

## ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»



ФИЛИАЛ  
«КРАСНОДАРГИПРОТРУБОПРОВОД»

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ИНСТИТУТ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

Заказчик – АО "Черномортранснефть"

### МН «ГРОЗНЫЙ-БАКУ». УЧАСТОК КМ.201-144. ЗАМЕНА ТРУБЫ КМ.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. РЕКОНСТРУКЦИЯ

#### ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 10. Иная документация в случаях, предусмотренных  
федеральными законами

Подраздел 1. Декларация промышленной безопасности

Часть 2. Расчетно-пояснительная записка

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2

Том 10.1.2

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	3512-19		24.09.19

**ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»**



**ФИЛИАЛ  
«КРАСНОДАРГИПРОТРУБОПРОВОД»**

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ИНСТИТУТ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

**Заказчик – АО "Черномортранснефть"**

**МН «ГРОЗНЫЙ-БАКУ». УЧАСТОК КМ.201-144. ЗАМЕНА  
ТРУБЫ КМ.148,98-148,01. DN700. ТРУМН.  
РЕКОНСТРУКЦИЯ**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 10. Иная документация в случаях, предусмотренных  
федеральными законами**

**Подраздел 1. Декларация промышленной безопасности**

**Часть 2. Расчетно-пояснительная записка**

**Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2**

**Том 10.1.2**

Главный инженер филиала

Е.П. Близниченко

Главный инженер проекта

А.Д. Волик

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	3512-19		24.09.19

Филиал «Краснодаргипротрубопровод»  
№ КТ-  
Дата: « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.  
Листов всего: \_\_\_\_\_

2019

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	209410

**Ответы на замечания ФАУ «Главгосэкспертиза России» (письмо от 20.09.2019 01635-19/СГЭ-20292/901)  
по объекту «МН "Грозный-Баку". Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция»**

**(договор от 28.08.2019 № 0254Д-19/СГЭ-20292/901).**

№ п/п	Содержание замечания	Ссылка на материалы	Основание	Ответ по замечанию	Номер раздела, листа
<b>В части обеспечения защиты населения, материальных ценностей от опасностей, возникающих при ведении военных действий, а также при возникновении чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера (эксперт Тымковский Виктор Иванович +7 (8452) 759-580 доб.4270)</b>					
1	Не выполнены требования п.п.22.7, 30.11 Изменения № 4 в задание на проектирование № ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15: - не разработано обоснование безопасности опасного производственного объекта с учетом отступлений от требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» и не проведена экспертиза промышленной безопасности обоснования безопасности с регистрацией его в Ростехнадзоре.	Проектная документация	п. 1) ч. 13 ст. 48 Градостроительного кодекса Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ	Замечание принято. К ПЗ приложена копия ОБОПО и Положительное заключение ЭПБ ОБОПО	Раздел 1
2	В соответствии с требованиями п.п. 11, 34 б) «Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», к пояснительной записке не приложены копии документов, оформленные в установленном порядке: специальные технические условия;	Том 1, Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ, Раздел 1 «Пояснительная записка»	ч. 13 ст. 48 Градостроительного кодекса Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ	Замечание принято. К ПЗ приложены копии СТУ, ОБОПО, Положительное заключение ЭПБ ОПО с уведомлением о внесении в реестр заключений ЭПБ	Раздел 1

№ п/п	Содержание замечания	Ссылка на материалы	Основание	Ответ по замечанию	Номер раздела, листа
	<p>обоснование безопасности опасного производственного объекта; положительное заключение экспертизы промышленной безопасности опасного производственного объекта с уведомлением о внесении в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности.</p>				
3	<p>Определены не все наиболее опасные участки проектируемого магистрального нефтепровода, например переходы через ручьи и автомобильные дороги, соответственно для этих участков не разработаны специальные меры безопасности, снижающие риск аварии.</p>	<p>Том 3.1.1, листы 63, 66, Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1, Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения. Часть 1. Линейная часть. Книга 1. Текстовая часть (далее – том 3.1.1), листы 63, 66, 67</p>	<p>п.п. 17, 20 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» (далее ФНиП «ПБОПОМТ»)</p>	<p>Замечание принято. Раздел 36 тома 3.1.1 дополнен описанием опасных участков проектируемого МН в части переходов через ручьи и автодорогу. Добавлено описание специальных мер безопасности.</p>	<p>Том 3.1.1 Лист 57</p>
4	<p>Разработанная в составе проектной документации декларация промышленной безопасности, не утверждена руководителем организации, эксплуатирующей опасный производственный объект, тем самым не подтверждена полнота и достоверность сведений, содержащихся в</p>	<p>Том 10.1.1, Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ1, Раздел 10. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами. Подраздел 1.</p>	<p>пункт 4 статьи 14 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»</p>	<p>Замечание принято. Произведено утверждение декларации промышленной безопасности руководителем эксплуатирующей организации.</p>	<p>Том 10.1.1 Титульный лист</p>

№ п/п	Содержание замечания	Ссылка на материалы	Основание	Ответ по замечанию	Номер раздела, листа
	представленной декларации промышленной безопасности.	Декларация промышленной безопасности. Часть 1. Декларация промышленной безопасности (далее – том 10.1.1), титульный лист			
5	Не приведены сведения о суммарном количестве опасных веществ (горючей жидкости) на предусмотренном к реконструкции опасном производственном объекте (далее ОПО) «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН».	Том 10.1.1, лист 8	п. 2. ст. 14 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»	Замечание принято. Сведения о суммарном количестве опасных веществ на ОПО добавлены в том.	Том 10.1.1. Лист 8
6	В соответствии с требованиями п/п 4 п. 20 РД 03-14-2005, представлены неполные сведения об общей численности иных физических лиц, которые могут оказаться в зонах действия поражающих факторов: не приведены сведения о лицах на внешних транспортных коммуникациях (автодороги) и о населении.	Том 10.1.1, лист 13	п. 1 ст. 14 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»	Замечание принято. Сведения о численности иных физических лиц, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов, дополнены.	Том 10.1.1 Листы 13,14
7	В соответствии с требованиями п/п 5 п. 20 РД 03-14-2005, для действующего ОПО представлены сведения о полисе страхования, срок которого истёк 22.03.2017 года.	Том 10.1.1, лист 14	п. 1 ст. 14 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»	Замечание принято. В томе актуализированы сведения о полисе страхования гражданской ответственности.	Том 10.1.1 Лист 14

№ п/п	Содержание замечания	Ссылка на материалы	Основание	Ответ по замечанию	Номер раздела, листа
8	В соответствии с п.п. 9, 10, 11 Руководства по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов», необоснованно индивидуальный риск поражения персонала в случае аварии приравнен к индивидуальному пожарному риску.	Том 10.1.1, листы 28, 29, 60,	п. 1, ст. 14 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»; п. 42 РД 03-14-2005	Замечание принято. Индивидуальный риск гибели или травмирования человека (персонала, обслуживающего МН, строителей, водителей, населения) при аварии на линейной части ОПО МТ соответствует среднестатистической частоте возникновения аварии по МН и МНПП ПАО «Транснефть» за последние 5 лет $1,69 \times 10^{-5}$ 1/(км·год).	Том 10.1.1 Листы 26,29,60 Том 10.1.2 Лист 101

Начальник отдела Р ООС,ПБ и МОТ и ГО и ЧС

Главный инженер проекта




С.А. Сухоцкий

А.Д. Волик

Разрешение	Обозначение	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2
3512-19	Наименование объекта строительства	МН "Грозный-Баку». Участок км.201-144. Замена трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция

Изм.	Лист	Содержание изменений	Код	Примечание
1	Обл., тит.	<b>Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2</b> Добавить запись об изменении. Листы заменить.	-	
	29-32	Актуализировать сведения о статистике аварийя. Листы заменить. Изменения внести на основании письма ФАУ Главгосэкспертиза России от 20.09.2019 №01635-19/СГЭ-20292/901	4	Не требуется корректировка сметной документации
	101	Исправить сведения об определении индивидуального риска. Лист заменить. Изменения внести на основании письма ФАУ Главгосэкспертиза России от 20.09.2019 №01635-19/СГЭ-20292/901	4	Не требуется корректировка сметной документации
	120	Заменить лист в связи с добавлением записи об изменении 1. Лист заменить. Изменения внести на основании письма ФАУ Главгосэкспертиза России от 20.09.2019 №01635-19/СГЭ-20292/901	-	-

Согласовано	
	Шевченко
	Н. контр.

Изм.внес	Лихачева	26.09.19	Филиал "Краснодаргипротрубопровод" Отдел разработок по ООС, промышленной безопасности и мероприятий по охране труда и ГО и ЧС	Лист	Листов
Составил	Сухоцкий	26.09.19			
ГИП	Волик	26.09.19			
Утв.	Апанаев	26.09.19			1

Регистрационный номер,  
присваиваемый Ростехнадзором

---

## **РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

**МН «ГРОЗНЫЙ-БАКУ». УЧАСТОК КМ.201-144. ЗАМЕНА  
ТРУБЫ КМ.148,98-148,01. DN700. ТРУМН.  
РЕКОНСТРУКЦИЯ**

**АО «ЧЕРНОМОРТРАНСНЕФТЬ»**

Регистрационный номер объекта в государственном реестре  
опасных производственных объектов  
А30-00162-001

г. Краснодар, 2016 г.



## СОДЕРЖАНИЕ

<b>Раздел 1 Сведения о технологии</b>	<b>3</b>
1.1 Сведения об опасных веществах	3
1.2 Данные о технологии и оборудовании	8
1.2.1 Принципиальная технологическая схема с обозначением основного технологического оборудования, указанием направлений потоков опасных веществ и отсекающей арматуры и кратким описанием технологического процесса	8
1.2.2 План размещения основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества	10
1.2.3 Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества	10
1.2.4 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию	10
1.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности	11
1.3.1 Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ	11
1.3.2 Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ	15
1.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности	16
1.3.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности	18
<b>Раздел 2 Анализ риска</b>	<b>20</b>
2.1 Анализ известных аварий	20
2.1.1 Перечень аварий и обобщенные данные об инцидентах, имевших место на декларируемом объекте	20
2.1.2 Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, имевших место на других аналогичных объектах или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами	20
2.1.3 Анализ основных причин произошедших аварий	28
2.2 Анализ условий возникновения и развития аварий	32

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Расчетно-пояснительная записка

Стадия	Лист	Листов
П	1	120



Филиал  
«Краснодаргипротрубопровод»

2.2.1	Определение возможных причин возникновения аварий и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий	32
2.2.2	Определение сценариев аварий с участием опасных веществ	38
2.2.3	Обоснование физико-математических моделей и методов расчета, с оценкой влияния исходных данных на результаты анализа риска аварий	45
2.2.4	Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии	49
2.2.5	Расчет вероятных зон действия поражающих факторов	59
2.2.6	Оценка возможного числа пострадавших, в том числе погибших, среди работников декларируемого объекта и иных физических лиц	63
2.2.7	Оценка возможного ущерба	74
2.3	Оценка риска аварий	81
<b>Раздел 3 Выводы и предложения</b>		104
3.1	Перечень составляющих декларируемого объекта с указанием рассчитанных показателей риска аварий	104
3.2	Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварий на декларируемом объекте со среднестатистическими показателями риска техногенных происшествий и критериями приемлемого риска	106
3.3	Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий	108
	Список использованных источников	112

## РАЗДЕЛ 1 СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИИ

### 1.1 Сведения об опасных веществах

Характеристика опасных веществ, обращающихся на декларируемом объекте, приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Характеристика опасных веществ, обращающихся на декларируемом объекте

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник инф-ции
<b>Нефть</b>			
1	Наименование вещества:		1
	- торговое	Нефть	
	- химическое	-	
2	Вид	Маслянистая жидкость от светло-бурого до черного цвета	8-10
3	Химическая формула:	Раствор углеводородов (алканы (20-50%), циклоалканы (30-50%), арены (15-20%) и углеводороды смешанного строения), гетероатомных органических соединений (кислородсодержащие, сернистые, азотистые соединения и смолисто-асфальтовые вещества) и минеральных компонентов	7-10
	- эмпирическая	-	
	- структурная	-	
4	Состав:		
4.1	Основной продукт:		7
	- углерод	82-87 %	
	- водород	11-14 %	
4.2	Примеси (с идентификацией):		15
	Массовая доля воды	0,06 %	
	Массовая концентрация хлористых солей	40,0 мг/дм <sup>3</sup>	
	Массовая доля механических примесей	0,007 %	
	Массовая доля серы	1,59%	
	Массовая доля парафина	4,10 %	
	Массовая доля сероводорода	28,5 млн <sup>-1</sup> (ppm)	
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме	6,1 млн <sup>-1</sup> (ppm)		
4.3	Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204 °С	0,33 млн <sup>-1</sup> (ppm)	
	Выход фракций до температуры:		
	200 °С	22 % об.	
	300 °С	42 % об.	

В зам. инв №

Подп. и дата

Инв. № подл.

209411

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2

Лист

3

Изм. Кол.уч. Лист Недок Подп. Дата

## Продолжение таблицы 1

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источники инф-ции		
5	Физические свойства:				
5.1	Молекулярная масса	200-300	6-10,15		
5.2	Температура кипения при давлении 101 кПа	$t_{н.к.}$ около 20 °С			
5.3	Плотность при 20 °С	871,7 кг/м <sup>3</sup>			
5.4	Плотность при 15 °С	875,2 кг/м <sup>3</sup>			
6	Данные о взрывопожароопасности:	ЛВЖ	1,6,7		
6.1	Температура вспышки (в закрытом тигле)	не менее -35 °С			
6.2	Температура самовоспламенения	не менее 250 °С			
6.3	Пределы взрываемости	1,1-1,26 %...6,5 %			
7	Токсическая опасность:	3 класс опасности	1,2,3		
7.1	Максимально разовая / среднесменная ПДК углеводородов алифатических предельных C <sub>1</sub> -C <sub>10</sub> (в пересчете на С) в воздухе рабочей зоны	не более 900/300 мг/м <sup>3</sup> (4 класс опасности - при хранении и лабораторных испытаниях)			
7.2	Среднесменная ПДК аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны	не более 10 мг/м <sup>3</sup> (3 класс опасности - при перекачке и отборе проб)			
7.3	Максимально разовая ПДК сероводорода в смеси с углеводородами C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> в воздухе рабочей зоны	не более 3 мг/м <sup>3</sup> (3 класс опасности)			
7.4	Максимально разовая ПДК дигидросульфида в смеси с углеводородами C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	не более 3 мг/м <sup>3</sup> (2 класс опасности)			
8	Реакционная способность	При нормальных условиях нефть стабильна, реакционная способность – нейтральная.	7-10		
9	Запах	Специфический	5		
10	Коррозионная активность	Нефть не агрессивна, не обладает коррозионной активностью, коррозионное воздействие оказывают содержащиеся в нефти вода и сернистые соединения.	10		
11	Меры предосторожности	Постоянный контроль за целостностью и герметичность технологического оборудования и трубопроводов (профилактические осмотры, диагностика, дефектоскопия и др.), контроль антикоррозионных покрытий полостей оборудования и стенок трубопроводов и обеспечение своевременного их технологического обслуживания и ремонта с обновлением всех элементов по мере износа и структурного изменения металла. Контроль состояния воздушной среды, обеспечение надежной и эффективной вентиляции в помещениях, в которых обращаются взрывопожароопасные вещества. Исключение возникновения источников зажигания (система защитного заземления (зануления), молниезащита зданий и сооружений, применение электрооборудования, электрических сетей и искусственного	1,5		
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2					
			Лист		
			4		
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

Изм. № подл.	209411
Подп. и дата	
В зам. инв №	

## Продолжение таблицы 1

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник инф-ции
		освещения во взрывобезопасном исполнении, использование инструмента, не дающего при ударе искру, и спецодежды, не способной накапливать заряды статического электричества). Соблюдение правил личной гигиены, содержание в порядке и исправности средств индивидуальной защиты и средств пожаротушения.	
12	Информация о воздействии на людей и окружающую среду, в т.ч. от поражающих факторов аварии	<p><i>Воздействие на людей:</i> Пары нефти оказывают наркотическое воздействие на организм человека, действуют на ЦНС, сердечнососудистую систему и кроветворные органы. Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния. Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок.</p> <p>Воздействие поражающих факторов аварии на людей: при взрыве топливовоздушных смесей - поражение ударной волной и получение травм различной тяжести, при пожаре - ожоги, отравления токсичными продуктами горения и термического разложения.</p> <p><i>Воздействие на окружающую среду:</i> Самым крупным источником загрязнения атмосферного воздуха являются резервуары для хранения нефти: выброс обусловлен наличием больших и малых «дыханий» резервуаров и возможных неплотностей в кровле резервуара. Загрязнение атмосферы возможно также в результате испарения с открытых поверхностей аварийного разлива нефти. Взаимодействие летучих углеводородов, входящих в состав нефти, окислов азота и ультрафиолетового излучения приводит к фотохимическому загрязнению атмосферы и повреждению растительности. Загрязнение почвы и грунтов, подземных и поверхностных вод обусловлено аварийными проливами и утечками нефти. На поверхности воды, в отличие от почвы, нефть способна растекаться на большие расстояния, образуя тонкую нефтяную пленку, а с течением времени – нефтяную эмульсию. Негативное воздействие нефти выражается в снижении продуктивности почв, потере потребительских свойств воды, гибели флоры и фауны.</p>	1,5, 7, 14
13	Средства защиты	<p>Для защиты органов дыхания в зоне с высокой концентрацией: кратковременно - фильтрующие противогазы марок А, долговременно - изолирующие противогазы.</p> <p>Для защиты рук - защитные паста и мази типа «невидимых перчаток», рукавицы резиноканевые, перчатки маслобензиностойкие.</p> <p>Спецодежда и спецобувь, не дающая искр.</p>	1,5
14	Методы перевода вещества в безвредное состояние	<p>Ограничение распространения и сбор разлитой нефти. Основными техническими средствами локализации нефтяного загрязнения на суше является устройство обвалований, всевозможных преград на пути распространения нефти, защитных сооружений и др., на воде - боновые заграждения.</p> <p>Для механического сбора нефти применяют нефтесборщики, скиммеры и сепарационные устройства.</p> <p>Использование при ликвидации нефтяного пятна сорбентов, способных поглощать нефть; эмульгаторов для создания нефтяных эмульсий с целью рассеяния (диспергирования) нефти и ускорения ее разложения; деэмульгаторов для разрушения устойчивых эмульсий типа «вода в нефти»; отвердителей для</p>	1,14
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2			
Лист			
5			

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

В зам. инв №

Подп. и дата

Инд. № подл.  
209411

## Окончание таблицы 1

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник инф-ции
		<p>придания нефти твердой или желеобразной консистенции; моющих препаратов для смывания нефтяных пленок, пятен и покрытий с пляжных и береговых участков; препаратов для гелеобразования. Лидирующее положение занимают диспергирующие агенты, которые представляют собой смесь растворителей и поверхностно-активных веществ (ПАВ).          При очистки грунтов применяют механические методы (удаление слоя почвы) и физико-химические методы (промывка почвы, экстракция растворителями или сорбция) с последующей рекультивацией загрязненных почв.</p>	
15	Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	<p><i>При отравлении парами нефти:</i>          Пострадавшего надлежит вывести (или вынести) на свежий воздух и освободить от стесняющей одежды (расстегнуть ворот, пояс). В холодное время года пострадавшего не выносят на свежий воздух, а переводят в теплое, хорошо вентилируемое помещение.          При потере сознания, при остановке или ослаблении дыхания до прибытия врача необходимо делать искусственное дыхание. Когда пострадавший придет в сознание, напоить его горячим крепким чаем и немедленно вызвать врача или направить пострадавшего в лечебное учреждение с сопровождающим.  <i>При попадании нефти на открытые участки тела</i> - немедленно очистить кожный покров, обильно промыть кожу теплой мыльной водой.  <i>При попадании нефти на слизистую оболочку глаз</i> - немедленно обильно промыть глаза теплой водой.  <i>При ожогах:</i>          При ожогах 1-ой степени (покраснение, припухлость и болезненность обожженного участка) - пораженное место смочить 2%-ым раствором марганцовокислого калия или 2%-ым раствором питьевой соды, а затем наложить стерильную повязку.          При ожогах 2-ой степени (образование пузырей) - не вскрывать пузыри и не смазывать обожженный участок каким-либо жиром. Место ожога нужно смочить 2%-ым раствором марганцовокислого калия, после чего наложить стерильную сухую повязку.          При ожогах 3-ей и 4-ой степени (обугливание пораженного участка с полным нарушением кожного покрова и подкожных тканей) - наложить стерильную повязку и вызвать к месту происшествия врача или направить пострадавшего в лечебное учреждение.  <i>При отравлении угарным газом:</i>          Вывести или вынести пострадавшего из загазованной среды на чистый воздух, освободить от стесняющей и затрудняющей дыхание одежды. При бессознательном состоянии - сделать искусственное дыхание.</p>	5

Источники информации обозначены цифрами:

1. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.
2. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
3. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны (утв. Гл. гос. сан. Врачом РФ от 27.04.2003 г.).

В зам. инв №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209411

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2

Лист

6

4. Правила по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов (зарегистрированы в Минюсте России 28.01.2016 г. № 40876).

5. Вредные вещества в промышленности. Часть I. Органические вещества. Справочник для химиков, инженеров и врачей (издание 3-е, переработанное и дополненное) / под общей ред. Лазарева Н.В. - Л. Госхимиздат, 1954 г.

6. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения. Справочник / Под редакцией Баратова А.Н. и Корольченко А.Я. – М.: Химия, 1990 г.

7. Справочник нефтепереработчика / под ред. Ластовкина Г.А., Радченко Е.Д. и Рудина М.Г. – Л.: Химия, 1986 г.

8. Эрих В.Н., Расина М.Г., Рудин М.Г. Химия и технология нефти и газа - Л., Изд-во «Химия», 1972 г.

9. Рябов В.Д. Химия нефти и газа – Москва, 1976 г.

10. Сыркин А.М., Мовсумзаде Э.М. Основы химии нефти и газа.

11. Тихвинская М.Ю., Волынский В.Е. Практикум по химической технологии – Москва, 1984 г.

12. Бондарь В.А., Зоря Е.И., Цигарели Д.В. «Операции с нефтепродуктами. Автозаправочные станции». - М.: ООО «Паритет Граф», 2000 г.

13. Ларионов В.И. «Оценка и обеспечение безопасности объектов хранения и транспортировки углеводородного сырья» - СПб.: ООО «Недра», 2004 г.

14. Давыдова С.Л., Тагасов В.И. Нефть и нефтепродукты в окружающей среде: уч. пособие. – М.: Изд-во РУДН, 2004 г.

15. Показатели качества нефти перекачиваемой нефти по нефтепроводам Тихорецкого РУМН.

В зам. инв №
Подп. и дата
Инв. № подл. 209411

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2

## 1.2 Данные о технологии и оборудовании

### 1.2.1 Принципиальная технологическая схема с обозначением основного технологического оборудования, указанием направлений потоков опасных веществ и отсекающей арматуры и кратким описанием технологического процесса

Обслуживание проектируемого участка МН "Грозный-Баку, 148,98-148,01 км" в процессе эксплуатации, будет производиться линейной аварийно-эксплуатационной службой (ЛАЭС) № 11 НПС «Сулак» Тихорецкого РУМН.

По проектируемому участку МН «Грозный-Баку, 148,98-148,01 км» осуществляется транспортировка нефти от НПС «Сулак» до НПС «Махачкала» под действием давления, развиваемого насосными агрегатами.

Пропускная способность нефтепровода – 7,6 млн. т/год.

Рабочее давление нефтепровода – 4,3 МПа.

Диаметр нефтепровода – 720 мм.

Координаты расположения ближайших задвижек (запорной арматуры данной технологической секции) приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Координаты расположения ближайших задвижек

Местоположение по трассе		Тип	Тип привода	Режим работы (телеуправление, местное, ручное)
№	Местоположение по трассе, км			
146	146	шиберная	электрический	телеуправление
151	151	шиберная	электрический	телеуправление

Для сброса воздуха при заполнении участка нефтепровода на нем установлены вантузы. Для защиты нефтепровода от коррозии на нем предусмотрены станции катодной защиты.

Для контроля давления нефти на трубопроводе установлены преобразователи давления и манометры.

Нефтепровод оснащен кабельной линией связи, по которой организована радиосвязь, связь линейной телемеханики с пунктами контроля и управления (ПКУ) и диспетчерская (телефонная) связь.

Схема продольного профиля, технологическая схема и ситуационный план линейной части МН «Грозный-Баку, 144-226 км» с указанием проектируемого участка представлены на рисунке 1.

Изм. № подл. 209411

Подп. и дата

В зам. инв №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2

Лист

8

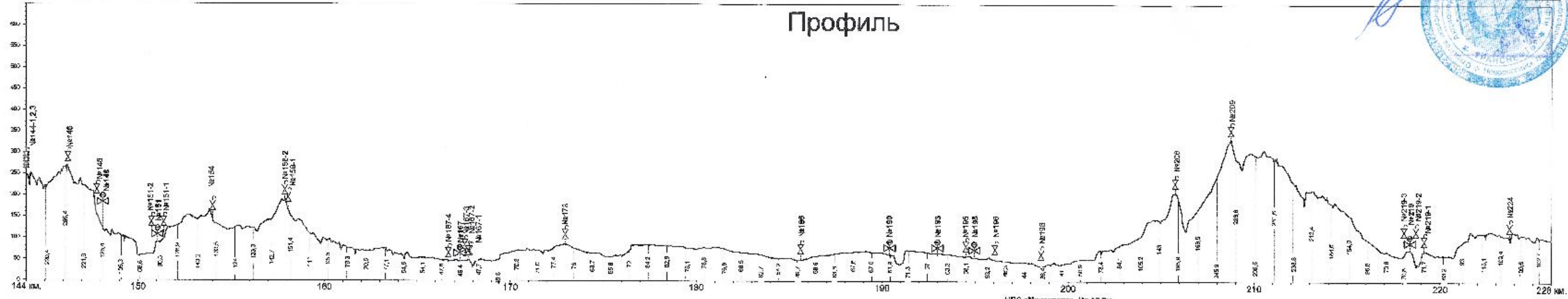


# Нефтепровод «Грозный-Баку», участок км 144-266

«Утверждаю»  
 Главный инженер  
 ОАО «Черномортранснефть»  
 А.Ф. Пузиков  
 «31» 12 2013г



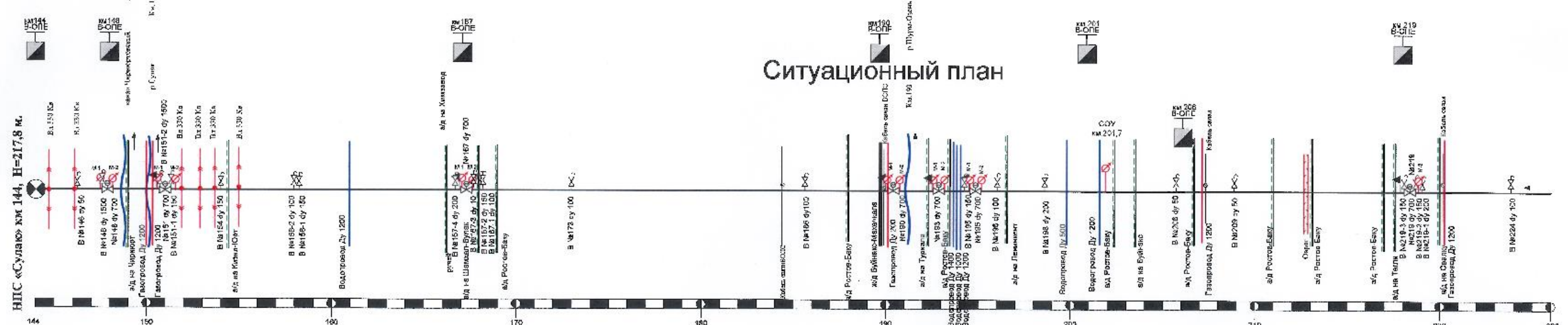
## Профиль



## Технологическая схема



## Ситуационный план



Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата
Составил:		Левинев В. Ю.		
Нач. ОЗ		Дмитриков А. А.		
Гл. тех.		Лаврицкий Е. А.		
Гл. энерг.		Жигулик П. А.		
Нач. АСУПН		Сохолов А. В.		
Гл. монтаж		Маскальчук И. С.		
Гл. тех. РТУ		Козлов К. В.		

**МН "Грозный - Баку"**  
 уч-к км 144-226

Профиль продольный  
 Технологическая схема  
 Ситуационный план  
 линейного участка

Лит.	Лист	Листов
	3	3

ТРУМН ОАО "ЧТН"

Рисунок 1 – Схема продольного профиля, технологическая схема и ситуационный план линейной части МН «Грозный-Баку, 144-226 км» с указанием проектируемого участка

Ивл. № подл.	Взам. инв. №
209411	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2

### 1.2.2 План размещения основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

План размещения основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества на линейной части МН, представлен на рисунке 1.

### 1.2.3 Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества представлен в таблице 3.

Таблица 3 - Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

Наименование оборудования, материал	Кол-во, шт. (м)	Расположение	Назначение	Технические характеристики
<b>МН «Грозный-Баку, 148,98-148,01 км»</b>				
Трубопровод Материал: сталь 17ГС, 17Г1С	1787,5	Кизилюртовский район Республики Дагестан	Транспортирова- ние нефти	Д=720 мм; Р = 4,3 МПа

### 1.2.4 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Данные о распределении опасных веществ – по оборудованию приведены в таблице 4.

Количество опасного вещества в оборудовании рассчитано исходя из физических условий содержания (обращения) опасного вещества, норм технологического режима и физико-химических свойств самого вещества.

Таблица 4 - Распределение опасных веществ по оборудованию

Взам. инв. №	Наименование оборудования	Технологический блок, оборудование		Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
		Кол-во единиц оборудования, шт. (м)	В единице оборудования (км)	В блоке	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С	
Подп. и дата	<b>МН «Грозный-Баку, 148,98- 148,01 км»</b>							
	Нефтепровод	1787,5	332	593,450	жидкость	4,3	8-24,8	
	<b>Всего на участке опасного вещества:</b>				<i>нефть, т</i>	593,450		
	из них – в сосудах (аппаратах), т				-			
из них – в трубопроводах, т				593,450				
Инв. № подл.	209411							
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2								Лист
								10

### 1.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности

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

Для исключения разгерметизации линейной части МН "Грозный-Баку, 148,98-148,01 км" и предупреждения аварийных выбросов опасных веществ предусмотрено следующее:

1. Нефтепровод запроектирован и построен из труб высокого качества с усиленным трехслойным полиэтиленовым покрытием, изготовленных из стали нефтепроводного сортамента.

Для строительства нефтепровода на участках категории «В» (участок прохождения в городской черте и участков замены вантузов на 151 км) принята труба электросварная прямошовная, диаметром 720 мм толщиной стенки 13 мм, класса прочности K56, второго уровня качества соответствующая требованиям ОТТ-23.040.00-КТН-051-11.

Для строительства нефтепровода на участке прокладки II категории принята труба электросварная прямошовная, диаметром 720 мм толщиной стенки 8 мм, класса прочности K56, второго уровня качества соответствующая требованиям ОТТ-23.040.00-КТН-051-11.

2. Заглубление до верхней образующей трубопровода при прокладке нефтепровода на ненормативном расстоянии от городской черты и в черте города (ПК0+00-ПК3+36) составляет 1,2 м.

Заглубление до верхней образующей трубопровода при прокладке нефтепровода на ПК3+36-ПК17+52 составляет 0,8 м.

Заглубление до верхней образующей трубопровода на участке замены вантузов (151 км) составляет 1,1 м.

3. Контроль сварных стыков включает следующую проверку: визуально - измерительным методом - 100 % стыков; радиографическим методом - 100 % стыков+100 % стыков; ультразвуковым методом - 100 % стыков.

4. Проведение гидроиспытаний вновь врезанного участка трубопровода при замене участка нефтепровода.

После проведения гидравлических испытаний участка МН должна быть проведена предпусковая внутритрубная диагностика для выявления возможных опасных дефектов, допущенных при строительстве.

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										11	
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2	

5. Конструкционные материалы, применяемые для изготовления нефтепровода, по коррозионной стойкости, стойкости к эрозионному износу и работоспособности, соответствуют условиям эксплуатации.

6. Защита фланцевых соединений осуществляется подбором соответствующих конструкций фланцев, прокладочных и крепежных материалов, систематическим надзором за их состоянием.

7. Защита нефтепровода от эрозии осуществляется обеспечением оптимальных скоростей движения нефти с учетом сечения трубопроводов и параметров насосного оборудования.

8. Для предупреждения разгерметизации подвижных узлов (сальников) арматуры осуществляется систематический контроль за их техническим состоянием.

9. Комплексная защита нефтепровода от коррозии осуществляется защитными покрытиями нормального и усиленного типа и средствами электрохимической защиты, представляющей собой систему установок катодной защиты на всем протяжении нефтепровода.

10. Тип изоляционных покрытий нефтепровода выбран исходя из условий прочности и сохранности покрытия при температуре транспортируемой нефти, а также в зависимости от конкретных условий прокладки и эксплуатации трубопровода.

11. Для исключения возможности повреждения магистрального нефтепровода при проведении сельскохозяйственных и других работ вокруг него предусмотрена охранная зона, в пределах которой порядок производства земляных работ регламентируется Правилами охраны магистральных трубопроводов.

12. Комплексная диагностика линейной части.

13. Система планово-предупредительных ремонтов магистрального нефтепровода, являющаяся наряду с технической диагностикой линейной части основной мерой по повышению надежности и снижению вероятности разгерметизации трубопровода.

14. Автоматическая защита нефтепровода от превышения максимального допустимого давления путем отключения магистральных насосных агрегатов.

15. Оснащение нефтеперекачивающих станций МН системой АВР (автоматического включения резервного перекачивающего насосного агрегата на полностью открытые приёмно-выкидные задвижки), обеспечивающей стабильный режим перекачки. Для предотвращения превышения допустимого давления при

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

переходных режимах и сокращения числа циклов нагружения магистрального нефтепровода (малоцикловой нагрузки) на всех НПС установлены САР давления.

16. Строительство вдольтрассовых ЛЭП для обеспечения устойчивого энергоснабжения средств ЭХЗ, телемеханики и линейной запорной арматуры.

17. Установление охранной зоны нефтепровода с ограниченным режимом использования, необходимой для обеспечения сохранности, прочности и устойчивости трубопровода.

18. При проектировании перехода через полевые дороги соблюдены следующие условия:

- длина участка перехода определена исходя из ширины грунтового полотна;
- заглубление нефтепровода принимается от верха покрытия дороги до верхней образующей трубопровода не менее 1,45 м (с учетом плюсового допуска), а в выемках и на нулевых отметках — не менее 1,0 м;
- укладка над трубопроводом железобетонных плит типа ПДН (серии 3.503.1-91) размером 6 х 2 х 0,14 м по песчано-гравийной подготовке толщиной слоя 0,2 м.

Засыпка траншеи в пределах дороги производится песчаным грунтом с послойным уплотнением (толщина слоя 0,2 м) с коэффициентом уплотнения 0,95.

19. Патрулирование трассы магистрального нефтепровода с целью контроля состояния охранной зоны и прилегающей территории, а также выявления факторов, которые могут создавать угрозу безопасности и надежности при эксплуатации нефтепровода.

Периодичность осмотра нефтепровода путем обхода, объезда или облета устанавливается руководством эксплуатирующей организации в зависимости от местных условий и времени года и осуществляется:

- воздушным патрулированием не менее 2-5 раз в 7 дней;
- наземным патрулированием на транспортных средствах не менее 1 раза в 7 дней.

При патрулировании линейной части МН особое внимание уделяется:

- наличие признаков утечек нефти;
- строительным и земляным работам, в т.ч. проводимым сторонними организациями;
- эрозии грунта;
- льдообразованию;

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- образованию промоин и размывов;
- оползневым участкам;
- оседанию грунта над трубопроводом;
- оголению трубопровода.

20. На 146 км устанавливается вантуз с условным проходом DN 700x150, с номинальным давлением PN 6,3 МПа, в сейсмостойком исполнении С. Вид климатического исполнения У, с заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-113-14. На 151 км устанавливаются вантузы с условным проходом DN 700x150, с номинальным давлением PN 6,3 МПа, в сейсмостойком исполнении С. Вид климатического исполнения У, с заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-113-14.

21. На 146 км устанавливается Колодец КГВПП-720-Н-С-УХЛ1 (глубина Н уточняется проектными решениями) для установки вантуза на трубопровод DN 700. С заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-113-14 (подземная часть), ОТТ-23.040.00-КТН-046-14 (надземная и внутренняя часть). Сейсмостойкого исполнения, устанавливаемый в районе с сейсмичностью до 9 баллов включительно. С наружной лестницей (скобы). Вид климатического исполнения УХЛ1. Колодец для установки вантуза изготавливается в соответствии с ОТТ-23.040.00-КТН-199-12.

– На 151 км устанавливаются Колодцы КВГ-720-С-УХЛ1 для установки вантуза на трубопровод DN 700. С заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-113-14. Сейсмостойкого исполнения, устанавливаемый в районе с сейсмичностью до 9 баллов включительно. Вид климатического исполнения УХЛ1. Колодец для установки вантуза изготавливается в соответствии с ОТТ-23.040.00-КТН-199-12.

На 151 км устанавливаются Колодцы КТ-720-С-УХЛ1 для размещения средств КИП № 7, сейсмостойкого исполнения С, климатического исполнения УХЛ1, применяются заводского изготовления.

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

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

*Условия безопасного отсечения потоков:*

1. Расстановка линейной запорной арматуры (секционирование) на нефтепроводе с целью минимизации объема истечения нефти с учетом рельефа трассы.

2. Телемеханизация линейной части магистрального нефтепровода позволяет осуществлять:

- контроль величины давления на участке магистрального нефтепровода (до и после линейных задвижек), защитного потенциала на трубе;
- телеуправление линейными задвижками;
- телесигнализацию состояния: линейных задвижек; открытия будок ПКУ, крышек колодцев, калиток ограждений узлов ЛЗ; датчиков прохождения О и ДУ.

3. При возникновении аварийной утечки из МН система СДКУ (телемеханики) позволяет диспетчерам Тихорецкого РУМН совместно с диспетчером АО «Черномортранснефть» оперативно провести оценку ситуации и принять решение об остановке нефтепровода и локализации аварийного участка путем дистанционного закрытия линейных задвижек с двух сторон на аварийном участке.

4. Оперативный круглосуточный контроль режима перекачки по нефтепроводу с целью устранения случаев разгерметизации нефтепровода.

*Меры по ограничению, локализации и дальнейшей утилизации выбросов опасных веществ:*

1. Выбор трассы прохождения нефтепровода произведен с учетом минимизации возможных стоков нефти в случае разгерметизации нефтепровода в направлении населенных пунктов, железных, шоссейных дорог, водоемов.

2. Для локализации аварийного участка нефтепровода предусмотрена система магистральных задвижек.

3. Для локализации аварийного разлива нефти в составе узла запорной арматуры предусмотрено защитное обвалование с оборудованием противоточной фильтрацией по всей поверхности узла и на внутренних откосах обвалования.

4. Сбор и откачка собираемой нефтесборщиками нефти осуществляется в:

- неповрежденные участки аварийного нефтепровода или параллельного нефтепровода;

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
										15
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- земляные амбары, котлованы, обвалования или ямы-накопители;
- емкости существующих защитных противопожарных сооружений или естественные складки местности;
- мягкие резиноканевые или другие емкости.

5. Очистка от остаточной нефти стенок и дна ям-накопителей, поверхности земли путем нанесения на замазученную поверхность сорбентов (торф, солома и т.д.) с последующим сбором и вывозом пропитанного нефтью сорбента на специальные пункты для утилизации. Ликвидация остаточного загрязнения путем обработки загрязненной поверхности нанесением.

6. Осмотр трассы нефтепровода ЛАЭС с использованием наземного и воздушного (вертолеты, самолеты) транспорта. Для посадки вертолета по трассе нефтепровода предусмотрены вертолетные площадки.

7. Наличие технических средств, оборудования, приспособлений и инвентаря для локализации и ликвидации последствий аварий.

### 1.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности

Для обеспечения взрывопожаробезопасности линейной части магистрального нефтепровода предусмотрено следующее:

применение взрывозащищенного электрооборудования (электропривод к задвижкам во взрывозащищенном исполнении);

оборудование средствами молниезащиты и защиты от статического электричества.

В целях обеспечения пожарной безопасности магистрального нефтепровода предусмотрено:

1. Полоса земли шириной не менее 3 м от оси с каждой стороны нефтепровода содержится в расчищенном состоянии (от деревьев, кустарников, поросли).

2. Трасса нефтепровода на местности обозначена опознавательными предупреждающими знаками.

3. Подъездные пути, переезды через нефтепровод, вдоль трассовые дороги (на расстоянии не менее 10 м от нефтепровода) содержатся в исправном состоянии, обозначены на местности.

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					



4. За состоянием линейной части магистрального нефтепровода осуществляется постоянный контроль (визуально, специальными приборами и устройствами), позволяющий определять и выявлять дефекты трубопровода и его оборудования в процессе эксплуатации.

5. В охранных зонах МН без письменного разрешения руководства АО «Черномортранснефть» или Тихорецкого РУМН запрещено:

- возводить любые постройки и сооружения;
- высаживать деревья и кустарники всех видов, складировать корма, удобрения, материалы, сено и солому, располагать коновязи, содержать скот, выделять рыбопромысловые участки, производить добычу рыбы, а также водных животных и растений, устраивать водопой, производить колку и заготовку льда;
- сооружать проезды и переезды через трассы трубопроводов, устраивать стоянки автомобильного транспорта, тракторов и механизмов, размещать сады и огороды;
- проводить мелиоративные земляные работы, сооружать оросительные и осушительные системы;
- проводить всякого рода открытые и подземные, горные, строительные, монтажные и взрывные работы, планировку грунта;
- проводить геологосъемочные, геологоразведочные, поисковые, геодезические и другие изыскательские работы, связанные с устройством скважин, шурфов и взятием проб грунта (кроме почвенных образцов).

6. В местах пересечения магистрального нефтепровода с автомобильными дорогами установлены соответствующие дорожные знаки, запрещающие остановку транспортных средств в пределах охранной зоны, а также щит-указатель с указанием протяженности охранной зоны, наименованием эксплуатирующей организации и номером телефона.

7. Линейный персонал при осмотре трассы нефтепровода обеспечен переносными предупреждающими знаками для обозначения на местности аварийно-опасных участков, вешками и сигнальной лентой для ограждения зоны выхода нефти, переносными газоанализаторами и противогазами, переносными средствами связи и фонарями во взрывозащищенном исполнении.

8. Линейные персонал, обнаружив выход нефти или повышенную загазованность на трассе, немедленно сообщает об этом по радиации или с ближайшего

Ине. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										17
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

пункта связи оператору перекачивающей станции, диспетчеру РУМН, устанавливает на месте выхода нефти знаки безопасности. До прибытия аварийной бригады он организует соблюдение противопожарного режима, объезд опасных участков дорог, оповещение местных органов власти и ограждение опасных участков.

9. Тихорецкое РУМН регулярно оповещает население через средства массовой информации о соблюдении мер пожарной безопасности в охранной зоне, местах прохождения нефтепроводов и выдает письменные предупреждения пользователям земель и лесов, по которым проходит нефтепровод.

10. В случае повреждения нефтепровода или обнаружения выхода нефти при выполнении ремонтных работ на трассе, руководитель работ обеспечивает отключение механизмов и электроустановок, выводит персонал, а при возможности и технические средства на безопасное расстояние, извещает оператора или диспетчера НПС и вызывает аварийную бригаду.

11. Пожарная безопасность при проведении аварийно-ремонтных и эксплуатационных работ на линейной части (трассе) нефтепровода обеспечивается боевым пожарным расчетом на пожарной автоцистерне, заполненной пенообразователем, или другой пожарной техникой.

#### **1.3.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности**

Управление процессом перекачки нефти по МН "Грозный-Баку" осуществляется с помощью АСУ ТП и средств телемеханики из территориального диспетчерского пункта (ТДП) АО "Черномортранснефть", расположенного в г. Новороссийск, районного диспетчерского пункта (РДП) Тихорецкого РУМН, размещенного на ПНБ «Тихорецкая», а также из местного диспетчерского пункта (МДП), расположенного на НПС.

Автоматическая защита линейной части МН "Грозный-Баку" от превышения допустимого давления предусмотрена путем автоматического отключения одного из работающих магистральных насосных агрегатов при достижении давления на нефтепроводе заданной величины установки защиты.

Для защиты линейной части МН "Грозный-Баку" по давлению применяются две защиты, выполненные самостоятельными контурами, включающими индивидуальные датчики, которые настраиваются на разные значения давления (предельное и аварийное) и обеспечивают взаимное дублирование.

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) МН "Грозный-Баку" обеспечивает:

- контроль состояния и управления технологическим оборудованием МН;
- автоматическую защиту линейной части МН от превышения давления;
- автоматическую защиту и блокировку управления технологическим оборудованием МН;
- автоматическое регулирование давление, расхода, температуры и показателей качества нефти;
- регистрацию, архивацию, документирование и отображение информации о работе технологического оборудования МН;
- связь с другими системами автоматизации и информационными системами;
- устойчивую работу вспомогательных систем НПС при отключениях одного источника электроснабжения.

Телемеханизация линейной части нефтепровода обеспечивает:

- выполнение функций контроля диспетчерскими пунктами фактических параметров работы линейной части МН на соответствие нормативно-технологическим параметрам;
- телеуправление технологическим оборудованием линейной части МН из диспетчерских пунктов;
- сбор информации о возникновении аварийных ситуаций;
- сбор информации о техническом состоянии оборудования;
- сбор информации, необходимой для контроля режимов работы МН по выбранному критерию.

В Тихорецком РУМН имеется система обнаружения утечек (СОУ), функционирующая на основе обнаружения волны падения давления, возникающей в нефтепроводе при образовании в нем утечки.

При обнаружении утечки комплексом СОУ верхнего уровня формируется:

- мнемокадр на мониторе АРМ СОУ с отображением выходных параметров,
- звуковой сигнал, сообщающий об обнаружении утечки;
- запись в журнал событий СОУ ее выходных параметров.

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

## РАЗДЕЛ 2 АНАЛИЗ РИСКА

### 2.1 Анализ известных аварий

#### 2.1.1 Перечень аварий и обобщенные данные об инцидентах, имевших место на декларируемом объекте

МН «Грозный-Баку, 148,98-148,01 км», является проектируемым объектом, поэтому перечень аварий и обобщенные данные об инцидентах, имевших место на данном объекте не приводятся.

#### 2.1.2 Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, имевших место на других аналогичных объектах, или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами

Перечень аварий и инцидентов, имевших место на других аналогичных объектах, приведен в таблице 5.

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
209411		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Таблица 5 - Перечень аварий и инцидентов, имевших место на других аналогичных объектах					
						Дата, место аварии	Вид аварии (инцидента)	Описание аварии и основные причины	Масштаб развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб	
						03.04.1991 г. Ростовская область, ПАО «Транснефть» МН «Куйбышев-Лисичанск», 176 км	Утечка нефти	Утечка нефти из-за разрыва продольного шва трубопровода по причине заводского брака	Загрязнение почвы и акватории реки М. Иргиз	Ущерб 13 млрд. 143 млн. руб. (в ценах 1996 г.).	
						25.08.1992 г. ПАО «Транснефть» МН «Салават-Орск», 263 км	Утечка нефти	Разгерметизация МН по причине механических повреждений при ведении строительных работ	Масса вытекшей нефти составила 2 500 т	Пострадавших нет	
						11.05.1994 г. ОАО «Уралсибнефтепровод» Черкасское НУ МН «Туймазы-Омск-Новосибирск-I», 280 км	Утечка нефти	Разрушение тела трубы строительной техникой, нарушение правил производства работ	Потери нефти 68 т	Экономический ущерб 20 тыс. руб. Пострадавших нет	
Г. 7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБЭ						03.1995 г. МН «Красноярск-Иркутск», 464 км	Утечка нефти	Утечка нефти из-за серповидной трещины на трубопроводе (заводской брак). Нефть попала в русло ручья, а затем в реку	Объем разлившейся нефти составил 1683 м <sup>3</sup> . Нефть по руслу ручья (300 м) достигла р. Курзанки и растеклась по льду реки на расстояние 1150 м	Безвозвратные потери нефти составили 259 м <sup>3</sup> . Пострадавших нет	
						26.12.1995 г. ОАО «Уралсибнефтепровод» Черкасское НУ МН «Туймазы-Новосибирск-Омск-II», 151 км	Утечка нефти	Разрыв поперечного сварного шва подводного трубопровода, брак СМР	Потери нефти - 795 т, истечение из подводного трубопровода в р. Белая	Ущерб 16,7 млн. руб. Пострадавших нет	
						19.01.1996 г. АО «Черномортранснефть» МН «Тихорецк-Туапсе», 102 км	Утечка нефти	Утечка нефти по причине вывернутого датчика давления злоумышленниками	Утечка нефти и попадание в реку около 200 т нефти	Пострадавших нет	
						10.04.1996 г. ПАО «Транснефть» МН «Лисичанск-Тихорецк»	Утечка нефти	Разгерметизация МН и утечка нефти по причине заводского брака (расслоение металла трубы)	Масса разлившейся нефти 940 т, которая попала в р. Крепкая	Простой нефтепровода составил 36 ч, безвозвратные потери нефти - 97 т. Пострадавших нет	
						20.06.1996 г. МН «Самара-Тихорецк», 937 км	Утечка нефти, взрыв	При капитальном ремонте во время подъема трубопровода из траншеи произошло разрушение сварного стыка и взрыв с воспламенением	Потери нефти составили 208,7 т. Произошел взрыв с воспламенением	Ущерб составил 7965 млн. руб. Погиб один человек	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
209411		

Изм.	Продолжение таблицы 5						
	Кол.уч.	Дата, место аварии	Вид аварии (инцидента)	Описание аварии и основные причины	Масштаб развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб	
Лист		12.02.1997 г. ОАО «Уралсибнефтепровод» Арланское НУ МН «Калтасы-Уфа-II», 24 км	Утечка нефти	Повреждение вантуза бульдозером, размер отверстия 80x5 мм, нарушение правил производства работ	Разлито 246 т нефти. Потери нефти 11,3 т, загрязнено 2600 м <sup>2</sup> земли	Простой МН 37 ч. Ущерб 149,3 тыс. руб. Пострадавших нет	
№ док.		24.07.1997 г. ОАО «Уралсибнефтепровод» Туймазинское НУ МН «Калтасы-Языково-Салават», 168 км	Утечка нефти	Трещина размером 140x2 мм, по нанесенной при строительстве вмятине 240x250 мм, брак СМР	Разлито 211 т нефти. Потери нефти 5,4 т, загрязнено 360 м <sup>2</sup> земли	Простой МН 53 ч. Ущерб 12 тыс. руб. Пострадавших нет	
Подпись		09.06.1998 г. ОАО «Уралсибнефтепровод» Арланское НУ МН «Калтасы-Уфа-II», 188 км	Утечка нефти	Повреждение не обозначенного в исполнительной документации вантуза Ду 80, нарушение правил технической эксплуатации	Разлито 396 т нефти. Потери нефти 6 т, загрязнено 21620 м <sup>2</sup> земли	Простой МН 26 ч. ущерб 252,9 тыс. руб. Пострадавших нет	
Дата	Г. 7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБЭ	12.12.1998 г. ОАО «Уралсибнефтепровод» Туймазинское НУ МН «Туймазы-Уфа-II», 84,4 км	Утечка нефти	Пробой прокладки между задвижкой вантуза Ду 150 и заглушкой, нарушение правил технической эксплуатации	Разлито 259,5 т нефти. Потери нефти 12 т, загрязнено 8132 м <sup>2</sup> , попало в водоем 3,1 т	Простой МН 36 ч. Ущерб 314 тыс. руб. Пострадавших нет	
		13.03.1999 г. ОАО «Уралсибнефтепровод» Туймазинское НУ МН «Субханкулово-Шкапово», 85,6 км	Утечка нефти	Трещина по гребню гофры в потолочной части трубы, брак СМР	Разлито 54,8 т нефти. Потери нефти 1,7 т, загрязнено 824 м <sup>2</sup> земли	Ущерб 234,5 тыс. руб. Пострадавших нет	
		12.06.1999 г. ОАО «Уралсибнефтепровод» Челябинское НУ МН «Туймазы-Новосибирск-Омск-II», 333,8 км	Утечка нефти	Утечка нефти по причине продольного разрыва трубы по границе сварного шва накладного элемента, брак СМР	Разлито 420 т нефти. Потери нефти 92 т, загрязнено 2,48 га земель, попадание нефти в р. Улу-Ир 29,5 т	Ущерб 5842 тыс. руб. Пострадавших нет	
		06.03.2000 г. ОАО «Уралсибнефтепровод» Челябинское НУ МН «Туймазы-Новосибирск-Омск-II», 353,4 км	Утечка нефти	Продольный разрыв трубы размером по царапине, нанесенной при капремонте, нарушение правил производства работ	Разлито 232,6 т нефти. Потери нефти 41 т, загрязнено 1500 м <sup>2</sup> земли	Простой МН 54 ч. ущерб 3845 тыс. руб. Пострадавших нет	
		17.05.2000 г. ОАО «Уралсибнефтепровод» Туймазинское НУ МН «Салават-Орск», 126 км	Утечка нефти	Повреждение (пробой) тела трубы гусеницей бульдозера Д-85 «Камацу» размер отверстия 15x18 мм, нарушение правил производства работ	Разлито 6,6 т нефти. Потери нефти 0,7 т, загрязнено 400 м <sup>2</sup> земли	Простой МН 26 ч. Ущерб 785 руб. Пострадавших нет	
22	Лист						

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
209411		

Изм.	Продолжение таблицы 5					
	Кол.уч.	Дата, место аварии	Вид аварии (инцидента)	Описание аварии и основные причины	Масштаб развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
Лист		17.05.2000 г. ОАО «Уралсибнефтепровод» Туймазинское НУ МН «Салават-Орск», 126 км	Утечка нефти	Повреждение (пробой) тела трубы гусеницей бульдозера Д-85 «Камацу» размер отверстия 15х18 мм, нарушение правил производства работ	Разлито 6,6 т нефти. Потери нефти 0,7 т, загрязнено 400 м <sup>2</sup> земли	Простой МН 26 ч. Ущерб 785 руб. Пострадавших нет
№ док.		27.02.2001 г. ОАО «Уралсибнефтепровод» Челябинское НУ МН ««Нижневартовск-Курган-Куйбышев»», 1322 км	Утечка нефти	Утечка нефти по причине несанкционированной врезки, отверстием диаметром 40 мм	Разлито и потеряно нефти 6,5 т, загрязнено 1250 м <sup>2</sup> земли	Простой МН 6,8 ч. Ущерб 2454,8 тыс. руб. Пострадавших нет
Подпись		28.05.2001 г. ОАО «Уралсибнефтепровод» Челябинское НУ МН ««Нижневартовск-Курган-Куйбышев»», 1341 км	Утечка нефти	Несанкционированная врезка, утечка через резьбовое соединение приваренного к трубе патрубка	Разлито 6,2 т нефти. Потери нефти 0,9 т, загрязнено 500 м <sup>2</sup> земли	Ущерб 196,5 тыс. руб. Пострадавших нет
Дата	Г. 7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБЭ	4.08.2001 г. ОАО «Уралсибнефтепровод» Челябинское НУ МН «Туймазы-Новосибирск-Омск-І», 350 км	Утечка нефти	Утечка нефти по причине несанкционированной врезки, отверстием диаметром 8 мм	Разлито 21,1 т нефти. Потери нефти 9 т, загрязнено 306 м <sup>2</sup> земли, попадание нефти в р. Куторка, р. Ай	Ущерб 4650 тыс. руб. Пострадавших нет
		12.2001 г. МН «Красноярск-Иркутск», 393,4 км	Утечка нефти	При опорожнении резервной нитки с перекачкой нефти ПНУ в трубопровод произошла разгерметизация всасывающей нитки насоса	Выход нефти составил 143 м <sup>3</sup> . Нефть локализовалась в пониженной части рельефа - естественный овраг, расположенный от места аварии на расстоянии 80 м	Объем безвозвратных потерь нефти составил 4 м <sup>3</sup> . Пострадавших нет
		21.01.2003 г. Альметьевского РНУ МН «Киенгоп-Набережные Челны», 218 км	Утечка нефти	Утечка нефти из фланцевого соединения патрубка с задвижкой из-за несанкционированно врезанного в МН вантуза	Выход нефти составил 3,9 т. Площадь загрязненной территории составила 45 м <sup>2</sup>	Расходы на ликвидацию составили 347,2 тыс. руб.
		20.09.2003 г. Альметьевского РНУ МН «Киенгоп-Набережные Челны», 217 км	Утечка нефти	Разгерметизация нефтепровода в результате повреждения тела трубы лезвием отвала бульдозера при проведении кап. ремонта	Выход нефти составил 1 т. Площадь загрязненной территории составила 28 м <sup>2</sup>	Расходы на ликвидацию составили 95442,3 тыс. руб.
Лист	23					24

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
209411		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Продолжение таблицы 5				
						Дата, место аварии	Вид аварии (инцидента)	Описание аварии и основные причины	Масштаб развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
						17.02.2004 г. Курский район Ставропольского края МН «Малгобек-Тихорецк»	Утечка нефти	Разлив нефти по причине незаконной врезки.	Объем разлившейся нефти составил 150 т. Площадь загрязненной поверхности грунта – 2 га.	Погибших и пострадавших нет.
						10.05.2004 г. Станица Кисляковская Краснодарский край МН «Лисичанск-Тихорецк»	Утечка нефти	Разлив нефти по причине разрыва трубы по шву (заводской брак)	Объем разлившейся нефти составил 400 м <sup>3</sup>	Пострадавших нет.
						28.06.2005 г. Кузоватовский район Ульяновской области на нефтепроводе «Дружба»	Утечка нефти	Вследствие незаконной врезки произошла утечка нефти. Фонтан нефти высотой 15 м бил в течение суток	Площадь загрязненной поверхности грунта – 4000 м <sup>2</sup>	Пострадавших нет.
Г. 7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБЗ						03.07.2005 г. МН «Холмогоры – Клин», 1609 км	Утечка нефти	Из-за несанкционированной врезки произошел разлив нефти	Объем разлившейся нефти составил 15 м <sup>3</sup> . Площадь загрязненной поверхности грунта - 3000 м <sup>2</sup>	Пострадавших нет.
						07.08.2005 г. Республика Адыгея Тахтамукайский район МН «Хадзыженск – Псекупская-Краснодар», 80 км	Утечка нефти	Выход нефти из МН по причине несанкционированной врезки в нефтепровод с целью хищения нефти	Объем разлившейся нефти составил 45 м <sup>3</sup> . Площадь загрязненной поверхности грунта – 70 м <sup>2</sup> с глубиной пропитки 5 см. Загрязнение нефтью канала Чибий протяженностью 6 км по течению. Площадь загрязнения водной поверхности 15000 м <sup>2</sup> . Воспламенения и взрыва не произошло.	Экономический ущерб – 948,908 тыс. руб. Ущерб окружающей среде – 2783,277 тыс. руб. Пострадавших нет.
						23.11.2005 г. п. Предметкино в Кемеровской области ОАО «Трансибнефть» МН «Анжеро-Судженск-Красноярск»	Утечка нефти	В течение нескольких часов из МН бил фонтан нефти. Причина аварии - изношенность трубопровода	Объем разлившейся нефти составил 350 м <sup>3</sup> . Площадь загрязненной поверхности грунта – 25 га леса. Нефть разлилась на 150 м вдоль полотна Западно-Сибирской железной дороги	Пострадавших нет. В целях безопасности на несколько часов было остановлено движение поездов
							14.01.2006 г. Самарская область, нефтепровод «Дружба-1»	Утечка нефти	Из-за незаконной врезки произошел разлив нефти	Объем разлившейся нефти составил 10 т. Загрязнено 900 м <sup>2</sup> ледового покрова р. Чапаевка и 4 тыс. м <sup>2</sup> береговой зоны реки



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
209411		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Продолжение таблицы 5				
						Дата, место аварии	Вид аварии (инцидента)	Описание аварии и основные причины	Масштаб развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
						07.02.2006 г. Челябинская область, г. Миасс МН «Нижневартовск-Курган-Куйбышев»	Утечка нефти, возгорание	Произошел разлив и возгорание нефти во время ремонтных работ на магистральном нефтепроводе	Объем разлившейся нефти составил 10 т. Произошло возгорание.	Пострадавших нет. Пожар уничтожил передвижную насосную установку
						08.03.2006 г. г. Туймазы (Башкирия) МН «Нижневартовск-Курган-Куйбышев»	Утечка нефти	Произошел разлив нефти. Часть нефти попала в местную реку. Причина аварии - изношенность трубопровода	Объем разлившейся нефти составил 800 м <sup>3</sup> . Площадь загрязненной поверхности грунта – 5 га. Часть нефти попала в местную реку, в которой содержание нефтепродуктов достигло 70 ПДК	Пострадавших нет. Загрязнение водоема.
						21.01.2007 г. Республика Дагестан Тихорецкое РНУ АО «Черномортранснефть»	Утечка нефти	Выход нефти из МН по причине несанкционированной врезки в нефтепровод с целью хищения нефти.	Объем разлившейся нефти составил 86 м <sup>3</sup> . Площадь загрязненной поверхности грунта – 65000 м <sup>2</sup> . Воспламенения и взрыва не произошло.	Погибших и пострадавших нет. Продолжительность остановки нефтепровода 9 ч.45 мин.
						02.02.2008 г. Республика Дагестан. МН «Грозный-Баку», 349 км	Утечка нефти	Утечка нефти по причине разгерметизации сварочного шва трубы из-за длительной ее эксплуатации и ветхости	Объем разлитой нефти - 495 т. Собрано и закачано в нефтепровод 106 т нефти. Объем нефти впитавшейся в грунт - 233 т, а общая площадь загрязнения - 16,15 га. Средняя глубина проникновения нефти в грунт - 0,012 см	Общие безвозвратные потери нефти - 389 т. Пострадавших нет
						14.07.2008 г. ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»	Утечка нефти, возгорание	При самовольном проведении работ по рекультивации траншеи трассы демонтированного магистрального трубопровода Ду=1020 мм в охранной зоне, машинистом экскаватора поврежден нефтепровод с последующим возгоранием	Данных нет	Один человек погиб после полученных ожогов

Г. 7. 0000. 18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБЗ

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
209411		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Продолжение таблицы 5				
						Дата, место аварии	Вид аварии (инцидента)	Описание аварии и основные причины	Масштаб развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
						08.06.2008 г. ПАО «Транснефть» АО «Черномортранснефть» МН «Малгобек-Тихорецк», 12 км	Утечка нефти	Произошел выход нефти в связи с разгерметизацией шарового крана в результате несанкционированной врезки в нефтепровод	Объем разлившейся нефти составил 42,2 м <sup>3</sup>	Пострадавших нет
						03.03.2009 г. ПАО «Транснефть» АО «Транснефть-Приволга» МН «Куйбышев-Лисичанск», 432 км	Утечка нефти, возгорание	При выполнении работ на узле приема-пуска скребка разрушилась задвижка с выходом нефти и последующим возгоранием. Причина аварии – коррозия металла	Данных нет	Пострадавших нет
Г. 7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБЭ2						09.05.2009 г. Ростовская область, п. Сохрановка. АО «Транснефть-Приволга» Волгоградское РНУ МН «Куйбышев-Лисичанск», 881 км	Утечка нефти, возгорание	Разгерметизация трубопровода с выходом и возгоранием нефти. Причина аварии – коррозия металла трубы	Объем разлившейся нефти составил 300 м <sup>3</sup> . Площадь возгорания 600 м <sup>2</sup>	Экономический ущерб 3,5 млн. руб. Пострадавших нет
						18.01.2010 г. Республика Саха (Якутия), в 30 км западнее г. Ленск МН «Восточная Сибирь-Тихий океан», 1351 км	Утечка нефти	Произошла утечка нефти из МН во время ремонта между узлами запорной арматуры	Объем разлившейся нефти составил 450 м <sup>3</sup> . Площадь загрязненной поверхности грунта – 20000 м <sup>2</sup> . Глубина нефтяного пятна от 2-10 см	Пострадавших нет
						26.05.2011 г. Сапеле, Нигерия Национальная нефтяная компания Нигерии	Взрыв паров нефтепродуктов	Взрыв на нефтепродуктопроводе произошел из-за незаконной врезки в трубопровод.	Не сообщается.	Нет сведений.
						13.09.2011. Северо-Казахстанская область, Казахстан. 1056 км нефтепровода ТОН-2 Северо-Казахстанского нефтепроводного управления Восточного филиала АО "КазТрансОйл"	Порыв нефтепровода Таймыс-Омск-Новосибирск (ТОН-2) при проведении земляных	Порыв нефтепровода Таймыс-Омск-Новосибирск (ТОН-2) при проведении земляных работ произошел в Северо-Казахстанской области, около 200 куб. м нефти вылилось на землю. При проведении земляных работ по прокладке волоконно-оптической линии связи в охраняемой зоне произошел порыв нефтепровода	Разлив нефти ориентировочно площадью 1 тыс. кв. м объемом 200 куб. м. В ликвидации ЧС задействованы более 50 человек и свыше 10 единиц спецтехники.	Нет сведений.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
209411		

Изм.	Окончание таблицы 5					
	Кол.уч.	Дата, место аварии	Вид аварии (инцидента)	Описание аварии и основные причины	Масштаб развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
Лист				диаметром 720 мм. Аварийный участок трубопровода перекрыт, производился сбор нефти.		
№ док.						
Подпись	06.02.2012 г. Яблунивская установка комплексной подготовки нефти ГПУ «Полтавагаздобыча», ДК «Укргаздобыча», Украина	Разлив и возгорание нефтяной смеси	Вследствие разгерметизации технологической емкости объемом 25 м <sup>3</sup> произошел разлив и возгорание нефтяной смеси на площади около 20 м <sup>2</sup> . В тушении пожара принимали участие два отделения Государственной пожарной части №35, а также отделение ведомственной охраны «Полтавагаздобычи».	Возгорание нефтяной смеси на площади около 20м <sup>2</sup>	Вследствие пожара погиб оператор установки. Еще два сотрудника «Полтавагаздобычи» получили ожоги рук и лица 2-3 степени. Пострадавшие госпитализированы.	
Дата	Г. 7. 0000. 18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБЭ	17.01.2012 г., ОАО "СУРГУТНЕФТЕГАЗ". ХМАО-Югра, Тюменская область. Цех добычи нефти и газа № 4 ДНС-4 Яундорского месторождения.	Выход нефти с последующим возгоранием	При выполнении работ по замене прокладки, установленной на входе в нефтенасосную, произошел пропуск нефти и ее возгорание. Причины аварии: 1.Разгерметизация задвижки в месте установки прокладки между крышкой и корпусом задвижки. 2.Неудовлетворительная организация производства работ.	Авария ликвидирована	Пострадавших нет
		22.12.2014 г. МН "Тихорецк-Туапсе-2, участок Тихорецк-Заречье, 185-247 км"	Разлив нефти	В результате схода оползня произошла разгерметизация нефтепровода с последующим разливом нефти	Авария ликвидирована	Пострадавших нет
Лист	27					

### 2.1.3 Анализ основных причин произошедших аварий

2.1.3.1 Анализ аварий и инцидентов, произошедших на магистральных нефтепроводах позволил выделить следующие основные группы причин:

- несанкционированные врезки в целях хищения нефти, умышленная порча оборудования трубопровода - 80%;

- брак строительно-монтажных работ – некачественное выполнение кольцевых сварных швов, механические несквозные повреждения тела трубы (вмятины, гофры, царапины, задиры, нанесенные при строительстве) - 8%;

- коррозия металла труб – местная коррозия в виде язв, каверн, свищей, сплошная равномерная и неравномерная коррозия с внешней стороны трубы - 4%;

- нарушение герметичности нефтепроводов от воздействия дорожно-строительной техники при нарушении правил производства работ в охранной зоне нефтепровода - 4%.

- нарушение правил технической эксплуатации нефтепроводов (ошибки эксплуатационного персонала) - 4%.

Возможны также порывы трубопроводов вследствие нарушений технологии перекачки из-за ошибок оперативного и ремонтного персонала, остановок перекачки при резком исчезновении напряжения в сети электроснабжения.

Следует также отметить снижение в последнее время количества аварий возникающих по причине брака строительно-монтажных работ из-за введения процедур жесткого контроля на всех этапах строительства МН (регламентирование и контроль производства и доставки трубной продукции, применение автоматизированной сварки трубопровода со 100 % контролем неразрушающими методами сварных стыков, испытание и диагностирование трубопровода перед вводом его в эксплуатацию и т.п.).

Вместе с тем, увеличилось количество аварий (максимальная доля в общем количестве аварий), возникающих по причине внешнего механического воздействия на линейную часть нефтепровода, включающие силовое воздействие механическими средствами, несанкционированные и преднамеренные действия сторонних лиц с целью хищения нефти, а также аварий возникающих по иным причинам, включая ошибки эксплуатации.

Анализ аварий, представленных в п. 2.1.2 показывает, что на объектах, аналогичных декларируемому и содержащих подобные опасные вещества, возможны аварии, сопровождающиеся взрывами, пожарами и загрязнением окружающей

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

природной среды, а основными их причинами являются: несанкционированные врезки в целях хищения нефти и брак строительно-монтажных работ.

2.1.3.2 В соответствии с данными Ростехнадзора (информационные бюллетени 2004г – 2018г, официальный сайт Ростехнадзора (<http://www.gosnadzor.ru>) и протяженности эксплуатируемых МН и МНПП, составлена статистика аварий и их классификация по причинам за последние 5 лет на МН и МНПП ПАО «Транснефть» ([www.transneft.ru](http://www.transneft.ru)), которая представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Статистика аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах ПАО «Транснефть»

Показатель				Причины аварии					
Годы	Протяженность эксплуатируемых МН и МНПП ПАО «Транснефть», км	Число аварий	Приведенное число аварий к 1000 км	Коррозия	Заводской дефект	Брак СМР	Механическое повреждение трубопроводов	Прочие, включая ошибки эксплуатации	Несанкционированные врезки
2014	72181	-	-	-	-	-	-	-	-
2015	71179	2	0,028	2	-	-	-	-	-
2016	70628,3	1	0,014	-	-	-	1	-	-
2017	69080,42	-	-	-	-	-	-	-	-
2018	68372,9	1	0,015	-	-	1	-	-	-

Ине. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. ине. №				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2	Лист
1	-	Зам.	3512-19		24.09.19		29

За последние 5 лет по МН и МНПП ПАО «Транснефть» количество аварий составило в среднем менее 1 аварии в год, что соответствует величине  $1,14 \times 10^{-5} 1/(\text{км}\cdot\text{год})$ .

Анализ основных причин аварий, произошедших на МН и МНПП ПАО «Транснефть» позволил выделить следующие основные группы причин возникновения аварий, которые приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Основные причины аварий на МН и МНПП

Причины аварий	% от общего числа аварий за последние 5 лет
Коррозия	50%
Брак СМР	25%
Механические повреждения трубопроводов	25%

К наиболее значимым причинам аварийных отказов на линейной части МН и МНПП, которые могут привести к разгерметизации трубопроводов с выбросом большого количества нефти, относятся:

– некачественное выполнение монтажных стыков и стыков, сваренных на стеллажах, механические несквозные повреждения тела трубы (вмятины, царапины, задиры), нанесенные при строительстве;

– сквозные пробоины трубопровода строительной техникой, повреждения запорной арматуры, вентузов, манометрических приборов, а также повреждение ремонтной техникой в процессе капитального ремонта МН и МНПП;

– наличие дефектов в металле труб, некачественная заводская сварка трубных швов, дефекты запорной арматуры и соединительных деталей трубопроводов;

- несанкционированные врезки в трубопровод;

Ине. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					
1	-	Зам.	3512-19		24.09.19					

– внутренняя коррозия в виде язв, свищей вследствие перекачки обводненных нефтей с агрессивными компонентами, сплошная равномерная и неравномерная внешняя коррозия, возникающая вследствие естественного старения изоляционного покрытия или некачественного нанесения изоляции при строительстве, неэффективной работы системы ЭХЗ.

Возможны также порывы трубопроводов вследствие нарушений технологии перекачки из-за ошибок оперативного и ремонтного персонала, остановок перекачки при резком исчезновении напряжения в сети электроснабжения.

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						31
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					
1	-	Зам.	3512-19		24.09.19					

## 2.2 Анализ условий возникновения и развития аварий

### 2.2.1 Определение возможных причин возникновения аварий и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий

Аварийные ситуации на линейной части нефтепроводов возникают в результате действия различных факторов. Факторы, влияющие на процессы возникновения аварий, могут быть сгруппированы следующим образом:

- внешние антропогенные воздействия;
- коррозия;
- качество производства труб;
- качество строительно-монтажных работ;
- конструктивно технологические факторы;
- нерасчетные внешние природные воздействия;
- эксплуатационные факторы;
- дефекты тела трубы и сварных швов.

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	32		
1	-	Зам.	3512-19		24.09.19			



В пределах каждой указанной группы имеется различное количество факторов влияния, каждый из которых учитывает те или иные аспекты возникновения аварийной ситуации.

Факторы, влияющие на развитие аварий:

- наличие современных средств управления процессом перекачки нефти и систем диагностики состояния технологического процесса;
- оснащенность и эффективность действий аварийно-восстановительных бригад;
- время реагирования на аварийную ситуацию как оператора НПС, так и аварийно-восстановительной бригады;
- региональные условия: рельеф и ландшафт местности, время года и т.д.

Согласно РД-13.020.00-КТН-148-11 для проектируемого участка МН выделены 5 групп факторов, влияющих на интенсивность аварийных отказов, весовые коэффициенты которых представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Группы факторов влияния

№ группы	Обозначение и наименование группы факторов	Доля группы, $\rho_i$
Гр <sub>1</sub>	Внешние антропогенные воздействия	0,60
Гр <sub>2</sub>	Коррозия	0,1
Гр <sub>3</sub>	Природные воздействия	0,1
Гр <sub>4</sub>	Конструктивно-технические факторы	0,1
Гр <sub>5</sub>	Сложность строительно-монтажных работ	0,1

Влияние факторов перечисленных выше групп на каждый расчетный участок (секцию) нефтепровода оценивается методом балльной оценки по десятибалльной шкале. Вклад каждого фактора в обобщенную балльную оценку определяется путем суммирования балльных оценок каждого фактора с использованием весовых коэффициентов.

В зависимости от совокупности конкретных значений различных факторов влияния, имеющих место на рассматриваемом участке трассы, интенсивность аварийных отказов на нем будет в той или иной степени отличаться от среднестатистической для данной трассы удельной частоты аварий ( $\bar{\lambda}$ ). Таким образом, для каждой локальной секции трассы определяется значение интегрального

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
										33
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

коэффициента  $k_{вл}$ , показывающего, во сколько раз удельная частота (вероятность) аварий в пределах локальной секции ( $\lambda_n$ ) отличается от среднестатистической для данной трассы  $\bar{\lambda}$  [1.63]:

$$\lambda_n = \bar{\lambda} \times k_{вл} \times k_n \times k_{нн},$$

где:  $K_n$  – коэффициент прочности;

$K_{нн}$  – коэффициент, учитывающий способ прокладки.

Расчет коэффициента  $k_{вл}$  производится с использованием балльной оценочной системы, при которой каждому значению фактора влияния состояния МН  $F_{ij}$  ставится в соответствие определенное, назначаемое на основании расчета или экспертной оценки, количество баллов  $B_{ij}$  (по 10-балльной шкале), отражающее интенсивность его влияния. При рассмотрении конкретной локальной секции трассы последовательно оценивается степень влияния каждого из факторов. Полученные для всех факторов влияния балльные оценки  $\{B_{ij}, i=1,\dots,I, j=1,\dots,J\}$  подставляются в формулу [1.63]:

$$k_{вл} = B_n / B_{ср},$$

где:  $B_n$  – балльная оценка n-ого участка трассы МН, определяемая как:

$$B_n = \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J(i)} \rho_i \times q_{ij} \times B_{ij}, \quad [1.63]$$

$B_{ср}$  – средняя балльная оценка трассы МН, полученная на основе балльной оценки каждой локальной секции трассы ( $n=1,\dots,N$ ), определяемая как:

$$B_{ср} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N B_n, \quad [1.63]$$

где:  $N$  – общее количество рассматриваемых локальных секций трассы МН.

Для проектируемых МН среднюю балльную оценку  $B_{ср}$  допускается принимать равной трем [1.63].

Коэффициент прочности  $k_n$  определяется как величина обратная отношению действительного запаса прочности МН в пределах рассматриваемой секции к значению коэффициента запаса прочности для МН и в предельном случае имеет значение 1.

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Коэффициент, учитывающий способ прокладки  $k_{нн}$  принимается равным 0,1 на участках, выполненных технологией микротоннелирования; 0,4 – на участках, выполненных наклонно-направленным бурением; 0,6 – на участках, выполненных по технологии «труба в трубе» или с применением обетонированных труб и 1 – на всех иных участках.

Значение  $\bar{\lambda}$  определяется из данных статистики по авариям на МН, эксплуатируемых ПАО «Транснефть». Среднестатистическая частота возникновения аварии по МН и МНПП ПАО «Транснефть» за последние 5 лет соответствует величине  $3,75 \times 10^{-5} 1/(\text{км}\cdot\text{год})$ .

Анализ статистических данных и отчетов комиссий по расследованию причин возникновения аварийных ситуаций на объектах транспорта и хранения нефти показал, что они могут быть условно объединены в следующие группы:

- отказы (неполадки) оборудования;
- ошибочные действия персонала;
- отступление от норм технологического регламента;
- внешние воздействия природного и техногенного характера.

К основным причинам, связанным с отказами оборудования, относятся: прекращение подачи энергоресурсов; коррозия и эрозия оборудования и трубопроводов; физический износ, механические повреждения или деформация оборудования и трубопроводов; причины, связанные с гидродинамическими процессами.

Прекращение подачи энергоресурсов может привести к нарушению нормального режима работы оборудования, выходу технических параметров за критические значения и созданию аварийной ситуации. Прекращение подачи электроэнергии на энергозависимое технологическое оборудование (узлы электроприводных задвижек), систем автоматического управления может привести к нарушению режима работы технологического оборудования, отказу систем аварийной сигнализации и автоматического управления, и, как следствие, к нарушению нормального режима технологических операций. В результате могут быть сформированы предпосылки к возникновению аварии.

Коррозия оборудования и трубопроводов может стать причиной частичной разгерметизации технологического оборудования. Анализ аварий на аналогичных объектах позволяет сделать вывод о том, что коррозионное разрушение, при

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										35
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

достаточной прочности конструкции оборудования или трубопроводов, чаще всего имеет локальный характер. Однако, при несвоевременной локализации, оно может послужить источником цепного развития аварийной ситуации на рассматриваемом объекте.

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

Трубопроводы является источником повышенной опасности из-за большого количества сварных и фланцевых соединений запорной и регулирующей арматуры, жестких условий работы (высокое давление) и значительных объемов веществ, перемещаемых по ним. Причинами разгерметизации могут быть: остаточные напряжения в материале трубопроводов в сочетании с напряжениями, возникающими при монтаже и ремонте, которые могут вызвать поломку элементов запорных устройств; образование трещин, разрывы трубопроводов; разрушения под воздействием температурных деформаций; гидравлические удары; вибрация; потеря несущей способности; превышение давления и т.п.

Технологические процессы и операции, протекающие на декларируемом объекте, относительно несложные, но трудоемкие, и требуют от обслуживающего персонала внимания и высокой ответственности. Уровень автоматизации технологического процесса требует от обслуживающего персонала высокой квалификации и повышенного внимания. Особую опасность представляют ошибки при пуске и остановке оборудования, ведении ремонтных, профилактических и других работ, связанных с неустойчивыми переходными режимами, с освобождением и заполнением оборудования опасными веществами. В случае неправильных действий персонала существует возможность разгерметизации систем и возникновения аварийной ситуации.

Причинами аварий, связанными с отступлениями от норм технологического регламента, являются повышение давления в трубопроводе выше допустимого, образование недопустимого уровня разряжения внутри трубопровода, в зимний период несвоевременная прокачка или удаление из трубопроводов и арматуры воды, обводненной нефти и водных растворов реагентов.

К внешним воздействиям природного и техногенного характера можно отнести: грозовые разряды и разряды от статического электричества; воздействие строительной техники; снежные заносы и аномальное повышение (понижение)

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

температуры воздуха; сильные (ураганные) ветры и смерчи, весенние паводки и ливневые дожди, попадание оборудования в зону действия поражающих факторов аварий, происшедших на соседних объектах; преднамеренные действия (диверсии).

Все вышеперечисленные причины и факторы могут привести к разгерметизации магистрального нефтепровода и явиться причиной возникновения аварий различных масштабов.

Факторами, оказывающими наибольшее влияние на развитие аварий и их последствий на линейной части декларируемого объекта, являются:

- постоянное нахождение нефти в нефтепроводе;
- проведение процесса перекачки нефти под давлением до 4,3 МПа;
- характерные размеры и площадь образовавшегося дефектного отверстия;
- время реагирования на аварийную ситуацию операторов НПС;
- увеличение объема разливающейся нефти при росте времени от момента возникновения аварии до остановки перекачки нефти, от момента остановки перекачки нефти до закрытия запорной арматуры для локализации аварийного участка;
- условия и рельеф местности, наличие защитных устройств, наличие обвалования;
- попадание разлившейся нефти в водотоки;
- появление источника зажигания;
- появление посторонних людей в зоне разлива нефти;
- оснащенность, оперативность и эффективность действий аварийно-восстановительных служб.

При повреждении участка или разгерметизации нефтепровода возможна аварийная утечка большого количества нефти. При этом возможно загрязнение окружающей среды: насыщение почвы нефтью, загрязнение поверхностных и грунтовых вод, интоксикация флоры и фауны. При наличии источника зажигания возможно воспламенение пролитой нефти.

Определение возможных причин возникновения аварии и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий, выполнено на основе выявленных опасностей, связанных с основными технологическими процессами на декларируемых объектах.

К основным причинам и факторам возникновения возможных аварийных ситуаций, связанным с отказами технологического оборудования, относятся:

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- опасности, связанные с типовыми процессами;
- физический износ, коррозия, механические повреждения оборудования или трубопроводов;
- прекращение подачи энергоресурсов (электроэнергии, воды);
- ошибки обслуживающего персонала;
- возможные внешние воздействия природного и техногенного характера.

## 2.2.2 Определение сценариев аварий с участием опасных веществ

2.2.2.1 Согласно статистическим данным аварийности на нефтепроводах, последствия аварий с выбросом нефти распределяются следующим образом:

- растекание по подстилающей поверхности - 85 % случаев;
- выброс нефти с мгновенным воспламенением - 3 % случая;
- выброс нефти с последующим пожаром излития - 11 % случаев;
- аварии сопровождающиеся объемным взрывом с последующим пожаром излития - 1 % случая.

Распределение характерных разрывов при авариях на нефтепроводах выглядит следующим образом:

- образование свища - 55 % случаев;
- продольная трещина (раскрытие) - 35 % случаев;
- гильотинный разрыв - 10 % случаев.

Таким образом, наиболее вероятной аварийной ситуацией является появление дефектного отверстия (свищ, трещина) на нефтепроводе, разлив нефти без возгорания, с последующей локализацией и ликвидацией разлива.

Максимальной гипотетической аварией является разрыв трубы на полное сечение, истечение нефти с формированием значительных площадей разлива, с последующим взрывом паровоздушной фазы и возгоранием пятна разлива нефти. Данная аварийная ситуация является наименее вероятной.

В данном разделе рассмотрены аварийные ситуации на нефтепроводе с четырьмя характерными отверстиями повреждения:

- разгерметизация нефтепровода (образование свища);
- разгерметизация нефтепровода (образование малой трещины);
- разгерметизация нефтепровода (образование средней трещины);
- разгерметизация нефтепровода (гильотинный разрыв).

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Логическая схема причинно-следственных закономерностей возникновения аварии, показывающая последовательность и сочетание различных событий (отказов, ошибок, нерасчетных внешних воздействий), возникновение которых может приводить к разгерметизации МН и последующей аварии с разливом нефти («дерево отказов») представлена на рисунке 3.

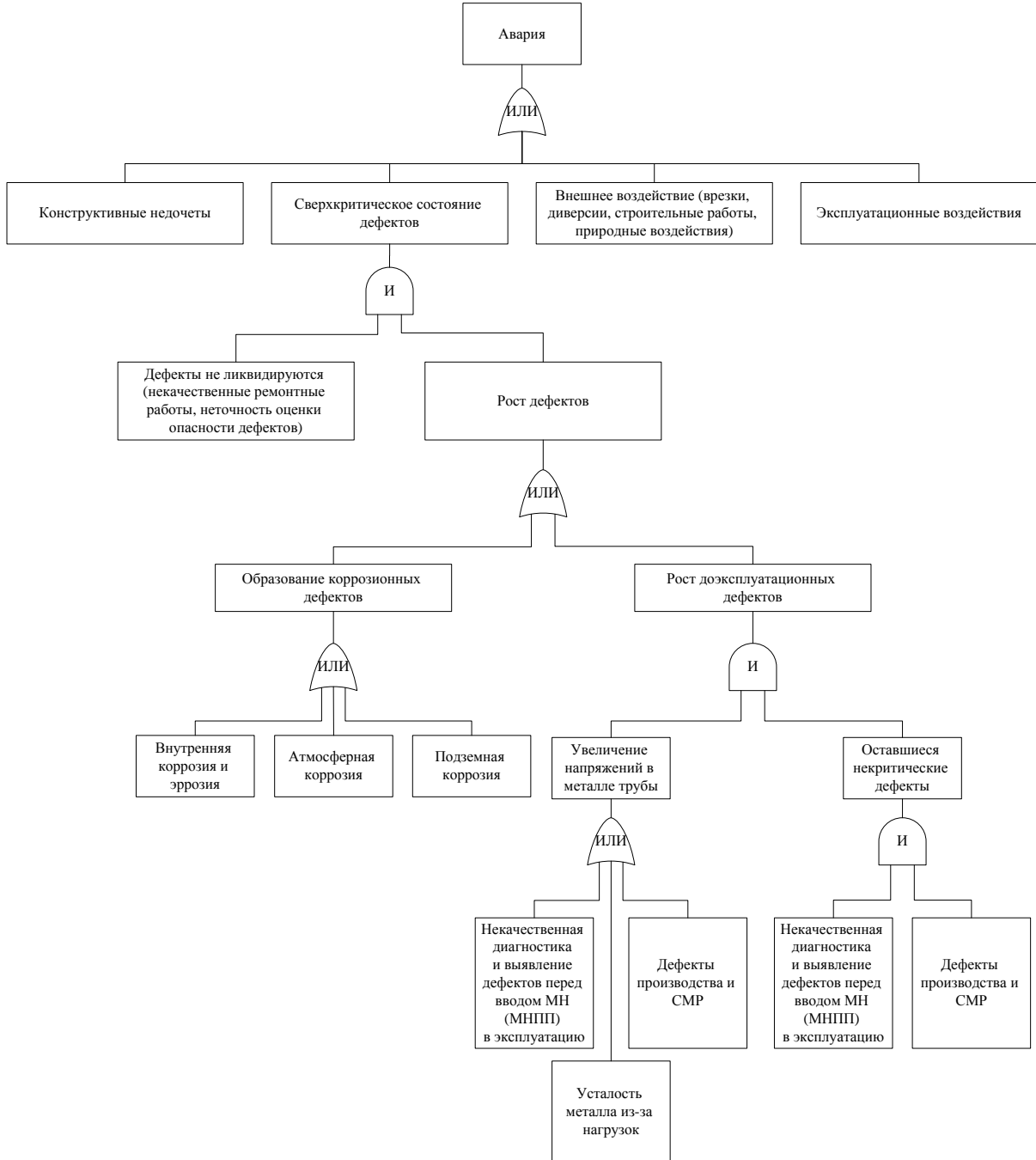


Рисунок 3 - "Дерево отказа" для аварий на МН

Име. № подл.	209411
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

### 2.2.2.2 Классический путь развития аварии следующий:

- выброс (разлив) жидкой фазы нефти на поверхность вследствие разгерметизации (разрушения) трубопровода;
- разлив нефти и загрязнение ею территории (почвы);
- взрыв паров нефти в приземном слое атмосферного воздуха (при наличии источника зажигания в зоне разлива);
- пожар пролива (при наличии источника зажигания в зоне разлива);
- тепловое воздействие пожара на окружающую среду.

2.2.2.3 При определении типовых сценариев возможных аварий использовались результаты расследования ранее произошедших аварий, анализа неполадок и инцидентов на аналогичных декларируемому объекту.

Основными опасностями для линейной части МН являются возможность разгерметизации участка трубопровода с последующей утечкой нефти и попаданием в окружающую природную среду, а также возможное воспламенение паров пролитой нефти с образованием пожаров, возможным развитием избыточного давления при сгорании топливно-воздушной смеси (ТВС) и загрязнением окружающей природной среды продуктами горения.

Разгерметизация участка МН с образованием дефектного отверстия характерного размера является событием инициирующим процесс развития аварии.

Вследствие того, что МН прокладывается подземно (глубина залегания не менее 0,8 м) свободного истечения нефти в виде струи при разгерметизации МН маловероятно.

Поскольку нефть и ее пары обладают способностью к воспламенению, существует вероятность ее воспламенения на месте аварии. Паровоздушные смеси взрывоопасной концентрации при проливах нефти на открытой поверхности образуются в приземном слое, непосредственно над зеркалом разлива и могут послужить для инициирования воспламенения (взрыва) разлитой нефти при наличии источника зажигания.

Для линейной части МН не рассматривается факельное горение струи жидкости по следующим причинам:

- свободное истечение нефти в виде струи из технологического оборудования, подземных участков трубопровода маловероятно ввиду заглубленного расположения, прокладка нефтепровода в защитном футляре на участке перехода через автодорогу ("труба в трубе");

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					



– факельное горение вероятнее всего может возникнуть при истечении сжатых газов и двухфазных сред. Для возникновения факельного горения жидкости, необходимо получить распыленную струю жидкости в виде мелких капель в потоке окислителя (в промышленности для этих целей используют специальные устройства – форсунки);

– при разгерметизации подземного нефтепровода получить распыленную струю жидкости возможно только при образовании мелких (точечных) отверстий в верхней части трубы, при этом расход жидкости через отверстие будет минимальным и возможный факел будет направлен в направлении близком к вертикальному, и, соответственно, будет охвачен образующимся пожаром пролива нефти.

Маловероятность аварий на линейной части МН со сгоранием струи нефти в виде направленного факела (факельного горения) подтверждается также отсутствием статистических данных Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзора) о подобных авариях на линейной части МН, которые публикуются в ежегодном информационном бюллетене НТЦ «Промышленная безопасность».

При анализе сценариев аварий необходимо учитывать условия прокладки и размещения МН (подземный, наземный/надземный, подводный МН, участок МН в тоннеле или в ином замкнутом/полузамкнутом пространстве, «труба в трубе», обетонированная труба). Конкретный сценарий аварии и его вероятность определяется исходя из следующих событий (приведено в примерном порядке убывания условной вероятности события):

- разлив нефти на поверхности сухопутного и/или водного объекта;
- образование облака паров разлитой нефти (загазованности);
- мгновенное воспламенение паров нефти;
- отсроченное (задержанное) воспламенение дрейфующих паров нефти, с возможностью пожара-вспышки, взрыва, пожара пролива;
- возможность образования взрывоопасной смеси в замкнутом/полузамкнутом пространстве (например, в тоннеле);
- возможность образования капельной смеси в атмосфере при возникновении струи с последующим воспламенением;
- возможность образования взрывоопасной смеси в межтрубном пространстве при прокладке «труба в трубе» последующим ее взрывом и разрушением внешней трубы.

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

2.2.2.4 По характеру возможных событий и наличию объектов, на которые воздействует разлившаяся нефть, определены и обозначены следующие группы сценариев:

Сценарий 1.1 (С1.1) - разгерметизация магистрального нефтепровода (образование свища) → разлив нефти → загрязнение почвы → испарение и формирование взрывопожароопасного облака паровоздушных смесей нефти → появление источника зажигания → взрыв паровоздушного облака → воздействие избыточного давления на людей и окружающую среду.

Сценарий 1.2 (С1.2) - разгерметизация нефтепровода (образование свища) → разлив нефти → испарение и формирование взрывопожароопасного облака паровоздушных смесей нефти → загрязнение почвы → появление источника зажигания → пожар-вспышка → воздействие высокотемпературных продуктов горения паровоздушного облака на людей и окружающую среду.

Сценарий 1.3 (С1.3) - разгерметизация магистрального нефтепровода (образование свища) → разлив нефти → загрязнение почвы → испарение и формирование взрывопожароопасного облака паровоздушных смесей нефти → появление источника зажигания → пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающую среду.

Сценарий 1.4 (С1.4) - разгерметизация магистрального нефтепровода → разлив нефти (образование свища) → загрязнение почвы, водного объекта → испарение и формирование взрывопожароопасного облака паровоздушных смесей нефти → загрязнение парами нефти окружающей среды.

Сценарий 2.1 (С2.1) - разгерметизация магистрального нефтепровода (образование малой трещины) → разлив нефти → загрязнение почвы → испарение и формирование взрывопожароопасного облака паровоздушных смесей нефти → появление источника зажигания → взрыв паровоздушного облака → воздействие избыточного давления на людей и окружающую среду.

Сценарий 2.2 (С2.2) - разгерметизация нефтепровода (образование малой трещины) → разлив нефти → испарение и формирование взрывопожароопасного облака паровоздушных смесей нефти → загрязнение почвы → появление источника зажигания → пожар-вспышка → воздействие высокотемпературных продуктов горения паровоздушного облака на людей и окружающую среду.

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
										42
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Сценарий 2.3 (С2.3) - разгерметизация магистрального нефтепровода (образование малой трещины) → разлив нефти → загрязнение почвы → испарение и формирование взрывопожароопасного облака паровоздушных смесей нефти → появление источника зажигания → пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающую среду.

Сценарий 2.4 (С2.4) - разгерметизация магистрального нефтепровода (образование малой трещины) → разлив нефти → загрязнение почвы, водного объекта → испарение и формирование взрывопожароопасного облака паровоздушных смесей нефти → загрязнение парами нефти окружающей среды.

Сценарий 3.1 (С3.1) - разгерметизация магистрального нефтепровода (образование средней трещины) → разлив нефти → загрязнение почвы → испарение и формирование взрывопожароопасного облака паровоздушных смесей нефти → появление источника зажигания → взрыв паровоздушного облака → воздействие избыточного давления на людей и окружающую среду.

Сценарий 3.2 (С3.2) - разгерметизация магистрального нефтепровода (образование средней трещины) → разлив нефти → испарение и формирование взрывопожароопасного облака паровоздушных смесей нефти → загрязнение почвы → появление источника зажигания → пожар-вспышка → воздействие высокотемпературных продуктов горения паровоздушного облака на людей и окружающую среду.

Сценарий 3.3 (С3.3) - разгерметизация магистрального нефтепровода (образование средней трещины) → разлив нефти → загрязнение почвы → испарение и формирование взрывопожароопасного облака паровоздушных смесей нефти → появление источника зажигания → пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающую среду.

Сценарий 3.4 (С3.4) - разгерметизация магистрального нефтепровода (образование средней трещины) → разлив нефти → загрязнение почвы, водного объекта → испарение и формирование взрывопожароопасного облака паровоздушных смесей нефти → загрязнение парами нефти окружающей среды.

Сценарий 4.1 (С4.1) - разгерметизация магистрального нефтепровода (образование гильотинного разрыва) → разлив нефти → загрязнение почвы → испарение и формирование взрывопожароопасного облака паровоздушных смесей

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

нефти → появление источника зажигания → взрыв паровоздушного облака → воздействие избыточного давления на людей и окружающую среду.

Сценарий 4.2 (С4.2) - разгерметизация нефтепровода (образование гильотинного разрыва) → разлив нефти → загрязнение почвы → испарение и формирование взрывопожароопасного облака паровоздушных смесей нефти → появление источника зажигания → пожар-вспышка → воздействие высокотемпературных продуктов горения паровоздушного облака на людей и окружающую среду.

Сценарий 4.3 (С4.3) - разгерметизация магистрального нефтепровода (образование гильотинного разрыва) → разлив нефти → загрязнение почвы → испарение и формирование взрывопожароопасного облака паровоздушных смесей нефти → появление источника зажигания → пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающую среду.

Сценарий 4.4 (С4.4) - разгерметизация магистрального нефтепровода (образование гильотинного разрыва) → разлив нефти → загрязнение почвы, водного объекта → испарение и формирование взрывопожароопасного облака паровоздушных смесей нефти → загрязнение парами нефти окружающей среды.

При авариях, связанных с выбросом нефти, на реконструируемом участке нефтепровода возможно загрязнение окружающей среды. При этом ввиду свойств нефти непосредственная угроза для жизни людей невелика, поскольку пары нефти обладают малой токсичностью и не могут привести к смертельному поражению даже при высоких концентрациях паров углеводородов в месте аварии. Поэтому при испарении разлитой нефти и образовании зон загазованности вредное воздействие на людей (интоксикация) не рассматривается.

2.2.2.5 На рассматриваемом участке разгерметизация нефтепровода наиболее вероятна в местах, где существуют предпосылки для его повреждения (воздействие природных процессов, пересечение коммуникаций).

Более тяжелыми последствиями характеризуется утечка в низких точках профиля на участках со значительными уклонами, в этих точках будут наибольшие объемы утечек.

Необходимо отметить, что на рассматриваемом участке нефтепровода отсутствуют постоянные источники зажигания, могут возникнуть следующие потенциально возможные источники зажигания:

- разряды молний и их вторичные проявления;

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										44
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- источник зажигания, появившийся в результате нарушений обслуживающим персоналом правил пожарной безопасности;
- источник зажигания, появившийся в результате действий проникших на объект посторонних лиц, диверсионных актов или иных преднамеренных действий;
- двигатели автотранспортных средств.

### 2.2.3 Обоснование физико-математических моделей и методов расчета, с оценкой влияния исходных данных на результаты анализа риска аварий

При оценке опасности использовались модели и методы анализа риска в соответствии со следующими источниками:

- Руководство по безопасности "Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах" (утверждено приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 г. № 144);
- Руководство по безопасности "Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов" (утверждено приказом Ростехнадзора от 17.06.2016 г. № 228).
- РД-13.020.00-КНТ-148-11 "Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах".

Основным негативным последствием аварий на МН является экологический ущерб окружающей среде. Не исключены варианты развития сценариев аварий с последующим возгоранием, пожаром и попаданием в зону возможных поражающих факторов людей и оборудования.

Для расчета зон возможных поражающих факторов и экологического ущерба окружающей среды были использованы:

- Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, утвержденная приказом МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404;
- ГОСТ Р 12.3.047-2012 Система безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля;
- Руководство по безопасности "Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей";
- Руководство по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ»;

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утверждена Минтопэнерго РФ от 01.11.1995 г., согласована с департаментом государственного экологического контроля Минприроды РФ) - М., 1996 г.;

- РД 03-496-02 Методические указания по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах;

- Рекомендации по обеспечению пожарной безопасности объектов нефтепродуктообеспечения, расположенных на селитебной территории (Методика ВНИИПО МВД России) (согласованы письмом ГУП ГПС МВД РФ №20/3.2/2151 от 12.09.1996 г., утверждены и введены в действие приказом Минтопэнерго РФ);

- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств (утверждены приказом Ростехнадзора от 11.03.2013 г. №96);

Расчеты по определению объемов аварийных утечек на линейной части декларируемого объекта, массы потерянной нефти, выполнены по сертифицированной программе «OIL SPILL», ЦИЭКС 55000-01.10 (сертификат соответствия № РОСС RU.03 ЭЧ16.Н 0083). Расчеты зон действия поражающих факторов возможных аварий на декларируемом объекте выполнены с использованием программного комплекса для оценки последствий аварий с выбросом опасных веществ «ТОКСИ+<sup>Risk</sup>» (сертификат соответствия № РОСС RU.СП22.Н00066 рег. № 0995688).

Анализ риска линейной части МН имеет свои особенности, поэтому для разработки методики основными источниками информации являлась техническая документация и данные по аварийности ПАО «Транснефть» и Ростехнадзора России, а также литературные источники. Оценка степени риска трассы нефтепровода проводилась на основе идентификации опасностей и оценки риска отдельных участков по «Методическому руководству по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах», основные принципы которого вытекают из положений [1.65]. Указанные методики дают основу для разработки приоритетных мероприятий по повышению промышленной безопасности нефтепроводов.

Картографическая информация о распределении земель в зоне прохождения трубопроводов анализировалась по данным материалов землепользования соответствующих районов. В методике представлены следующие показатели риска:

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

1) интенсивность разгерметизации нефтепровода,  $\lambda_n$  аварий в год;

2) ожидаемый объем разлива нефти для единичной длины трубопровода, тонн в год;

3) ожидаемый экономический ущерб, руб.

Методика основана на анализе и результатах статистической обработки большого числа аварий, имевших место на магистральных нефтепроводах. Оценка риска включает в себя следующие этапы:

- сбор и обобщение информации о состоянии нефтепровода и характеристик трассы, по которой он проложен, с идентификацией опасностей, возникающих при его эксплуатации;

- прогноз частоты утечек нефти на линейной части и оценку объемов утечки и потерь нефти (технологический риск);

- оценку последствий аварийных утечек нефти для различных компонентов окружающей природной среды;

- проведение (на основе полученных оценок риска) ранжирования участков трассы нефтепроводов по степени опасности и приоритетности мер безопасности (управление риском).

Проведение расчетной оценки риска эксплуатации и последствий возможных аварий предполагает сбор, обобщение и использование исходной информации, в том числе:

- проектной документации;

- материалов инженерных изысканий;

- данных экологического обследования нефтепроводов;

- картографических материалов и других данных.

При оценке риска приняты следующие предположения и допущения:

- в случае аварии происходит мгновенное (полное или частичное) разрушение оборудования;

- при определении поражения людей были приняты критерии, изложенные в использованных методиках;

- разлив нефти происходит на неограниченную площадь;

- при расчете зоны поражения при пожаре пролива в обваловании учитывается, что вся жидкая фаза выброса может быть вовлечена в пожар;

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- при определении количества поступивших в помещение или окружающую среду веществ, которые могут образовывать горючие паровоздушные смеси учитывается, что испарение происходит с поверхности разлившейся жидкости;
- с целью определения максимальных размеров зон поражения при расчете рассеяния паров приняты наихудшие условия рассеяния;
- предполагалось, что персонал работает посменно в соответствии с режимом работы;
- при анализе последствий аварий были приняты значения, близкие или равные максимально возможным количествам опасных веществ в единице оборудования;
- при определении расстояний, на которых происходит рассеяние до безопасных концентраций, предполагались наихудшие условия, возможные при соответствующих условиях;
- при расчете поражения при пожаре пролива предполагается пролив максимального количества жидкой фазы;
- при оценке вероятности воспламенения облака ТВС и проливов учитывалось присутствие возможных источников воспламенения (искры от механических источников и трения, открытый огонь, разряды статического электричества, электрооборудование, нагретые поверхности и т.д.);
- дополнительные допущения, используемые в оценке риска, приведены в соответствующем разделе.

Приведенные выше допущения согласуются с современной практикой количественного анализа риска. При возникновении неопределенностей, не достаточно полно описываемых применяемыми моделями, при расчетах делались консервативные допущения.

Наибольшее влияние на результаты расчета зон поражения оказывают значения количеств опасных веществ, вовлекаемых в аварийную ситуацию.

При оценке этих количеств, практически во всех сценариях, приняты значения, близкие или равные максимально возможным количествам опасных веществ, которые могут быть вовлечены в аварию, в т.ч. учитывалось поступление от смежных составляющих объекта.

В проведенных расчетах предполагалось, что в соответствующем сценарии на месте аварии происходит пролив максимально возможного размера, который определялся согласно приведенным выше допущениям. Такие допущения могут приводить к некоторому завышению площади пролива, поскольку наличие даже

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					



незначительных уклонов и неровностей будет приводить к стоку жидкой фазы в направлении уклона, скоплению жидкой фазы в определенных местах и уменьшению площади пролива.

Таким образом, с точки зрения наихудших условий развития аварии и принятых допущений и предположений получены максимальные размеры зон поражения. Поэтому использование любых других вариантов исходных данных не приведет к увеличению размеров зон поражения и вероятностей возникновения аварий. Также завышены и полученные в ходе анализа показатели риска. Суммарная величина завышения показателей риска в целом не превышает 2-3 раз.

## 2.2.4 Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии

2.2.4.1 Основными факторами, определяющими объем аварийной утечки нефти на линейной части МН, являются:

- характер и место разрушения;
- порядок обнаружения утечек и остановки работы трубопроводной системы;
- характеристики трубопровода (диаметр труб, профиль трассы, наличие ответвлений, расположение и характеристики задвижек, характеристики насосов);
- режим перекачки нефти;
- действия аварийно-восстановительных служб по ликвидации аварии;
- действия по сбору нефти.

2.2.4.2 Объем аварийной утечки нефти рассчитан в соответствии с Приложением 9 Руководства по безопасности "Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов" (утверждено приказом Ростехнадзора от 17.06.2016 г. № 228) и составляет:

$$V=V_1+V_2+V_3,$$

где:  $V_1$  – объем нефти, вытекшей в напорном режиме, т.е. с момента повреждения до остановки перекачки;

$V_2$  – объем нефти, вытекшей в безнапорном режиме, с момента остановки перекачки до закрытия задвижек;

$V_3$  – объем нефти, вытекшей с момента закрытия задвижек до прекращения утечки (до момента прибытия АББ или полного опорожнения отсеченной части трубопровода).

В основе определения  $V_1$  лежит следующая зависимость:

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

$$V_1 = Q \cdot 60 \cdot t_1 ,$$

где: Q - расход нефти через аварийное отверстие при работе НПС, который определяется численным решением системы дифференциальных уравнений в частных производных, включающей законы сохранения массы и импульса ньютоновской жидкости, а также учитывающей более двадцати факторов, влияющих на данное значение (длину участка; производительность насосных агрегатов; давление в трубопроводе на выходе из НПС<sub>1</sub> и входе в НПС<sub>2</sub>; геодезические отметки – начала участка, конца участка, точки аварии; перепада напора в точке истечения; внутренней шероховатости трубы; характеристики нефти – плотности, вязкости и т.д.);

$t_1$  – интервал времени с момента возникновения аварии до остановки перекачки.

Объем нефти  $V_2$ , вытекшей в безнапорном режиме, с момента остановки перекачки до закрытия задвижек определяется опорожнением расположенных между двумя ближайшими НПС возвышенных и прилегающих к месту повреждения участков, за исключением понижений между ними. Истечение нефти определяется переменным во времени напором, уменьшающимся вследствие опорожнения нефтепровода. Общий объем выхода нефти из нефтепровода за время  $t_2$  определяется как сумма объемов  $V_i$  нефти, вытекшей за элементарные промежутки времени  $t_i$ :

$$V_2 = \sum V_i = \sum Q_i \cdot 60 \cdot t_i$$

Для каждого  $i$ -го элементарного интервала времени определяется соответствующий расход  $Q_i$  нефти через дефектное отверстие:

$$Q_i = \mu \cdot S \cdot \sqrt{2gh_i} ,$$

где:  $\mu$  - коэффициент расхода нефти через дефектное отверстие и определяется в зависимости от числа Рейнольдса;

$S$  - эффективная площадь дефектного отверстия в нефтепроводе;

$g$  - ускорение силы тяжести;

$h_i$  - напор в отверстии, соответствующий  $i$ -му элементарному интервалу времени.

Напор в отверстии  $h_i$  рассчитывается по формуле:

$$h_i = Z_i - Z_M - h_T - h_A ,$$

где:  $Z_i$  - величина геодезической отметки самой высокой точки профиля рассматриваемого участка нефтепровода, заполненного нефтью на  $i$ -й момент времени;

Ине. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

$Z_M$  - геодезическая отметка точки аварии;

$h_T$  - глубина заложения нефтепровода;

$h_A$  - напор, соответствующий атмосферному давлению.

Объем нефти  $V_3$ , вытекшей с момента закрытия задвижек до прекращения утечки определяется по формуле:

$$V_3 = (\pi \cdot L \cdot D_{вн}^2) / 4,$$

где:  $L$  - сумма длин участков нефтепровода между перевальными точками или двумя смежными с местом повреждения задвижками, возвышенными относительно места повреждения  $M$  ( $x^*$ ,  $Z_M$ ) и обращенных к месту повреждения, за исключением участков, геодезические отметки которых ниже отметки места повреждения;

$D_{вн}$  - внутренний диаметр нефтепровода.

В соответствии с изложенными выше типовыми сценариями определены возможные объемы утечки нефти на линейной части МН. Разрывы на участках были выбраны в точках, где выход нефти наибольший или способный оказать существенное влияние на населенные пункты или другие объекты, расположенные рядом или пересекающие трассу нефтепроводов.

Для определения аварийных объемов утечки нефти, была выполнена серия численных гидравлических расчетов для участков нефтепроводов. Расчеты проводились для режима нормальной эксплуатации.

В настоящих расчетах количество нефти вылившейся из трубопровода определено суммированием объема утечки по всем трем этапам истечения.

Из анализа аварийных утечек из трубопровода следует, что характерный размер дефективного отверстия  $L_p$  подчиняется вероятностному распределению Вейбулла. Зависимость вероятности утечки из отверстий с 3-мя характерными размерами  $L_p/D$  ( $D$  - диаметр трубопровода) и соответствующими им эквивалентным площадям  $S_{эфф}$  приведен в таблице 9.

Таблица 9 - Зависимость вероятности утечки из отверстий

Параметры дефектного отверстия	Свищи $m=0$	Малая трещина $m=1$	Средняя трещина $m=2$	«Гильотинный» разрыв $m=3$
$L_p/DN$	$S_{эфф} \leq 10^{-4} \text{ м}^2$ независимо от диаметра	0,3	0,75	1,5
$S_{эфф} / S_0$		0,0072	0,0448	0,179
Доля разрывов $f_m^{L_p}$	0,7	0,165	0,105	0,03

Име. № подл.	Взам. име. №	Подп. и дата							Лист
			209411						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2			

Площади аварийных отверстий при свище, трещине и гильотинном разрыве приняты в соответствии с таблицей 9. Эквивалентные площади дефектных отверстий трубопровода диаметром 720 мм составят:

- свищ - 4,4 см<sup>2</sup>;
- малая трещина – 27,695 см<sup>2</sup>
- средняя трещина – 172,323 см<sup>2</sup>
- гильотинный разрыв – 688,523 см<sup>2</sup>.

2.2.4.3 Своевременность остановки перекачки и закрытия задвижек зависит от времени обнаружения утечки и действий обслуживающего персонала.

Для обнаружения утечки требуется некоторое время. МН «Грозный-Баку», в том числе и проектируемый участок, оснащен СДКУ.

При падении давления более чем 0,05 МПа, не обоснованных технологическими причинами, управляющий диспетчер ТДП (РДП) должен незамедлительно приступить к остановке нефтепровода, т.е. время обнаружения «малая трещина», «средняя трещина», составляет не более 6 минут, а при «гильотинном разрыве», учитывая резкое падение давления (до гидростатического) время обнаружения утечки составляет не более 2 минут. Обнаружение малой утечки «свищ» может быть обнаружена подвижной группой безопасности. Время обнаружения утечки, согласно РД-13.020.00-КТН-148-11 «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах» составляет не более 60 мин (малые утечки трудно зафиксировать приборами).

Максимальное время перекрытия запорной арматуры с момента поступления сигнала с диспетчерского пункта должно быть для задвижек DN 700 не более 300 секунд.

Предусмотрено автоматическое отключение магистральных насосных агрегатов на НПС при существенных изменениях параметров (давления, расхода), поступающих по системе телемеханики. В соответствии с принятыми техническими решениями и при соблюдении требований безопасной эксплуатации нефтепровода время остановки перекачки (отключения насосов) принимается не более 2 минут.

В соответствии с требованиями нормативных документов и повышенными требованиями к безопасной эксплуатации проектируемого объекта время локализации разлива нефти на акватории не должно превышать 4 часа, на суше – не более 6 часов. Это регламентирует время сбора АВБ и прибытия к месту аварии.

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Оповещение об аварийной утечке персонал аварийно-восстановительных бригад и сбор их для выезда на место аварии производится в течение 2ч 15мин. Время прибытия АВБ, с учетом размещения ЛАЭС и места расположения аварийной утечки, а также способа доставки, не превышает 3 часов.

Состав, оснащенность и размещение аварийно-восстановительных бригад позволяют обеспечить эффективное выполнение работ по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти.

Таким образом, для проектируемого объекта рассматриваются четыре варианта аварийных утечек, зависящих от площади дефектных отверстий, т.е. аварийные разгерметизации нефтепровода через свищ, малую и среднюю трещины и «гильотинный» разрыв при описанных выше условиях обнаружения утечек и остановки работы трубопроводной системы, быстрого реагирования АВБ и эффективного выполнения мер по локализации и ликвидации аварии.

2.2.4.4 Расчет массы утечки проводился по наиболее низким точкам рассматриваемых участков (для определения максимального объема утечки).

Расчеты по определению объемов аварийных утечек были выполнены с помощью программного комплекса "OIL SPILL", ЦИЭС.55000-01.12, сертификат соответствия № РОСС RU.03 ЭЧ16.Н 0083, выданный АНО "Техносерфика".

Средневзвешенный по всем вариантам аварийной разгерметизации нефтепровода объем аварийного разлива в пределах локальной секции ( $V_{ж}$ ) определяется по формуле [1.63]:

$$V_{ж} = \sum_{k=1}^4 f \times V_k, \quad k = \overline{1, 4},$$

где:  $V_k$  – общий объем аварийной утечки нефти, определенный для трех вариантов аварийной разгерметизации («свищ», малая и средняя трещины, «гильотинный» разрыв) по каждой локальной секции, м<sup>3</sup>;

$f$  – вероятность образования дефектного отверстия с характерным размером (доля вида повреждения).

Вероятности утечки нефти из дефектных отверстий с четырьмя характерными размерами приняты в соответствии с РД-13.020.00-КТН-148-11. Из анализа аварийных утечек нефти следует, что вероятность образования дефектного отверстия (доля вида повреждения) в виде «свища», малой и средней трещин, «гильотинного» разрыва составляет 0,7, 0,165, 0,105 и 0,03 соответственно.

Име. № подл.	209411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-КТН/ГТП-500.000-ДПБ2

Средняя масса потерь нефти ( $\overline{m_A}$ ) в пределах локальных секций определяется по формуле [1.63]:

$$\overline{m_A} = \rho \times V \times (1 - K_{сб}),$$

где:  $V$  – средневзвешенный по всем вариантам аварийной разгерметизации нефтепровода объем аварийного разлива в пределах локальной секции, м<sup>3</sup>;

$\rho$  – плотность нефти, 864 кг/м<sup>3</sup>;

$K_{сб}$  – доля собираемой нефти.

При определении коэффициента сбора ( $K_{сб}$ ) должны учитываться факторы, связанные со сложностью проведения аварийных работ и характеристик окружающей среды (рельеф, нефтеемкость грунтов, наличие водных объектов). Для различных расчетных участков (секций) проектируемой трассы МН коэффициент сбора определяется следующим образом:

– для болотистых участков  $K_{сб}$  составляет 0,85, для лесных и луговых – 0,8;

– для участков категории сложности I (подводные и надводные переходы через реки шириной более 50 м, болота типов II и III, барханные незакрепленные пески, продольные уклоны крутизной более 30° и протяженностью более 100 м, горные участки, вечномерзлые грунты) величина  $K_{сб}$  составляет 0,6;

– для участков категории сложности II (подводные и надводные переходы через реки шириной до 50 м, болота типа I, закрепленные барханные пески, продольные уклоны крутизной до 30°, косогорные участки с боковой крутизной до 15°, подземные и воздушные переходы через железные дороги; отдельные продольные уклоны с крутизной более 30° и протяженностью менее 100 м, овраги и балки) и III (отдельные продольные уклоны крутизной до 30° малой протяженности, косогорные участки с малой крутизной, подземные и воздушные переходы через автодороги, балки) величина  $K_{сб}$  составляет 0,75;

– для равнинных участков  $K_{сб}$  составляет 0,9.

Для участков проектируемой трассы МН коэффициент сбора  $K_{сб}$  составляет 0,75 (определялся с учетом сложности проведения аварийных работ и характеристики окружающей среды).

Результаты расчета объёмов аварийных утечек нефти на проектируемом объекте приведены в таблице 10.

Ине. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Таблица 10 - Результаты расчета объемов аварийных утечек нефти на проектируемом объекте

Расчетный участок МН	Объем утечки при аварии, м <sup>3</sup>					Масса потерь (по средневзвешенному объему утечки), т
	Свищ	Малая трещина	Средняя трещина	«Гильотинный» разрыв	Средневзвешенный	
ПК0-ПК3+36	29	582	1093	1330	271	58
ПК3+36-ПК17+52	30	618	1482	1698	329	71
146 км	13	46	279	525	62	13
151 км	16	73	440	866	95	21

2.2.4.5 Расчет количественных значений испарения нефти выполнялся в соответствии с "Методикой определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах", утвержденной Приказом МЧС России от 10.07.2009 г. № 404.

В расчетах использовались показатели массы нефти испарившейся с поверхности разлива.

Масса паров нефти испарившейся с поверхности разлива определена по формуле:

$$m_n = i \times t,$$

где  $t$  - продолжительность испарения в секундах,  $t=3600$  с;

$i$  - интенсивность испарения нефти, кг/с.

Интенсивность испарения нефти определена по формуле:

$$i = 10^{-6} \sqrt{M_n} \times P_n \times F_{зр},$$

где  $M_n$  - молярная масса паров нефти, 200 кг·кмоль<sup>-1</sup>;

$F_{зр}$  - площадь зоны разлива, м<sup>2</sup>;

$P_n$  - давление насыщенных паров нефти, кПа.

Давление насыщенных паров определено по формуле:

$$P_n = \frac{\exp [6,908 + 0,0433(t_n - 0,924t_{всп} + 2,055)]}{1047 + 7,48t_{всп}},$$

где  $t_n$  - температура нефти принята равной максимальной температуре воздуха для района предполагаемой аварии,  $t_n = 38$  °С;

$t_{всп}$  - температура вспышки нефти,  $t_{всп} =$  минус 20 °С.

Результаты расчета интенсивности испарения нефти с поверхности разлива приведены в таблице 11.

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										55
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2				

Таблица 11 - Интенсивность испарения нефти с поверхности разлива

Участок нефтепровода	Интенсивность испарения нефти с поверхности разлива, кг/с			
	Образование свища (С1)	Малая трещина (С2)	Средняя трещина (С3)	Гильотинный разрыв (С4)
ПК0-ПК3+36	0,029	0,578	1,086	1,322
ПК3+36-ПК17+52	0,030	0,614	1,473	1,688
146 км	0,013	0,046	0,277	0,522
151 км	0,016	0,072	0,437	0,861

При взрыве, количество опасного вещества участвующего в аварии, определено по формуле:

$$m_n^I = z m_n,$$

где - z - доля приведенной массы паров нефти, участвующих во взрыве (z=0,1 при взрыве в открытом пространстве);

$m_n$  = масса паров нефти, т.

Количество опасного вещества, участвующего в авариях и в создании поражающих факторов аварии на проектируемом участке нефтепровода для наиболее опасной и наиболее вероятной аварии, приведено в таблице 12.

Таблица 12 - Количество опасного вещества, участвующего в аварии и в создании поражающих факторов аварии для наиболее опасной наиболее вероятной аварии

№ сценария	Последствия	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т	
			участвующего в аварии	участвующего в создании поражающих факторов
<b>Участок ПК0-ПК3+36</b>				
<b>Дефектное отверстие "свищ"</b>				
С1.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	0,104	0,010
С1.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	0,104	0,010
С1.3	пожар-пролива	тепловое излучение	25,056	25,056
С1.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	25,056	25,056
<b>Дефектное отверстие "малая трещина"</b>				
С2.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	2,082	0,208
С2.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	2,082	0,208
С2.3	пожар-пролива	тепловое излучение	502,848	502,848
С2.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	502,848	502,848
<b>Дефектное отверстие "средняя трещина"</b>				
С3.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	3,911	0,391
С3.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	3,911	0,391
С3.3	пожар-пролива	тепловое излучение	944,352	944,352
С3.4	загрязнение	интоксикация	944,352	944,352

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.  
209411

Лист

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2

56

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата



## Продолжение таблицы 12

№ сценария	Последствия	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т		
			участвующего в аварии	участвующего в создании поражающих факторов	
	окружающей среды	интоксикация			
<b>Гильотинный разрыв</b>					
C4.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	4,759	0,476	
C4.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	4,759	0,476	
C4.3	пожар-пролива	тепловое излучение	1149,120	1149,120	
C4.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	1149,120	1149,120	
<b>Участок ПКЗ+36-ПК17+52</b>					
<b>Дефектное отверстие "свиц"</b>					
C1.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	0,107	0,011	
C1.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	0,107	0,011	
C1.3	пожар-пролива	тепловое излучение	25,920	25,920	
C1.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	25,920	25,920	
<b>Дефектное отверстие "малая трещина"</b>					
C2.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	2,211	0,221	
C2.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	2,211	0,221	
C2.3	пожар-пролива	тепловое излучение	533,952	533,952	
C2.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	533,952	533,952	
<b>Дефектное отверстие "средняя трещина"</b>					
C3.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	5,303	0,530	
C3.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	5,303	0,530	
C3.3	пожар-пролива	тепловое излучение	1280,448	1280,448	
C3.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	1280,448	1280,448	
<b>Гильотинный разрыв</b>					
C4.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	6,076	0,608	
C4.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	6,076	0,608	
C4.3	пожар-пролива	тепловое излучение	1467,072	1467,072	
C4.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	1467,072	1467,072	
<b>Участок 146 км</b>					
<b>Дефектное отверстие "свиц"</b>					
C1.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	0,046	0,005	
C1.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	0,046	0,005	
C1.3	пожар-пролива	тепловое излучение	11,232	11,232	
C1.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	11,232	11,232	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

209411

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2

Лист

57

## Продолжение таблицы 12

№ сценария	Последствия	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т																																	
			участвующего в аварии	участвующего в создании поражающих факторов																																
<b>Дефектное отверстие "малая трещина"</b>																																				
C2.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	0,164	0,016																																
C2.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	0,164	0,016																																
C2.3	пожар-пролива	тепловое излучение	39,744	39,744																																
C2.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	39,744	39,744																																
<b>Дефектное отверстие "средняя трещина"</b>																																				
C3.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	0,998	0,100																																
C3.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	0,998	0,100																																
C3.3	пожар-пролива	тепловое излучение	241,056	241,056																																
C3.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	241,056	241,056																																
<b>Гильотинный разрыв</b>																																				
C4.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	1,878	0,188																																
C4.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	1,878	0,188																																
C4.3	пожар-пролива	тепловое излучение	453,600	453,600																																
C4.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	453,600	453,600																																
<b>Участок 151 км</b>																																				
<b>Дефектное отверстие "свищ"</b>																																				
C1.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	0,057	0,006																																
C1.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	0,057	0,006																																
C1.3	пожар-пролива	тепловое излучение	13,824	13,824																																
C1.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	13,824	13,824																																
<b>Дефектное отверстие "малая трещина"</b>																																				
C2.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	0,261	0,026																																
C2.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	0,261	0,026																																
C2.3	пожар-пролива	тепловое излучение	63,072	63,072																																
C2.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	63,072	63,072																																
<b>Дефектное отверстие "средняя трещина"</b>																																				
C3.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	1,574	0,157																																
C3.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	1,574	0,157																																
C3.3	пожар-пролива	тепловое излучение	380,160	380,160																																
C3.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	380,160	380,160																																
<b>Гильотинный разрыв</b>																																				
C4.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	3,099	0,310																																
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> </tr> <tr> <td>Изм.</td> <td>Кол.уч.</td> <td>Лист</td> <td>№ док.</td> <td>Подп.</td> <td>Дата</td> <td colspan="4" style="text-align: center;">Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2</td> <td style="text-align: right;">Лист</td> </tr> <tr> <td colspan="6"></td> <td colspan="4"></td> <td style="text-align: right;">58</td> </tr> </table>															Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2				Лист											58
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2				Лист																										
										58																										

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.  
209411

## Окончание таблицы 12

№ сценария	Последствия	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т	
			участвующего в аварии	участвующего в создании поражающих факторов
C4.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	3,099	0,310
C4.3	пожар-пролива	тепловое излучение	748,224	748,224
C4.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	748,224	748,224

**2.2.5 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов**

2.2.5.1 Основными поражающими факторами при авариях на линейной части МН являются:

- токсическое воздействие на человека, окружающую среду;
- термическое воздействие при пожаре;
- ударная волна, которая может образоваться при взрывах горючих паровоздушных смесей;
- высокотемпературные продукты горения паровоздушного облака при возникновении "пожара-вспышки".

При рассмотрении наиболее вероятных сценариев аварий с разливом нефти возможно вредное (токсическое) воздействие паров нефти на людей, происходит загрязнение компонентов окружающей природной среды:

- загрязнение почвы;
- загрязнение воздуха.

2.2.5.2 Зона распространения нефти при аварийном разливе зависит от объемов выхода нефти и условий ее растекания. Условия растекания также зависят от многих факторов: рельефа местности, плотности и вязкости нефти, проницаемости и состава грунта, наличия защитных сооружений, метеоусловий, а также оперативности отключения аварийного участка МН и начала аварийно-восстановительных работ по локализации и ликвидации аварий.

При возможных авариях произойдет загрязнение земной поверхности. Приближенная оценка площади загрязнения земной поверхности выполнена в соответствии с "Методическим руководством по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах". Согласно данному методическому руководству для приближенной оценки площадей аварийных разливов на неограниченную поверхность,

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
										59
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

толщину слоя разлива нефти допускается принимать равной 0,2 м при проливе на неспланированную грунтовую поверхность.

Результаты расчетов площадей разлива приведены в таблице 13.

Таблица 13 - Параметры пятна разлива

Участок трубопровода	Площадь разлива, м <sup>2</sup>	Радиус разлива, м
Дефектное отверстие "свищ"		
ПК0-ПК3+36	145	7
ПК3+36-ПК17+52	150	7
146 км	65	4
151 км	80	5
Дефектное отверстие "малая трещина"		
ПК0-ПК3+36	2910	30
ПК3+36-ПК17+52	3090	31
146 км	230	8
151 км	365	11
Дефектное отверстие "средняя трещина"		
ПК0-ПК3+36	5465	42
ПК3+36-ПК17+52	7410	48
146 км	1395	21
151 км	2200	26
Гильотинный разрыв		
ПК0-ПК3+36	6650	46
ПК3+36-ПК17+52	8490	52
146 км	2625	29
151 км	4330	37

2.2.5.3 В настоящем разделе произведены расчеты зон действия теплового излучения пожара пролива нефти, зон воздействия высокотемпературных продуктов сгорания при возникновении "пожара-вспышки" и избыточного давления при сгорании паров нефти в открытом пространстве.

При расчете данных зон поражения использовались методики приведенные в Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (утвержденная приказом МЧС РФ от 10 июля 2009 г.) и ГОСТ Р 12.3.047-2012.

Опасным фактором теплового воздействия является интенсивность теплового излучения, кВт·м<sup>2</sup>. При пожаре пролива тепловые зоны будут повторять форму зон разлива.

Детерминированные критерии поражения человека и возгорания горючих материалов представлены в таблице 14.

Таблица 14 - Предельно допустимая интенсивность теплового излучения пожаров проливов ЛВЖ и ГЖ

Степень поражения	Интенсивность теплового излучения, q, кВт/м <sup>2</sup>
Без негативных последствий в течение длительного времени	1,4
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						60
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

## Окончание таблицы 14

Степень поражения	Интенсивность теплового излучения, $q$ , кВт/м <sup>2</sup>
Непереносимая боль через 20—30 с Ожог 1-й степени через 15—20 с Ожог 2-й степени через 30—40 с Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин	7,0
Непереносимая боль через 3—5 с Ожог 1-й степени через 6—8 с Ожог 2-й степени через 12—16 с	10,5
Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12 %) при длительности облучения 15 мин	12,9
Воспламенение древесины, окрашенной масляной краской по строганой поверхности; воспламенение фанеры	17,0

Детерминированные критерии оценки поражающего действия воздушной ударной волны представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Предельно допустимое избыточное давление при сгорании паровоздушной смеси в открытом пространстве

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

Данные о размерах вероятных зон действия поражающих факторов пожара на проектируемом участке нефтепровода при реализации наиболее возможных сценариев аварии приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Основные результаты расчета зон действия поражающих факторов при пожаре пролива

Номер сценария аварийной ситуации	Площадь разлива, м <sup>2</sup>	Размер зоны теплового излучения с плотностью теплового потока, м			
		1,4 кВт/м <sup>2</sup>	4,2 кВт/м <sup>2</sup>	7,0 кВт/м <sup>2</sup>	10,5 кВт/м <sup>2</sup>
<b>Участок ПК0-ПК3+36</b>					
C1.3	145	34	18	12	9
C2.3	2910	83	42	30	не достигнет
C3.3	5465	110	58	42	не достигнет
C4.3	6650	120	63	46	не достигнет
<b>Участок ПК3+36-ПК17+52</b>					
C1.3	150	34	18	12	9
C2.3	3090	86	44	31	не достигнет
C3.3	7410	126	67	48	не достигнет
C4.3	8490	134	71	52	не достигнет
<b>Участок 146 км</b>					
C1.3	65	25	13	9	6
C2.3	230	40	21	14	10
C3.3	1395	64	33	22	21
C4.3	2625	80	40	29	не достигнет

Изм. № подл. 209411

Взам. инв. №

Подп. и дата

## Окончание таблицы 16

Номер сценария аварийной ситуации	Площадь разлива, м <sup>2</sup>	Размер зоны теплового излучения с плотностью теплового потока, м			
		1,4 кВт/м <sup>2</sup>	4,2 кВт/м <sup>2</sup>	7,0 кВт/м <sup>2</sup>	10,5 кВт/м <sup>2</sup>
<b>Участок 151 км</b>					
C1.3	80	28	15	10	7
C2.3	365	46	24	16	12
C3.3	2200	74	37	26	не достигнет
C4.3	4330	99	51	37	не достигнет

При авариях со взрывом облаков ТВС на декларируемом объекте в качестве исходных данных для расчета режима сгорания облака ТВС и зон поражения ударной волной принято следующее:

– класс окружающего пространства 4 (слабозагроможденное и свободное пространство);

– класс горючего вещества 3 (подготовленная к транспорту нефть).

Сгорание облака ТВС будет протекать в дефлаграционном режиме со скоростью фронта пламени менее 150 м/с.

Данные о размерах вероятных зон действия поражающих факторов при взрыве паровоздушной смеси на проектируемом участке трубопровода приведены в таблице 17.

Таблица 17 - Основные результаты расчета зон действия поражающих факторов при авариях с взрывом

Номер сценария аварийной ситуации	Размер зоны действия поражающих факторов при воздействии избыточного давления взрыва, м					
	100 кПа	53 кПа	28 кПа	12 кПа	5 кПа	3 кПа
<b>Участок ПК0-ПК3+36</b>						
C1.1	не достигнет					8
C2.1	не достигнет				47	84
C3.1	не достигнет				74	131
C4.1	не достигнет			23	85	150
<b>Участок ПК3+36-ПК17+52</b>						
C1.1	не достигнет					9
C2.1	не достигнет				49	88
C3.1	не достигнет			27	92	161
C4.1	не достигнет		31	101	177	
<b>Участок 146 км</b>						
C1.1	не достигнет					2
C2.1	не достигнет				12	
C3.1	не достигнет				27	50
C4.1	не достигнет			43	78	
<b>Участок 151 км</b>						
C1.1	не достигнет					3
C2.1	не достигнет				18	
C3.1	не достигнет				38	69
C4.1	не достигнет			62	111	

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2	Лист
							62

Зона действия высокотемпературных продуктов сгорания определяется как зона, ограниченная НКПР паров горючих жидкостей с учетом коэффициента расширения при возгорании облака ТВС. Размеры зоны, ограниченной НКПР определялись по "Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах".

Результаты расчетов зон поражения при реализации сценариев аварии с возникновением пожара-вспышки приведены в таблице 18.

Таблица 18 - Основные результаты расчета зон действия поражающих факторов при авариях с пожаром-вспышкой

Номер сценария	Размер зоны поражения высокотемпературными продуктами сгорания, м
<b>Участок ПК0-ПК3+36</b>	
C1.2	14
C2.2	37
C3.2	46
C4.2	49
<b>Участок ПК3+36-ПК17+52</b>	
C1.2	14
C2.2	37
C3.2	50
C4.2	53
<b>Участок 146 км</b>	
C1.2	11
C2.2	16
C3.2	29
C4.2	36
<b>Участок 151 км</b>	
C1.2	11
C2.2	19
C3.2	34
C4.2	42

## 2.2.6 Оценка возможного числа пострадавших, в том числе погибших, среди работников декларируемого объекта и иных физических лиц

2.2.6.1 Потенциальными реципиентами негативного воздействия аварий на линейной части нефтепровода являются:

- персонал, обслуживающий проектируемый участок МН «Грозный-Баку»;
- персонал строителей при проведении работ по строительству проектируемого объекта;
- персонал обслуживающий рядом расположенные линейные объекты (кабель связи АО «Связьтранснефть», ВЛ, газопровод ООО «Газпром трансгаз Махачкала», кабель связи АО «Черномортранснефть»);
- водители и пассажиры в районе пересечения с автодорогой;
- население с.Бавтугай;

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
								Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2	63	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

– население с.Нижний Чирюрт.

При оценке числа пострадавших при авариях проектируемом объекте рассматриваются сценарии аварий, связанные с образованием проливов на поверхности земли с последующим воспламенением паров нефти и пожарами. При таком развитии аварии, основными факторами, приводящими к поражению людей, является термическое воздействие открытого пламени и разогретого воздуха в зоне воздействия пожара.

Для обслуживания проектируемого объекта формируются группы эксплуатационного персонала, численностью до 2-5 человек, состоящие из персонала ЛАЭС (в зависимости от решаемых задач), которые выдвигаются к месту работ на определенные участки трассы и при проведении планового обхода трассы. Общее количество персонала ЛАЭС, который может находиться в зоне поражающих факторов от проектируемого объекта, составляет 19 человек.

Охрану трассы осуществляет подвижная группа охраны (ПГО) в круглосуточном режиме (в сутки – не менее 2 смен по 12 часов) в количестве до 3 человек, которая постоянно перемещается вдоль трассы МН (итого 6 бригад по 3 человека). Предполагается, что патрулирование трассы группой ПГО осуществляется со средней скоростью 20 км/час.

Производственный персонал может попасть в зону действия поражающих факторов возможных аварий на проектируемом объекте только во время производства работ на участке, находясь непосредственно в охранной зоне при плановом обслуживании трубопровода.

Из-за неопределенности взаиморасположения на трассе МН мобильной бригады и зоны действия поражающих факторов, согласно РД 13.020.00.КТН-148-11 рекомендуется, кроме определения ожидаемого числа пострадавших, определить условные вероятности попадания бригады в зону действия поражающих факторов с учетом временного режима нахождения таких бригад на трассе в течение года.

Условная вероятность попадания бригады (в полном составе) в зону действия поражающих факторов  $P_{пз-1}$  рассчитывается по формуле [1.63]:

$$P_{пз-1} = (Pn_{\phi} / 365) \times (n_{\text{час}} / 24) \times (L_1 / L_{\text{РНУ}}),$$

где:  $Pn_{\phi}$  - число рабочих дней в году, принимается равным 261 день для персонала ЛАЭС, персонала соседних объектов; 365 дней для персонала подвижной группы охраны (ПГО);

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					



$n_{\text{час}}$  – среднее количество часов в сутки нахождения бригады на трассе МН, ч (принимается 2 ч для персонала ЛАЭС персонала соседних объектов и персонала подвижной группы охраны (ПГО), 8 ч для работников строительной организации);

$L_{\text{рнч}}$  – длина многониточного МН, в составе которого находится обслуживаемая нитка, км. ЛАЭС НПС «Сулак» ~ 100 км.

$L_1$  – длина отрезка трассы МН в пределах зоны действия поражающих факторов, км.

Ожидаемое число пострадавшего персонала принимается равным произведению численности бригады на условную вероятность  $P_{\text{пз-1}}$ .

Условная вероятность нахождения персонала ЛАЭС проектируемого объекта и персонала соседних объектов (при проведении планового обхода и обслуживания) равна - (2 часа×5 дней×52 недели)/(365 дней×24 часа)=0,05.

Условная вероятность нахождения подвижной группы охраны (ПГО) (при проведении планового обхода в течение 2 часов в рабочую неделю) равна - (2 часа×7 дней×52 недели)/(365 дней×24 часа)=0,08.

Условная вероятность нахождения строителей, на период строительномонтажных работ, рассчитывается по формуле [1.63]:

$$P_{\text{стр}} = (P_{\text{стр}} / 365) \times (n_{\text{час}} / 24) \times (L_{\text{к}} / L_{\text{пр.уч.}}),$$

где:  $P_{\text{стр}}$  – число рабочих дней в году отведенных под строительство МН (в проекте принято 139 дней);

$n_{\text{час}}$  – среднее количество часов в сутки строителей на трассе МН, ч (принимается 8 ч);

$L_{\text{к}}$  – ориентировочная общая длина колонны строителей (бригад, по расчистки полосы, сварки трубопровода, укладки трубопровода), км. (принимается 0,5 км);

$L_{\text{пр.уч.}}$  – длина проектируемого участка МН, км.

Максимально задействованное количество персонала строителей в данном проекте составляет 37 чел.

Ожидаемое число пострадавшего строителей принимается равным произведению численности одной максимальной бригады (принимается в обычных условиях – не более 26 человек) на условную вероятность  $P_{\text{пз-1}}$ .

Расчет ожидаемого числа пострадавших среди водителей и пассажиров при аварии на переходе рассматриваемого участка МН через автомобильную дорогу производится при следующих допущениях (РД 13.020.00-КТН-148-11):

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

– разрыв МН происходит в ближайшей к полотну дороги точке МН;  
 – транспортные средства не обеспечивают защиты находящихся в них людей от воздействия поражающего фактора ( $v_{уз} = 1$ );

– среднее количество людей в транспортном средстве составляет три человека.

Общее ожидаемое число пострадавших водителей и пассажиров  $N_{ад-нстп}$ , чел., рассчитывается по формуле:

$$N_{ад-нстп} = 3 \cdot L_1 \cdot \omega_{мп} / v_{мп},$$

где:  $L_1$  – длина отрезка автодороги в пределах зоны действия поражающих факторов, км;

$\omega_{мп}$  – средняя интенсивность движения транспортных средств, шт./ч (принято в соответствии РД 13.020.00-КТН-148-11 для дорог I категории – 300 шт./час, II категории – 200 шт./час категории III – 80 шт./ч, для дорог категории IV – 20 шт./ч, для дорог категории V – 4 шт./ч);

$v_{мп}$  – средняя скорость движения транспортных средств по автодороге, км/час (принята в соответствии РД 13.020.00-КТН-148-11 для дорог категории I – 70 км/ч, для дорог категории II – 60 км/ч, III – 50 км/ч, для дорог категории IV и V – 40 км/ч).

3 – среднее количество человек в машине, которые могут пострадать.

Условная вероятность нахождения водителей и пассажиров автотранспорта с учетом интенсивности движения транспорта равна 0,002.

Длина дороги, находящаяся в зоне действия поражающих факторов при аварии на проектируемом объекте приведена в таблице 19.

Таблица 19 - Длина дороги, находящаяся в зоне действия поражающих факторов при аварии на проектируемом объекте

Име. № подл.	Взам. име. №	Подп. и дата	Участок реконструируемого МН на котором есть пересечения с автодорогой		Категория автодороги	Длина опасного участка автодороги, км		
			ПК3+36-ПК17+52 (полевая дорога)		-	0,177 (максимальная)		
209411			Количество ожидаемого числа пострадавших и вероятность нахождения персонала рядом проходящих коммуникациях принимается равным проектируемому объекту.				Лист	
			На участке ПК0-ПК3+36 проектируемый участок проходим в черте населенного пункта с.Бавтугай. Проведенные расчеты показали, что жилые зоны, общественно-деловые зоны, зоны рекреационного назначения с.Бавтугай не попадают в зоны					66
			Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

воздействия опасных факторов аварии на рассматриваемом участке МН "Грозный-Баку» (ближайшая жилая застройка с.Бавтугай находится на расстоянии 170 м от проектируемого участка МН).

На участке 151 км проектируемый участок проходим в черте населенного пункта с.Нижний Чирюрт. Проведенные расчеты показали, что жилые зоны, общественно-деловые зоны, зоны рекреационного назначения с.Нижний Чирюрт не попадают в зоны воздействия опасных факторов аварии на рассматриваемом участке МН "Грозный-Баку» (ближайшая жилая застройка с.Нижний Чирюрт находится на расстоянии 500 м от проектируемого участка МН).

Остальные места нахождения людей удалены от нефтепровода на значительном расстоянии.

Процесс транспортировки нефти по линейной части нефтепровода производится автоматизировано. Поэтому можно предположить, что в случае аварии в зоне поражения люди могут оказаться случайно.

С точки зрения вероятности поражения основную опасность представляют утечки нефти с последующим воспламенением. При быстрой ориентации людей и выходе из зоны поражения даже с небольшой скоростью (2,5 м/с) время пребывания в зоне поражения не превысит 30 с, что, учитывая невысокую интенсивность излучения от пожара (менее 10 кВт/кв. м), не приведет к летальному поражению людей. Наибольшую опасность с точки зрения поражения людей представляет взрыв/горение облака паров нефти.

Согласно Руководству по безопасности "Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах" величина избыточного давления на фронте ударной волны 5 кПа принимается безопасной для человека.

Расчеты потенциально возможных максимальных людских потерь различной степени поражения (летальный исход - безвозвратные потери, количество пострадавших, которые нуждаются в госпитализации - санитарные потери) выполнены по методике, изложенной в «Пособие по оценке опасности, связанной с возможными авариями при производстве, хранении, использовании и транспортировке больших количеств пожароопасных, взрывоопасных и токсичных веществ» (к Инструкции о порядке проведения оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) при разработке технико-экономических обоснований и проектов строительства народно-хозяйственных объектов и комплексов). Согласно этой

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						67
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

методике для приближенной оценки максимальных людских потерь, в случае возникновения аварии, сопровождающейся пожаром пролива нефти или воздействием ударной волны взрыва паровоздушной смеси, используются соотношения:

$$N_{бв}=Q \cdot S_{бв};$$

$$N_c=Q \cdot S_c;$$

где:  $N_{бв}$ ,  $N_c$  - максимально возможное число безвозвратных людских потерь и санитарно пораженных соответственно (чел.);

$Q$  – плотность населения в окрестности источника негативного воздействия на людей (в случае аварии на линейной части МН) или количество персонала, обслуживающего объект в наибольшую смену, чел./м<sup>2</sup>;

$S_{бв}$ ,  $S_c$  - площади зон безвозвратного и санитарного поражения соответственно, ограниченные концентрическими окружностями с центром, совпадающим с центром очага поражения, с радиусами, определяемыми по формуле:

$$r=a \cdot x^b,$$

где  $x$  – максимально возможная площадь поражения: площадь разлива нефти (пожара) или действия ударной волны взрыва паров нефти, м<sup>2</sup>;

$a$ ,  $b$  – константы, определяемые для конкретного сценария аварии по таблице Приложения 1 Пособия.

Результаты расчетов вероятности нахождения персонала и населения в зоне возможного поражения приведены в таблице 20. Ожидаемое количество пострадавшего персонала и населения на проектируемом объекте приведено в таблице 21.

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
										68
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2				

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
209411		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Таблица 20 - Результаты расчетов вероятности нахождения персонала и населения в зоне в зоне действия поражающих факторов на проектируемом объекте

Расчетный участок МН	Вероятность нахождения в зоне действия поражающих факторов						Персонала рядом расположенной организации
	Обслуживающег о персонала ЛАЭС	Обслуживающег о персонала ПГО СБ	Персонала строителей	Население с.Бавтугай	Население с.Нижний Чирюрт	Водителей и пассажиров на автодороге	
ПКО-ПКЗ+36	0,05	0,08	0,035	-	-	-	0,05
ПКЗ+36-ПК17+52	0,05	0,08	0,035	-	-	0,002	0,05
146 км	0,05	0,08	0,035	-	-	-	0,05
151 км	0,05	0,08	0,035	-	-	-	0,05

Г. 7. 0000. 18044-ЧТН/ГТП-500. 000-ДПБ2

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
209411		

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

Таблица 21 - Ожидаемое количество пострадавших персонала и населения в зоне возможного поражения

Сценарий аварийной ситуации	Ожидаемое количество пострадавших не более, чел.							
	Обслуживающег о персонала ЛАЭС	Обслуживающег о персонала ПГО СБ	Персонала строителей	Население с.Бавтугай	Население с.Нижний Чирюрт	Водителей и пассажиров на автодороге	Персонала рядом расположенной организации	Максимальное количество пострадавших
<b>ПК0+3,36</b>								
<b>Дефектное отверстие "свищ"</b>								
C1.1	0	0	0	0	-	-	0	0
C1.2	0	0	0	0	-	-	0	0
C1.3	0	0	0	0	-	-	0	0
C1.4	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Дефектное отверстие "малая трещина"</b>								
C2.1	0	0	0	0	-	-	0	0
C2.2	0	0	0	0	-	-	0	0
C2.3	0	0	0	0	-	-	0	0
C2.4	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Дефектное отверстие "средняя трещина"</b>								
C3.1	1	1	1	0	-	-	1	4
C3.2	1	0	1	0	-	-	1	3
C3.3	0	0	0	0	-	-	0	0
C3.4	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Гильотинный разрыв</b>								
C4.1	1	1	2	0	-	-	1	5
C4.2	1	0	2	0	-	-	1	4
C4.3	0	0	0	0	-	-	0	0
C4.4	-	-	-	-	-	-	-	-

Г. 7. 0000. 18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБЭ

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
209411		

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

Продолжение таблицы 21

Сценарий аварийной ситуации	Ожидаемое количество пострадавших не более, чел.							
	Обслуживающего персонала ЛАЭС	Обслуживающего персонала ПГО СБ	Персонала строителей	Население с.Бавтугай	Население с.Нижний Чирюрт	Водителей и пассажиров на автодороге	Персонала рядом расположенной организации	Максимальное количество пострадавших
<b>ПКЗ+36-17+52</b>								
<b>Дефектное отверстие "свищ"</b>								
C1.1	0	0	0	-	-	0	0	0
C1.2	0	0	0	-	-	0	0	0
C1.3	0	0	0	-	-	0	0	0
C1.4	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Дефектное отверстие "малая трещина"</b>								
C2.1	0	0	0	-	-	0	0	0
C2.2	0	0	0	-	-	0	0	0
C2.3	0	0	0	-	-	0	0	0
C2.4	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Дефектное отверстие "средняя трещина"</b>								
C3.1	1	1	2	-	-	1	1	5
C3.2	1	0	2	-	-	0	1	4
C3.3	0	0	0	-	-	0	0	0
C3.4	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Гильотинный разрыв</b>								
C4.1	1	1	2	-	-	3	1	8
C4.2	1	0	2	-	-	0	1	4
C4.3	0	0	0	-	-	0	0	0
C4.4	-	-	-	-	-	-	-	-

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБЭ

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
209411		

Изм.	Кол-уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Продолжение таблицы 21

Сценарий аварийной ситуации	Ожидаемое количество пострадавших не более, чел.							
	Обслуживающего персонала ЛАЭС	Обслуживающего персонала ПГО СБ	Персонала строителей	Население с. Бавтугай	Население с. Нижний Чирюрт	Водителей и пассажиров на автодороге	Персонала рядом расположенной организации	Максимальное количество пострадавших
<b>Участок 146 км</b>								
<b>Дефектное отверстие "свищ"</b>								
C1.1	0	0	0	-	-	-	0	0
C1.2	0	0	0	-	-	-	0	0
C1.3	0	0	0	-	-	-	0	0
C1.4	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Дефектное отверстие "малая трещина"</b>								
C2.1	0	0	0	-	-	-	0	0
C2.2	0	0	0	-	-	-	0	0
C2.3	0	0	0	-	-	-	0	0
C2.4	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Дефектное отверстие "средняя трещина"</b>								
C3.1	0	0	0	-	-	-	0	0
C3.2	0	0	0	-	-	-	0	0
C3.3	0	0	0	-	-	-	0	0
C3.4	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Гильотинный разрыв</b>								
C4.1	1	1	1	-	-	-	1	4
C4.2	1	0	1	-	-	-	1	3
C4.3	0	0	0	-	-	-	0	0
C4.4	-	-	-	-	-	-	-	-

Г. 7. 0000. 18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБЭ2



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
209411		

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

Окончание таблицы 21

Сценарий аварийной ситуации	Ожидаемое количество пострадавших не более, чел.							
	Обслуживающего персонала ЛАЭС	Обслуживающего персонала ПГО СБ	Персонала строителей	Население с. Бавтугай	Население с. Нижний Чирюрт	Водителей и пассажиров на автодороге	Персонала рядом расположенной организации	Максимальное количество пострадавших
<b>Участок 151 км</b>								
<b>Дефектное отверстие "свищ"</b>								
C1.1	0	0	0	0	-	-	0	0
C1.2	0	0	0	0	-	-	0	0
C1.3	0	0	0	0	-	-	0	0
C1.4	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Дефектное отверстие "малая трещина"</b>								
C2.1	0	0	0	0	-	-	0	0
C2.2	0	0	0	0	-	-	0	0
C2.3	0	0	0	0	-	-	0	0
C2.4	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Дефектное отверстие "средняя трещина"</b>								
C3.1	0	0	0	0	-	-	0	0
C3.2	0	0	0	0	-	-	0	0
C3.3	0	0	0	0	-	-	0	0
C3.4	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Гильотинный разрыв</b>								
C4.1	1	1	1	0	-	-	1	4
C4.2	1	0	1	0	-	-	1	3
C4.3	0	0	0	0	-	-	0	0
C4.4	-	-	-	-	-	-	-	-

Г. 7. 0000. 18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБЭ2

### 2.2.7 Оценка возможного ущерба

2.2.7.1 Оценка возможного ущерба проведена на основании Методических указаний по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах (РД 03-496-02), утв. постановлением Госгортехнадзора России от 29.10.02 г. № 63, Методики определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах, утв. Минтопэнерго РФ 1.11.1995 г., и Методическому руководству по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах.

На декларируемом объекте оценивается прогнозируемый ущерб.

Составляющие ущерба могут быть рассчитаны независимо друг от друга. Последствия от аварийных ситуаций рассчитывались с учетом следующих групп ущербов:

- прямые потери организации, эксплуатирующей опасные производственные объекты;
- затраты на локализацию/ликвидацию и расследование аварии;
- социально-экономические потери;
- косвенный ущерб;
- экологический ущерб.

В целом, экономический ущерб от аварий на опасных производственных объектах может быть выражен в общем виде формулой:

$$П_a = П_{п.п.} + П_{л.а.} + П_{сэ} + П_{н.в.} + П_{экол} + П_{в.т.р.}$$

где  $П_a$  – полный ущерб от аварии, руб.;  $П_{п.п.}$  – прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект, руб.;  $П_{л.а.}$  – затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии, руб.;  $П_{сэ}$  – социально-экономические потери (затраты, понесенные вследствие гибели и травматизма людей), руб.;  $П_{н.в.}$  – косвенный ущерб, руб.;  $П_{экол}$  – экологический ущерб (урон, нанесенный объектам окружающей природной среды), руб.;  $П_{в.т.р.}$  – потери от выбытия трудовых ресурсов в результате гибели людей или потери ими трудоспособности, руб.

Общий экономический ущерб определяется в соответствии с РД 03-496-02 «Методическими рекомендациями по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах».

Ине. № подл.	Взам. ине. №				
209411					
	Подп. и дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Прямые потери (стоимость потерянной нефти) определяются как произведение цены нефти на количество безвозвратно потерянного продукта (стоимость 1 тонны нефти принимаем равной 27 тыс.руб).

Социально-экономические потери при аварии учитывают компенсационные выплаты в случае получения поражений при возникновении аварийной ситуации. В соответствии с статьей 6 части 2 Федерального закона 225-ФЗ «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте» с 1 января 2013 года выплаты в случае смерти составят два миллиона рублей. В соответствии с вышеизложенным, максимальный размер социально-экономических потерь предприятия будут определяться произведением количества пострадавших на участке и производимых выплат (не более 2 млн. руб.).

Затраты на аварийно-восстановительные работы зависят от характера аварии. В случае расчета предварительного ущерба расходы на ликвидацию и расследование аварии Пл.а, можно принять в размере 10% стоимости прямого (имущественного) ущерба.

Косвенный ущерб будет определяться временем простоя нефтепровода (время ликвидации аварии). Убытки из-за простоя нефтепровода могут быть, в основном, компенсированы за счет повышения производительности перекачки после ликвидации аварии.

Исходя из того, что прибыль предприятие получает при выполнении работ по транспортировке нефти, а потери от выбытия трудовых ресурсов могут быть компенсированы за счет временного перераспределения в АО «Черномортранснефть» обслуживающего персонала, потери от выбытия трудовых ресурсов можно принять равным нулю.

2.2.7.2 Оценка возможного экологического ущерба от загрязнения окружающей среды нефтью при возникновении аварийной ситуации на проектируемом участке нефтепровода выполнена согласно РД-13.020.00-КТН-148-11.

Экологический ущерб при аварии на линейной части МН У<sub>э</sub>, млн. руб., складывается из ущерба, нанесенного окружающей среде за счет загрязнения почв, попадания нефти в водные объекты, поступления в атмосферу летучих углеводородов с поверхности пролива и продуктов сгорания нефти при возникновении пожара и определяется по формуле:

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

$$Y_{\text{э}} = Y_{\text{зем}} + Y_{\text{атм}} + Y_{\text{вод}}$$

где  $Y_{\text{зем}}$  - ущерб окружающей среде при загрязнении почв, руб;

$Y_{\text{атм}}$  - ущерб окружающей среде при загрязнении атмосферы, руб;

$Y_{\text{вод}}$  - ущерб окружающей среде при загрязнении водного объекта, руб.

#### *Оценка ущерба окружающей среде от загрязнения почв*

Размер возможного вреда при аварийной разгерметизации МН и загрязнении почв нефтью  $Y_{\text{зем}}$ , млн. руб., определяется в соответствии с [1.60] по формуле:

$$Y_{\text{зем}} = \text{СХВ} \cdot S \cdot K_{\text{г}} \cdot K_{\text{исх}} \cdot T_{\text{х}}$$

где СХВ – степень химического загрязнения, СХВ = 6;

S – площадь загрязненного участка, м<sup>2</sup>;

$K_{\text{г}}$  – показатель в зависимости от глубины химического загрязнения или порчи почв,  $K_{\text{г}} = 1$ ;

$K_{\text{исх}}$  – показатель в зависимости от категории земель и целевого назначения, на которой расположен загрязненный участок,  $K_{\text{исх}} = 1,6$  (земли сельскохозяйственного назначения);

$T_{\text{х}}$  – такса для исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту окружающей среды, при химическом загрязнении почв, руб./м<sup>2</sup>,  $T_{\text{х}} = 700$  руб./м<sup>2</sup> (для зоны горного Северного Кавказа).

#### *Оценка ущерба окружающей среде от загрязнения атмосферы*

Воздействие на атмосферный воздух при аварийном разливе нефти будет проявляться в загрязнении атмосферы в результате испарения легких фракций с поверхности пролива и продуктами горения при возникновении пожара.

Расчет ущерба за загрязнение атмосферы  $Y_{\text{атм}}$ , млн. руб., определяется в соответствии с формулой:

$$Y_{\text{атм}} = 5 \cdot \sum (C_i \cdot M_i)$$

где  $M_i$  – масса выброса одного загрязняющего вещества в атмосферу, т;

$C_i$  – расчетная ставка платы за выброс 1 тонны i-го загрязняющего вещества в пределах установленного лимита, с учетом коэффициентов, руб.

Нормативы платы за выбросы загрязняющих веществ в компоненты окружающей природной среды принимались в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 13 сентября 2016 г. №913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах».

Размеры штрафных платежей (компенсационных выплат) за аварийное загрязнение окружающей природной среды при аварии с пожаром рассчитаны по

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

«Методике расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов», Самарский областной комитет охраны окружающей среды и природных ресурсов РФ, 1996 г. При этом, принято допущение, при реализации пожара пролива пары углеводородов принимают участие в процессе горения. Поэтому в загрязнении атмосферы принимают участие вещества, образующиеся при сгорании нефти. Из одной тонны сгоревшей при аварии нефти образуются следующие загрязняющие вещества:

Монооксид углерода	- 0,0840 т;
Сажа	- 0,170 т;
Оксид азота (NO)	- 0,0069 т;
Сероводород	- 0,001 т;
Оксид серы (в пересчете на SO <sub>2</sub> )	- 0,0278 т;
Синильная кислота	- 0,001 т;
Формальдегид	- 0,001 т;
Органические кислоты (в пересчете на CH <sub>3</sub> COOH)	- 0,0150 т.

При аварии на проектируемом участке МН «Грозный-Баку» загрязнение водных объектов не происходит.

Результаты расчета экологического ущерба при возникновении наиболее опасной и наиболее вероятной аварии приведены в таблице 22.

Результаты расчета экономического ущерба при возникновении наиболее опасной и наиболее вероятной аварии приведены в таблице 23.

Таблица 22 - Результаты расчета экологического ущерба

Сценарий аварийной ситуации	Размер ущерба, млн.руб																																			
	Загрязнение атмосферного воздуха	Загрязнение почвы	Загрязнение водного объекта	Итого																																
<b>ПК0-ПК3+36</b>																																				
<b>Дефектное отверстие "свищ"</b>																																				
C1.1	0,0008	0,974	-	0,975																																
C1.2	0,0008	0,974	-	0,975																																
C1.3	0,0008	0,974	-	0,975																																
C1.4	0,00005	0,974	-	0,974																																
<b>Дефектное отверстие "малая трещина"</b>																																				
C2.1	0,017	19,555	-	19,572																																
C2.2	0,017	19,555	-	19,572																																
C2.3	0,017	19,555	-	19,572																																
C2.4	0,001	19,555	-	19,556																																
<b>Дефектное отверстие "средняя трещина"</b>																																				
C3.1	0,032	36,725	-	36,757																																
C3.2	0,032	36,725	-	36,757																																
C3.3	0,032	36,725	-	36,757																																
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> </tr> <tr> <td>Изм.</td> <td>Кол.уч.</td> <td>Лист</td> <td>№ док.</td> <td>Подп.</td> <td>Дата</td> <td colspan="4" style="text-align: center;">Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2</td> <td style="text-align: center;">Лист</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td colspan="4"></td> <td style="text-align: center;">77</td> </tr> </table>															Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2				Лист											77
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2				Лист																										
										77																										

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

209411

Лист

77

## Продолжение таблицы 22

Сценарий аварийной ситуации	Размер ущерба, млн.руб				
	Загрязнение атмосферного воздуха	Загрязнение почвы	Загрязнение водного объекта	Итого	
С3.4	0,002	36,725	-	36,727	
<b>Гильотинный разрыв</b>					
С4.1	0,038	44,688	-	44,726	
С4.2	0,038	44,688	-	44,726	
С4.3	0,038	44,688	-	44,726	
С4.4	0,003	44,688	-	44,691	
<b>ПКЗ+36-ПК17+52</b>					
<b>Дефектное отверстие "свищ"</b>					
С1.1	0,0008	1,008	-	1,009	
С1.2	0,0008	1,008	-	1,009	
С1.3	0,0008	1,008	-	1,009	
С1.4	0,00006	1,008	-	1,008	
<b>Дефектное отверстие "малая трещина"</b>					
С2.1	0,018	20,765	-	20,783	
С2.2	0,018	20,765	-	20,783	
С2.3	0,018	20,765	-	20,783	
С2.4	0,001	20,765	-	20,766	
<b>Дефектное отверстие "средняя трещина"</b>					
С3.1	0,043	49,795	-	49,838	
С3.2	0,043	49,795	-	49,838	
С3.3	0,043	49,795	-	49,838	
С3.4	0,003	49,795	-	49,798	
<b>Гильотинный разрыв</b>					
С4.1	0,049	57,053	-	57,102	
С4.2	0,049	57,053	-	57,102	
С4.3	0,049	57,053	-	57,102	
С4.4	0,003	57,053	-	57,056	
<b>Участок 146 км</b>					
<b>Дефектное отверстие "свищ"</b>					
С1.1	0,0004	0,437	-	0,437	
С1.2	0,0004	0,437	-	0,437	
С1.3	0,0004	0,437	-	0,437	
С1.4	0,00002	0,437	-	0,437	
<b>Дефектное отверстие "малая трещина"</b>					
С2.1	0,001	1,546	-	1,547	
С2.2	0,001	1,546	-	1,547	
С2.3	0,001	1,546	-	1,547	
С2.4	0,0001	1,546	-	1,546	
<b>Дефектное отверстие "средняя трещина"</b>					
С3.1	0,008	9,374	-	9,382	
С3.2	0,008	9,374	-	9,382	
С3.3	0,008	9,374	-	9,382	
С3.4	0,0005	9,374	-	9,374	
<b>Гильотинный разрыв</b>					
С4.1	0,015	17,640	-	17,655	
С4.2	0,015	17,640	-	17,655	
С4.3	0,015	17,640	-	17,655	
С4.4	0,001	17,640	-	17,641	
<b>Участок 151 км</b>					
<b>Дефектное отверстие "свищ"</b>					
С1.1	0,0005	0,538	-	0,538	
С1.2	0,0005	0,538	-	0,538	
<b>Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата</b>					
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2	Лист
					78

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

209411

Лист

78

## Окончание таблицы 22

Сценарий аварийной ситуации	Размер ущерба, млн.руб			
	Загрязнение атмосферного воздуха	Загрязнение почвы	Загрязнение водного объекта	Итого
С1.3	0,0005	0,538	-	0,538
С1.4	0,00003	0,538	-	0,538
<b>Дефектное отверстие "малая трещина"</b>				
С2.1	0,002	2,453	-	2,455
С2.2	0,002	2,453	-	2,455
С2.3	0,002	2,453	-	2,455
С2.4	0,0001	2,453	-	2,453
<b>Дефектное отверстие "средняя трещина"</b>				
С3.1	0,013	14,784	-	14,797
С3.2	0,013	14,784	-	14,797
С3.3	0,013	14,784	-	14,797
С3.4	0,001	14,784	-	14,797
<b>Гильотинный разрыв</b>				
С4.1	0,025	29,098	-	29,123
С4.2	0,025	29,098	-	29,123
С4.3	0,025	29,098	-	29,123
С4.4	0,002	29,098	-	29,100

## Таблица 23 - Результаты расчета экономического ущерба

Сценарий аварийной ситуации	Размер ущерба, млн.руб				
	Прямой ущерб	Расходы на ликвидацию (локализацию аварии)	Социально-экономические потери	Косвенный ущерб	Итого
<b>ПК0+ПК3+36</b>					
<b>Дефектное отверстие "свищ"</b>					
С1.1	0,676	0,068	0	-	0,744
С1.2	0,676	0,068	0	-	0,744
С1.3	0,676	0,068	0	-	0,744
С1.4	0,676	0,068	0	-	0,744
<b>Дефектное отверстие "малая трещина"</b>					
С2.1	13,577	1,358	0	-	14,935
С2.2	13,577	1,358	0	-	14,935
С2.3	13,577	1,358	0	-	14,935
С2.4	13,577	1,358	0	-	14,935
<b>Дефектное отверстие "средняя трещина"</b>					
С3.1	25,497	2,550	8,0	-	36,047
С3.2	25,497	2,550	6,0	-	34,047
С3.3	25,497	2,550	0	-	28,047
С3.4	25,497	2,550	0	-	28,047
<b>Гильотинный разрыв</b>					
С4.1	31,026	3,103	10,0	-	44,129
С4.2	31,026	3,103	8,0	-	42,129
С4.3	31,026	3,103	0	-	34,129
С4.4	31,026	3,103	0	-	34,129
<b>ПК3+36-ПК17+52</b>					
<b>Дефектное отверстие "свищ"</b>					
С1.1	0,699	0,070	0	-	0,769
С1.2	0,699	0,070	0	-	0,769
С1.3	0,699	0,070	0	-	0,769
С1.4	0,699	0,070	0	-	0,769

Име. № подл. 209411

Подп. и дата

Взам. инв. №

## Продолжение таблицы 23

Сценарий аварийной ситуации	Размер ущерба, млн.руб																																				
	Прямой ущерб	Расходы на ликвидацию (локализацию аварии)	Социально-экономические потери	Косвенный ущерб	Итого																																
<b>Дефектное отверстие "малая трещина"</b>																																					
C2.1	14,417	1,442	0	-	15,859																																
C2.2	14,417	1,442	0	-	15,859																																
C2.3	14,417	1,442	0	-	15,859																																
C2.4	14,417	1,442	0	-	15,859																																
<b>Дефектное отверстие "средняя трещина"</b>																																					
C3.1	34,572	3,457	10,0	-	48,029																																
C3.2	34,572	3,457	8,0	-	46,029																																
C3.3	34,572	3,457	0	-	38,029																																
C3.4	34,572	3,457	0	-	38,029																																
<b>Гильотинный разрыв</b>																																					
C4.1	39,611	3,961	16,0	-	59,572																																
C4.2	39,611	3,961	8,0	-	51,572																																
C4.3	39,611	3,961	0	-	43,572																																
C4.4	39,611	3,961	0	-	43,572																																
<b>Участок 146 км</b>																																					
<b>Дефектное отверстие "свищ"</b>																																					
C1.1	0,303	0,030	0	-	0,333																																
C1.2	0,303	0,030	0	-	0,333																																
C1.3	0,303	0,030	0	-	0,333																																
C1.4	0,303	0,030	0	-	0,333																																
<b>Дефектное отверстие "малая трещина"</b>																																					
C2.1	1,073	0,107	0	-	1,180																																
C2.2	1,073	0,107	0	-	1,180																																
C2.3	1,073	0,107	0	-	1,180																																
C2.4	1,073	0,107	0	-	1,180																																
<b>Дефектное отверстие "средняя трещина"</b>																																					
C3.1	6,508	0,651	0	-	7,159																																
C3.2	6,508	0,651	0	-	7,159																																
C3.3	6,508	0,651	0	-	7,159																																
C3.4	6,508	0,651	0	-	7,159																																
<b>Гильотинный разрыв</b>																																					
C4.1	12,247	1,225	8,0	-	21,472																																
C4.2	12,247	1,225	6,0	-	19,472																																
C4.3	12,247	1,225	0	-	13,472																																
C4.4	12,247	1,225	0	-	13,472																																
<b>Участок 151 км</b>																																					
<b>Дефектное отверстие "свищ"</b>																																					
C1.1	0,373	0,037	0	-	0,410																																
C1.2	0,373	0,037	0	-	0,410																																
C1.3	0,373	0,037	0	-	0,410																																
C1.4	0,373	0,037	0	-	0,410																																
<b>Дефектное отверстие "малая трещина"</b>																																					
C2.1	1,703	0,170	0	-	1,873																																
C2.2	1,703	0,170	0	-	1,873																																
C2.3	1,703	0,170	0	-	1,873																																
C2.4	1,703	0,170	0	-	1,873																																
<b>Дефектное отверстие "средняя трещина"</b>																																					
C3.1	10,264	1,026	0,0	-	11,290																																
C3.2	10,264	1,026	0,0	-	11,290																																
C3.3	10,264	1,026	0	-	11,290																																
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> </tr> <tr> <td>Изм.</td> <td>Кол.уч.</td> <td>Лист</td> <td>№ док.</td> <td>Подп.</td> <td>Дата</td> <td colspan="4"></td> <td>Лист</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td colspan="4" style="text-align: center;">Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2</td> <td>80</td> </tr> </table>																Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					Лист							Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2				80
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					Лист																											
						Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2				80																											

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

209411

Лист

80



## Окончание таблицы 23

Сценарий аварийной ситуации	Размер ущерба, млн.руб				
	Прямой ущерб	Расходы на ликвидацию (локализацию аварии)	Социально-экономические потери	Косвенный ущерб	Итого
С3.4	10,264	1,026	0	-	11,290
<b>Гильотинный разрыв</b>					
С4.1	20,202	2,020	8,0	-	30,222
С4.2	20,202	2,020	6,0	-	28,222
С4.3	20,202	2,020	0	-	22,222
С4.4	20,202	2,020	0	-	22,222

**2.3 Оценка риска аварий**

Под "оценкой риска" понимается процесс, используемый для определения вероятности (или частоты) и степени тяжести последствий реализации опасностей аварий для здоровья человека, имущества и окружающей среды. Оценка риска включает анализ вероятности, анализ последствий и их сочетания.

Оценка степени риска проектируемого участка МН проводилась на основе идентификации опасностей и оценки риска участка по РД-13.020.00-КТН-148-11 «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах», основные принципы которого вытекают из положений Руководства по безопасности "Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов" (утверждено приказом Ростехнадзора от 17.06.2016 г. № 228).

Методологическая основа анализа риска аварийных ситуаций базируется на качественных методах анализа опасностей с применением упрощенных методик количественной оценки риска. Риск аварийных ситуаций определяется как сочетание частоты (вероятности) аварий и их последствий.

По статистике, трубопроводный транспорт — самый надежный способ транспортировки нефти. При нормальных условиях эксплуатации, объекты трубопроводного транспорта нефти не представляют опасности для населения и окружающей природной среды. Основным источником опасности объектов трубопроводного транспорта нефти для населения и окружающей природной среды являются аварийные ситуации, в особенности, сопровождающиеся поступлением нефти в окружающую среду.

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						81
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Ранее в рамках проведения анализа риска возможных аварийных ситуаций была проведена оценка последствий возможных аварий. Количественная характеристика последствий аварийных ситуаций определяется на основе расчетов количеств опасных веществ, участвующих в аварии, размеров зон поражающих факторов возможных аварий, оценивается величиной возможных людских потерь, величиной возможного ущерба.

В связи с этим в процедуру оценки риска аварийных ситуаций входит:

- оценка частоты (вероятности) аварий;
- оценка степени риска для человека, имущества и окружающей природной среды.

Аварийные ситуации, как правило, характеризуются комбинацией случайных событий, возникающих с различной частотой на разных стадиях возникновения и развития аварии (разрушение или разгерметизация трубопровода, выброс, воспламенение, взрыв).

На участке реконструкции возникновение и развитие аварийных ситуаций с поражающими факторами пожара и взрыва обусловлено, в первую очередь, выбросом больших объемов опасных веществ при нарушении герметичности нефтепровода.

Исходной для оценки риска аварий на нефтепроводе является среднестатистическая частота аварий  $\bar{\lambda}_{omp}$ . Частота возникновения аварий на линейной части МН оценивается исходя из анализа статистических данных об аварийности МН и МНПП. Среднестатистическая частота возникновения аварии по МН и МНПП ПАО «Транснефть» за последние 5 лет соответствует величине  $3,75 \times 10^{-5}$  1/(км·год).

В зависимости от совокупности конкретных значений различных факторов влияния, имеющих место на рассматриваемом участке трассы, интенсивность аварийных отказов на ней будет в той или иной степени отличаться от среднестатистической для данной трассы  $\bar{\lambda}$ . Таким образом, на каждом n-ом участке трассы определяется значение интегрального коэффициента  $k_{вл}$ , показывающего, во сколько раз удельная частота (вероятность) аварий на участке  $\lambda_n$  отличается от среднестатистической для данной трассы  $\bar{\lambda}$ :

$$\lambda_n = \bar{\lambda} \times k_{вл} k_n k_{ин}.$$

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Коэффициент прочности  $k_n$  определяется как величина обратная отношению действительного запаса прочности МН на рассматриваемом участке к значению коэффициента запаса прочности для МН (принимается равной 1).

Коэффициент, учитывающий способ прокладки  $k_{mn}$  принимается равным 0,1 на участках, выполненных технологией микротоннелирования; 0,4 – на участках, выполненных наклонно – направленным бурением; 0,6 – на участках, выполненных по технологии "труба в трубе" или с применением обетонированных труб и 1 – на всех иных участках.

Коэффициент влияния  $k_{вл}$ . Расчет коэффициента  $k_{вл}$  производится с использованием балльной оценочной системы для проектируемых МН в соответствии с п. В2 "Методического руководства по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах".

Результаты оценки локальной частоты  $\lambda_n$  проектируемых участков приведены в таблицах 24, 25.

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Таблица 24 – Оценка локальной частоты  $\lambda_n$  проектируемого участка

Обозначение и наименование фактора влияния	Доля группы факторов, $\rho$	Доля факторов в группе, $q$	Содержание исходной информации	Балльная оценка			
				Участок трассы МН, км		Примечание	
				ПК0-ПК3+36	ПК3+36-ПК17+52		
F <sub>11</sub>	Минимальная глубина заложения подземного МН	0,6	0,4	Фактическая толщина слоя грунта $h$ , м, над верхней образующей самого мелкозаглубленного отрезка в пределах рассматриваемого участка МН	0,498	0,83	Заглубление: - на ПК0-ПК3+36–1,2 м; - на ПК3+36-ПК17+52- 0,8 м.
F <sub>12</sub>	Уровень антропогенной активности	0,6	0,2	Плотность населения ( $N_{нас}$ ) в среднем на участке МН в трехкилометровой полосе вдоль трассы	3	3	Плотность населения в трёхкилометровой зоне более 50 чел./км <sup>2</sup>
				Проведение в охранной зоне МН строительных и других работ	1	1	Низкая (указанные работы носят эпизодический характер)
				Наличие коммуникаций иной ведомственной принадлежности в охранной зоне МН	2	2	Трасса проектируемого нефтепровода, в основном, проходит в одном техническом коридоре с действующими коммуникациями - трубопроводы различного диаметра, подземные и надземные линии электропередач и связи.
				Наличие участков автомобильных и железных дорог в охранной зоне МН	0	2	Наличие или отсутствие
				Интенсивность судоходства	-	-	Объект не пересекает водные объекты
F <sub>13</sub>	Опасность диверсий и врезок	0,6	0,4	Частота патрулирования	5	5	Наземный осмотр 2 раза в неделю, автоматизированная система врезок не установлена
				Диверсия на МН	5	5	Объект располагается в Северо – Кавказском округе
F <sub>21</sub>	Коррозионная активность грунта	0,1	0,25	Удельное сопротивление грунта $r_g$ , кислотность грунта $pH$ , деятельность микроорганизмов	10	10	В зависимости от свойств грунтов по данным изыскательских работ

Име. № подл.	Взам. инв. №
209411	
Подп. и дата	

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2

Лист

84

## Продолжение таблицы 24

Обозначение и наименование фактора влияния	Доля группы факторов, р	Доля факторов в группе, q	Содержание исходной информации	Балльная оценка			
				Участок трассы МН, км		Примечание	
				ПК0-ПК3+36	ПК3+36-ПК17+52		
F <sub>22</sub>	Наличие подземных металлических сооружений и энергосистем вблизи МН	0,1	0,5	Количество металлических сооружений, энергосистем постоянного и переменного тока на расстоянии до 50 м от трассы	5	5	Трасса проектируемого нефтепровода, в основном, проходит в одном техническом коридоре с действующими коммуникациями: – кабеля связи; – ВЛ.
F <sub>31</sub>	Вероятность перемещений грунта или размыва подводного перехода	0,1	0,2	Сведения о фактах перемещений грунта или наличии размывов	10	10	Согласно данным инженерных изысканий
F <sub>32</sub>	Несущая способность грунта	0,1	0,15	Сведения о типах грунтов в основании МН	5	5	Согласно картам "Районирования по степени активности и опасности ЭГП"
F <sub>33</sub>	Наличие на участке линейной арматуры и наземных узлов разветвленной конфигурации	0,1	0,15	Сведения о конструкции линейной арматуры и наземных узлов	0	0	На участке отсутствует запорная арматура на фундаменте
F <sub>34</sub>	Превентивные мероприятия	0,1	0,5	Меры по ослаблению напряжений в МН	0	0	Имели место (или не требуются)
				Мероприятия по изменению свойств грунта	1,5	1,5	Проводятся, но не всегда адекватно
				Мониторинг деформации грунта и перемещений нефтепровода	1	1	С помощью неподвижных реперов
F <sub>41</sub>	Отношение фактической толщины стенки трубы к требуемой	0,1	0,35	Расчетное и фактическое значения толщины стенки трубы брасч и бфакт	0	5,75	бфакт/ брасч =2,02 (ПК0-ПК3+36) бфакт/ брасч =1,34 (ПК3+36-ПК17+52)
F <sub>42</sub>	Усталость металла	0,1	0,3	Число циклов нагружения, имевших место за время эксплуатации рассматриваемого участка, и амплитуда подававшейся нагрузки	2	2	Для проектируемых МН балльная оценка данного фактора принимается равной 2

Ине. № подл.	Взам. ине. №
209411	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2

Лист

85

## Окончание таблицы 24

Обозначение и наименование фактора влияния	Доля группы факторов, р	Доля факторов в группе, q	Содержание исходной информации	Балльная оценка			
				Участок трассы МН, км		Примечание	
				ПК0-ПК3+36	ПК3+36-ПК17+52		
F <sub>43</sub>	Возможность возникновения гидравлических ударов	0,1	0,15	Качественная оценка возможности возникновения гидравлических ударов	4	4	Средняя или низкая вероятность гидравлических ударов
F <sub>44</sub>	Системы телемеханики и автоматики (СТА)	0,1	0,2	Технические характеристики СТА	0	0	Системы телемеханики и автоматики обеспечивают телеизмерение давления на НПС и ЛЧ МН в пределах эксплуатируемого участка, телесигнализацию положения запорной арматуры по трассе, аварийную сигнализацию и автоматическое отключение магистральных насосов (остановку перекачки) в случае недопустимого повышения давления. На МН имеются системы обнаружения утечек на участках МН
F <sub>51</sub>	Категория участка по сложности производства работ	0,1	0,15	Сведения о сложности условий строительного освоения трассы МН	9	9	По ведомости раскладки труб
ИТОГО по участку							
Балльная оценка участка F <sub>n</sub>				4,39	4,91		
Балльная оценка среднестатистического эксплуатируемого МН, В <sub>ср</sub>				3			
Коэффициент влияния K <sub>вл,л</sub>				1,46	1,64		
Среднестатистическая частота аварии $\lambda \times 10^5$ , 1/(км*год)				3,75			

Ине. № подл.	209411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2

Лист

86

Таблица 25 – Оценка локальной частоты  $\lambda_l$  проектируемого участка

Обозначение и наименование фактора влияния	Доля группы факторов, $\rho$	Доля факторов в группе, $q$	Содержание исходной информации	Балльная оценка		Примечание	
				Участок трассы МН, км			
				146 км	151 км		
F <sub>11</sub>	Минимальная глубина заложения подземного МН	0,6	0,4	Фактическая толщина слоя грунта $h$ , м, над верхней образующей самого мелкозаглубленного отрезка в пределах рассматриваемого участка МН	0,83	0,581	Заглубление: - на 146 км - 0,8 м; - на 151 км - 1,1 м.
F <sub>12</sub>	Уровень антропогенной активности	0,6	0,2	Плотность населения ( $N_{нас}$ ) в среднем на участке МН в трехкилометровой полосе вдоль трассы	3	3	Плотность населения в трёхкилометровой зоне более 50 чел./км <sup>2</sup>
				Проведение в охранной зоне МН строительных и других работ	1	1	Низкая (указанные работы носят эпизодический характер)
				Наличие коммуникаций иной ведомственной принадлежности в охранной зоне МН	2	2	Трасса проектируемого нефтепровода, в основном, проходит в одном техническом коридоре с действующими коммуникациями - трубопроводы различного диаметра, подземные и надземные линии электропередач и связи.
				Наличие участков автомобильных и железных дорог в охранной зоне МН	0	0	Наличие или отсутствие
				Интенсивность судоходства	-	-	Объект не пересекает водные объекты
F <sub>13</sub>	Опасность диверсий и врезок	0,6	0,4	Частота патрулирования	5	5	Наземный осмотр 2 раза в неделю, автоматизированная система врезок не установлена
				Диверсия на МН	5	5	Объект располагается в Северо – Кавказском округе
F <sub>21</sub>	Коррозионная активность грунта	0,1	0,25	Удельное сопротивление грунта $r_g$ , кислотность грунта $pH$ , деятельность микроорганизмов	10	10	В зависимости от свойств грунтов по данным изыскательских работ

Име. № подл.	209411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

## Продолжение таблицы 25

Обозначение и наименование фактора влияния	Доля группы факторов, р	Доля факторов в группе, q	Содержание исходной информации	Балльная оценка			
				Участок трассы МН, км		Примечание	
				146 км	151 км		
F <sub>22</sub>	Наличие подземных металлических сооружений и энергосистем вблизи МН	0,1	0,5	Количество металлических сооружений, энергосистем постоянного и переменного тока на расстоянии до 50 м от трассы	5	5	Трасса проектируемого нефтепровода, в основном, проходит в одном техническом коридоре с действующими коммуникациями: – кабеля связи; - ВЛ.
F <sub>31</sub>	Вероятность перемещений грунта или размыва подводного перехода	0,1	0,2	Сведения о фактах перемещений грунта или наличии размывов	10	10	Согласно данным инженерных изысканий
F <sub>32</sub>	Несущая способность грунта	0,1	0,15	Сведения о типах грунтов в основании МН	5	5	Согласно картам "Районирования по степени активности и опасности ЭГП"
F <sub>33</sub>	Наличие на участке линейной арматуры и наземных узлов разветвленной конфигурации	0,1	0,15	Сведения о конструкции линейной арматуры и наземных узлов	3	3	На участке присутствует запорная арматура на фундаменте
F <sub>34</sub>	Превентивные мероприятия	0,1	0,5	Меры по ослаблению напряжений в МН	0	0	Имели место (или не требуются)
				Мероприятия по изменению свойств грунта	1,5	1,5	Проводятся, но не всегда адекватно
				Мониторинг деформации грунта и перемещений нефтепровода	1	1	С помощью неподвижных реперов
F <sub>41</sub>	Отношение фактической толщины стенки трубы к требуемой	0,1	0,35	Расчетное и фактическое значения толщины стенки трубы брасч и бфакт	5,75	0	бфакт/ брасч =1,34 (146 км) бфакт/ брасч =2,02 (151 км)
F <sub>42</sub>	Усталость металла	0,1	0,3	Число циклов нагружения, имевших место за время эксплуатации рассматриваемого участка, и амплитуда подававшейся нагрузки	2	2	Для проектируемых МН балльная оценка данного фактора принимается равной 2

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

209411

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2

Лист

88

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата



## Окончание таблицы 25

Обозначение и наименование фактора влияния	Доля группы факторов, р	Доля факторов в группе, q	Содержание исходной информации	Балльная оценка			
				Участок трассы МН, км		Примечание	
				146 км	151 км		
F <sub>43</sub>	Возможность возникновения гидравлических ударов	0,1	0,15	Качественная оценка возможности возникновения гидравлических ударов	4	4	Средняя или низкая вероятность гидравлических ударов
F <sub>44</sub>	Системы телемеханики и автоматики (СТА)	0,1	0,2	Технические характеристики СТА	0	0	Системы телемеханики и автоматики обеспечивают телеизмерение давления на НПС и ЛЧ МН в пределах эксплуатируемого участка, телесигнализацию положения запорной арматуры по трассе, аварийную сигнализацию и автоматическое отключение магистральных насосов (остановку перекачки) в случае недопустимого повышения давления. На МН имеются системы обнаружения утечек на участках МН
F <sub>51</sub>	Категория участка по сложности производства работ	0,1	0,15	Сведения о сложности условий строительного освоения трассы МН	9	9	По ведомости раскладки труб
ИТОГО по участку							
Балльная оценка участка F <sub>n</sub>				4,72	4,46		
Балльная оценка среднестатистического эксплуатируемого МН, В <sub>ср</sub>				3			
Коэффициент влияния K <sub>вл,п</sub>				1,57	1,48		
Среднестатистическая частота аварии $\lambda \times 10^5$ , 1/(км*год)				3,75			

Удельные вероятности возникновения аварийных ситуаций для участка реконструкции приведены в таблице 26.

Име. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. име. №							Лист
										89
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2										
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
209411		

Таблица 26 - Удельные вероятности возникновения аварийных ситуаций

Наименование участка	Базовая частота разгерметизации км <sup>-1</sup> ·год <sup>-1</sup>	Коэффициент влияния, К <sub>вл</sub>	Коэффициент, учитывающий способ прокладки к <sub>нн</sub>	Вероятность разгерметизации, км <sup>-1</sup> ·год <sup>-1</sup>	Вероятность образования свища, км <sup>-1</sup> ·год <sup>-1</sup>	Вероятность образования малой трещины, км <sup>-1</sup> ·год <sup>-1</sup>	Вероятность образования средней трещины, км <sup>-1</sup> ·год <sup>-1</sup>	Вероятность гильотинного разрыва, км <sup>-1</sup> ·год <sup>-1</sup>
ПКО-ПКЗ+36	3,75·10 <sup>-5</sup>	1,46	1	5,47·10 <sup>-5</sup>	3,83·10 <sup>-5</sup>	9,03·10 <sup>-6</sup>	5,75·10 <sup>-6</sup>	1,64·10 <sup>-6</sup>
ПКЗ+36-ПК17+52	3,75·10 <sup>-5</sup>	1,64	1	6,15·10 <sup>-5</sup>	4,31·10 <sup>-5</sup>	1,01·10 <sup>-6</sup>	6,46·10 <sup>-6</sup>	1,84·10 <sup>-6</sup>
146 км	3,75·10 <sup>-5</sup>	1,57	1	5,89·10 <sup>-5</sup>	4,12·10 <sup>-5</sup>	9,71·10 <sup>-6</sup>	6,18·10 <sup>-6</sup>	1,77·10 <sup>-6</sup>
151 км	3,75·10 <sup>-5</sup>	1,48	1	5,55·10 <sup>-5</sup>	3,89·10 <sup>-5</sup>	9,16·10 <sup>-6</sup>	5,83·10 <sup>-6</sup>	1,66·10 <sup>-6</sup>

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подпись	
Дата	
Г. 7. 0000. 18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2	
Лист	90

На реконструируемом участке МН "Грозный-Баку, 148,98-148,01 км" наиболее вероятной аварией, является авария, связанная с частичной разгерметизацией нефтепровода (образование свища).

На реконструируемом участке МН "Грозный-Баку, 148,98-148,01 км" наиболее опасной аварией, является авария, связанная с гильотинным разрывом нефтепровода.

Анализ сценариев возникновения и развития возможных аварий и оценка частоты их реализации на объекте проектирования производится в соответствии с "Методикой определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах" с использованием метода построения логического "дерева событий". Метода анализа "деревьев событий" нагляден, позволяет выявить взаимосвязь и комбинации событий, приводящих к основному событию. При обеспеченности достаточными данными "дерево событий" позволяет дать количественную оценку вероятности возникновения результирующего события аварийной ситуации.

При построении логического "дерева событий" и оценке частоты реализации аварийных ситуаций используются условные вероятности реализации различных ветвей логического дерева событий и перехода аварии на ту или иную стадию развития. Условные вероятности реализации аварийной ситуации определены на основе рекомендуемых условных вероятностей, приведенных в приложении № 2 "Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах" с учетом факторов, которые влияют на возможное развитие (характеристик оборудования, свойств опасных веществ, размещения оборудования и вероятности возникновения различных типов дефектного отверстия).

Условная вероятность образования напорной струи при разгерметизации принята равной нулю.

Для линейной части МН не рассматривается факельное горение струи жидкости по следующим причинам:

- свободное истечение нефти в виде струи из технологического оборудования, подземных участков трубопровода маловероятно ввиду заглубленного расположения, прокладка нефтепровода в защитном футляре на участке перехода через автодорогу ("труба в трубе");
- факельное горение вероятнее всего может возникнуть при истечении сжатых газов и двухфазных сред. Для возникновения факельного горения жидкости, необходимо получить распыленную струю жидкости в виде мелких капель в потоке

Инв. № подл.	209411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2	Лист
							91

окислителя (в промышленности для этих целей используют специальные устройства – форсунки);

– при разгерметизации подземного нефтепровода получить распыленную струю жидкости возможно только при образовании мелких (точечных) отверстий в верхней части трубы, при этом расход жидкости через отверстие будет минимальным и возможный факел будет направлен в направлении близком к вертикальному, и, соответственно, будет охвачен образующимся пожаром пролива нефти.

На рисунке 4 приняты условные вероятности развития событий для наиболее опасной и наиболее вероятной аварии, представленные в таблице 27.

Таблица 27 – Условные вероятности развития событий

Тип дефектного отверстия	Буквенное обозначение условной вероятности			
	a	b	c	d
Наиболее вероятная авария (образование свища)	0	0,005	0,005	0,08
Наиболее опасная авария ("гильотинный разрыв")	0	0,200	0,240	0,60

Инв. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						92
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
209411		

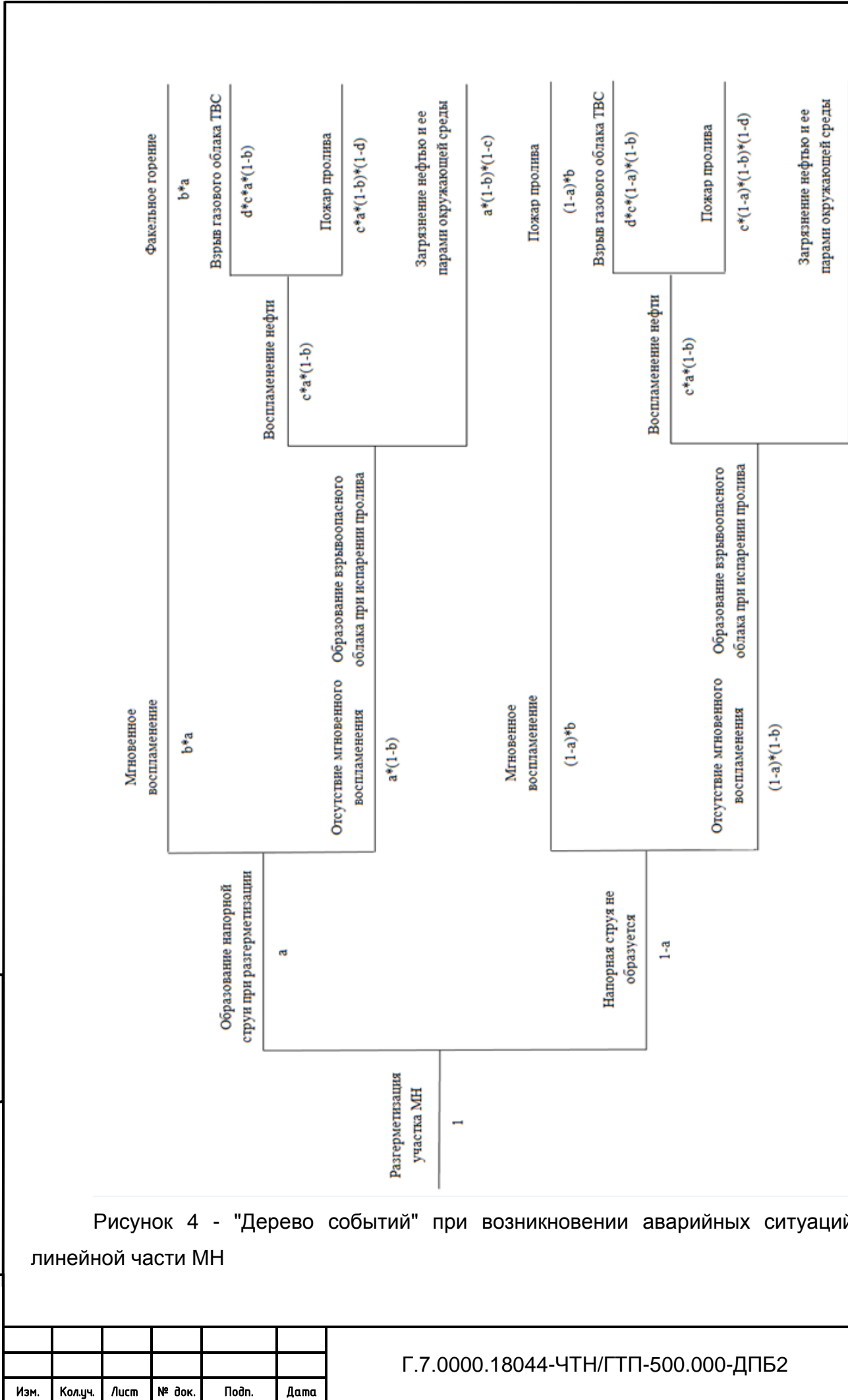


Рисунок 4 - "Дерево событий" при возникновении аварийных ситуаций на линейной части МН

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

С учетом принятых условных вероятностей развития событий определены вероятности развития аварий по рассматриваемым сценариям. С учетом принятых условных вероятностей развития событий определены вероятности развития аварий по рассматриваемым сценариям. Вероятности развития аварий по рассматриваемым сценариям приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Вероятности развития аварийных ситуаций по рассматриваемым сценариям на участке реконструкции

Наименование участка	Вероятность развития сценария аварийной ситуации, 1/(км·год)			
	Образование пролива с последующей локализацией аварии	Образование пролива/мгновенное воспламенение	Образование пролива/взрыв облака ТВС (пожар-вспышка)	Образование пролива/ воспламенение с задержкой
Наиболее вероятная авария (образование свища)				
ПК0-ПК3+36	$3,79 \cdot 10^{-5}$	$1,91 \cdot 10^{-7}$	$1,52 \cdot 10^{-8}$	$1,75 \cdot 10^{-7}$
ПК3+36-ПК17+52	$4,27 \cdot 10^{-5}$	$2,15 \cdot 10^{-7}$	$1,71 \cdot 10^{-8}$	$1,97 \cdot 10^{-7}$
146 км	$4,08 \cdot 10^{-5}$	$2,06 \cdot 10^{-7}$	$1,64 \cdot 10^{-8}$	$1,88 \cdot 10^{-7}$
151 км	$3,85 \cdot 10^{-5}$	$1,94 \cdot 10^{-7}$	$1,55 \cdot 10^{-8}$	$1,78 \cdot 10^{-7}$
Наиболее опасная авария (образование гильотинного разрыва)				
ПК0-ПК3+36	$9,97 \cdot 10^{-7}$	$3,28 \cdot 10^{-7}$	$1,89 \cdot 10^{-7}$	$1,26 \cdot 10^{-7}$
ПК3+36-ПК17+52	$1,12 \cdot 10^{-6}$	$3,68 \cdot 10^{-7}$	$2,12 \cdot 10^{-7}$	$1,41 \cdot 10^{-7}$
146 км	$1,08 \cdot 10^{-6}$	$3,54 \cdot 10^{-7}$	$2,04 \cdot 10^{-7}$	$1,36 \cdot 10^{-7}$
151 км	$1,01 \cdot 10^{-6}$	$3,32 \cdot 10^{-7}$	$1,91 \cdot 10^{-7}$	$1,27 \cdot 10^{-7}$

Результаты вероятности развития сценариев аварийной ситуации на проектируемом участке нефтепровода показали, что наиболее вероятным сценарием развития аварийной ситуации на проектируемом участке нефтепровода является аварийная утечка нефти через дефектное отверстие с последующей локализацией и ликвидацией пролива - сценарий С1.4. При этом возможен разлив нефти и нанесение ущерба окружающей природной среде (почве, атмосферному воздуху).

Количественная оценка риска аварийных ситуаций для людей характеризуется потенциальным территориальным риском, показателями индивидуального, коллективного и социального рисков. Риск для имущества и окружающей среды оценивается ожидаемым ущербом от аварий.

Потенциальный риск определяется как вероятность воздействия опасных факторов аварии на человека в результате воздействия поражающих факторов возможных аварий. Оценка вероятности воздействия опасных факторов аварии на человека (потенциальный риск) выполнена исходя из вероятности возникновения аварийной ситуации и условной вероятности поражения человека факторами при аварии.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209411

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2	Лист
							94

Величину потенциального риска вдоль оси однониточного трубопровода  $R_{пот}(x_0, r_0)$ , год<sup>-1</sup>, в определенной точке с координатами  $(x_0, r_0)$ , где координата  $x_0$  – координата вдоль оси трубопровода, км,  $r_0$  – координата по оси, перпендикулярной оси трубопровода, расположенной на расстоянии  $r_0$ , км от оси ОПО МН определяют по формуле

$$R_{ном(x_0, r_0)} = \int_{x_{min}}^{x_{max}} \lambda(x) \sum_{k=1}^{K_0(x)} Q_k \cdot \min \left( \left( 1, 1 - \prod_{j=1}^{\Phi_k(x, y)} (1 - v_{уяз}^{kj}(x_0, r_0) \cdot Q_{пор}^{kj}(x, x_0, r_0)) \right) \right) dx$$

где  $\lambda(x)$  – удельная частота разгерметизации ЛЧ ОПО МН в точке с координатой  $x$  вдоль оси ОПО МН, год<sup>-1</sup>·км<sup>-1</sup>;

$K_0(x)$  – число сценариев развития аварии в точке с координатой  $x$  вдоль оси ОПО МН;

$Q_k$  – условная вероятность реализации  $k$ -го сценария развития аварии;

$v_{уяз\_j}$  – коэффициент уязвимости человека, находящегося в  $j$ -ой области территории объекта, определяется в соответствии с рекомендациями приложения 8.1 РД-13.020.00-КТН-148-11 "Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах" (принимаем коэффициент уязвимости равным 1).

$\Phi_k(x_0, r_0)$  – количество поражающих факторов, которые могут действовать одновременно при реализации  $k$ -го сценария количество поражающих факторов, в точке с координатами  $(x_0, r_0)$ ;

$Q_{пор}^{kj}(x, x_0, r_0)$  – условная вероятность поражения человека в точке территории с координатой  $(x_0, r_0)$  в результате реализации  $k$ -го сценария развития аварии, произошедшей в точке ОПО МН с координатой  $x$ .

Оценка вероятности возникновения пожара пролива и взрыва топливоздушной проводилась после определения частот иницирующих событий с использованием метода анализа «дерева событий». Дерево событий приведено на рисунке 4.

Основываясь на имеющейся статистической информации, а также в зависимости от совокупности конкретных значений различных факторов влияния на рассмотренных участках линейной части МН была определена вероятность возникновения на них аварий. Результаты расчетов приведены в таблице 28.

Инв. № подл.	209411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2	Лист
							95

Для определения условной вероятности поражения человека избыточным давлением, развиваемым при сгорании газопаровоздушных смесей, на расстоянии  $r$  от эпицентра определяем значение пробит – функции  $Pr$ , по формулам:

$$Pr = 5 - 0,26 \ln(V),$$

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

где  $\Delta P$  – избыточное давление, Па;

$I$  – импульс волны давления, Па·с.

Для определения условной вероятности поражения человека тепловым излучением на расстоянии  $r$  от эпицентра определяем значения пробит – функции  $Pr$ , по формуле:

$$Pr = -12,8 + 2,56 \ln(D),$$

$$D = t \cdot q^{4/3},$$

где  $t$  – эффективное время экспозиции, с.

$$t = t_0 + \frac{x_0}{v_{cp}};$$

где  $t_0$  – характерное время обнаружения пожара, с (допускается принимать равной пяти секундам);

$x$  – расстояние от места расположения человека до безопасной зоны (зона, где плотность теплового потока не превышает  $4,0 \text{ кВт/м}^2$ ), м;

$v$  – скорость движения человека, м/с (принята  $5 \text{ м/с}$ ).

Значения пробит-функции меньше или равно нулю соответствует условной вероятности поражения, равной нулю. Условная вероятность поражения человека попавшего в зону непосредственного воздействия пламени пожара пролива, принимается равной единице.

Условная вероятность поражения человека определяется по значению "пробит" – функции в соответствии с [1.63].

Инв. № подл.	209411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2



Условная вероятность поражения человека, попавшего в зону воздействия высокотемпературных продуктов сгорания равна 1, за пределами этой зоны условная вероятность поражения человека принимается равной 0 [1.66].

Значения условной вероятности поражения человека избыточным давлением при наиболее опасной аварии приведены в таблице 29.

Значения условной вероятности поражения человека тепловым излучением при наиболее опасной аварии приведены в таблице 30.

Таблица 29 - Условная вероятность поражения человека избыточным давлением

Наименование показателя	Расстояние, м					
	25	50	70	100	170	200
<b>ПК0-ПК3+36</b>						
Расчетное значение избыточного давления, кПа	11,74	7,75	5,92	4,34	2,66	2,29
Импульс волны давления, Па·с	686,85	335,82	234,01	159,85	91,38	77,14
Значение пробит-функции	4,12	3,22	2,67	1,95	0,88	0,55
Условная вероятность поражения	0,19	0,04	0,01	0,00	0,00	0,00
<b>ПК3+36-ПК17+52</b>						
Расчетное значение избыточного давления, кПа	13,08	8,93	6,87	5,06	3,12	2,68
Импульс волны давления, Па·с	832,82	411,89	287,1	195,97	111,86	94,39
Значение пробит-функции	4,36	3,53	2,96	2,29	1,23	0,90
Условная вероятность поражения	0,26	0,07	0,02	0,00	0,00	0,00
<b>146 км</b>						
Расчетное значение избыточного давления, кПа	7,39	4,44	3,32	2,41	1,46	1,25
Импульс волны давления, Па·с	322,73	154,22	107,61	73,77	42,41	35,85
Значение пробит-функции	3,12	2,00	1,37	0,66	-0,43	-0,78
Условная вероятность поражения	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>151 км</b>						
Расчетное значение избыточного давления, кПа	9,57	6,01	4,54	3,31	2,02	1,73
Импульс волны давления, Па·с	486,5	234,59	163,51	111,86	64,11	54,16
Значение пробит-функции	3,68	2,67	2,05	1,36	0,28	-0,05
Условная вероятность поражения	0,09	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 30 - Условная вероятность поражения человека тепловым излучением

Наименование участка	Расстояние до безопасной зоны, м	Эффективное время экспозиции, с	Значение пробит-функции	Условная вероятность поражения
ПК0-ПК3+36	68	19	1,37	0,00
ПК3+36-ПК17+52	76	20	1,51	0,00
146 км	45	14	0,59	0,00
151 км	56	16	0,93	0,00

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209411

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2	Лист
							97

Условную вероятность поражения человека избыточным давлением взрыва на участке пересечения с автодорогой принимаем равной 1.

Используя приведенные данные по значениям интенсивностей инициирующих событий, а также статистические данные по вероятностям возникновения негативных событий – воспламенение пролива, взрыв облака ТВС, были получены значения индивидуального и коллективного рисков для рассмотренных сценариев развития аварийных ситуаций в пределах зон действия соответствующих поражающих факторов.

Величина индивидуального риска для человека определяется как сумма произведений потенциального риска в точке (зоне) и вероятности нахождения человека в этой точке (зоне) для всех рассматриваемых сценариев развития аварийных ситуаций.

Коллективный риск показывает ожидаемое количество пострадавших в результате аварий на объекте за определенный период времени. Величина коллективного риска определяется как сумма произведений величин частот реализации аварийных ситуаций и количества погибших людей для всех рассматриваемых сценариев развития аварийных ситуаций.

Социальный риск представляет собой график ступенчатой функции, показывающий зависимость частоты возникновения событий F, в которых пострадало на определенном уровне не менее N человек, от этого числа N. Социальный риск характеризует масштаб и вероятность (частоту) аварий. В соответствии с "Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, утвержденная приказом МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404" социальный риск оценивается по гибели десяти и более человек.

Величина индивидуального риска  $R_i$ , год<sup>-1</sup>, для i-го работника объекта при его нахождении на территории объекта определяется по формуле:

$$R_i = \sum_{j=1}^G q_{ji} R_{пот}(j)$$

где  $R(j)$  – величина потенциального риска в j-ой области территории, год<sup>-1</sup>;  
 $q_{ji}$  – вероятность присутствия i-го работника в j-ой области территории;

Инв. № подл.	209411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2	Лист
							98

G – число областей, на которые условно можно разбить территорию объекта, при условии, что величина потенциального риска на всей площади каждой из таких областей можно считать одинаковой;

Вероятность  $q_{ji}$  определяется долей времени нахождения рассматриваемого человека в определенной области территории. Результаты расчета вероятности присутствия работника (населения) приведены в п.2.2.6 настоящей записки (таблица 20).

Индивидуальный риск для населения определяется в соответствии с вышеприведенной формулой, заменяя слово "работник", на слово "житель", и принимая равным одному. Если не представляется возможным оценить  $V_{юз\_j}$  вероятность присутствия жителя в каждой области территории, величина индивидуального риска принимается равной значению потенциального риска в жилой, общественно – деловой или рекреационной зоне.

Наиболее приемлемым критерием оценки степени опасности для жизни людей служат индивидуальный и социальный риски.

Критерий индивидуального риска для персонала проектируемого объекта принят согласно статье 93 №123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности". Согласно данному документу величина индивидуального риска в результате воздействия опасных факторов пожара на производственном объекте для персонала не должна превышать одну миллионную в год.

Критерий индивидуального риска для населения принят согласно статье 93 №123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности". Согласно данному документу величина индивидуального риска в результате воздействия опасных факторов пожара на производственном объекте для населения не должна превышать одну стомиллионную в год.

Критерий социального риска для населения принят согласно статье 93 №123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности". Согласно данному документу величина социального риска в результате воздействия опасных факторов пожара на производственном объекте для населения не должна превышать одну десятимиллионную в год.

Жилые зоны, общественно-деловые зоны, зоны рекреационного назначения с.

Инв. № подл.	209411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2	Лист
							99

Бавтугай и с.Нижний Чирюрт не попадают в зоны действия поражающих факторов при аварии на рассматриваемом участке МН. Следовательно индивидуальный риск, коллективный риск и социальный риск людей, находящихся в жилой зоне, общественно-деловой зоне или зоне рекреационного назначения равны нулю.

Процесс транспортировки нефти по линейной части нефтепровода производится автоматизировано. Поэтому можно предположить, что в случае аварии в зоне поражения люди могут оказаться случайно.

Расчетные значения потенциального, индивидуального и коллективного рисков при реализации наиболее опасной аварии для проектируемых участков МН "Грозный-Баку, 148,98-148,01 км" приведены в таблице 31.

Таблица 31 - Расчетные значения потенциального, индивидуального и коллективного рисков при реализации наиболее опасной аварии

Группа рискующих	Коэффициент присутствия	Потенциальный риск, год <sup>-1</sup>	Коллективный риск, чел./год	Индивидуальный риск, год <sup>-1</sup>
<b>ПК0-ПК3+36 км</b>				
Персонал ЛАЭС	0,05	2,63·10 <sup>-7</sup>	3,78·10 <sup>-7</sup>	1,31·10 <sup>-8</sup>
Персонал сторонних организаций	0,05		3,78·10 <sup>-7</sup>	1,31·10 <sup>-8</sup>
Персонал ПГО СБ	0,08		1,89·10 <sup>-7</sup>	2,10·10 <sup>-8</sup>
Работники строительномонтажной организации	0,035		7,56·10 <sup>-7</sup>	9,20·10 <sup>-9</sup>
Население с. Бавтугай (жилая застройка)	1	0,00	0,00	0,00
<b>ПК3+36-ПК17+32 км</b>				
Персонал ЛАЭС	0,05	3,09·10 <sup>-7</sup>	4,24·10 <sup>-7</sup>	1,54·10 <sup>-8</sup>
Персонал сторонних организаций	0,05		4,24·10 <sup>-7</sup>	1,54·10 <sup>-8</sup>
Персонал ПГО СБ	0,08		2,12·10 <sup>-7</sup>	2,47·10 <sup>-8</sup>
Работники строительномонтажной организации	0,035		8,48·10 <sup>-7</sup>	1,08·10 <sup>-8</sup>
Население (водители автотранспортных средств, пассажиры)	0,002		6,36·10 <sup>-7</sup>	6,18·10 <sup>-10</sup>
<b>Участок 146 км</b>				
Персонал ЛАЭС	0,05	2,51·10 <sup>-7</sup>	4,08·10 <sup>-7</sup>	1,25·10 <sup>-8</sup>
Персонал сторонних организаций	0,05		4,08·10 <sup>-7</sup>	1,25·10 <sup>-8</sup>
Персонал ПГО СБ	0,08		2,04·10 <sup>-7</sup>	2,01·10 <sup>-8</sup>

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

209411

Лист

100

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

Окончание таблицы 31

Группа рискующих	Коэффициент присутствия	Потенциальный риск, год <sup>-1</sup>	Коллективный риск, чел./год	Индивидуальный риск, год <sup>-1</sup>
Работники строительно-монтажной организации	0,035	$2,51 \cdot 10^{-7}$	$4,08 \cdot 10^{-6}$	$8,78 \cdot 10^{-9}$
<b>Участок 151 км</b>				
Персонал ЛАЭС	0,05	$2,46 \cdot 10^{-7}$	$3,82 \cdot 10^{-7}$	$1,23 \cdot 10^{-8}$
Персонал сторонних организаций	0,05		$3,82 \cdot 10^{-7}$	$1,23 \cdot 10^{-8}$
Персонал ПГО СБ	0,08		$1,91 \cdot 10^{-7}$	$1,97 \cdot 10^{-8}$
Работники строительно-монтажной организации	0,035		$3,82 \cdot 10^{-7}$	$8,61 \cdot 10^{-9}$
Население с. Нижний Чирюрт (жилая застройка)	1	0,00	0,00	0,00

Согласно п. 116 Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов», утвержденные Приказом Ростехнадзором 6.11.13 г. №520) для участков линейной части ОПО МТ степень опасности аварий определяют на основе различия между рассчитанным для участка значением показателя риска аварии и среднестатистическим уровнем риска аварии.

Индивидуальный риск гибели или травмирования человека (персонала, обслуживающего МН, строителей, водителей, населения) при аварии на линейной части ОПО МТ соответствует среднестатистической частоте возникновения аварии по МН и МНПП ПАО «Транснефть» за последние 5 лет  $1,69 \times 10^{-5}$  1/(км·год) (п.2.1.3.2 настоящей записки).

Социальный риск поражения людей на реконструируемых участках МН "Грозный-Баку, 148,98-148,01 км" равен нулю, т.к. количество смертельно пораженных в результате аварии составляет менее десяти человек [1.66].

Критериями оценки степени опасности проектируемого объекта для людей и окружающей природной среды, согласно РД-13.020.00-КТН-148-11, по показателям удельных ожидаемых потерь нефти и ожидаемого экологического ущерба от аварий в год приведенные к 1000 км трассы. Критерии оценки приведены в таблице 32.

Таблица 32 - Критерии оценки степени риска при авариях на МН

Степень риска	Типовые показатели риска аварии на линейной части МН	
	Удельные ожидаемые потери нефти при аварии $R_{м1000}$ , тонн в год на 1000 км длины	Удельный ожидаемый экологический ущерб от аварии $R_{э1000}$ , млн.руб. в год на 1000 км длины
Малая	Менее 5	Менее 2
Средняя	5 – 50	2 – 20
Высокая	50 – 500	20 – 200
Чрезвычайно высокая	Более 500	Более 200

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209411

В соответствии с РД-13.020.00-КТН-148-11 для реконструируемого участка МН "Грозный-Баку, 148,98-148,01 км" рассчитаны показатели риска аварий для имущества и окружающей среды. Результаты приведены в таблице 33.

Таблица 33 - Показатели риска аварий для имущества и окружающей среды

Наименование участка	Интенсивность аварий, км <sup>-1</sup> ·год <sup>-1</sup>	Удельная интенсивность аварий, 1/(1000 км·год)	Удельные ожидаемые потери нефти при авариях, т/(1000 км·год)	Удельный ожидаемый ущерб от аварий, млн.руб./(1000 км·год)	Удельный ожидаемый экологический ущерб от аварий, млн.руб./(1000 км·год)
ПК0-ПК3+36	5,47·10 <sup>-5</sup>	0,055	63,20	2,42	2,46
ПК3+36-ПК17+52	6,15·10 <sup>-5</sup>	0,061	89,49	3,63	3,48
146 км	5,89·10 <sup>-5</sup>	0,059	26,76	1,26	1,04
151 км	5,55·10 <sup>-5</sup>	0,055	41,15	1,66	1,60

В соответствии с РД-13.020.00-КТН-148-11 определена степень опасности рассматриваемого участка МН "Грозный-Баку, 148,98-148,01 км" (таблица 34).

Таблица 34 - Степень опасности рассматриваемого участка

Наименование участка	Степень опасности аварии	
	удельные ожидаемые потери нефти при аварии R <sub>m1000</sub> , т/(1000 км·год)	удельный ожидаемый экологический ущерб от аварии R <sub>э1000</sub> , млн. руб./(1000 км·год)
ПК0-ПК3+36	высокая	средняя
ПК3+36-ПК17+52	высокая	средняя
146 км	средняя	малая
151 км	средняя	малая

В соответствии с типовыми критериями оценки степени риска (таблица 32) участки реконструкции по удельным ожидаемым потерям нефти относятся к степени опасности «Высокая» и «Средняя», по удельному ожидаемому экологическому ущербу от аварий относится к степени опасности «Малая» и «Средняя». В соответствии с «Методическим руководством по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах (РД-13.020.00-КТН-148-11), необходимость разработки рекомендаций по снижению риска аварии безусловна

Инв. № подл.	209411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2	Лист
							102

только для чрезвычайно опасных участков и составляющих МН. Для высоко- и среднеопасных участков и составляющих МН необходимость разработки рекомендаций обусловлена имеющимися ресурсами на внедрение дополнительных мероприятий (мер, групп мер) обеспечения безопасности технического и (или) организационного характера.

Инв. № подл.	209411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.чч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2

**РАЗДЕЛ 3 ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ**

**3.1 Перечень составляющих декларируемого объекта с указанием рассчитанных показателей риска аварий**

В соответствии с приложением 1 Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 г. № 116 проектируемый участок магистрального нефтепровода, обслуживаемый Тихорецким РУМН АО "Черномортранснефть", относится к опасным производственным объектам, поскольку по магистральному нефтепроводу транспортируется опасное вещество (нефть) в количестве, указанном в приложении 2 вышеуказанного Федерального закона.

На основании Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 г. № 116 данная декларация разрабатывается в составе проектной документации на реконструкцию.

Опасный производственный объект "Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН" зарегистрирован в государственном реестре опасных производственных объектов (рег.номер А30-00162-001). Реконструируемый участок МН "Грозный-Баку, 148,98-148,01 км" входят в состав вышеуказанного опасного производственного объекта.

В связи с тем, что проектом предусматривается реконструкция участка МН "Грозный-Баку", в данной декларации проводится анализ риска аварий на реконструируемом участке нефтепровода. Результаты анализа риска аварий на существующем МН "Грозный-Баку", обслуживаемом Тихорецким РУМН, приведены в действующей Декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта ОАО "Черноморские магистральные нефтепроводы" "Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого районного управления магистральных нефтепроводов" (регистрационный номер заключения экспертизы промышленной безопасности № 14-ДБ-(МТ)2874-2011).

Основные опасности эксплуатации реконструируемой линейной части МН связаны с разрывом нефтепровода, выбросом нефти в окружающую среду, загрязнением земель, атмосферного воздуха и возможным воспламенением разлившейся нефти.

Повышенный риск эксплуатации МН "Грозный-Баку" связан, в первую очередь с большим содержанием опасного вещества – нефти.

Инв. № подл.	209411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2



В соответствии с требования п. 17 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» наиболее опасными участками на рассматриваемом объекте являются следующие участки:

- на участке ПК0-ПК3+36 проектируемый МН проходит в черте с. Бавтугай, а также на расстоянии менее 150 м от проектной границы с. Бавтугай;
- участок замены 2-х вантузов на УЗА №151/1 на 151 км проектируемого МН проходит в черте с. Нижний Чирюрт.

На реконструируемом участке МН "Грозный-Баку, 148,98-148,01 км" наиболее опасным по последствиям сценарием аварийной ситуации, является авария, развивающаяся по сценарию С4.1 (взрыв паровоздушного облака при "гильотинном" разрыве участка МН на ПК3+36-ПК17+52). При реализации данной аварии максимальное количество пораженных составит - 8 человек.

На реконструируемом участке МН "Грозный-Баку, 148,98-148,01 км" наиболее вероятной аварийной ситуацией, является авария, развивающаяся по сценарию С1.4 (разлив нефти с последующей локализацией и ликвидацией пролива при образовании свища). При реализации данной аварии возможно нанесение ущерба окружающей природной среде (загрязнение почвы, атмосферного воздуха).

На участке ПК0-ПК3+36 проектируемый участок проходим в черте населенного пункта с.Бавтугай. Проведенные расчеты показали, что жилые зоны, общественно-деловые зоны, зоны рекреационного назначения с.Бавтугай не попадают в зоны воздействия опасных факторов аварии на рассматриваемом участке МН "Грозный-Баку» (ближайшая жилая застройка с.Бавтугай находится на расстоянии 170 м от проектируемого участка МН).

На участке 151 км проектируемый участок проходим в черте населенного пункта с.Нижний Чирюрт. Проведенные расчеты показали, что жилые зоны, общественно-деловые зоны, зоны рекреационного назначения с.Нижний Чирюрт не попадают в зоны воздействия опасных факторов аварии на рассматриваемом участке МН "Грозный-Баку» (ближайшая жилая застройка с.Нижний Чирюрт находится на расстоянии 500 м от проектируемого участка МН).

Расчетные вероятности возникновения аварийной ситуации с указанием прогнозируемого материального ущерба и вреда окружающей среде, индивидуального и

Инв. № подл.	209411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2	Лист
							105

коллективного риска для составляющих декларируемого объекта приведены в таблице 35.

Таблица 35 - Расчетные вероятности возникновения аварийной ситуации с указанием прогнозируемого материального ущерба и вреда окружающей среде, индивидуального и коллективного риска

Составляющая декларируемого объекта	Вероятность возникновения аварийной ситуации км <sup>-1</sup> год <sup>-1</sup>	Прямой ущерб, млн. руб.	Экологический ущерб, млн. руб.	Индивидуальный риск, год <sup>-1</sup>	Коллективный риск, чел./год
ПК0-ПК3+36	5,47·10 <sup>-5</sup>	31,026	44,726	2,10·10 <sup>-8</sup>	7,56·10 <sup>-7</sup>
ПК3+36-ПК17+52	6,15·10 <sup>-5</sup>	39,611	57,102	2,47·10 <sup>-8</sup>	8,48·10 <sup>-7</sup>
146 км	5,89·10 <sup>-5</sup>	12,247	17,655	2,01·10 <sup>-8</sup>	4,08·10 <sup>-7</sup>
151 км	5,55·10 <sup>-5</sup>	20,202	29,123	1,97·10 <sup>-8</sup>	3,82·10 <sup>-7</sup>

Условия эксплуатации реконструируемого участка МН «Грозный-Баку, 148,98-148,01 км» соответствуют требованиям промышленной безопасности. Отступлений от требований действующих нормативных документов в области промышленной безопасности при анализе безопасности опасных производственных объектов не обнаружено.

### 3.2 Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварий на декларируемом объекте со среднестатистическими показателями риска техногенных происшествий и критериями приемлемого риска

Анализ причин возникновения и развития аварий на декларируемом объекте позволяет утверждать, что аварии, сопровождаемые пожаром и взрывом, происходят, как правило, при появлении источника зажигания в зоне повышенной концентрации паров нефти в воздухе вблизи места аварии. Вероятность указанной аварийной ситуации незначительна и наиболее вероятным последствием аварий на декларируемом объекте является загрязнение окружающей природной среды.

Индивидуальный риск поражения персонала (обслуживающего МН, строителей) не превышает в допустимое нормативное значение  $1,0 \times 10^{-6}$  1/год по пожарному риску (Федеральный закон от 22 июля 2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»).

Индивидуальный риск поражения населения при авариях не превышает в допустимое нормативное значение  $1,0 \times 10^{-8}$  1/год по пожарному риску (Федеральный закон от 22 июля 2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»).

Инв. № подл.	209411	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
										106
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2				

Социальный риск поражения людей на реконструируемом участке МН "Грозный-Баку, 148,98-148,01 км" равен нулю, т.к. количество смертельно пораженных в результате аварии составляет менее десяти человек [1.66].

В соответствии с типовыми критериями оценки степени риска (таблица 35) участки реконструкции по удельным ожидаемым потерям нефти относятся к степени опасности «Высокая» и «Средняя», по удельному ожидаемому экологическому ущербу от аварий относится к степени опасности «Малая» и «Средняя». В соответствии с «Методическим руководством по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах (РД-13.020.00-КТН-148-11), необходимость разработки рекомендаций по снижению риска аварии безусловна только для чрезвычайно опасных участков и составляющих МН. Для высоко- и среднеопасных участков и составляющих МН необходимость разработки рекомендаций обусловлена имеющимися ресурсами на внедрение дополнительных мероприятий (мер, групп мер) обеспечения безопасности технического и (или) организационного характера.

По данным ЗАО НТЦ «Промышленная безопасность» приводим сведения о значениях фонового риска гибели людей на опасных производственных объектах в РФ, полученные с использованием официальных данных Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору и Федеральной службы государственной статистики.

За 2008-2014 гг. средний индивидуальный риск гибели за год работников ОПО колебался от  $4 \cdot 10^{-6}$  (в газодобыче) до  $1,4 \cdot 10^{-3}$  (в производстве, хранении и применение взрывчатых веществ промышленного назначения).

На других производствах индивидуальный риск гибели работника достигал:

- в углепроме –  $8,6 \cdot 10^{-4}$  (1/год);
- в горнорудной и нерудной промышленности –  $1,4 \cdot 10^{-4}$ (1/год);
- в нефтедобыче -  $1,3 \cdot 10^{-4}$  (1/год);
- в нефтепереработке -  $7 \cdot 10^{-5}$  (1/год);
- в химической и нефтехимической промышленности –  $2,6 \cdot 10^{-5}$  (1/год);
- в металлургической промышленности -  $2,1 \cdot 10^{-5}$  (1/год).

Из представленных показателей видно, что значения индивидуального риска для проектируемого участка МН "Грозный-Баку, 148,98-148,01 км" (от  $2,47 \cdot 10^{-8}$  1/год до  $6,18 \cdot 10^{-10}$  1/год), ниже фоновых показателей риска гибели людей на опасных производственных объектах в России.

Инв. № подл.	209411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-КТН/ГТП-500.000-ДПБ2	Лист
							107

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

Для обеспечения промышленной безопасности, защиты производственного персонала и территорий от аварий или чрезвычайных ситуаций техногенного характера, которые могут возникнуть при эксплуатации декларируемого объекта, разработаны организационные и технические мероприятия, направленные на уменьшение риска аварий. Перечень планируемых организационных мероприятий, направленных на повышение промышленной безопасности и снижение риска аварий, приведён в таблице 36.

Таблица 36 - Перечень планируемых организационных мероприятий, направленных на повышение промышленной безопасности и снижение риска аварий

Мероприятия	Ориентировочные сроки исполнения
Корректировка технологической, эксплуатационной документации	постоянно
Проведение своевременного технического освидетельствования сосудов и трубопроводов	в соответствии с правилами эксплуатации, по договору
Проведение диагностических обследований	ежегодно (по правилам)
Проведение проверки технического состояния трубопроводов и технологического оборудования специалистами Ростехнадзора и пожарного надзора и составление планов мероприятий по ликвидации выявленных отступлений от действующих норм и правил	регулярно, в соответствии с требованиями
Организация обучения персонала предприятия мерам пожарной безопасности	по плану
Организация разработки и согласования планов по охране окружающей среды на объекте	ежегодно, при участии эколога
Разработка комплексного плана повышения безопасности предприятия	в соответствии с требованиями
Организация и проведение учебных тренировок и тревог с персоналом предприятия по действиям при возможной аварии	ежеквартально
Организация периодических проверок на герметичность и газопроницаемость средств индивидуальной защиты органов дыхания	в соответствии с инструкцией и правилами
Обеспечение сотрудников охраны специальными средствами защиты от нападения, средствами связи и средствами защиты от аварийно химически опасных веществ	постоянно
Обеспечение условий для эффективного и непрерывного контроля за территорией объектов	постоянно
Организация непрерывной связи между сотрудниками охраны	постоянно
Разработка дублирующих вариантов связи охраны объекта с органами УФСБ, МВД, ГО и ЧС и др.	в соответствии с требованиями

Инв. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2	Лист
							108

К мероприятиям по предупреждению и снижению последствий аварий в ходе эксплуатации декларируемого объекта относятся:

- патрулирование трассы нефтепровода;
- поддержание в постоянной готовности сил и средств ликвидации аварий; поддержание в готовности средств доставки сил и средств ликвидации аварий к аварийным участкам;
- создание и хранение аварийного запаса труб, арматуры, фасонных изделий, аварийного комплекта инструмента и технических средств для борьбы с разливами вдоль трассы нефтепровода;
- обучение и постоянная проверка квалификации персонала;
- подготовка обслуживающего персонала к действиям в ЧС, уточнение Плана по предупреждению и ликвидации разливов нефти при вводе декларируемого объекта в эксплуатацию;
- тщательный контроль состояния оборудования;
- своевременное диагностирование состояния оборудования, запорной арматуры;
- ограждение наиболее важных объектов и организация охраны на них;
- поддержание систем обеспечения безопасности в постоянной исправности;
- проведение всех огневых работ только по оформленным нарядам-допускам и разрешениям при соответствующей подготовке рабочих мест;
- тщательный контроль качества выполненных строительно-монтажных работ с применением современных способов неразрушающего контроля.

Учитывая, что заводской брак и брак строительно-монтажных работ относятся к основным причинам аварий, строительство должно выполняться при соблюдении следующих условий и требований:

- наличия Свидетельств Национальной Ассоциации Контроля и Сварки (НАКС) о готовности применения аттестованной технологии сварки (РД 03-615-03 «Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов»);
- наличия Свидетельств НАКС об аттестации сварочного оборудования (РД 03-614-03 «Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов»);

Инв. № подл.	209411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2	Лист
							109

- наличия Свидетельств НАКС об аттестации сварочных материалов (РД 03-613-03 «Порядок применения сварочных материалов при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов»);

- наличия необходимой разрешительной документации технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте (РД-13.100.00-КТН-151-13 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Перечень технических устройств, транспортных средств, применяемых на опасных производственных объектах и подлежащих оценке соответствия или экспертизе промышленной безопасности»);

- проведения экспертизы ТУ и регистрация поставщиков в реестре ПАО «Транснефть»;

- наличия сертификатов, свидетельств сертификационных органов на соответствие требованиям ГОСТ ISO 9001-2011 «Системы менеджмента качества. Требования»;

- проведения независимого выборочного неразрушающего контроля качества с увеличением объемов по факту выявления брака сварных соединений;

- дополнительной аттестации специалистов сварочного производства, допускаемых к сварочным работам на объектах ПАО «Транснефть» (РД-25.160.00-КТН-037-14 «Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов»);

- наличия в составе проектов производства работ (ППР) технологических карт на контроль качества основного металла и сварных соединений.

В соответствии требования п. 20 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» для наиболее опасных участков нефтепровода (переходы через реки, переходы через автомобильные и железные дороги) предусмотрены следующие специальные меры безопасности, снижающие риск аварии:

- повышение категории МН;
- специальные требования к толщине стенки трубопровода, кольцевым напряжениям;
- увеличение минимальной глубины заложения трубопровода;
- специальные требования к объему неразрушающего контроля;

Инв. № подл.	209411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-КТН/ГТП-500.000-ДПБ2	Лист
							110

- специальные требования к материалам труб и соединительных деталей проектируемого трубопровода;
- требования к минимально допустимым расстояниям до зданий, сооружений и объектов инфраструктуры;
- требования по прокладке МН вблизи существующего технического коридора коммуникаций;
- специальные требования к системе защиты от коррозии;
- специальные требования к установке опознавательных знаков.

В Тихорецком РУМН для уменьшения риска возникновения аварийных ситуаций проводится постоянная работа по обучению, повышению квалификации и аттестации персонала всех производственных объектов.

Для обеспечения безопасности весь персонал, связанный с производством работ по реконструкции участка МН "Грозный-Баку, 148,98-148,01 км", должен пройти дополнительный инструктаж по безопасным методам ведения работ.

Работы по реконструкции участка МН " Грозный-Баку, 148,98-148,01 км" должны производиться в полном соответствии с рабочей документацией, проектом производства работ (ППР) и требованиям нормативно-правовых документов в области промышленной безопасности и охраны труда.

При выполнении работ взрывопожаробезопасность обеспечивается соблюдением общих мер пожаробезопасности и применением взрывозащищенного оборудования. Применяемые при производстве работ машины, оборудование и технологическая оснастка по своим техническим характеристикам должны соответствовать условиям безопасного выполнения работ.

При производстве строительно-монтажных работ необходимо предусматривать технологическую последовательность производственных операций так, чтобы предыдущая операция не становилась источником производственной опасности при выполнении последующих.

Инв. № подл.	209411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

### 1. Перечень нормативно-правовых документов, регулирующих требования промышленной безопасности на декларируемом объекте

1.1. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. №116-ФЗ с изм.

1.2. Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. №7-ФЗ.

1.3. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 г. №96-ФЗ.

1.4. Федеральный закон «О пожарной безопасности РФ» от 21.12.1994 г. №69-ФЗ с изм.

1.5. Федеральный закон «О защите населения, территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.12.1994 г. №68-ФЗ с изм.

1.6. Постановление Правительства РФ от 30.12.2003 г. №794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» (в ред. Постановления Правительства РФ от 27.05.2005 г. №335, от 03.10.2006 г. №600, от 07.11.2008 г. №821).

1.7. Постановление Правительства Российской Федерации от 21.05.2007 г. №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

1.8. Постановление Правительства РФ «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации» от 15.04.2002 г. №240.

1.9. Постановление Правительства РФ «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» от 21.08.2000 г. №613.

1.10. ГОСТ 12.0.004-90. ССБТ. Организация обучения безопасности труда.

1.11. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

1.12. ГОСТ 12.1.007-76. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

Инв. № подл.	209411	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					



1.13. ГОСТ 12.4.011-89 (СТ СЭВ 1086-88). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

1.14. ГОСТ Р 12.4.026-2001. ССБТ. Цвета сигнальные. Знаки безопасности и разметка сигнальная.

1.15. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

1.16. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. Утв. Госстандартом РФ 08.01.2002 г. Пост. №2-ст.

1.17. ТУ 39-1435-89. Нефть для транспортирования потребителям. Технические условия. Утв. Миннефтегазпром СССР, 1989 г.

1.18. РД 153-39.4-074-01. Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на подводных переходах магистральных нефтепродуктопроводов. Утв. Минэнерго РФ от 06.06.2001 г. №166.

1.19. Порядок проведения технического расследования причин аварий и инцидентов на объектах, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (утв. Приказом Минприроды от 30.06.2009 г. №191).

1.20. Методические рекомендации по осуществлению идентификации опасных производственных объектов.

1.21. РД 03-19-2007. Положение об организации работы по подготовке и аттестации специалистов организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору.

1.22. РД 03-20-2007. Положение об организации обучения и проверки знаний рабочих организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору.

1.23. Руководство по безопасности "Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах" (утверждено приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 г. № 144)

1.24. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности". Утв. Ростехнадзором от 12.03.2013 г.

1.25. РД-13.100.00-КТН-048-15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Система управления охраной труда от 28.01.2015 г.

Инв. № подл.	209411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-КТН/ГТП-500.000-ДПБ2	Лист
							113

1.26. ОР-13.310.00-КТН-032-15. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Руководство по организации охраны объектов и линейной части магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ОАО "АК "Транснефть" от 03.03.2015 г.

1.27. ОР-13.020.40-КТН-009-11. Порядок представления донесений и учета аварий, инцидентов и отказов на магистральных нефтепроводах, НПС и РП от 18.01.2011 г.

1.28. РД-23.040.00-КТН-186-15. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование и гидроиспытания технологических трубопроводов. Методика выполнения.

1.29. ОР-23.020.00-КТН-111-13. Организация и проведение работ по размыву и удалению донных отложений из резервуаров с применением устройств типа "Диоген" от 01.09.2013 г.

1.30. РД-13.020.00-КТН-020-14. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Ликвидация аварий и инцидентов. Организация и проведение работ от 13.03.2014 г.

1.31. ОР-06.00-60.30.11 КТН-002-1-02. Табель оснащения нефтепроводных предприятий ОАО «АК «Транснефть» техническими средствами для ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах магистральных нефтепроводов. Утв. ОАО АК «Транснефть» 26.06.2002 г. Приказ №63.

1.32. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утв. Минтруда России Приказ №328н от 24.07.2013.

1.33. РД 03-357-00. Методические рекомендации по составлению декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта. Постановление ГГТН РФ от 26.04.2000 г. №23.

1.34. РД 03-14-2005. Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в нее сведений. Утв. Ростехнадзором 29.11.2005 г. №093.

1.35. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила проведения экспертизы промышленной безопасности" (утверждены приказом Ростехнадзора от 14.11.2013 г. № 538).

1.36. РД 03-496-02. Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах. Утв ГГТН России от 29.10.2002 г. №6.

Инв. № подл.	209411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2	Лист
							114

1.37. ОР-03.100.50-КТН-137-14. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Положение о формировании и использовании аварийного запаса оборудования и материалов на предприятиях системы ОАО «АК «Транснефть».

1.38. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*.

1.39. СП 20.13330.2011. Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85\*.

1.40. СНиП 2.11.03-93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы. - М.: Госстрой СССР, от 26.04.1993 г. №18-10.

1.41. СП 14.13330.2014. Строительство в сейсмических районах. - М.: 2001г.

1.42. СНиП 22-01-95. Геофизика опасных природных воздействий.

1.43. СП 131.13330.2012. Строительная климатология.

1.44. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов (новая редакция) (в ред. Изменения №1, утв. Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 10.04.2008 г. №25, Изменения №2, утв. Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 06.10.2009 г. №61).

1.45. СП 18.13330.2011. Генеральные планы промышленных предприятий.

1.46. «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах». Утв. ОАО «АК «Транснефть», приказ от 30.12.1999 г. №152, согласовано ГТН России письмо от 07.07.1999 г. №10-03/418.

1.47. «Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах». Утв. Минтопэнерго РФ от 01.11.1995 г. Согласована с департаментом Государственного экологического контроля Минприроды РФ.

1.48. «Правила охраны магистральных нефтепроводов» совместно с «Положением о взаимоотношениях предприятий, коммуникации которых проходят в одном техническом коридоре или пересекаются» - Постановление ГТН от 22.04.1992 г. №9.

1.49. Методика определения предотвращенного экологического ущерба. - М.: 1999 г.

Инв. № подл.	209411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-КТН/ГТП-500.000-ДПБ2	Лист
							115

1.50. Рекомендации по обеспечению пожарной безопасности объектов нефтепродуктообеспечения, расположенных на селитебной территории. - М.: 1997 г.

1.51. Рекомендации по тушению нефти и нефтепродуктов в резервуарах. - М.: ГУПО ВНИИПО, 1991 г.

1.52. Сборник методик по прогнозированию возможных аварий, катастроф и стихийных бедствий в РСЧС. Книга 1, 2. - М., ВНИИ ГОЧС, 1994 г.

1.53. Инструкция по охране труда и технике безопасности при обращении с ЛВЖ.

1.54. РД 13.220.00-КТН-148-15. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы «Транснефть».

1.55. Методика расчета выбросов от источников горения при разливе нефти и нефтепродуктов. – Минприроды Российской Федерации. Приказ от 05.03.1997 г. №90.

1.56. ГОСТ 19433-88. Грузы опасные. Классификация и маркировка.

1.57. Руководство по безопасности. "Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей".

1.58. Экспресс-методика прогнозирования последствий взрывных явлений на промышленных объектах – М.: ВНИИ ГОЧС, 1994 г.

1.59. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств" (утверждены приказом Ростехнадзора России от 11.03.2013 г. №96).

1.60. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 08.07.2010 года № 238 «Об утверждении Методики исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту охраны окружающей среды»

1.61. Постановление Правительства Российской Федерации от 13.09.2016 № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах».

1.62. Методика исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства (утверждена приказом Министерства природных ресурсов России от 13.04.2009 № 87).

1.63. РД-13.020.00-КТН-148-11 «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах».

Инв. № подл.	209411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-КТН/ГТП-500.000-ДПБ2	Лист
							116

1.64. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов".

1.65. Руководство по безопасности "Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов" (утверждено приказом Ростехнадзора от 17.06.2016 г. № 228).

1.66. Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, утвержденная приказом МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404.

1.67. Федеральный закон от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

1.68. Руководство по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ» (утверждена приказом Ростехнадзора от 20.04.2015 г. № 158).

**2. Перечень документации организации, используемой при разработке расчетно-пояснительной записки**

2.1. Перечень лицензий Ростехнадзора на виды деятельности, связанные с эксплуатацией декларируемых объектов.

2.2. Декларация промышленной безопасности опасного производственного объекта ОАО "Черноморские магистральные нефтепроводы": "Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого районного управления магистральных нефтепроводов.

2.3. Паспорт магистрального нефтепровода «Грозный-Баку».

2.4. Продольный профиль МН "Грозный-Баку"

2.5. Выписка из ПЛАРН на ЛЧ МН "Грозный-Баку"

2.6. Положение о производственном контроле АО «Черномортранснефть».

2.7. Данные по авариям на ЛЧ МН и технологическому оборудованию.

2.8. Табель оснащенности ЛАЭС, ЦРС Тихорецкого РУМН.

2.9. Страховые данные.

Инв. № подл.	209411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2	Лист
							117

**3. Перечень литературных источников**

3.1. В.Л. Бард, А.В. Кузин. Предупреждение аварий в нефтеперерабатывающих и нефтехимических производствах. – М.: Химия, 1984.

3.2. Вредные вещества в промышленности. Справочник для химиков, инженеров и врачей. Изд. 7-е, пер. и доп. В 3 томах, т.1. Органические вещества. Справочник для химиков, инженеров и врачей. Под редакцией Н.В. Лазарева и Э. Н. Левиной. – М.: Химия, 1976.

3.3. О.М. Волков, Г.А. Проскуряков. Пожарная безопасность на предприятиях транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов. – М.: Недра, 1981.

3.4. Справочник по климату СССР. Выпуск 9. Влажность воздуха, атмосферные осадки, снежный покров. Ленинград: Гидрометеоиздат, 1968.

3.5. «Технико-экономическое обоснование строительства нефтепроводной системы КТК», «Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций». Книга 2, часть 1.- М.: Центр исследования экстремальных ситуаций, 2000.

3.6. Волков О.М. Пожарная безопасность резервуаров с нефтепродуктами.- М.: Недра, 1984.

3.7. Информационное письмо о пожарах в резервуарных парках. - М.: ГПС МВД РФ, 2000.

3.8. Сучков В.П., Безродный И.Ф. и др. «Пожары резервуаров с нефтью и нефтепродуктами». Обзорная информация, серия «Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья» Выпуск 3-4. – М.: УНИИТЭНефтехим, 1992.

3.9. Кондаков Г.П., Кузнецов В.В., Лукиенко М.И. «Анализ причин аварий вертикальных цилиндрических резервуаров. Трубопроводный транспорт», №4. - М.: 1995.

3.10. Швырков С.А., Селенков В.Л., Швырков А.Н. Анализ статистических данных разрушений резервуаров. - М.: Недра. 1997.

3.11. Справочник по климату СССР. Выпуск 9. Ветер. Гидрометеоздат. Ленинград, 1966.

3.12. Пособие по оценке опасности, связанной с возможными авариями при производстве, хранении, использовании и транспортировке больших количеств пожароопасных, взрывоопасных и токсичных веществ. Межведомственный научно-методический центр «Информатика риска». - М., 1992.

3.13. Экспресс-методика прогнозирования последствий взрывных явлений

Инв. № подл.	209411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2	Лист
							118

на промышленных объектах. - М., ВНИИ ГОЧС, 1984.

3.14. Лисанов М.В., Печеркин А.С. и др. «Оценка риска аварий на линейной части магистральных нефтепроводов». Безопасность труда в промышленности №3, 1998, стр. 50-56.

3.15. Лисанов М.В., Жулина С.А., Савина А.В. «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах». Безопасность труда в промышленности №1, 2013 г, стр. 50-55.

3.16. Годовые отчеты Ростехнадзора (2008 – 2015 г.г.).

Инв. № подл.	209411	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						119
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

## Таблица регистрации изменений (текстовый документ)

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				
1	-	29-32,101,120	-	-	120	3512-19		24.09.19

Инд. № подл.	209411
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ2						Лист
1	-	Зам.	3512-19		24.09.19	120
Изм.	Кол.чч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	