

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 1 «Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий»

2019/083-PD-AB

Том 10.1

Договор №

2019/083

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2019

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 1 «Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий»

2019/083-PD-AB

Том 10.1

Договор №

2019/083

Заместитель директора  
по проектированию

Д.Г.Малыхин

Главный инженер проекта

Д.Ю.Минин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2019

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



## Содержание

1	Цель и задачи анализа риска .....	5
1.1	Общие сведения о проектируемом объекте .....	5
1.1.1	Идентификация и классификация опасных производственных объектов .....	6
1.2	Данные о топографии и месторасположении проектируемого объекта .....	7
1.2.1	Данные о топографии района расположения проектируемого объекта.....	7
1.2.2	Наличие и границы запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта.....	9
1.2.3	Данные о природно-климатических условиях в районе расположения проектируемого объекта.....	9
1.3	Данные о персонале и проживающем вблизи населении .....	12
1.3.1	Данные о размещении персонала проектируемого объекта по его административным единицам и составляющим .....	12
1.3.2	Данные о размещении близлежащих организаций, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов аварии.....	13
1.3.3	Данные о размещении близлежащих населенных пунктов, которые могут оказаться в зонах действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии .....	13
2	Анализ безопасности.....	16
2.1	Характеристика опасных веществ .....	16
2.2	Данные о технологии и аппаратурном оформлении .....	19
2.2.1	Перечень основного технологического оборудования .....	19
2.2.2	Данные о распределении опасных веществ по оборудованию .....	21
2.3	Описание технических решений по обеспечению безопасности.....	22
2.3.1	Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ.....	22
2.3.2	Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ.....	25
3	Анализ риска .....	26
3.1	Результаты анализа условий возникновения и развития аварий .....	26
3.1.1	Выявление возможных причин и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на проектируемом объекте.....	26
3.1.2	Определение сценариев возможных аварий.....	27
3.2	Определение частоты возникновения аварий .....	28
3.3	Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета .....	31
3.4	Оценка количества опасных веществ, способных участвовать в аварии.....	32
3.5	Определение зон действия основных поражающих факторов при различных сценариях аварии.....	35

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

						2019/083-PD-AB.TCH					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Ваганова					АНАЛИЗ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙ			П	1	72
Проверил	Фейгина								<b>Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»</b>		
Н. контр.	Вахитова										
ГИП	Минин										

3.5.1 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов загрязнения ОПС при аварийных выбросах (сценарий С <sub>1</sub> ) .....	36
3.5.2 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлива (сценарий С <sub>2</sub> ).....	36
3.5.3 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов взрывов ТВС в открытом пространстве (сценарий С <sub>3</sub> ).....	42
3.6 Оценка возможного числа пострадавших, с учетом смертельно пораженных среди персонала и населения в случае аварии .....	51
3.7 Расчет показателей риска .....	53
3.8 Экологический ущерб .....	61
4 Выводы и предложения .....	65
4.1 Оценка уровня безопасности опасного производственного объекта .....	65
4.2 Перечень основных проектных решений, направленных на уменьшение риска аварий .....	68
4.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий	68
5 Перечень используемой литературы.....	70
Приложение А Сведения об аттестации разработчиков раздела проектной документации в области промышленной безопасности.....	70
Таблица регистрации изменений .....	72

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

## 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.

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

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

Канцелярия: (342) 219-80-70.

Исполнители раздела проектной документации:

Д.Г. Малыхин	Заместитель директора по проектированию
А.С. Топчиенко	Заместитель Главного инженера
Д.Ю. Минин	Главный инженер проекта
Сектор экологии и промышленной безопасности:	
Т.А. Фейгина	Главный специалист
Е.О. Ваганова	Инженер 2 категории

Сведения об аттестации разработчиков раздела проектной документации в области промышленной безопасности представлены в Приложении А.

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

## 1 Цель и задачи анализа риска

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

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

Анализ риска объекта, согласно Руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», утвержденному Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.04.2016 №144, включает следующие этапы:

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

### 1.1 Общие сведения о проектируемом объекте

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

В соответствии с заданием на проектирование, максимальная перспективная загрузка 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-AB.TCH	Лист
							5
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

### 1.1.1 Идентификация и классификация опасных производственных объектов

Согласно приложению 1 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (в редакции №271-ФЗ от 29.07.2018), проектируемый нефтепровод является опасным производственным объектом, на котором обращаются опасные вещества: горючая жидкость и воспламеняющийся газ – нефть и попутный нефтяной газ.

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

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

Вещество		Признаки идентификации						
Наименование	Количество, т	Воспламеняющиеся и горючие газы, т	Горючие жидкости, т		Токсичные вещества, т	Высокотоксичные вещества, т	Окисляющие вещества, т	Взрывчатые вещества, т
			на складах и базах	в технологическом процессе				
<b>Существующие сооружения на ОПО «Система промысловых трубопроводов Дороховского нефтяного месторождения»</b>								
нефть	9166,59 (390,17*)		-	9166,59 (390,17*)	-	-	-	-
газ	4,09	4,09	-	-	-	-	-	-
<b>Проектируемые сооружения</b>								
нефть	204,13	-	-	204,13	-	-	-	-
газ	3,89	3,89						
<b>Всего с учетом проектируемых сооружений на ОПО «Система промысловых трубопроводов Дороховского нефтяного месторождения»</b>								
нефть	8980,55		-	8980,55	-	-	-	-
газ	7,98	7,98	-	-	-	-	-	-
<b>I класс опасности</b>		<b>2000 и более</b>	<b>500000 и более</b>	<b>2000 и более</b>	<b>2000 и более</b>	<b>200 и более</b>	<b>2000 и более</b>	<b>500 и более</b>
<b>II класс опасности</b>		<b>200 и более, но менее 2000</b>	<b>50000 и более, но менее 500000</b>	<b>200 и более, но менее 2000</b>	<b>200 и более, но менее 2000</b>	<b>20 и более, но менее 200</b>	<b>200 и более, но менее 2000</b>	<b>50 и более, но менее 500</b>
<b>III класс опасности</b>		<b>20 и более, но менее 200</b>	<b>1000 и более, но менее 50000</b>	<b>20 и более, но менее 200</b>	<b>20 и более, но менее 200</b>	<b>2 и более, но менее 20</b>	<b>20 и более, но менее 200</b>	<b>менее 50</b>
<b>IV класс опасности</b>		<b>1 и более, но менее 20</b>	<b>-</b>	<b>1 и более, но менее 20</b>	<b>1 и более, но менее 20</b>	<b>0,1 и более, но менее 2</b>	<b>1 и более, но менее 20</b>	<b>-</b>

\*В существующем нефтепроводе, подлежащем реконструкции

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-AB.TCH	Лист
							6

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.

## 1.2 Данные о топографии и месторасположении проектируемого объекта

### 1.2.1 Данные о топографии района расположения проектируемого объекта

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

Ближайшие населенные пункты: Дороховка, Тюш.

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

В геоморфологическом отношении участок изысканий 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 промысловым 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.

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

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.

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).

Проектируемые сооружения расположены восточнее ограждения площадки ГЗУ-01401. В пределах проектируемых сооружений поверхность задернована, растут деревья. Рельеф ровный.

В геоморфологическом отношении площадка камеры приема очистных и диагностирующих устройств расположена на водораздельном пространстве рек Су-

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

хой Бартым (левобережный приток реки Верхний Бартым) и Сухой Сарс (правобережный приток реки Сарс).

Проектируемые сооружения расположены восточнее ограждения площадки ДНС-0120. Поверхность задернована, растут деревья. Рельеф ровный.

Проектируемые сооружения расположены на навале грунта. Поверхность задернована.

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

### **1.2.2 Наличие и границы 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 запретительными 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 300 м.

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

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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2019/083-PD-AB.TCH						9
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

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 изысканий метеостанции Октябрьский, расположенной в 13–20 км юго-восточнее участка изысканий, 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 изысканий 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.

*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. Гололédный сезон на рассматриваемой территории начинается обычно в октябре и заканчивается в мае, однако явления гололédа (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;

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

- 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-В (СП 14.13330), район расположен в пределах зоны с интенсивностью и повторяемостью 5 баллов по шкале MSK-64 с 5% вероятностью возможного превышения в течение 50 лет указанных на карте значений интенсивности сейсмических воздействий, что соответствует повторяемости сейсмических сотрясений в среднем один раз в 1000 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 1.1 приведена оценка территории строительства по категории устойчивости относительно интенсивности карстовых провалов на 1 км<sup>2</sup>.

Таблица 1.1 - Оценка территории строительства по категории устойчивости относительно интенсивности карстовых провалов на 1 км<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-01401-С-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);	IV-Г
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		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2019/083-PD-AB.TCH

Лист

11

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 протококарстовой 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-01401С-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-01401С - 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, 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 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.

### 1.3 Данные о персонале и проживающем вблизи населения

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

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. Количество рабочих мест соответствует терри-

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

тории обслуживания и определено согласно «Типовым нормативам численности рабочих, занятых в добыче нефти и норм обслуживания оборудования», утвержденным Миннефтепромом приказом № 176 от 18.04.1969 и № 397 от 18.07.1969. Увеличение численности работников не требуется.

Нефтепровод ГЗУ-01401С – ДНС-0120 находится в зоне ответственности бригады по добыче нефти и газа №0106 ЦДНГ №1, численность которой составляет 30 человек:

- мастер по добыче нефти, газа и конденсата - 1 человек;
- оператор по добыче нефти и газа 6 разряда - 1 человек;
- оператор по добыче нефти и газа 5 разряда - 3 человек;
- оператор по добыче нефти и газа 4 разряда - 25 человек.

Нефтепровод строится взамен существующего, поэтому численность обслуживающего персонала останется без изменений.

На площадке ДНС-0120 в максимальную смену могут находиться не более 3-х человек.

Обход проектируемого нефтепровода (ГЗУ-01401С в том числе) 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.

Ко всем проектируемым сооружениям предусматриваются проезды и площадки обслуживания.

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

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

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

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

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

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

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

Ситуационный план расположения проектируемых объектов представлен ниже на рисунке 1.1.

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



## 2 Анализ безопасности

### 2.1 Характеристика опасных веществ

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

Характеристики опасных веществ приведены ниже (таблица 2.1).

Таблица 2.1 - Сведения об опасном веществе

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
<b>1 Нефть</b>		
1 Название вещества 1.1 химическое 1.2 торговое	Нефть - сложная смесь различных органических соединений (в основном углеводородов)	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
2 Формула эмпирическая	В состав нефти входят: предельные углеводороды $C_nH_{2n+2}$ ; циклопарафины $C_nH_{2n}$ (в основном это циклопентан, циклогексан и их гомологи); ароматические углеводороды $C_nH_{2n-6}$ (в основном гомологи бензола); многоядерные полинафтенновые и ароматические углеводороды, содержащие различные боковые цепи	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
3 Содержание: % вес.		Данные лабораторных исследований
- серы	0,9 – 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	ГН 2.2.5.3532-18 ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны
6.1 ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup>	10 (аэрозоль)	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-AB.TCH	Лист
							17

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
12 Средства защиты	При работе с высокими концентрациями (зачистка аппаратов и т.п.) шланговые противогазы с принудительной подачей воздуха (ПШ-1, ПШ-2, ДПА-2, и др.), при меньших концентрациях углеводородов в нефти - фильтрующий 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 Мин-здравсоцразвития России от 17.12.2010 №1122н «Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи работникам смывающих и (или) обезвреживающих средств и стандарта безопасности труда «Обеспечение работников смывающими и (или) обезвреживающими средствами»
13 Методы перевода вещества в безвредное состояние	Вентиляция помещения с целью уменьшения концентрации паров сернистых и ароматических соединений в воздухе	
14 Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	1) Вынести пострадавшего в безопасное место, проветрить помещение 2) Определить наличие самостоятельного дыхания 3) При отсутствии признаков жизни приступить к сердечно-легочной реанимации, вызвать скорую медицинскую помощь 4) При восстановлении дыхания придать пострадавшему устойчивое боковое положение 5) Обеспечить постоянный контроль за дыханием до прибытия скорой помощи	Памятка по оказанию первой помощи пострадавшим, (Москва, 2015) разработанная Министерством Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий

## 2 Попутный нефтяной газ

1 Название вещества	Попутный нефтяной газ	Справочник химика. Т.4, М.: Наука, 1990
2 Формула	Сложная смесь углеводородов (в основном ряда метана) и неорганических соединений	
3 Параметры газа		Данные лабораторных исследований
3.1 Состав, мольное содержание, %		
Сероводород	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	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2019/083-PD-AB.TCH

Лист

18

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
3.3 Температура кипения, °С	Основные компоненты – C <sub>1</sub> – C <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
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)	ГН 2.2.5.3532-18 ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны
6.1 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> ) 300 (в пересчете на углерод)	
6.2 LCt <sub>50</sub>	960 (по этану)	
6.3 PCt <sub>50</sub>	720 (по этану)	Вредные вещества в промышленности. Т.1. Органические вещества: справочник для химиков, инженеров, врачей / под ред. Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной. – Л.: Химия, 1976
7 Реакционная способность	При обычных температурах – инертный	

## 2.2 Данные о технологии и аппаратурном оформлении

### 2.2.1 Перечень основного технологического оборудования

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

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

Таблица 2.2 - Перечень основного проектируемого технологического оборудования

№ 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
5	Запорные устройства (узел №1-5)	шт.	5	Типа 30с515нж (ЗКЛ2 250х40)

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

## 2.2.2 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

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

Таблица 2.3 – Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Технологический блок, оборудование			Кол-во опасного вещества (тонн)		Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование технологического блока	Наименование оборудования, № по схеме	Длина участков 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	4,0	5÷15
<b>Итого опасных веществ на проектируемом объекте:</b>					<b>нефть</b>	<u>204,13</u>	
					<b>газ</b>	3,89	

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-AB.TCH	Лист
							21

## 2.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности

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

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

- выбор оптимального технологического режима работы нефтепровода;
- процесс транспорта рабочей среды полностью герметизирован, что предотвращает утечки, разливы нефти, выделение нефтяного газа в окружающую среду и создание взрывоопасных концентраций в воздухе рабочей зоны, выброс вредных веществ в окружающую среду;
- все оборудование и арматура стальные, приняты на давление значительно превышающее расчетное;
- запорная и предохранительная арматура имеет класс герметичности «А» по ГОСТ Р 54808-2011; 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 антикоррозийная 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

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

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 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;

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

- 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 - 273x6,0 – 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 (89x5мм);

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

- 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 строительно-монтажных 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  $1,25P_{\text{раб}}=5,0$  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 СП 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.

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

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

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

- герметизированная схема технологического процесса;
- соединение труб между собой на сварке, трубопроводы не имеют фланцевых или других разъемных соединений, кроме мест установки арматуры или присоединения к оборудованию;
- на переходах через реки, в начале и конце проектируемого нефтепровода предусматриваются отключающие задвижки;
- для предотвращения несанкционированного вмешательства узлы задвижек размещаются в ограждениях;
- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ;
- устройство бордюра по периметру площадки с технологическим оборудованием для сбора возможных проливов нефти при эксплуатации и текущем ремонте;
- сбор производственно-ливневых стоков в закрытую систему, исключающую сброс вредных веществ в окружающую среду.
- выбранные материалы для проектируемого нефтепровода обеспечивают его надежную и безопасную эксплуатацию в течение принятого срока службы, экономичность объекта, минимальность выбросов загрязняющих веществ; согласно паспортным данным заводов-изготовителей срок службы запорной арматуры – не менее 20 лет, расчетный срок службы труб и деталей трубопроводов – 20 лет.

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

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

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

### 3 Анализ риска

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

#### 3.1 Результаты анализа условий возникновения и развития аварий

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### 3.1.2 Определение сценариев возможных аварий

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 разливом опасного вещества - нефти, выбросом газа, пожарами разлива, горением факела, образованием облаков ТВС и их взрывами в открытом пространстве. Основными поражающими факторами в случае аварий являются открытое пламя, тепловое излучение, ударная волна и разлет осколков разрушенного оборудования (трубопроводов).

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

Сценарий 1 (С<sub>1</sub>) – разлив/выброс опасного вещества (нефть, природный газ), сопровождающийся загрязнением промплощадки/окружающей среды.

Сценарий 2 (С<sub>2</sub>) – пожар разлива в открытом пространстве, возникающий при проливе опасного вещества (нефть) из разрушенного технологического оборудования и 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 3.1).

Таблица 3.1 – Схемы развития типовых сценариев аварий

№ сценария	Схема развития сценария
С <sub>1</sub> Разливание/выброс нефти, газа	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание в пределах площадки → загрязнение промплощадки и окружающей среды – ОС (за счет испарения)
С <sub>2</sub> Пожар разлива	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание в пределах площадки → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлива → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение
С <sub>3</sub> Взрыв ТВС	Полная или частичная разгерметизация оборудования → образование взрывоопасной ТВС (за счет испарения нефти) → взрыв ТВС при наличии источника инициирования → поражение оборудования и персонала ударной волной
Примечания 1 При описании схем развития большинства типовых сценариев аварий в качестве 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. 2 При определении типовых сценариев аварии цепное развитие аварии, как типовое, не рассматривалось из-за множества комбинаций схем развития	

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

2019/083-PD-AB.TCH

Лист

27

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

Таблица 3.2 - Перечень основных сценариев возможных аварий

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

### 3.2 Определение частоты возникновения аварий

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

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

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

Тип аварии	Частота разгерметизации	Источник данных
<i>Трубопровод Ду более 150мм</i>		
Разрыв трубопровода на полное сечение диаметром	$1,0 \cdot 10^{-7}$ /м в год	Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», утвержденное Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.04.2015 №144.
Истечение через отверстие с эффективным диаметром 10% от номинального диаметра	$5,0 \cdot 10^{-7}$ /м в год	
<i>Трубопровод Ду 75 – 150 мм</i>		
Разрыв трубопровода на полное сечение диаметром	$3,0 \cdot 10^{-7}$ /м в год	ГОСТ 12.1.004-91* (приложение 3, таблица 9)
Истечение через отверстие с эффективным диаметром 10% от номинального диаметра	$2,0 \cdot 10^{-6}$ /м в год	
Задвижка	0,04468 1/год	

Интенсивность отказов ( $\lambda$ ) на проектируемых сооружениях может быть определена по формуле:

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

где:

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

$n$  - количество задвижек;

$p$  - вероятность крупномасштабной аварии (0,005);

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

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

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

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



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

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

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

Следовательно:

- вероятность горения разлива нефти = 0,05 (сценарий С<sub>2</sub>);
- вероятность (отложенного) взрывного превращения облака ТВС = 0,1x0,05 = 0,005 (сценарий С<sub>3</sub>);

- вероятность аварии без воспламенения (загрязнение ОПС) равна единице за минусом суммы всех сценариев соответствующей группы (сценарий С<sub>1</sub>).

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

Таблица 3.5 – Оценка частоты отказов на проектируемом нефтепроводе

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>
Трубопровод от т.вр.с выкидного трубопровода скважины №267 до проектируемого н/пр.	3,72·10 <sup>-5</sup>	2,48·10 <sup>-4</sup>	3,52·10 <sup>-5</sup>	1,86·10 <sup>-6</sup>	1,86·10 <sup>-7</sup>

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

2019/083-PD-AB.TCH

Лист

30

### 3.3 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета

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

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

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

1) Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств", утвержденные приказом Ростехнадзора от 15.12.2013 № 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.

При проведении оценок вероятности аварий, причинения вреда персоналу и населению применялись графоаналитические методы «дерево отказов» и «дерево событий», рекомендованные Руководством по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», а также методы математической статистики.

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

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

Также оцениваются следующие параметры:

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-AB.TCH	Лист
							31

### 3.4 Оценка количества опасных веществ, способных участвовать в аварии

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

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:

- 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 отсекающими.

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

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

Количество опасных веществ, способных участвовать в аварии по выбранным сценариям, представлено ниже (таблицы 3.6, 3.7, 3.8).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-AB.TCH	Лист
							32
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Таблица 3.6 – 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
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 нефтепровода, 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.

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2019/083-PD-AB.TCH						33
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

Таблица 3.7 - 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

Таблица 3.8 - Сценарий С<sub>3</sub> - взрыв облака ТВС. Поражающий фактор - барическое давление взрыва

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-AB.TCH	Лист 34
------	---------	------	-------	-------	------	--------------------	------------

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
Площадка камеры приема	0,00018	616,16	61,62
<i>Участок 8</i> 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 и площадки камер пуска и приема 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.

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

Основными опасными последствиями аварий, возможных на проектируемом объекте являются:

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

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

В качестве основных поражающих факторов аварий рассматриваются:

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

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



$\tau$  - коэффициент пропускания атмосферы.

Высота пламени вычисляется по формуле:

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

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

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

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

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 3.9).

Таблица 3.9 – 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

Графики зависимости интенсивности теплового воздействия от расстояния от геометрического центра пролива при рассмотренных авариях приведены ниже (рисунки 3.1 – 3.2).

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

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

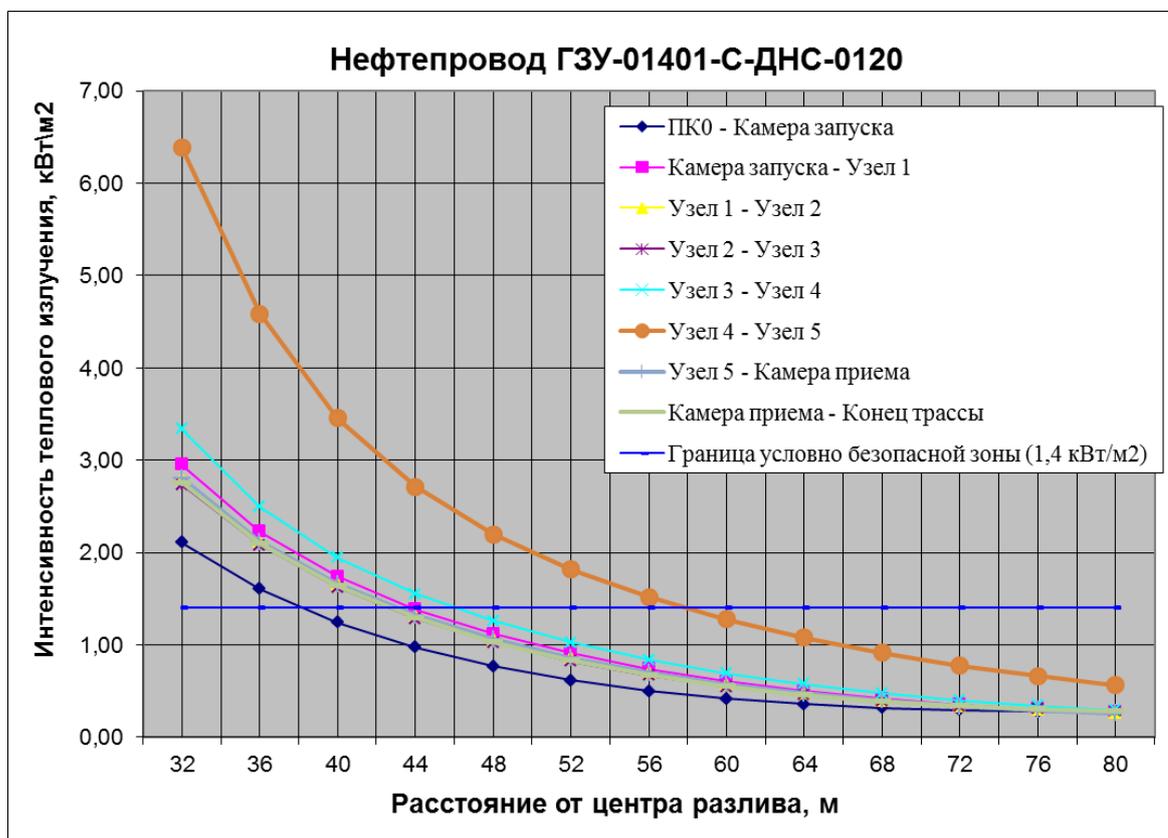


Рисунок 3.1 – Зависимость интенсивности теплового воздействия от расстояния от геометрического центра пролива при аварии на участках с 1 по 8 проектируемого нефтепровода

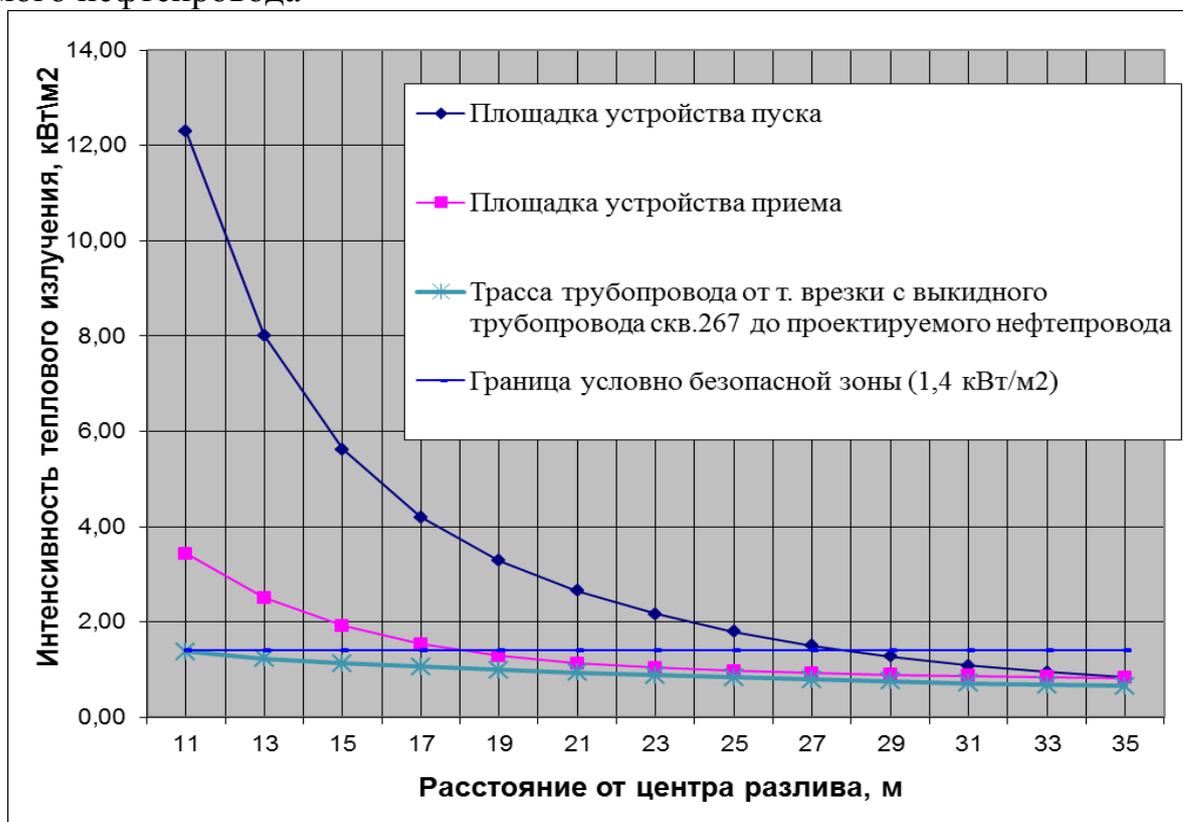


Рисунок 3.2 – Зависимость интенсивности теплового воздействия от расстояния от геометрического центра пролива при аварии на площадках камер пуска и приема и на выкидном трубопроводе от скважины №267.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2019/083-PD-AB.TCH

Лист

38



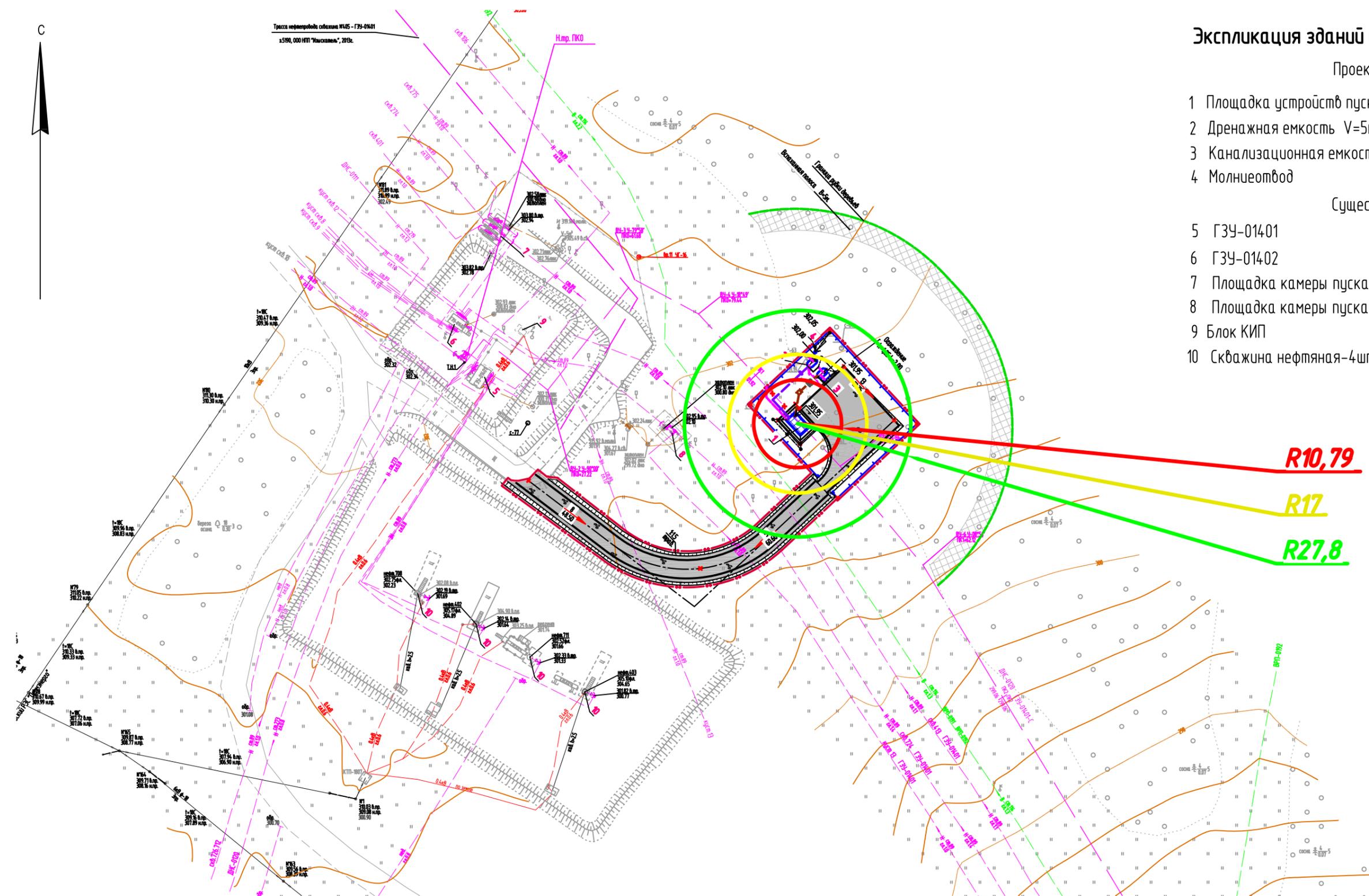
### Экспликация зданий и сооружений

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-4шт.



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

Рисунок 3.3. Схема зон поражения тепловым излучением при аварийном разрушении проектируемого нефтепровода "ГЗУ-01401-С-ДНС-0120" на площадке камеры пуска

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

М 1:1000

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

2019/083-PD-AB.TCH

Лист  
40

### 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-ПЗУ1 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 Е-5 V=63м<sup>3</sup>
- 12 Дренажная емкость Е-6 V=16м<sup>3</sup>
- 13 Блок автоматики

К.пр. ПК95+46.32

R21,03

R26,95

R42,7

R5,43

R9,91

R18

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

M 1:1000

Рисунок 3.4. Схема зон поражения тепловым излучением при аварийном разрушении проектируемого нефтепровода "ГЗУ-01401-С-ДНС-0120" на площадке камеры приема и на конце трассы на площадке ДНС-0102

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док	Подпись	Дата

2019/083-PD-AB.TCH



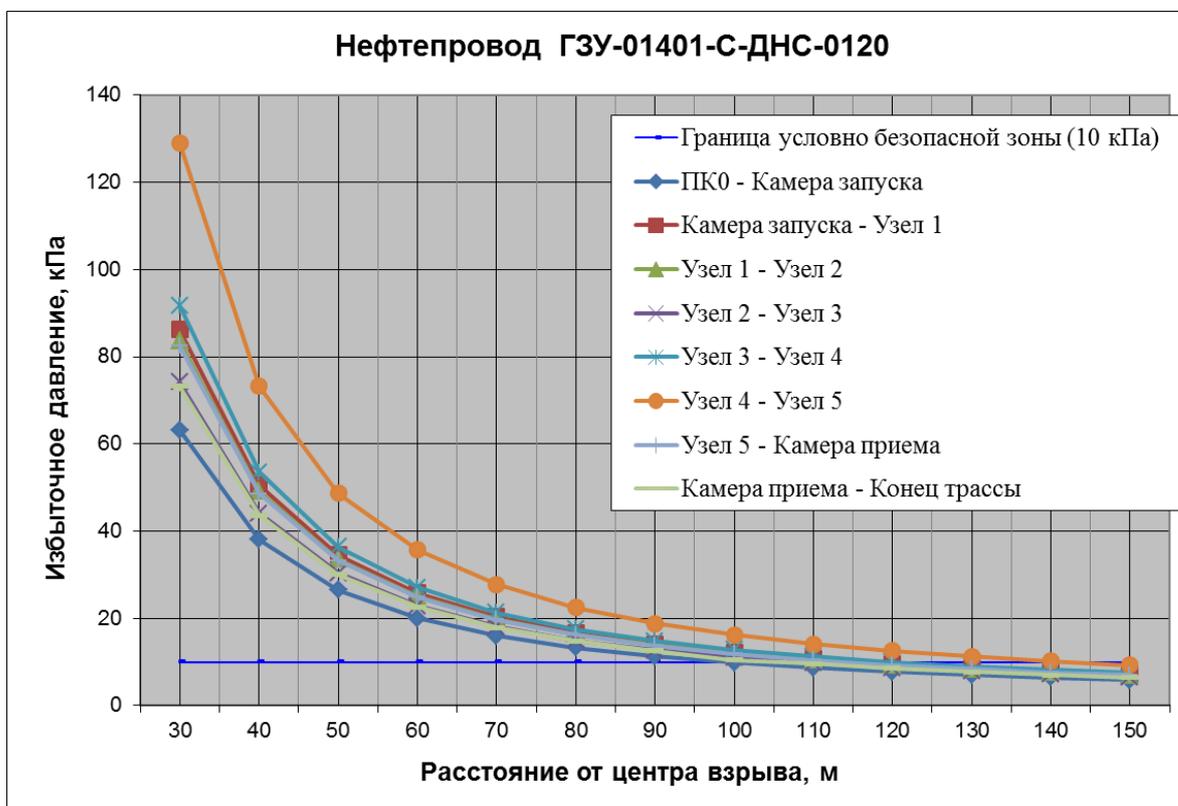


Рисунок 3.5 - Зависимость избыточного давления  $\Delta p$  от расстояния  $r$  при рассматриваемых авариях на участках с 1 по 8 проектируемого нефтепровода

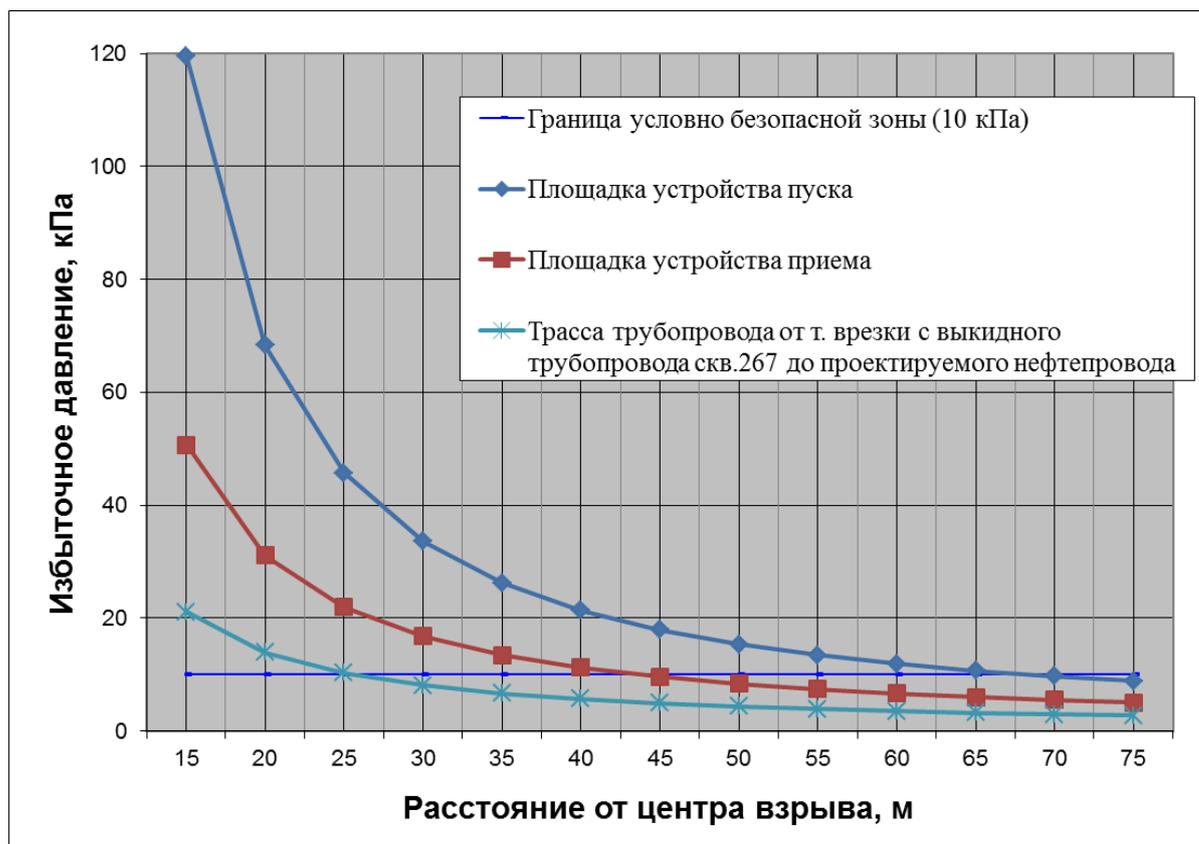


Рисунок 3.6 - Зависимость избыточного давления  $\Delta p$  от расстояния  $r$  при рассматриваемых авариях на площадках камер пуска и приема и на выкидном трубопроводе от скважины №267.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2019/083-PD-AB.TCH

Лист

43

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

Таблица 3.11 - Предельно допустимые значения избыточного давления при взрыве ГВС

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-AB.TCH	Лист
							44
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Таблица 3.12 - Результаты расчетов по воздействию ударной волны при аварии 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 3.13, приведены расстояния от центра очага поражения до расчетной границы очага поражения.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-AB.TCH	Лист
							45
Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					

Таблица 3.13 – 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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2019/083-PD-AB.TCH						46
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

Таблица 3.14 – 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
<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;

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

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

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 ТВС при аварии на площадке ДНС-0120 и камер пуска (приема) очистных устройств приведены ниже (рисунки 3.7 - 3.8).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2019/083-PD-AB.TCH	Лист
								48
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			

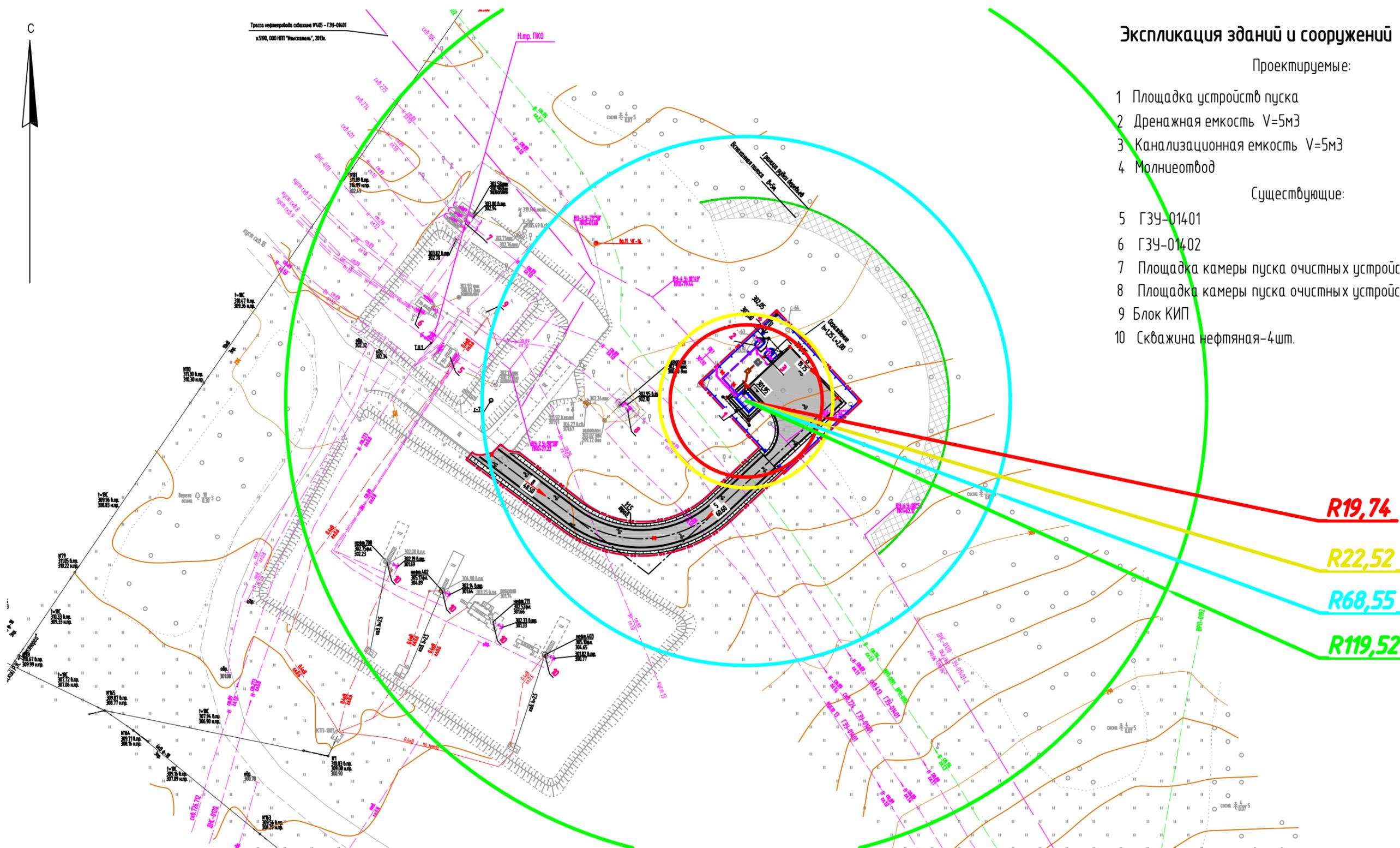
### Экспликация зданий и сооружений

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-4шт.



Сценарий СЗ:

поражающий фактор – барическое давление взрыва;  
 масса опасного вещества, участвующего в аварии, кг –241,72;  
 количество погибших (раненых) – 2(0)

- 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 ( $\Delta P = 5 \text{ кПа}$ )

— полное разрушение зданий, летальный исход ( $\Delta P = 70 \text{ кПа}$ )

Рисунок 3.7. Схема зон поражения ударной волной взрыва ТВС при аварийном разрушении проектируемого нефтепровода "ГЗУ-01401-С-ДНС-0120" на площадке камеры пуска

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

М 1:1000

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

2019/083-PD-AB.TCH

Лист  
49

### 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-ПЗУ1 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-Зшт.
- 11 Дренажная емкость Е-5 V=63м<sup>3</sup>
- 12 Дренажная емкость Е-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

- 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 ( $\Delta P = 5 \text{ кПа}$ )

M 1:1000

Рисунок 3.8. Схема зон поражения ударной волной взрыва ТВС при аварийном разрушении проектируемого нефтепровода "ГЗУ-014-01-С-ДНС-0120" на площадке камеры приема и на конце трассы на площадке ДНС-0102

Сценарий СЗ:  
 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).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док	Подпись	Дата

2019/083-PD-AB.TCH

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

После определения интенсивности и зон действия поражающих факторов при каждом сценарии аварии оценка ожидаемого числа пострадавших производилась перемножением плотности распределения персонала на площадь зоны поражающего фактора («Методические рекомендации по определению количества пострадавших при чрезвычайных ситуациях», 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:

- 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 могут периодически 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 обслуживающего персонала проектируемого объекта приведена ниже (таблица 3.15).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									51
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-AB.TCH			



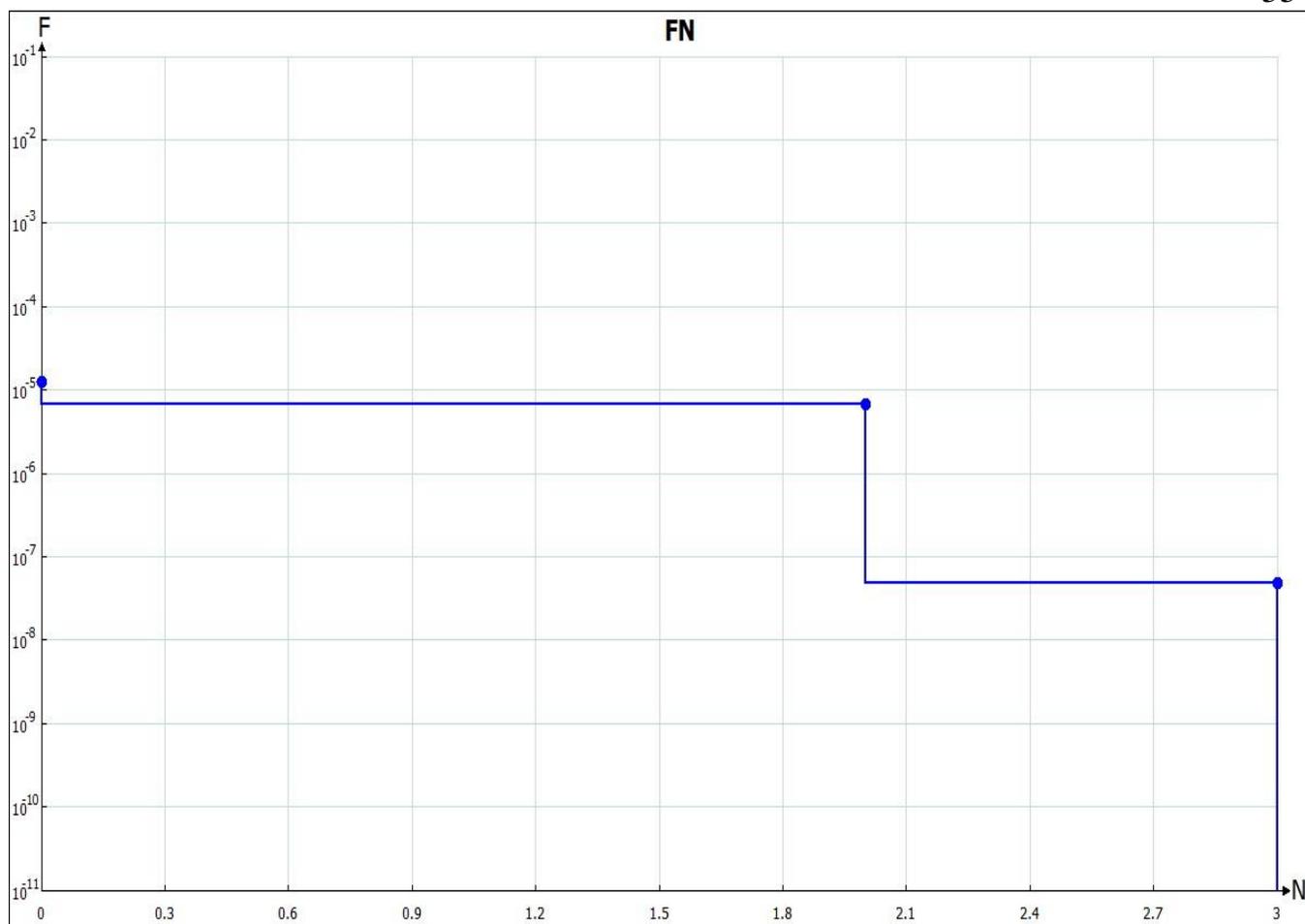


Рисунок 3.9. F-N диаграмма вероятности гибели и несмертельного поражения людей.

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

### 3.7 Расчет показателей риска

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

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

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

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

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

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

Потенциальный риск определяют по формуле:

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

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

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

$n$  – число ветвей логической схемы.

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

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

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

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.

Таблица 3.16 – Условная вероятность поражения (гибели) человека избыточным давлением при разрушении проектируемого нефтепровода

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

$$P_r = -12,8 + 2,56 \cdot \ln(t \cdot q^{1.33})$$

$$\text{где } t = t_0 + \frac{x}{v_1}$$

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

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-AB.TCH	Лист
							55

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

Таблица 3.17 – Условная вероятность поражения (гибели) человека тепловым воздействием пожара разлива при разрушении проектируемого нефтепровода

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
<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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									56
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-AB.TCH			

Таблица 3.18 – 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>
<i>Участок 1</i> 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	
<i>Площадка камеры пуска</i>						
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	
<i>Участок 2</i> 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	
<i>Узел 1</i>						
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	
<i>Участок 3</i> 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	
<i>Узел 2</i>						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	$2,24 \cdot 10^{-5}$	0	$2,05 \cdot 10^{-6}$	0	$8,51 \cdot 10^{-7}$

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

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

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	$2,24 \cdot 10^{-6}$	91,43		38,00	
<i>Участок 4</i> 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	
<i>Участок 5</i> Узел 3 - Узел 4						
Горение разлива нефти	Тепловое воздействие	$7,17 \cdot 10^{-6}$	0	$6,77 \cdot 10^{-7}$	0	$3,37 \cdot 10^{-7}$
Сгорание облака с развитием избыточного давления	Ударная волна	$7,17 \cdot 10^{-7}$	94,43		47,00	
Узел 4						
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	
<i>Участок 6</i> Узел 4 – Узел 5						
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	
Узел 5						

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

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

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	$1,12 \cdot 10^{-5}$	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>						
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	
<u>Трубопровод от т.вр.с выкидного трубопровода скважины №267 до проектируемого н/пр.</u>						
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	

На рисунке 3.10 представлено распределение потенциального риска гибели на участке №8 Камера приема - Конец трассы.

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

2019/083-PD-AB.TCH

Лист

59



Величина индивидуального и коллективного риска гибели при аварии на проектируемых сооружениях приведена ниже, таблица 3.19.

Таблица 3.19 - 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».

### 3.8 Экологический ущерб

В результате реализации аварии в окружающую среду попадают опасные химические вещества – нефть и природный газ. Образующийся в результате экологический ущерб может иметь следующие составляющие:

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

***Экологический ущерб от загрязнения атмосферы продуктами свободного испарения нефти.***

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

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

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

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

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

$M_i$  – масса выбрасываемых загрязняющих веществ, т;

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

5 – повышающий коэффициент за аварийные выбросы.

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

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

где  $M_i$  – масса свободно испаряющегося топлива, т;

$W$  – интенсивность испарения, кг/(с·м<sup>2</sup>);

$S$  – площадь испарения, м<sup>2</sup>;

$t$  – время испарения, с.

Интенсивность испарения определяется по формуле:

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

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

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

$M$  – молярная масса, г/моль;

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

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

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

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

Ущерб определяется исходя из массы загрязняющих веществ, образующихся при сгорании нефти, в соответствии со значениями, приведенными ниже (таблица 3.21).

Таблица 3.21 - Удельные выбросы вредных веществ в атмосферу в соответствии с «Методикой расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов» (согласована Минприроды РФ 09.08.96) и базовый норматив платы

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

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

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

Итого: при сгорании 1 тонны нефти плата за выбросы загрязняющих веществ составляет 33,81 рубля.

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

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

где  $Y$  – размер ущерба, тыс. руб.;

5 – повышающий коэффициент;

$H_{\delta.a.}$  – базовый норматив платы за выброс загрязняющих веществ, образующихся при сгорании 1 тонны нефти;  $H_{\delta.a.} = 33,81$  руб./т;

$M_y$  – масса выгорающей нефти, т.

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

### **Ущерб от загрязнения нефтью почв**

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

$$УЩ_{загр} = СХВ \times S \times Kr \times Kисх \times Тх, \text{ где:}$$

$УЩ_{загр}$  - размер вреда (руб.);

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

$S$  - площадь загрязненного участка (кв. м);

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

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

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

### **Экологический ущерб от загрязнения нефтью водных объектов.**

Расчет платы за загрязнение нефтью водных объектов проведен в соответствии с Постановлением правительства Российской Федерации от 13 сентября 2016 г. № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах».

Ущерб при разлинии нефти на поверхность водного объекта (штраф за загрязнение водного объекта нефтью) определяется по формуле:

$$Y = 5 \cdot M_y \cdot H_{\delta.в.}$$

где  $Y$  – размер ущерба, руб.;

5 - повышающий коэффициент за аварийный сброс нефти в водный объект;

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

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

$M_y$  - масса нефти, оставшейся в воде после мероприятий по ликвидации разлива, т;

$H_{б.в.}$  - базовый норматив платы за сброс 1 тонны в поверхностный водный объект в пределах установленного лимита, руб./т.  $H_{б.в.}(нефть)=14711,7$  руб./т.

Данные о величине возможных экологических ущербов (штрафов) приведены ниже (таблица 3.22)

Таблица 3.22 - Возможный экологический ущерб при аварии на проектируемом нефтепроводе

Вид аварии	Возможный гипотетический ущерб при полной разгерметизации трубопровода, тыс.руб.				Экологический риск, тыс. руб./год
	Почве	Водным объектам	Атмосф. воздуху	Общий ущерб	
<u>Участок 1</u> ПК0 - Камера пуска					
Разлив и испарение	1228109,32	-	21138,06	1249247,38	$1,23 \times 10^{-2}$
Разлив и горение	1228109,32	-	8396,24	1236505,56	$6,45 \times 10^{-4}$
Площадка камеры пуска					
Разлив и испарение	-	-	7048,53	7048,53	$4,47 \times 10^{-3}$
Разлив и горение	-	-	2810,70	2810,70	$9,44 \times 10^{-5}$
<u>Участок 2</u> Камера пуска – Узел 1					
Разлив и испарение	1932337,03	-	34210,85	1967054,58	$2,59 \times 10^{-1}$
Разлив и горение	1932337,03	-	13210,85	1945547,88	$1,36 \times 10^{-2}$
<u>Участок 3</u> Узел 1 – Узел 2					
Разлив и испарение	923201,02	2750424,42	33060,48	3706685,92	$4,33 \times 10^{-1}$
Разлив и горение	923201,02	2750424,42	12623,34	3686248,78	$2,28 \times 10^{-2}$
<u>Участок 4</u> Узел 2 - Узел 3					
Разлив и испарение	1550010,46	-	27345,22	1577355,68	$1,03 \times 10^{-1}$
Разлив и горение	1550010,46	-	10596,99	1560607,45	$5,41 \times 10^{-3}$
<u>Участок 5</u> Узел 3 - Узел 4					
Разлив и испарение	2134948,12	-	38233,39	2173181,51	$2,95 \times 10^{-1}$
Разлив и горение	2134948,12	-	14596,05	2149544,17	$1,54 \times 10^{-2}$
<u>Участок 6</u> Узел 4 - Узел 5					
Разлив и испарение	3461582,63	-	63883,74	3525466,37	1,31
Разлив и горение	3461582,63	-	23665,88	3485248,51	$6,83 \times 10^{-2}$
<u>Участок 7</u> Узел 5 - Камера приема					
Разлив и испарение	1851186,26	-	32419,74	1883606,00	$1,12 \times 10^{-1}$
Разлив и горение	1851186,26	-	12656,05	1863842,31	$5,84 \times 10^{-3}$
Площадка камеры приема					
Разлив и испарение	-	-	1796,71	1796,71	$1,14 \times 10^{-3}$
Разлив и горение	-	-	712,71	712,71	$2,39 \times 10^{-5}$
<u>Участок 8</u> Камера приема – конец трассы					
Разлив и испарение	1561573,55	-	26835,19	1588408,75	1,01
Разлив и горение	1561573,55	-	10676,05	1572249,60	$5,28 \times 10^{-2}$
Трубопровод от т.вр.с выкидного трубопровода скважины №267 до проектируемого н/пр.					
Разлив и испарение	19851,55	-	353,17	20204,72	$7,11 \times 10^{-4}$
Разлив и горение	19851,55	-	135,72	19987,27	$3,72 \times 10^{-5}$

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

2019/083-PD-AB.TCH

Лист

64

## 4 Выводы и предложения

### 4.1 Оценка уровня безопасности опасного производственного 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.

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).

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2019/083-PD-AB.TCH						65
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

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

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/083-PD-AB.TCH	Лист
							66

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

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

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

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

2. Персонал предприятия хорошо обучен и готов к действиям по локализации и ликвидации пожароопасных ситуаций и пожаров – с персоналом, обслуживающим объекты нефтедобычи ЦДНГ-1, регулярно проводятся учебно-тренировочные занятия по защите и действиям при авариях.

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

Обобщенный уровень безопасности объекта можно оценить по таблице, представленной ниже (таблица 4.1), в которой приведена матрица для определения опасности территорий (зон) по критерию «частота реализации – социальный ущерб».

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

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

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.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2019/083-PD-AB.TCH

Лист

67

#### 4.2 Перечень основных проектных решений, направленных на уменьшение риска аварий

С целью уменьшения риска аварий проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- герметизированная схема технологического процесса;
- все трубопроводы, оборудование и арматура приняты стальные на давление, превышающее технологическое;
- повышенная толщина стенки трубопроводов относительно расчетной;
- соединение труб между собой на сварке, трубопроводы не имеют фланцевых или других разъемных соединений, кроме мест установки арматуры или присоединения к оборудованию;
- надземные стальные трубопроводы, оборудование и арматура покрываются краской для защиты от атмосферной коррозии в соответствии с СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ";
- подземная часть нефтепровода защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ;
- система неразрушающего контроля сварных соединений стальных трубопроводов и несущих конструкций;
- испытание оборудования и трубопроводов после монтажа и ремонта;
- повышенное давление испытания трубопроводов;
- расположение проектируемых сооружений и трубопроводов с учетом требований действующих норм и правил;
- автоматизированная система управления технологическим процессом;
- заземление оборудования и трубопроводов;
- молниезащита оборудования;
- электрохимическая защита;
- внутреннее и внешнее антикоррозионное покрытие трубы;
- оснащение обслуживающего персонала переносными газоанализаторами, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ;
- применение электрооборудования во взрывозащищенном исполнении;
- фундаменты рассчитаны на нагрузку, обеспечивающую безопасность оборудования и трубопроводов;
- обязательный контроль за качеством выполнения строительного-монтажных работ.

#### 4.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий

Для снижения риска аварий на проектируемом объекте, в первую очередь необходимо строгое соблюдение норм и правил эксплуатации взрывопожаро-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			2019/083-PD-AB.TCH					68
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		

опасных объектов, с учетом климатической зоны расположения проектируемого объекта.

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

- проведением строительных работ согласно проектной документации;
- проведением профилактической и плановой работы по выявлению дефектов оборудования, отдельных узлов и деталей, их ремонта или замены;
- осуществлением контроля за общим комплексом мероприятий по повышению технологической дисциплины и увеличения ресурса работы оборудования, выполнением аварийно-ремонтных и восстановительных работ в соответствии с требованиями техники безопасности, охраны труда и правил технической эксплуатации;
- проведением своевременного контроля трубопроводов и запорной арматуры, их техническое обслуживание и текущий ремонт;
- проведением систематического наблюдения за состоянием технологических сооружений, коррозионным состоянием металлических конструкций, осадкой фундаментов, состоянием кровли, их теплоизоляции и остекления; своевременным проведением ремонта перечисленных элементов;
- заключением договоров с производителями на сервисное обслуживание оборудования для обеспечения квалификационного его ремонта;
- проведением сертификации качества применяемого оборудования и материалов с использованием услуг независимых организаций;
- поддержанием в исправности и постоянной готовности средств пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения, средств автоматической сигнализации предельной загазованности;
- обеспечением надлежащего хранения и ведения проектно-сметной и эксплуатационной документации и поддержанием нормативных запасов материально-технических ресурсов для ликвидации аварий;
- совершенствованием мероприятий по профессиональной и противоаварийной подготовке производственного персонала, их обучение способам защиты и действиям в аварийных ситуациях;
- усилением физической защиты объектов, организацией телевизионного наблюдения за территорией для исключения несанкционированного на них доступа.

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

- проводить все проектные и строительные работы с учетом настоящего анализа;
- переработать имеющийся в ЦДНГ-1 План ликвидации аварийных разливов нефти.

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

## 5 Перечень используемой литературы

1. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения.
2. ГОСТ Р 12.3.047-2012. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
3. ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».
4. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (в редакции №271-ФЗ от 29.07.2018).
5. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (в редакции №538-ФЗ от 27.12.2018).
6. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов", утвержденные приказом Ростехнадзора от 30.11.2017 № 515.
7. СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ.
8. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
9. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
10. СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования».
11. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности утв. приказом Ростехнадзора №534 от 15.12.2020.
12. 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.
13. Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», утвержденное Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.04.2016 №144.
14. Сборник методик по прогнозированию возможных аварий, катастроф, стихийных бедствий в РСЧС (книги 1 и 2). – М.: МЧС России, 1994.
15. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Управление рисками и экологическими аспектами», введен Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 24.07.2019.
16. 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.
17. 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» от 26.08.2019.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2019/083-PD-AB.TCH						70
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

# Приложение А Сведения об аттестации разработчиков раздела проектной документации в области промышленной безопасности

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»  
Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»

## Комиссия по промышленной безопасности

(наименование аттестационной комиссии)

ПРОТОКОЛ № 04-19/12-2019

« 19 » декабря 2019 г.

г. Пермь

Председатель:

Заместитель директора

Проектного центра «ПНИПУ-Нефтепроект»

(должность)

Ладыгин А.Н.

(фамилия, инициалы)

Члены комиссии:

Начальник сектора обустройства нефтяных  
и газовых месторождений

Проектного центра «ПНИПУ-Нефтепроект»

(должность)

Булдаков С.Ю.

(фамилия, инициалы)

Руководитель группы сектора водоснабжения

Систем ППД и транспорта газа

Проектного центра «ПНИПУ-Нефтепроект»

(должность)

Соснина Л.А.

(фамилия, инициалы)

Ведущий инженер сектора технического контроля

Проектного центра «ПНИПУ-Нефтепроект»

(должность)

Зиганшин Ш.С.

(фамилия, инициалы)

Проведена проверка знаний руководителей и специалистов

ПНИПУ, Проектного центра «ПНИПУ-Нефтепроект»

(наименование организации, подразделения)

в объеме, соответствующем должностным обязанностям.

№ п/п	Фамилия, имя, отчество	Должность	Причина проверки знаний	Результаты проверки знаний			
				Области аттестаций *			
				А	Б	Г	Д
1	Фейгина Татьяна Александровна	Главный специалист	повторная	сдано: 1.	сдано: 2.3. сдано: 2.13.		

Председатель

( А.Н. Ладыгин )

Члены комиссии

( С.Ю. Булдаков )

( Л.А. Соснина )

( Ш.С. Зиганшин )



Устанавливается Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2019/083-PD-AB.TCH

Лист

71

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»  
Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»

Комиссия по промышленной безопасности

(наименование аттестационной комиссии)

ПРОТОКОЛ № 47-22/06-2016

« 22 » июня 2016 г.

г. Пермь

Председатель:

Директор

Проектного центра «ПНИПУ-Нефтепроект»  
(должность)

Ладыгин А.Н.  
(фамилия, инициалы)

Члены комиссии:

Заместитель главного инженера

Проектного центра «ПНИПУ-Нефтепроект»  
(должность)

Топчиенко А.С.  
(фамилия, инициалы)

Начальник бюро главных инженеров проектов

Проектного центра «ПНИПУ-Нефтепроект»  
(должность)

Ковалев Д.Ю.  
(фамилия, инициалы)

Ведущий инженер сектора авторского надзора

Проектного центра «ПНИПУ-Нефтепроект»  
(должность)

Зиганшин Ш.С.  
(фамилия, инициалы)

Проведена проверка знаний руководителей и специалистов

ПНИПУ, Проектного центра «ПНИПУ-Нефтепроект»

(наименование организации, подразделения)

в объеме, соответствующем должностным обязанностям.

№ п/п	Фамилия, имя, отчество	Должность	Причина проверки знаний	Результаты проверки знаний			
				Области аттестации *			
				А	Б	Г	Д
1	Ваганова Екатерина Олеговна	Инженер	первичная	сдано: А.1	сдано: Б.2.3 Б.2.13		

Председатель

Члены комиссии



М.П.

(А.Н. Ладыгин)

(А.С. Топчиенко)

(Д.Ю.Ковалев)

(Ш.С. Зиганшин)

\* Устанавливаются Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2019/083-PD-AB.TCH

Лист

72

## Таблица регистрации изменений

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2019/083-PD-AB.TCH

Лист

73