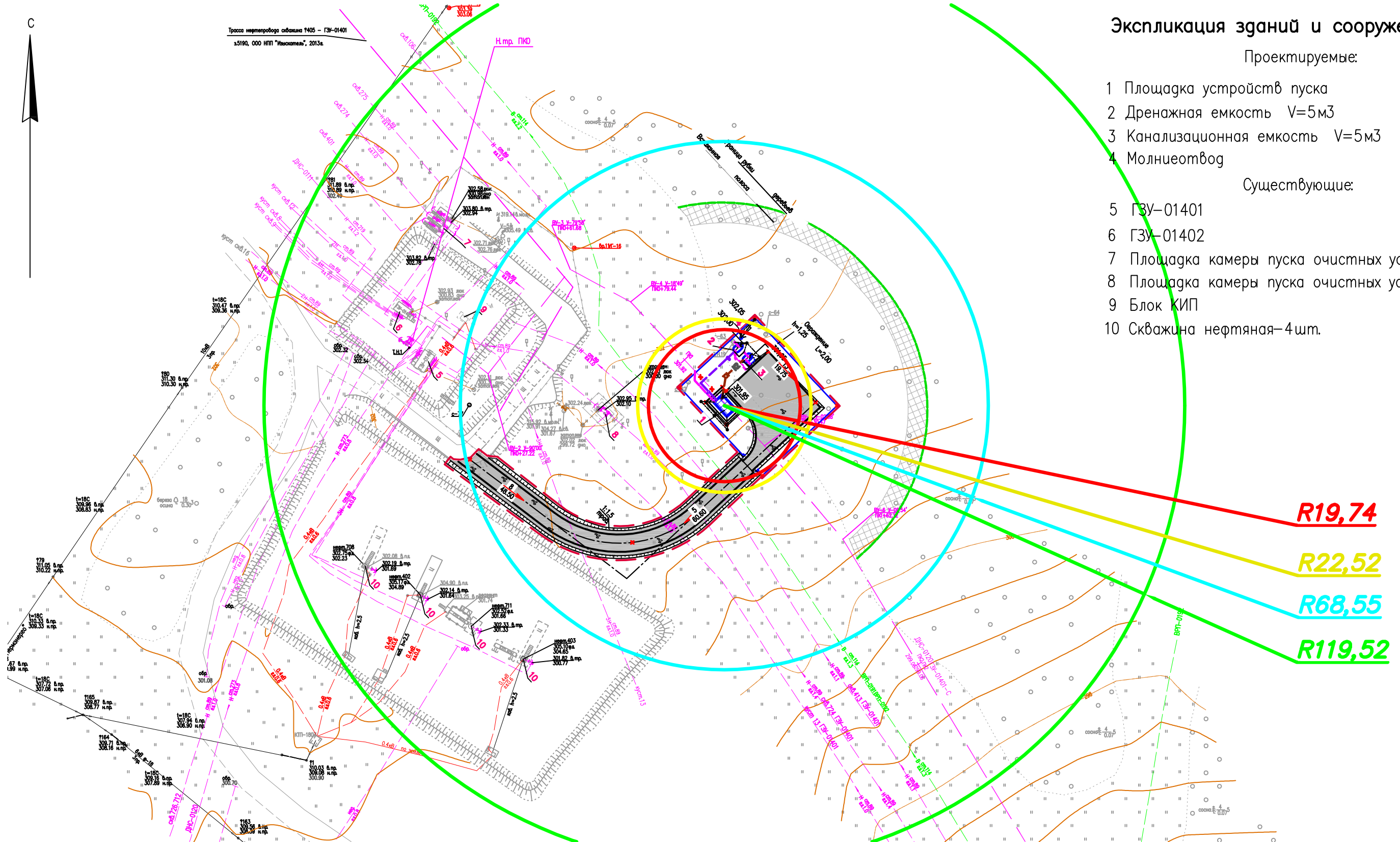
### Экспликация зданий и сооружений

Проектируемые:

- 1 Площадка устройств пуска
- 2 Дренажная емкость V=5м<sup>3</sup>
- 3 Канализационная емкость V=5м<sup>3</sup>
- 4 Молниеотвод

Существующие:

- 5 ГЗУ-01401
- 6 ГЗУ-01402
- 7 Площадка камеры пуска очистных устройств
- 8 Площадка камеры пуска очистных устройств
- 9 Блок КИП
- 10 Скважина нефтяная-4 шт.



**R19,74**

**R22,52**

**R68,55**

**R119,52**

#### Сценарий С3:

поражающий фактор – барическое давление взрыва;  
 масса опасного вещества, участвующего в аварии, кг – 241,72;  
 количество погибших (раненых) – 2(0)

полное разрушение зданий, летальный исход ( $\Delta P = 70$ кПа)

50%-ное разрушение, 50%-ный летальный исход ( $\Delta P = 55$ кПа)

расчетная граница очага поражения ( $\Delta P = 10$ кПа)

нижний порог повреждения человека ( $\Delta P = 5$ кПа)

М 1:1000

2019/083-PD-GOCHS.GCH

Реконструкция нефтепровода  
 ГЗУ-01401-С-ДНС-0120

Изм.	Кол. уч.	Лист	N док.	Подпись	Дата
Разраб.		Ваганова			
Проверил		Фейгина			
Н. контр.		Вахитова			

Площадка камеры пуска	Стадия	Лист	Листов
	П	4	
Схема зон поражения ударной волной взрыва ТВС при аварийном разрушении проектируемого нефтепровода "ГЗУ-01401-С-ДНС-0120"			Проектный центр "ПНИПУ-Нефтепроект"

Взам. инв. N°  
 Подпись и дата  
 Инв. N° пог.д.

# Экспликация зданий и сооружений

Проектируемые:

- 1 Площадка устройств приема
- 2 Дренажная емкость V=5м<sup>3</sup>
- 3 Канализационная емкость V=5м<sup>3</sup>
- 4 Молниеотвод

Ранее запроектированные: (зак 6426–ПЗУ филиал ООО "ЛУКОЙЛ–Инжиниринг" "ПермНИПнефть" в г. Перми):

- 5 Площадка камеры приема ОУ
- 6 Дренажный колодец

Существующие:

- 7 Узел пуска очистки
- 8 Дренажная емкость
- 9 Факел
- 10 Камера приема–3шт.
- 11 Дренажная емкость E–5 V=63м<sup>3</sup>
- 12 Дренажная емкость E–6 V=16м<sup>3</sup>
- 13 Блок автоматики

R30,74

R35,05

R106,6

R185,82

R12,55

R14,32

R43,65

R76,12

Сценарий С3:

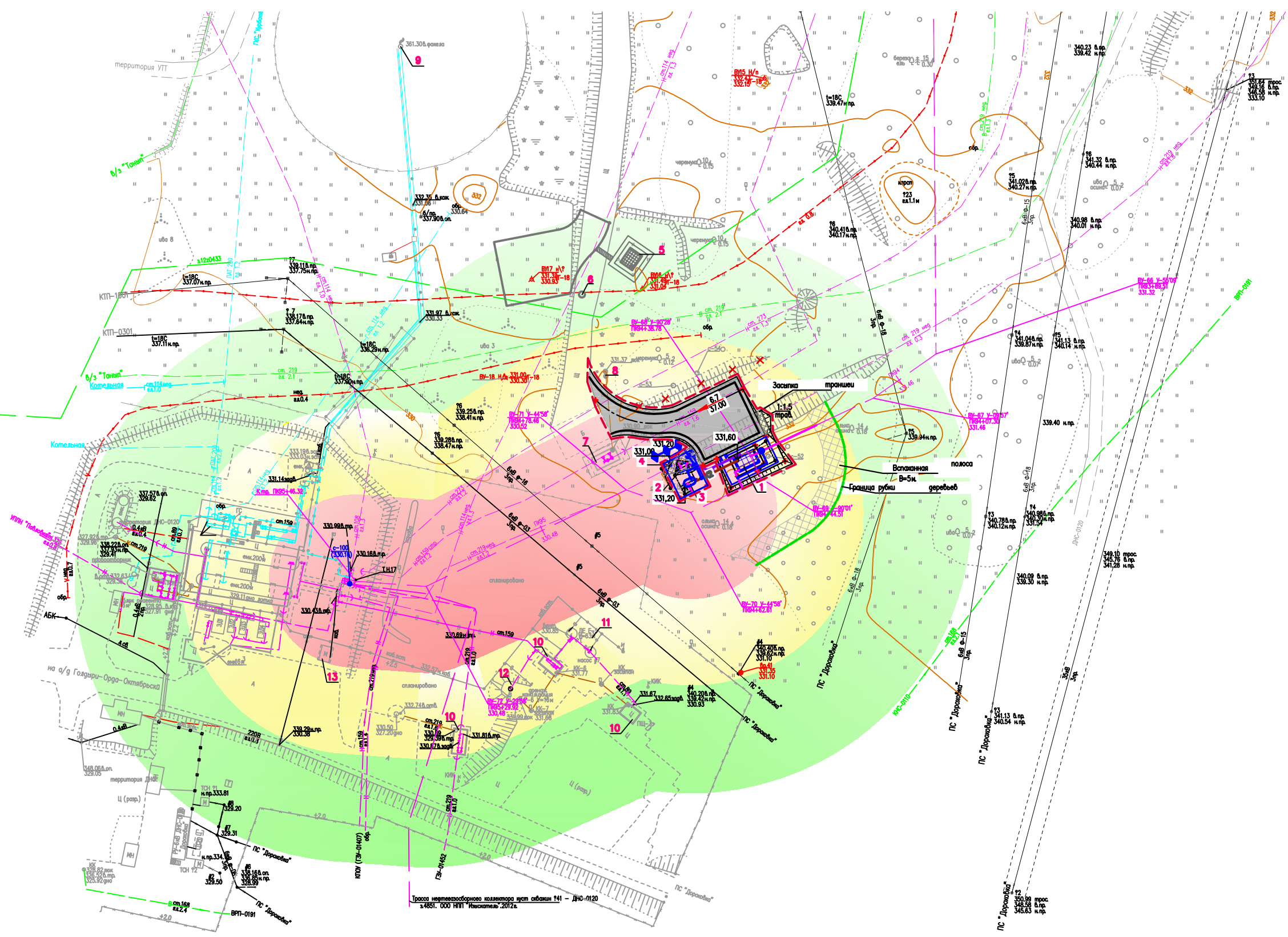
поражающий фактор – барическое давление взрыва;  
 масса опасного вещества, участвующего в аварии (кг):  
 – 61,62 (на площадке камеры приема);  
 – 920,27 (на площадке ДНС–0120).  
 количество погибших (раненых):  
 – 2(0)(на площадке камеры приема);  
 – 3(1)(на площадке ДНС–0120).

- полное разрушение зданий, летальный исход ( $\Delta P = 70 \text{ кПа}$ )
- 50%–ное разрушение, 50%–ный летальный исход ( $\Delta P = 55 \text{ кПа}$ )
- расчетная граница очага поражения ( $\Delta P = 10 \text{ кПа}$ )
- нижний порог повреждения человека ( $\Delta P = 5 \text{ кПа}$ )

М 1:1000

				<b>2019/083–PD–GOCHS.GCH</b>				
				Реконструкция нефтепровода ГЗУ–01401–С–ДНС–0120				
Изм.	Кол. уч.	Лист N док.	Подпись	Дата	Площадка камеры приема Конец трассы (площадка ДНС–0102)	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Ваганова				П	5	
Проверил		Фейгина						
Н. контр.		Вахитова			Схема зон поражения ударной волной взрыва ТВС при аварийном разрушении проектируемого нефтепровода "ГЗУ–01401–С–ДНС–0120"			Проектный центр "ПНИПУ–Нефтепроект"

С



Значение потенциального риска:

- от  $1 \times 10^{-7}$  до  $1 \times 10^{-8}$
- от  $1 \times 10^{-8}$  до  $1 \times 10^{-9}$
- от  $1 \times 10^{-9}$  до  $1 \times 10^{-10}$

М 1:1000

2019/083-PD-GOCHS.GCH

Реконструкция нефтепровода  
ГЗУ-01401-С-ДНС-0120

Изм.	Кол.уч.	Лист N	док	Подпись	Дата	Стация	Лист	Листов
Разработал	Ваганова							
Проверил	Фейгина					Распределение потенциального риска гибели от участка №8 Камера приема – Конец трассы		
Н.контр.	Вахитова							

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

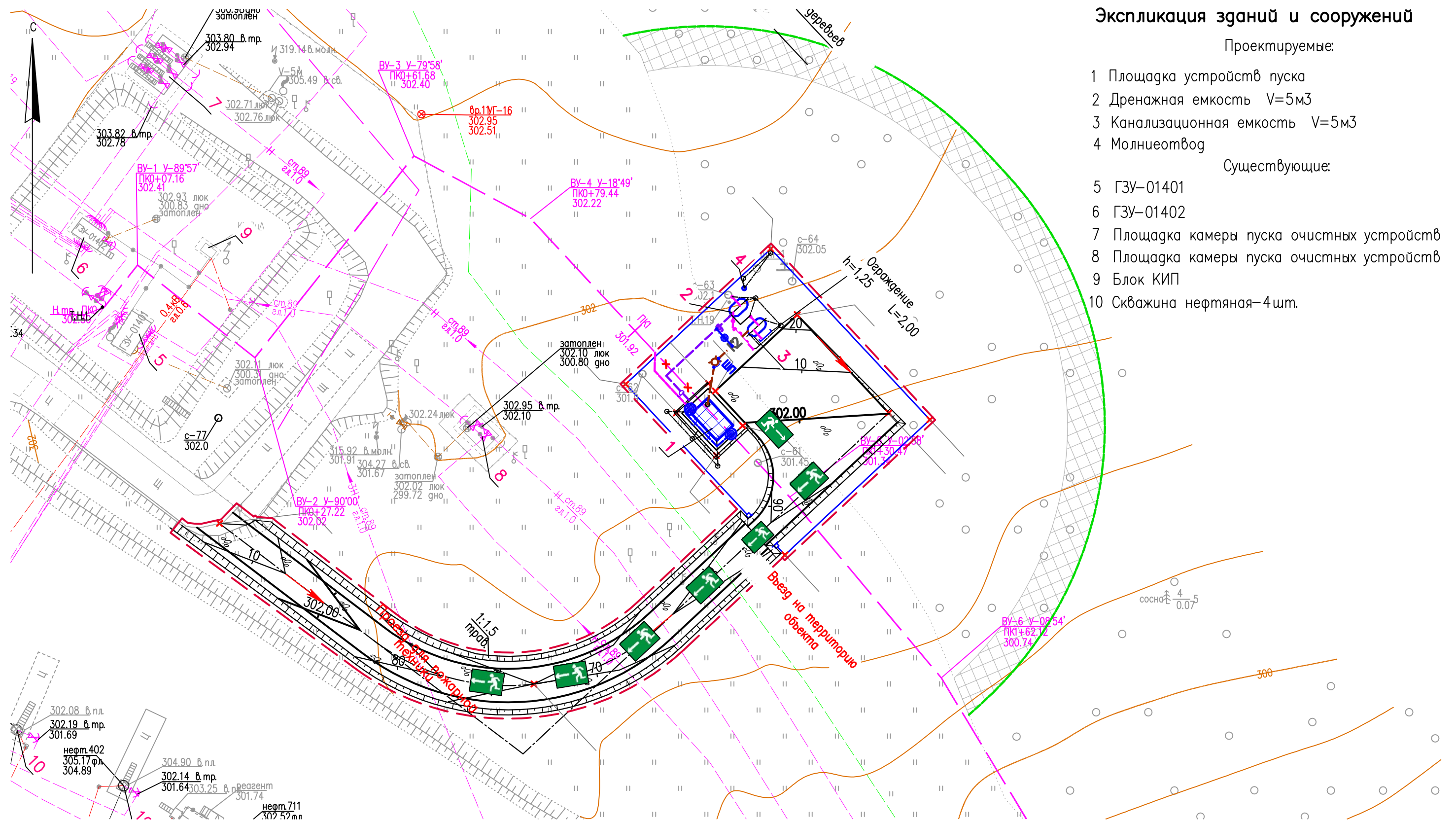
# Экспликация зданий и сооружений

Проектируемые:

- 1 Площадка устройств пуска
- 2 Дренажная емкость V=5м<sup>3</sup>
- 3 Канализационная емкость V=5м<sup>3</sup>
- 4 Молниеотвод

Существующие:

- 5 ГЗУ-01401
- 6 ГЗУ-01402
- 7 Площадка камеры пуска очистных устройств
- 8 Площадка камеры пуска очистных устройств
- 9 Блок КИП
- 10 Скважина нефтяная-4 шт.



Направление эвакуации людей и материальных ценностей

2019/083-PD-GOCHS.GCH

Реконструкция нефтепровода  
ГЗУ-01401-С-ДНС-0120

Изм.	Кол. уч.	Лист	N док.	Подпись	Дата
Разраб.		Ваганова			
Проверил		Фейгина			
Н. контр.		Вахитова			

Площадка камеры пуска

Стадия	Лист	Листов
П	7	

Ситуационный план с обозначением  
подъездов пожарной техники и направления  
эвакуации людей и материальных ценностей

Проектный центр  
"ПНИПУ- Нефтепроект"

M 1:500

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

# Экспликация зданий и сооружений

Проектируемые:

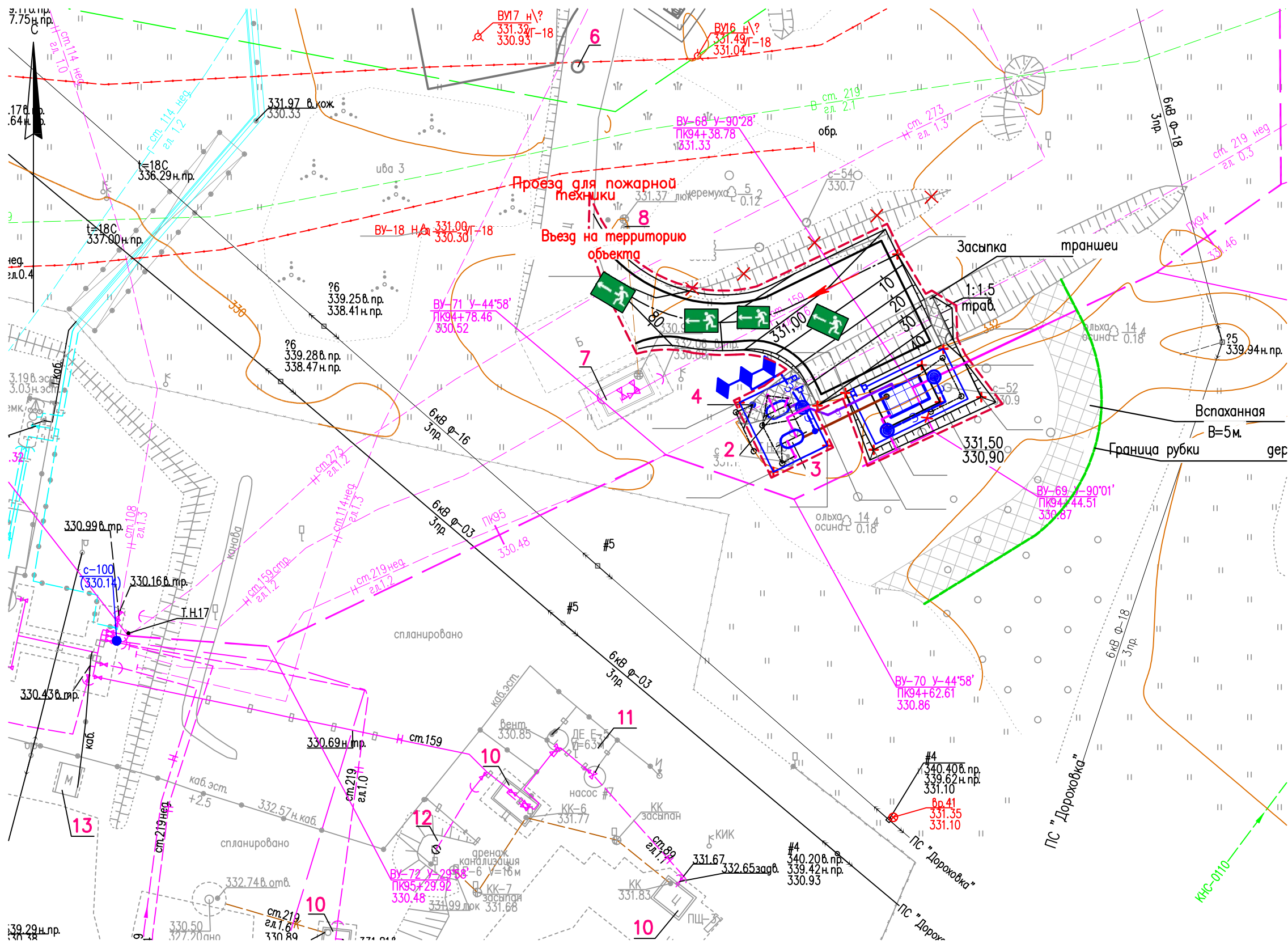
- 1 Площадка устройств приема
- 2 Дренажная емкость V=5м<sup>3</sup>
- 3 Канализационная емкость V=5м<sup>3</sup>
- 4 Молниеотвод


Ранее запроектированные:

- 5 Площадка камеры приема ОУ
- 6 Дренажный колодец

Существующие:

- 7 Узел пуска очистки
- 8 Дренажная емкость
- 9 Факел
- 10 Камера приема—3шт.
- 11 Дренажная емкость E-5 V=63м<sup>3</sup>
- 12 Дренажная емкость E-6 V=16м<sup>3</sup>
- 13 Блок автоматики



 Направление эвакуации людей и материальных ценностей

М 1:500

2019/083-PD-GOCHS.GCH

Реконструкция нефтепровода  
ГЗУ-01401-С-ДНС-0120

Изм.	Кол. уч.	Лист N док.	Подпись	Дата
Разраб.		Ваганова		
Проверил		Фейгина		
Н. контр.		Вахитова		

Площадка камеры приема

Стадия	Лист	Листов
П	8	

Ситуационный план с обозначением  
подъездов пожарной техники и направления  
эвакуации людей и материальных ценностей

Проектный центр  
"ПНИПУ- Нефтепроект"

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