

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

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Том 10.2

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	2027-18		02.06.18
2	3513-19		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 2. Перечень мероприятий по гражданской обороне,
мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций
природного и техногенного характера**

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Том 10.2

Главный инженер филиала

Е.П. Близниченко

Главный инженер проекта

А.Д. Волик

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	2027-18		02.06.18
2	3513-19		24.09.19

Филиал «Краснодаргипротрубопровод»
№ КТ-
Дата: « ____ » _____ 2019 г.
Листов всего: _____

2019

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	209413

**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
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)					
1	Электронная версия раздела не содержит оглавлений и закладок, обеспечивающих поиск по содержанию, переходы по оглавлению к содержащимся в тексте таблицам и рисункам.	шифр Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС, Раздел 10 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами», Подраздел 2 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», том 10.2 (далее – том 10.2).	п.4в), г) «Требования к формату электронных документов, представляемых для проведения государственной экспертизы ...», утв. приказом Минстроя России от 12.05.2017 г. №783/пр.	Замечание принято. Электронная версия раздела откорректирована в части содержания оглавлений и закладок, обеспечивающих поиск по содержанию, переходы по оглавлению к содержащимся в тексте таблицам и рисункам.	Том 10.2. Листы 1-5
2	Приведены ошибочные сведения о категории эксплуатирующей организации по ГО со ссылкой на недействующие приказы МЧС России от 10.09.2012 № 536дсп и от 08.09.2015 № 495дсп	пп.4.1, том 10.2	Приказ МЧС России от 28.11.2016 № 804 «Об утверждении показателей для отнесения организаций к категориям по гражданской обороне»; Приказ МЧС России от 07.06.2018 № 244дсп «О внесении изменений в показатели для отнесения организаций к категориям по гражданской обороне, утверждённые приказом МЧС России от 28.11.2016 № 632дсп»	Замечание принято. Сведения о категории эксплуатирующей организации откорректированы.	Том 10.2. Лист 13.
3	Ошибочные сведения о III категории по ГО г. Хасавюрт. Расстояние до г. Хасавюрт ориентировочно 20 км, согласно подразделу – 4 км.	п.4.2, том 10.2	п.4 «Порядка отнесения территорий к группам по гражданской обороне», утверждённого постановлением правительства российской Федерации от 3.10.1998 № 1149.	Замечание принято. Сведения о группе по ГО г.Хасавюрт актуализированы.	Том 10.2. Лист 13
4	Не соответствуют требованиям нормативных документов мероприятия по инженерной защите персонала	п.4.15, том 10.2	п.3 «Порядка создания убежищ и иных объектов гражданской обороны», утверждённого постановлением Правительства российской Федерации от 29.11.1999 № 1309	Замечание принято. Сведения о необходимости укрытия персонала в ЗС ГО откорректированы.	Том 10.2. Лист 24

№ п/п	Содержание замечания	Ссылка на материалы	Основание	Ответ по замечанию	Номер раздела, листа
5	Содержание решений по созданию и содержанию запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств, обеспечению населения и персонала проектируемого объекта средствами индивидуальной защиты не соответствует его названию. Не приведены решения по созданию запасов материальных средств в интересах гражданской обороны	п.4.16, том 10.2	ст. 9 Федерального закона от 12.02.1998 № 68-ФЗ «О гражданской обороне»; п.6 в) «Положения о накоплении, хранении и использовании в целях гражданской обороны запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств», утверждённых постановлением Правительства российской Федерации от 27.04.2000 № 379; пп.6, 7 «Положения об организации обеспечения населения средствами индивидуальной защиты», утверждённого приказом МЧС России от 01.10.2014 № 543.	Замечание принято. П. 4.46 откорректирован в части сведения о необходимости создания запасов содержанию запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств, обеспечению населения и персонала проектируемого объекта средствами индивидуальной защиты.	Том 10.2. Лист 24
6	Не приведены мероприятия по обеспечению функционирования объекта в условиях затоплений от Чиркейской ГЭС, согласно требованиям п. исходных данных и требований (исх. от 20.11.2015 № 3-2/7859 Главного управления МЧС России по Республике Дагестан)	п. 5.10, том 10.2	ст. 18 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»	Замечание принято. Сведения о функционировании проектируемого МН в условиях ЧС на соседних объектах откорректированы.	Том 10.2. Лист 106
7	Не актуализирован «Перечень нормативных документов» (Постановление Правительства Российской Федерации от 19.09.1998 № 1115, СНиП 2.01.53-84, СНиП 22-01-95)	Том 10.2	Постановление Правительства Российской Федерации от 16.08.2016 № 804; СП 264.1325800.2016; СП 115.13330.2014	Замечание принято. Перечень нормативных документов актуализирован.	Том 10.2. Листы 19,31,105, 116,117
8	Ситуационный план зонами действия поражающих факторов на проектируемом участке представлен для другого объекта.	л. 133, том 10.2	Разночтение документов	Замечание принято. Ситуационный план с зонами действия поражающих факторов на проектируемом объекте откорректирован.	Том 10.2. Лист 133

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-ГОЧС
3513-19	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
2	Обл., тит.	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС Добавить запись об изменении. Листы заменить.	-	
	1-5	Откорректировать содержание. 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
	13	Откорректировать сведения об отнесении проектируемого объекта к категории по ГО, о наличии группы по ГО у ближайшего города. 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
	14	Откорректировать сведения о зонах возможной опасности по СНиП. 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
	19,31, 105, 116, 117	Актуализировать ссылки на НТД. 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
	24, 25	Откорректировать сведения об укрытии персонала в ЗС ГО, о создании запасов МТС. 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
	106, 107	Привести сведения о работе МН в случае ЧС на соседних объектах. 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
	133	Откорректировать сит.план. 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
	135	Заменить лист в связи с добавлением записи об изменении 2. Лист заменить. Изменения внести на основании письма ФАУ Главгосэкспертиза России от 20.09.2019 №01635-19/СГЭ-20292/901	-	-

Согласовано	
	Н. Шевченко

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

Содержание

1. СПИСОК РАЗРАБОТЧИКОВ РАЗДЕЛА ГОЧС	6
2. ЗАВЕРЕНИЕ	7
3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	8
3.1 Данные об организации разработчике	8
3.2 Сведения о наличие свидетельства, подтверждающего допуск организации к разработке подраздела "ГОЧС"	8
3.3 Исходные данные для разработки мероприятий ГОЧС	8
3.4 Краткая характеристика проектируемого объекта, его местоположение и основных технологических процессов	9
3.5 Сведения о размерах и границах территории объекта, границах запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта	11
4 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЕ	13
4.1 Сведения об отнесении проектируемого объекта к категории по гражданской обороне	13
4.2 Сведения об удалении проектируемого объекта от городов, отнесенных к группам по гражданской обороне, и объектов особой важности по гражданской обороне	13
4.3 Сведения о границах зон возможной опасности, в которых может оказаться проектируемый объект при ведении военных действий или вследствие этих действий, в т.ч. зон возможных разрушений, возможного химического заражения, катастрофического затопления, радиоактивного загрязнения (заражения), зон возможного образования завалов, а также сведения о расположении проектируемого объекта относительно зоны световой маскировки	13
4.4 Сведения о продолжении функционирования проектируемого объекта в военное время или прекращении, или переносе деятельности объекта в другое место, а также о перепрофилировании проектируемого производства на выпуск иной продукции	14
4.5 Сведения о численности наибольшей работающей смены проектируемого объекта в военное время, а также численности дежурного и линейного персонала	

Взам. инв. №										
Подл. и дата										
Инв. № подл.	209413					Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС	Стадия	Лист	Листов	
		2	-	Зам.	3513-198		24.09.19	П	1	135
		Изм.	Кол.уч	Лист	№док.		Подпись			
		Разработал	Дульченко				06.12.18	Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера		
		Проверил	Кучеров				06.12.18			
		Нач. отд.	Сухоцкий				06.12.18			
Н. контр.	Шевченко			06.12.18						
ГИП	Волик			06.12.18						
						Филиал ОАО «Гипротрубопровод» «Краснодаргипротрубопровод»				

проектируемого объекта, обеспечивающего жизнедеятельность городов, отнесенных к группам по гражданской обороне, и объектов особой важности в военное время.. 15

4.6 Сведения о соответствии степени огнестойкости проектируемых зданий (сооружений) требованиям, предъявляемым к зданиям (сооружениям) объектов, отнесенным к категориям по гражданской обороне 16

4.7 Решения по управлению гражданской обороной проектируемого объекта, системам оповещения персонала об опасностях, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий 16

4.8 Мероприятия по световой и другим видам маскировки проектируемого объекта 18

4.9 Проектные решения по повышению устойчивости работы источников водоснабжения и их защите от радиоактивных и отравляющих веществ, разработанные с учетом требований ГОСТ Р 22.6.01-95 и ВСН ВК4-90..... 20

4.10 Обоснование введения режимов радиационной защиты на территории проектируемого объекта, подвергшейся радиоактивному загрязнению (заражению) 20

4.11 Проектные решения по обеспечению безаварийной остановки технологических процессов при угрозе воздействия или воздействию по проектируемому объекту поражающих факторов современных средств поражения 20

4.12 Мероприятия по повышению эффективности защиты производственных фондов проектируемого объекта при воздействии по ним современных средств поражений..... 22

4.13 Мероприятия по приспособлению объектов коммунально-бытового назначения для санитарной обработки людей, обеззараживания одежды и специальной обработки техники 23

4.14 Мероприятия по мониторингу состояния радиационной и химической обстановки на территории проектируемого объекта 23

4.15 Мероприятия по инженерной защите (укрытию) персонала объекта в защитных сооружениях гражданской обороны, разработанные с учетом положений СП 88.13330.2014, СП 165.1325800.2014, СП 11-113-2002 24

4.16 Решения по созданию и содержанию запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств, обеспечению населения и персонала проектируемого объекта средствами индивидуальной защиты..... 24

Взам.инв. №	209413	Взам.инв. №	Подпись и дата							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС						
Взам.инв. №	209413	Взам.инв. №	Подпись и дата	2	-	Зам.	3513-19	24.09.19	2	
Взам.инв. №	209413	Взам.инв. №	Подпись и дата	Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

4.17 Мероприятия по обеспечению эвакуации персонала и материальных ценностей в безопасные районы..... 25

5 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИРОДНОГО И ТЕХНОГЕННОГО ХАРАКТЕРА..... 26

5.1 Перечень и характеристики производств (технологического оборудования) проектируемого объекта, аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации техногенного характера как на территории проектируемого объекта, так и за его пределами 26

5.2 Сведения об объектах производственного назначения, транспортных коммуникациях и линейных объектах, аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации техногенного характера на производственном объекте 29

5.3 Сведения о природно-климатических условиях в районе строительства, результаты оценки частоты и интенсивности проявлений опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций природного характера на проектируемом объекте 30

5.4 Результаты определения (расчета) границ и характеристик зон воздействия факторов аварий, опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к чрезвычайной ситуации техногенного или природного характера как на проектируемом объекте, так и за его пределами..... 33

5.5 Сведения о численности и размещении персонала проектируемого объекта, объектов и/или организаций, населения на территориях, прилегающих к проектируемому объекту, которые могут оказаться в зоне возможных чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера 61

5.6 Результаты анализа риска..... 72

5.7 Мероприятия, направленные на уменьшения риска чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте 99

5.8 Предусмотренные проектной документацией мероприятия по контролю радиационной, химической обстановки; обнаружению взрывоопасных концентраций; обнаружению предметов, снаряженных химически опасными, взрывоопасными и радиационными веществами; мониторингу стационарными автоматизированными системами инженерно-технического обеспечения, строительных конструкций зданий

Взам.инв. №	209413	Взам.инв. №	Подпись и дата							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС						
2	-	Зам.	3513-19		24.09.19				3	
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					

(сооружений) проектируемого объекта, мониторингу технологических процессов, соответствующих функциональному назначению зданий и сооружений, опасных природных процессов и явлений..... 104

5.9 Мероприятия по защите проектируемого объекта и персонала от чрезвычайных ситуаций техногенного характера, вызванных авариями на рядом расположенных объектах производственного назначения и линейных объектах 105

5.10 Предусмотренные проектной документацией мероприятия по инженерной защите проектируемого объекта от чрезвычайных ситуаций природного характера, вызванных опасными природными процессами и явлениями, разработанные в соответствии с требованиями СП 115.13330.2016, СП 131.13330.2012, СП104.13330.2016, СП 116.13330.2012, СП 14.13330.2014, СП 21.13330.2012..... 105

5.11 Решения по созданию и содержанию на проектируемом объекте запасов материальных средств, предназначенных для ликвидации чрезвычайных ситуаций и их последствий 107

5.12 Предусмотренные проектной документацией технические решения по системам оповещения о чрезвычайных ситуациях (включая локальные системы оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов) оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов)..... 108

5.13 Мероприятия по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственным процессом, обеспечению гарантированной, устойчивой радиосвязи и проводной связи при чрезвычайных ситуациях и их ликвидации, разработанные с учетом требований ГОСТ Р 53111-2008 112

5.14 Мероприятия по обеспечению эвакуации персонала проектируемого объекта (населения) при чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера, мероприятия по обеспечению беспрепятственного ввода и передвижения на территории проектируемого объекта аварийно-спасательных сил для ликвидации чрезвычайных ситуаций 112

5.14.2 В случае возникновения или прогнозирования ЧС природного или техногенного характера в районе расположения проектируемого участка МН персонал, находящийся в этот период на этом участке, должен быть эвакуирован из зоны ЧС в безопасные места (за пределы ЧС). Решение об эвакуации должно принимать старшее должностное лицо из персонала, находящегося в это время в зоне

Взам.инв. №	Взам.инв. №	Подпись и дата	Взам.инв. №							Лист
Взам.инв. №	209413									Лист
2	-	Зам.	3513-19		24.09.19					4
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС				

ЧС. О своем решении и результатах проводимой эвакуации старшее должностное лицо докладывает оператору НПС «Сулак».....	113
5.15 Мероприятия по противодействию терроризму	113
6 СПИСОК УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ	115
7 ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ	116
ПРИЛОЖЕНИЕ А (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ) ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ТРЕБОВАНИЯ ГУ МЧС	119
ПРИЛОЖЕНИЕ Б (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ) СВИДЕТЕЛЬСТВО О ДОПУСКЕ	122
ПРИЛОЖЕНИЕ В (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ) СВИДЕТЕЛЬСТВО НАСФ.....	129
ПРИЛОЖЕНИЕ Г (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ) СИТУАЦИОННЫЙ ПЛАН. ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ПОРАЖАЮЩИХ ФАКТОРОВ НА ПРОЕКТИРУЕМОМ УЧАСТКЕ	133
ПРИЛОЖЕНИЕ Д (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ) СИТУАЦИОННЫЙ ПЛАН. ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ПОРАЖАЮЩИХ ФАКТОРОВ ПРИ АВАРИЯХ НА РЯДОМ РАСПОЛОЖЕННЫХ АВТО, ЖД ДОРОГЕ И ГАЗОПРОВОДЕ.....	134

Взам. инв. №	209413	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
2	-	Зам.	3513-19		24.09.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС			5	
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					

1. СПИСОК РАЗРАБОТЧИКОВ РАЗДЕЛА ГОЧС

1.1 В разработке подраздела ПМ ГОЧС принимали участие следующие сотрудники филиала "Краснодаргипротрубопровод":

– Сухоцкий С.А. - начальник отдела разработок по ООС, промышленной безопасности и мероприятий по охране труда и ГО и ЧС (удостоверение об аттестации на знание нормативных требований в области обеспечения промышленной безопасности №Б2-2013-03-02 от 28.06.2013 г.);

– Кучеров Р.Г. - ведущий инженер отдела разработок по ООС, промышленной безопасности и мероприятий по охране труда и ГО и ЧС (сведения об аттестации на знание нормативных требований в области обеспечения промышленной безопасности № протокола 03-15-01, область аттестации А.1; Б.2.13 от 26.03.2015 г.);

– Дульченко С.В. - инженер 1 категории отдела разработок по ООС, промышленной безопасности и мероприятий по охране труда и ГО и ЧС (сведения об аттестации на знание нормативных требований в области обеспечения промышленной безопасности № протокола 03-15-01, область аттестации А.1; Б.2.13 от 26.03.2015г.).

Взам.инв. №		Взам.инв. №						Лист
Подпись и дата							Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС	6
Взам.инв. №	209413							
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата			

2. ЗАВЕРЕНИЕ

Проектная документация разработана в соответствии с градостроительным планом земельного участка, заданием на проектирование, градостроительным регламентом, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации объекта и безопасного использования прилегающих к нему территорий, и с соблюдением технических условий.

Главный инженер проекта

А.Д. Волик

Взам.инв. №	Взам.инв. №							Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС	Лист
Подпись и дата	209413								7
Взам.инв. №	209413	Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата		

3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

3.1 Данные об организации разработчике

Филиал "Краснодаргипротрубопровод".

Сведения о почтовых адресах, телефонах организации, разработавшей подраздел "Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера":

Адрес: 350000, г. Краснодар, ул. Рашпилевская, д.179/1;

Тел.: 8(861) 216-59-84

E-mail: Kgtp@gtp.transneft.ru.

3.2 Сведения о наличии свидетельства, подтверждающего допуск организации к разработке подраздела "ГОЧС"

3.2.1 Согласно требованиям Федерального закона "О внесении изменений в Градостроительный кодекс РФ и отдельные законодательные акты РФ", с 2015 года АО "Гипротрубопровод" имеет свидетельство о членстве в "Саморегулируемой организации "НП "Союзнефтегазпроект" № 0001-2015-7710022410-11 (приложение Б).

3.3 Исходные данные для разработки мероприятий ГОЧС

3.3.1 Подраздел «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» в составе проекта «МН "Грозный-Баку". Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция», разработан на основании исходных данных и требований, выданных ГУ МЧС России по Республике Дагестан.

Проектная документация по объекту «МН "Грозный-Баку". Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция» разработана в соответствии с заданием на проектирование ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15, утвержденным генеральным директором АО «Черномортранснефть» и согласованным главным инженером филиала «Краснодаргипротрубопровод».

Взам.инв. №	209413	Подпись и дата	Взам.инв. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС						
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					

3.4 Краткая характеристика проектируемого объекта, его местоположение и основных технологических процессов

3.4.1 1.1.1 В соответствии с заданием на проектирование № ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15 на участке будет производиться:

- замена магистрального нефтепровода (далее МН) «Грозный-Баку» на участке 148,98-148,01 км, начало – секция 154470, конец – секция 156030, протяженностью – 1787,5 м;
- установка вантуза № 146/1;
- гидроиспытание построенного участка;
- проведение калибровки построенного участка;
- установка маркерных пунктов и опознавательных знаков;
- очистка и опорожнение трубопровода от воды;
- опорожнение замененного участка трубопровода от продукта;
- выведение из эксплуатации заменяемого МН «Грозный-Баку» на участке км.148,98-148,01, протяженностью – 1740 м.

3.4.2 В административном отношении участок изысканий расположен в центральной части Республики Дагестан, Кизилюртовском районе, на южной окраине п. Бавтугай.

Районный центр г. Кизилюрт расположен в 5 км севернее участка работ.

Участок работ расположен в пределах городской черты Бавтугайского сельского поселения. Ближайшие населенные пункты к участку изысканий:

- с. Старый Бавтугай – 1 км;
- с. Гельбах – 2,5 км.

В 2,5 км к северо-востоку от участка изысканий проходит федеральная автомобильная дорога М-29 «Кавказ», от которой к площадке изысканий подходит автомобильная дорога с асфальтовым покрытием. Проезд к площадке изысканий возможен в любое время года. Проезд к площадке реконструкции возможен в любое время года.

Ближайшая железнодорожная станция «Кизилюрт» Северо-Кавказской железной дороги, имеющая погрузочно-разгрузочные площадки, находится в 5,4 км к северо-востоку от площадки реконструкции.

Естественный рельеф площадки реконструкции – горный. Абсолютные отметки поверхности колеблются от 98,8м до 236,0м над уровнем моря. Антропогенные

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

формы рельефа представлены откосами и выемками под существующий нефтепровод и вдольтрассовые объекты.

Гидрография в районе работ представлена каналом ГЭС, абсолютная отметка уреза воды на день перехода 98.97 м уровнем моря.

Опасных природных и техногенных процессов влияющих на принятие проектных решений на участке реконструкции не выявлено.

Естественная древственно-кустарниковая растительность в районе реконструкции отсутствует, травяная растительность представлена луговой растительностью. Культурная растительность представлена посадками садовых культур расположенных в границах частных домовладений.

Климат района континентальный. Основные особенности климата определяются, прежде всего, географическим положением территории.

По климатическому районированию для строительства относится к подрайону III-Б.

Среднегодовая температура воздуха составляет 10,20С. Максимальная температура приходится на июль-август месяцы, и достигают 40,60С, минимальная температура отмечается в феврале месяце и составляет -28,10С.

Среднегодовое количество осадков 464 мм.

Снежный покров ложится в конце ноября и держится до конца февраля.

Относительная влажность за год составляет 65 %.

Среднегодовая скорость ветра составляет 3,6 м/с.

Район по весу снегового покрова, согласно СП 20.13330.2011 (карта 1 обязательного приложения Ж) - находится в границах II района. Расчётное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли принимается равным по II району 1,2 (120) кПа (кгс/м²).

Согласно карте 3г обязательного приложения Ж СП 20.13330.2011 рассматриваемая территория относится к району – IV, нормативное значение ветрового давления на высоте 10 м от земли и повторяемостью 1 раз в 5 лет согласно таблице 11.1 принятым 0,48 (48) кПа (кгс/м²).

Нормативная толщина стенки гололёда для высоты 10 м над поверхностью земли повторяемостью 1 раз в 5 лет –10 мм. Район по толщине стенки гололёда находится в границах III района, рекомендуется принять значение толщины стенки гололёда (карте 4 обязательного приложения Ж СП 20.13330.2011) - 10 мм.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

10

Расчетная глубина промерзания с учетом сумм отрицательных температур зимнего периода: для суглинков и глин составила 0,45 м, для супесей – 0,55 м, для галечниковых и гравелистых грунтов - 0,89 м.

Ситуационный план района расположения проектируемого объекта представлен на рисунке 3.1.

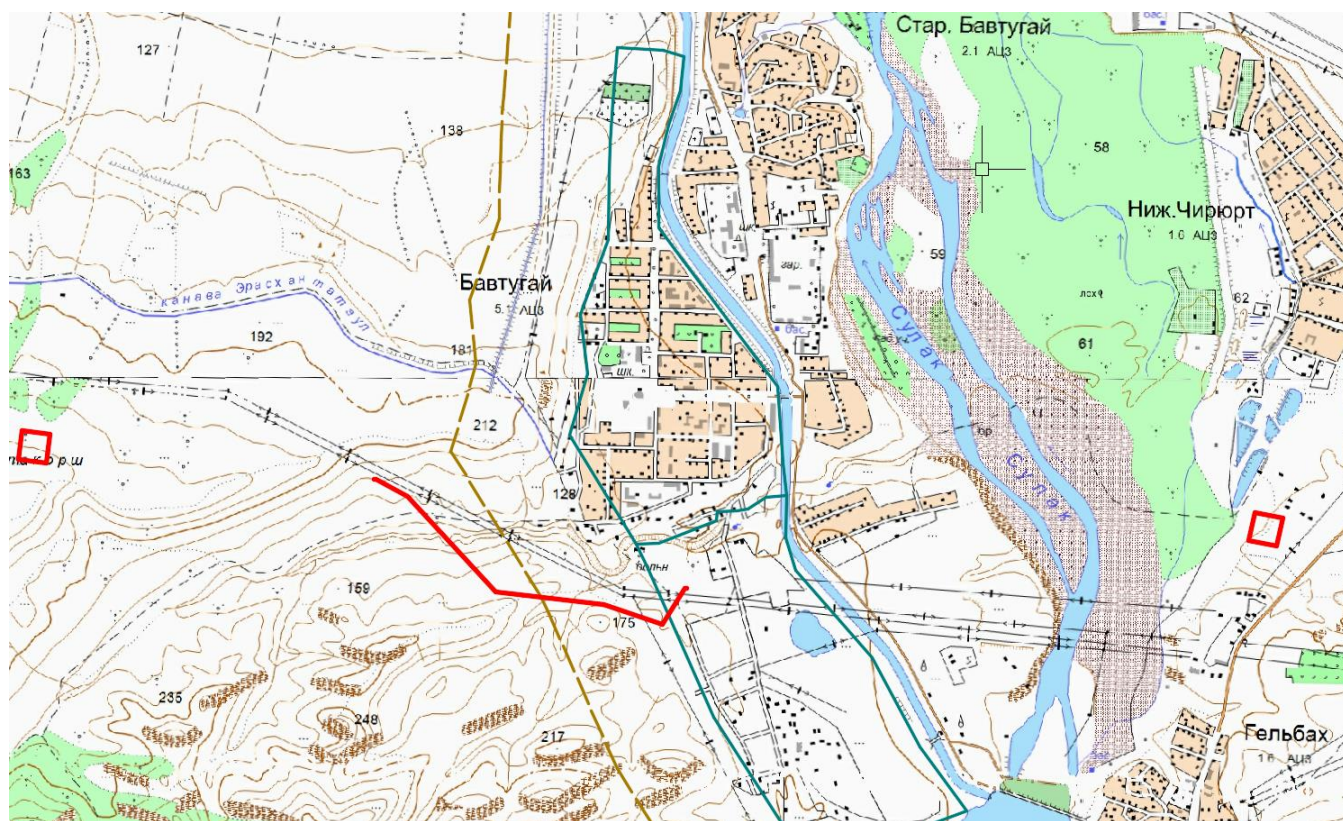


Рисунок 3.1 – Ситуационный план района расположения проектируемого объекта

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

3.5.1 Проектируемый участок МН «Грозный-Баку, 148,98-148,01 км», имеет протяженность 1787,5 м.

3.5.2 Согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*», на всем протяжении нефтепровода установлены охранные зоны, ограниченные с двух сторон от оси трубопровода условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны,

Взам.инв. №	209413
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

1	-	Зам.	2027-18	02.06.18
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

11

размещенного на суше. При взаимном пересечении проектируемого трубопровода с существующими коммуникациями расстояние в свету между коммуникациями соответствует требованиям нормативной документации и техническим условиям владельцев коммуникаций.

Для исключения возможности повреждения кабеля вдоль кабеля устанавливается охранный зона в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 2 м от оси кабеля с каждой стороны. При вскрытии кабеля при монтажных работах проектом предусмотрена его защита кожухом из швеллера.

Согласно требованиям СП 36.13330.2012 трасса нефтепровода обозначена опознавательными знаками (со щитами указателями) высотой от 1,5 до 2 м от поверхности земли, установленными в пределах 500 м видимости и на углах поворота трассы.

Любые работы и действия, проводимые в охранный зоне нефтепровода (кроме ремонтно-восстановительных и сельскохозяйственных работ), могут выполняться только по получении письменного разрешения от эксплуатирующей организации.

Согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» и СанПиН 2.2.1/2.1.1.2739-10 «Изменения и дополнения №3 к Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» для магистральных нефтепроводов с диаметром трубы от 600 мм до 1000 мм размер санитарного разрыва до ближайшего населенного пункта составляет 150 м. В пределах санитарного разрыва трассы нефтепровода жилая застройка отсутствует.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

4 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЕ

4.1 Сведения об отнесении проектируемого объекта к категории по гражданской обороне

4.1.1 Отнесение организаций и объектов к категориям по гражданской обороне осуществляется в соответствии с «правилами отнесения организаций к категориям по гражданской обороне в зависимости от роли в экономике государства или влияния на безопасность населения», утвержденными постановлением Правительства РФ от 16.08.2016 г. № 804 и на основании приказа МЧС России от 28.11.2016 г. № 632-ДПС «Об утверждении показателей для отнесения организаций к категориям по гражданской обороне».

В соответствии с Федеральным законом от 21.07.2011 г. № 256-ФЗ (ред. От 06.07.2016 г.) «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» (ст.2 п.7) линейным объектом топливно-энергетического комплекса является система линейно-протяженных объектов топливно-энергетического комплекса (электрические сети, магистральные газопроводы, нефтепроводы и нефтепродуктопроводы), предназначенных для обеспечения передачи электрической энергии, транспортировки газа, нефти и нефтепродуктов. Проектируемый объект – МН «Грозный-Баку». Участок км.201-144. Замена трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция» входит в состав ОПО «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого районного управления магистральных нефтепроводов», является составляющим линейного объекта и в соответствии с приказом МЧС России от 28.11.2016 г. № 632-ДСП не подлежит отнесению к категории по гражданской обороне.

Согласно выписке из Перечня организаций топливно-энергетического комплекса, отнесенных к категории по гражданской обороне, деятельность которых связана с деятельностью Министерства энергетики РФ (согласована с МЧС России 14.07.2017 г., утверждена заместителем Министра энергетики РФ А.В. Черезовым 24.08.2017 г.), в части касающейся организаций системы «Транснефть», в составе АО «Черномортранснефть» имеются отдельные ОПО, отнесенные к категориям по гражданской обороне, при этом сама организация категории по ГО не имеет.

В соответствии со свидетельством о регистрации опасных производственных объектов АО «Черномортранснефть» не эксплуатирует опасные производственные объекты I и II класса опасности, не относящихся к линейным объектам трубопроводного транспорта и, соответственно, организация АО «Черномортранснефть» не подлежит отнесению к категории по гражданской обороне.

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

4.2.1 Проектируемый объект расположен приблизительно в 15 км от г.Хасавюрт, отнесенного ко II группе по гражданской обороне.

4.3 Сведения о границах зон возможной опасности, в которых может оказаться проектируемый объект при ведении военных действий или вследствие этих действий, в т.ч. зон возможных разрушений, возможного химического заражения (заражения), зон возможного затопления, радиоактивного загрязнения (заражения), зон возможного образования завалов, а также сведения о расположении проектируемого объекта относительно зоны световой маскировки

4.3.1 Состав проектных решений, направленных на защиту населения от последствий воздействия современных средств поражения при ведении боевых

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

2	-	Зам.	3513-19	24.09.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС	Лист
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.		Дата

действий определяется в зависимости от того, находится ли проектируемый объект в зонах:

- возможных разрушений;
- возможного опасного или сильного радиоактивного заражения (загрязнения);
- возможного опасного химического заражения;
- возможного катастрофического затопления;
- световой маскировки.

4.3.2 Согласно СП 165.1325800.2014 проектируемый объект не попадает в зону возможного радиоактивного загрязнения.

Согласно СП 165.1325800.2014 и исходных данных выданных ГУ МЧС России по Республике Дагестан проектируемый объект находится в границах зон возможных сильных разрушений **от взрывов, происходящих в мирное время.**

В соответствии с расчетами, приведенными в п.5.4.2 и п.5.4.5 участок реконструкции попадает в зону возможных разрушений от взрывов в результате аварий на линейной части МН, магистрального газопровода (МГ), проходящих в одном техническом коридоре.

Проектируемый объект не попадает в зону опасного химического заражения при ведении боевых действий, но находится в зоне возможного химического заражения аварийно-химически опасными веществами при авариях на транспорте. Зоны действия поражающих факторов при авариях на автомобильной и железной дорогах приведены в приложении Д.

Учитывая гидрографические особенности региона, а также топографические условия местности, проектируемый объект попадает в зону возможного затопления Чиркейской ГЭС.

Проектируемый объект находится приблизительно в 120 км от границы с Грузией и согласно ГОСТ Р 55201-2012 п.3.15 входит в зону световой маскировки.

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

4.4.1 Проектируемый участок трассы МН «Грозный-Баку, 148,98-148,01 км» не будет функционировать в военное время.

4.4.2 Целесообразность работы МН «Грозный-Баку, 148,98-148,01 км» в военное время определено мобпредписанием, которое корректируется в установленном порядке.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

2	-	Зам.	3513-19		24.09.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС	Лист
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата		14

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

4.5.1 Транспортировка нефти не относится к числу производств и служб, обеспечивающих жизнедеятельность категорированных городов и объектов особой важности, которые продолжают работу в военное время. По этой причине на территории проектируемого объекта дежурный и линейный персонал, обеспечивающий жизнедеятельность категорированных городов и объектов особой важности, отсутствует.

4.5.2 Обслуживание проектируемого участка МН «Грозный-Баку, 148,98-148,01 км», в процессе эксплуатации, будет производиться эксплуатационным персоналом НПС «Сулак».

Численность обслуживающего персонала – 5 человек, численность НПС в военное время – нет, работа в военное время прекращается

Дополнительная численность персонала для обслуживания реконструируемого участка нефтепровода не предусмотрена.

Постоянное присутствие обслуживающего персонала на линейной части проектируемого объекта не требуется, так как комплексная автоматизация процесса транспортировки дизельного топлива по нефтепродуктопроводу обеспечивает его работу в условиях нормального режима эксплуатации без постоянного присутствия обслуживающего персонала непосредственно на трассе.

Из персонала ЛАЭС, для проведения обслуживания или регламентных работ на отдельных участках трассы формируются группы, которые при необходимости выезжают к месту выполнения работ. Максимальная численность группы персонала, регулярно выезжающей к месту выполнения работ по обслуживанию проектируемого участка МН, не превышает 5 человек.

Взам.инв. №	Взам.инв. №
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

15

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

4.6.1 Согласно [СП 165.1325800.2014](#) требований к степени огнестойкости проектируемого объекта не предъявляются.

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

4.7.1 Проектируемый участок трассы МН «Грозный-Баку, 148,98-148,01 км» попадает в зону ответственности и обслуживается персоналом НПС «Сулак» Тихорецкого РУМН.

В соответствии с требованиями ст. 9 Федерального закона от 12.02.1998 г. № 28 – ФЗ "О гражданской обороне" и ст. 14 Федерального закона от 21.12.1994 г. № 68 – ФЗ "О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера" на территории НПС «Сулак» существует объектовая система оповещения гражданской обороны.

В состав объектовой системы оповещения входят:

- каналы оперативной телефонной(диспетчерской) связи(телефон);
- каналы радиотрансляционной связи;
- громкоговорящая связь;
- сирена;
- мобильная связь.

Информация по сигналам гражданской обороны поступает по телефонной связи от ЕДДС г. Кизилюрт или по прямой (ведомственной) связи от районного диспетчерского пункта Тихорецкого РУМН (РДП ТРУМН).

На территории НПС «Сулак» действует система оперативной телефонной (диспетчерской связи (телефон).

Для оповещения персонала НПС «Сулак» также планируется использовать систему и средства сотовой связи. С этой целью работающий персонал оснащен мобильными телефонными аппаратами.

4.7.2 Получив информацию по сигналам гражданской обороны оператор НПС «Сулак» обязан проверить достоверность информации (для чего незамедлительно запросить орган, откуда поступила информация), доложить начальнику НПС (лицу его

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

замещающему) сведения о полученной информации. Осуществить оповещение согласно схемы оповещения.

Оповещение руководящего состава и персонала НПС «Сулак» осуществляется предупредительным сигналом "Внимание всем!", который передается включением звука электросирены, и передачей речевой информации по существующим сетям радиодиффузии и громкоговорящей распорядительно – поисковой связи.

4.7.3 В информации, предназначенной для оповещения персонала должны содержаться сведения о:

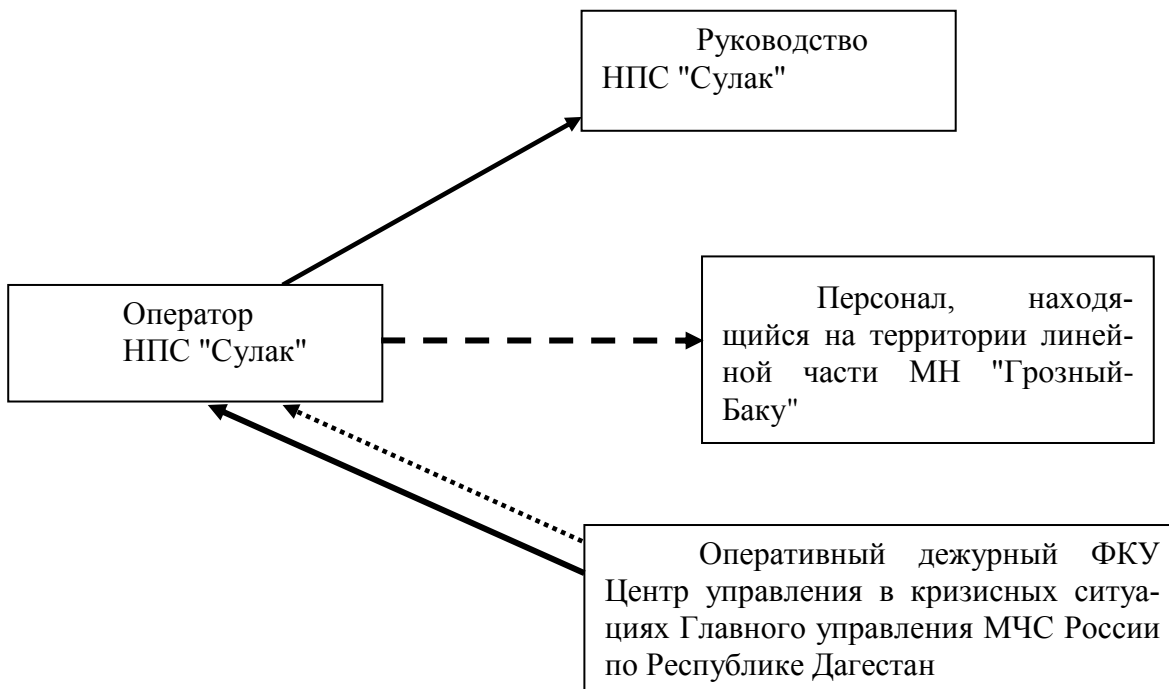
- характеристике очага заражения радиоактивными веществами (уровень радиации, координаты зоны заражения), мероприятиях по защите людей (применение средств индивидуальной защиты) и, в случае необходимости, должны содержаться сведения о координатах мест пунктов эвакуации и маршрутах эвакуации людей;

- характеристике очага заражения (наименование отравляющего вещества, координаты зоны заражения), мероприятиях по защите людей (применение средств индивидуальной защиты или укрытие в убежище) и, в случае необходимости, должны содержаться сведения о координатах мест пунктов эвакуации и маршрутах эвакуации людей.

4.7.4 Оповещение бригад, выполняющих ремонтные работы и регламентное обслуживание линейной части МН «Грозный-Баку, 148,98-148,01 км» в местах размещения проектируемого участка, осуществляется оператором НПС «Сулак» по УКВ – радиосвязи и по радиотелефонам операторов сотовой связи.

Схема оповещения по сигналам ГО линейного персонала НПС «Сулак» территориальным органом МЧС приведена на рисунке 4.1.

Взам.инв. №	209413	Подпись и дата	Взам.инв. №							Лист
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС				



Условные обозначения:

- - Канал 1 – радиотрансляционная связь;
- - Канал 2 – телефонная связь;
- - - - - Канал 3 – УКВ радиостанция, сотовая связь.

Рисунок 4.1 – Схема оповещения ГО линейного персонала НПС «Сулак»

4.8 Мероприятия по световой и другим видам маскировки проектируемого объекта

4.8.1 Согласно ГОСТ Р 55201-2012 п.3.15 проектируемый объект входит в зону обязательной световой маскировки.

Световая маскировка в особый период предусматривает создание в темное время суток условий, затрудняющих обнаружение с воздуха объектов МН путем визуального наблюдения или с помощью оптических приборов.

4.8.2 На участке реконструкции трассы МН «Грозный-Баку, 148,98-148,01 км», система освещения (прожекторные мачты) предусмотрена на узле запорной арматуры № 146 (146 км), №151 (151 км).

Согласно требованиям СП 165.1325800.2014 световая маскировка объектов, входящих в зону светомаскировки, должна предусматриваться в двух режимах: частичного затемнения и ложного освещения.

В режиме частичного затемнения должно предусматриваться завершение подготовки к ведению режима ложного освещения. Режим частичного затемнения не

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

должен нарушать нормальную производственную деятельность МН "Грозный-Баку, 148,98-148,01 км".

Переход с обычного освещения на режим частичного затемнения должен производиться не более чем за 3 ч.

Режим частичного затемнения после его введения действует постоянно, кроме времени действия режима ложного освещения.

Режим ложного освещения предусматривает полное затемнение объекта, а также освещение ложных и менее значимых объектов. Режим ложного освещения вводится по сигналу "Воздушная тревога" и отменяется с объявлением сигнала "Отбой воздушной тревоги".

Переход с режима частичного затемнения на режим ложного освещения должен осуществляться не более чем за 3 мин.

Мероприятия по светомаскировке в режиме частичного затемнения осуществляется путем отключения до 50 % светильников в ручном режиме, ложное освещение осуществляется в дистанционном режиме, включение/отключение освещения производится с пульта управления в операторной НПС «СУЛАК» дежурным оператором.

4.8.3 Проектом предусматривается замена участка на действующем нефтепроводе. Укладка проектируемого участка нефтепровода на всем протяжении предусматривается подземной.

Освещение линейной части МН отсутствует. Предусматривается рабочее и аварийное освещение узлов запорной арматуры № 146 (146 км), №151 (151 км). Управление освещением предусмотрено по месту в ручном режиме и дистанционно с пульта управления оператора НПС «Сулак».

В соответствии с требованиями СП [264.1325800.2016](#), при проведении аварийно – восстановительных и других неотложных работ в темное время суток в период функционирования режима полного затемнения необходимо использовать осветительные фонари, удовлетворяющие следующим условиям:

- весь световой поток светильников должен быть направлен в нижнюю полу-сферу;
- создаваемая светильниками освещенность поверхностей не должна превышать 0,2 лк;

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

2	-	Зам.	3513-19		24.09.19
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

- светильники должны иметь защитный угол не менее 15° и жесткое крепление, исключающее возможность изменения их положения под воздействием ветра со скоростью до 40 м/с;

- светильники следует размещать так, чтобы их световой поток не падал на вертикальные поверхности и на поверхности с зеркальным характером отражения световых лучей.

4.9 Проектные решения по повышению устойчивости работы источников водоснабжения и их защите от радиоактивных и отравляющих веществ, разработанные с учетом требований ГОСТ Р 22.6.01-95 и ВСН ВК4-90

4.9.1 Согласно техническому заданию на проектирование ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15, источников водоснабжения на проектируемом участке МН «Грозный-Баку, 148,98-148,01 км» не предусмотрено.

4.10 Обоснование введения режимов радиационной защиты на территории проектируемого объекта, подвергшейся радиоактивному загрязнению (заражению)

4.10.1 Согласно СП 165.1325800.2014 проектируемый объект не попадает в зону возможного радиоактивного загрязнения, следовательно, проведение обоснования введения режимов противорадиационной защиты на территории проектируемого объекта не требуется.

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

4.11.1 Безаварийная остановка производственного процесса перекачки нефти по магистральному нефтепроводу по сигналам гражданской обороны предусматривает остановку в кратчайшие сроки работающего технологического оборудования (агрегатов и энергетических систем, обеспечивающих технологический процесс), а также своевременное укрытие персонала работающей смены.

4.11.2 Безаварийная остановка нефтепровода может быть произведена в случае аварийной ситуации (срабатывание аварийных защит) и по сигналу ГО ("Воздушная тревога"). При этом остановка работы нефтепровода (технологического

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

процесса) осуществляется последовательным отключением всех перекачивающих станций, начиная с головной. После отключения на НПС магистральных (МНА) и подпорных (ПНА) насосных агрегатов отключаются маслонасосы МНА и перекрытием задвижек насосные отключаются от нефтепровода. Остановка технологического процесса предусмотрена в автоматическом и ручном режиме, как дистанционно (из диспетчерского пункта), так и по месту (кнопками управления агрегата).

В связи с тем, что любые переключения на линейной части нефтепровода вызывают возникновение переходных гидравлических процессов, которые могут вызвать разрывы трубопровода, автоматические закрытия/открытия линейной запорной арматуры должны осуществляться только в случаях, обговоренных в нормативных документах и под контролем диспетчера нефтепровода.

Нормативными документами предусматривается последовательная остановка магистральных насосных агрегатов на магистральной насосной станции нефтепровода в определенном порядке (первый по ходу, второй по ходу и т.д. до полной остановки трубопровода) при аварийном повышении давления. Данные автоматической защиты предусмотрены в комплексе автоматизации магистральной насосной станции. Управление безаварийной остановкой технологического процесса осуществляется оператором из диспетчерского пункта с использованием автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП). При нарушении внешнего электроснабжения для осуществления безаварийной остановки НПС используется автономный источник питания — дизельная электростанция, предусмотренная на каждой НПС.

Операции по последующему пуску проводятся в порядке, обратном остановке.

4.11.3 Магистральный нефтепровод оснащен средствами, обеспечивающими:

- автоматизацию технологических операций на объектах;
- сбор и передачу информации в местный (МДП) и районный (РДП) диспетчерские пункты, а также соответствующую обработку этой информации. Средства автоматизации объединены в автоматизированную систему контроля и управления технологическим процессом (АСУ ТП) перекачки нефти по трубопроводу.

По функциям защиты АСУ ТП имеет три уровня безаварийной остановки технологического процесса:

- уровень первый - остановка объекта (производится вручную диспетчерами МДП или РДП путем запуска программы остановки, которая также включает аварийную сигнализацию);

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС	Лист
							21

- уровень второй - отключение части объекта оборудования (производится вручную персоналом от местных кнопок аварийного отключения, установленных в различных точках объекта, сопровождается подачей соответствующих сигналов в МДП и по месту);

- уровень третий - автоматическое отключение оборудования (производится автоматически по аварийным параметрам, сопровождается подачей соответствующих сигналов в МДП и по месту).

Все действия выполняются дистанционно с рабочего места оператора, либо по месту оперативным персоналом.

В случае аварийного повреждения система телемеханизации выполнит аварийное отключение насосных агрегатов на НПС и закрытие задвижек на трассе.

Остановка выполняется без нарушения правил техники безопасности и без создания условий, способствующих появлению факторов поражения.

4.12 Мероприятия по повышению эффективности защиты производственных фондов проектируемого объекта при воздействии по ним современных средств поражений

4.12.1 На проектируемом участке магистрального нефтепровода предусматриваются следующие мероприятия по повышению эффективности защиты производственных фондов при воздействии по ним современных средств поражения:

- для исключения воздействия ударной волны и теплового излучения при пожаре прокладка участка нефтепровода предусматривается подземной;

- проектирование трассы нефтепровода, расчет толщины стенки трубопровода (прочностной расчет), глубины заложения выполнены с учетом расчетных нагрузок и воздействий в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012;

- применение труб высокого качества. На заводе изготовителя выполняется ультразвуковой контроль сварных швов после гидроиспытаний труб, ультразвуковой контроль качества основного металла концов труб, гидравлическое испытание каждой трубы;

- на линейной части нефтепровода предусмотрено применение труб второго уровня качества по ОТТ-23.040.00-КТН-051-11 с классом прочности K56;

- применение труб с усиленным трехслойным защитным полиэтиленовым покрытием, нанесенным в заводских условиях.

- мероприятия по светомаскировке.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

4.13 Мероприятия по приспособлению объектов коммунально-бытового назначения для санитарной обработки людей, обеззараживания одежды и специальной обработки техники

4.13.1 Мероприятий по приспособлению объектов коммунально-бытового назначения для санитарной обработки людей, обеззараживания одежды и специальной обработки техники настоящим проектом не предусматривается.

4.14 Мероприятия по мониторингу состояния радиационной и химической обстановки на территории проектируемого объекта

4.14.1 Проектной документацией стационарные системы контроля радиационной и химической обстановки не предусматриваются.

4.14.2 Контроль радиационного фона и наличие в атмосфере опасных химических соединений предполагается осуществлять при помощи переносных средств радиационной и химической разведки находящихся в составе оборудования Поста радиационного и химического наблюдения (ПРХР) НПС.

В соответствии с "Планом гражданской обороны АО «Черномортранснефть» к первоочередным мероприятиям по гражданской обороне второй очереди (ПМ – II) относятся:

- приведение в готовность и перевод на круглосуточное дежурство посты РХН;
- выдача личному составу формирований средств индивидуальной защиты, приборов радиационной и химической разведки и дозиметрического контроля.

В комплектацию ПРХН входят следующие приборы радиационной и химической разведки, дозиметрического контроля:

- легкий защитный костюм типа Л – 1;
- фильтрующая защитная одежда типа ФЗО – М или ФЗО – МП;
- дозиметр – радиометр типа МКС – 07Н, ДРБП – 03;
- индивидуальный дозиметр типа РМ – 1207, РМ – 1209, РМ – 1603;
- автоматизированный прибор химической разведки и контроля зараженности поверхностей ПХРК;
- метеорологический комплект типа МК – 3;
- комплект носимых знаков ограждения КЗО – 1,
- комплект приспособлений отбора проб модернизированный типа КПО – 1М;
- комплект приборов химической разведки типа ГС – М.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

4.15 Мероприятия по инженерной защите (укрытию) персонала объекта в защитных сооружениях гражданской обороны, разработанные с учетом положений СП 88.13330.2014, СП 165.1325800.2014, СП 11-113-2002

4.17.1 Обслуживание проектируемого участка МН "Грозный-Баку, 148,98-148,01 км", в процессе эксплуатации, будет производиться существующим эксплуатационным персоналом НПС «Сулак» ТРУМН.

Персонал, находящийся на территории линейной части трубопровода, всегда имеет в своем распоряжении транспортные средства (автомобили) и, при получении соответствующего распоряжения от диспетчера, должен эвакуироваться в безопасные для здоровья места.

Работа проектируемого объекта в военное время прекращается.

Укрытие обслуживающего персонала линейной части трубопровода МН "Грозный-Баку, 148,98-148,01 км" должно производиться по плану НПС «Сулак». Так как наличие постоянного персонала для проектируемого объекта не предусмотрено, то согласно требованиям нормативной документации и исходным данным и требованиям, выданным ГУ МЧС России по Республике Дагестан, укрытие персонала в ЗС ГО в проектной документации не рассматривается.

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

4.16.1 Согласно п.6 «Положения о накоплении, хранении и использовании в целях гражданской обороны запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств», утвержденного Постановлением Правительства от 27 апреля 2000 г. № 379 (редакция от 07.02.2017 г №143), п. II. Организация обеспечения населения СИЗ «Положения об организации обеспечения населения средствами индивидуальной защиты», утвержденного Приказом МЧС России от 01.10.2014 г №543 (редакция от 31.07.2017 г. №309), требования к созданию и содержанию запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств, обеспечению населения и персонала проектируемого объекта средствами индивидуальной защиты не предъявляются.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

2	-	Зам.	3513-19		24.09.19
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

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

4.17.1 В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.06.2004 года № 303, на НПС "Сулак", разработан План рассредоточения и эвакуации рабочих, служащих, членов их семей в загородную зону. Планом определен численный состав рабочих, служащих и членов их семей, подлежащих эвакуации и сосредоточению, порядок сбора, следования, размещения в загородной зоне и обеспечения (г.Кизилюрт).

Взам.инв. №	209413
Подпись и дата	
Взам.инв. №	

2	-	Зам.	3513-19	24.09.19	
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

5 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИРОДНОГО И ТЕХНОГЕННОГО ХАРАКТЕРА

5.1 Перечень и характеристики производств (технологического оборудования) проектируемого объекта, аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации техногенного характера как на территории проектируемого объекта, так и за его пределами

5.1.1 К опасным производствам проектируемого объекта относится перекачка нефти по магистральному нефтепроводу (МН).

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.

5.1.2 Координаты расположения ближайших задвижек (запорной арматуры данной технологической секции) приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - 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

5.1.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию на участке реконструкции нефтепровода приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Технологический блок, оборудование		Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования, шт. (м)	В единице оборудования (км)	В блоке	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С
МН «Грозный-Баку, 148,98- 148,01 км»						
Нефтепровод	1787,5	332	593,450	жидкость	4,3	8-24,8
Всего на участке опасного вещества:						
			<i>нефть, т</i>	593,450		
из них – в сосудах (аппаратах), т				-		
из них – в трубопроводах, т				593,450		

Взам.инв. №

Подпись и дата

Взам.инв. №

209413

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

26

Изм. Колуч. Лист Недок. Подп. Дата

5.1.4 В соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 нефть относится к веществам 3 класса опасности (ПДК аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны не более 10 мг/м³).

Характеристика нефти, обращающийся на проектируемом участке, степень опасности и характер воздействия на организм человека приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Характеристика опасного вещества

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1 Наименование вещества	Нефть	
2 Химическая формула	В состав нефти входят: - предельные углеводороды C _n H _{2n+2} ; - циклопарафины C _n H _{2n} (в основном это циклопентан, циклогексан и их гомологи); - ароматические углеводороды C _n H _{2n-6} (в основном гомологи бензола); - многоядерные полинафтенновые и ароматические углеводороды, содержащие различные боковые цепи	Справочник химика. Т.4, М., Наука, 1990 г.
3 Состав (объемная доля %) основной продукт примеси (с идентификацией)	Основными элементами, входящими в состав нефти, являются углерод и водород содержащие углерода в нефти колеблется в пределах 82-87 %, водорода 11-14 %, сера в нефти содержится частично в свободном виде (до 0,03 %), частично в виде H ₂ S но главным образом в виде органических соединений - меркаптидов, сульфидов, сульфоксидов, дисульфидов, тиофенов. Азотистые соединения - пиридины, гипропиридины, хинолины и др. Кислородные соединения - нафтенновые кислоты, смолистые вещества.	Справочник химика. Т.4, М., Наука, 1990 г.
4 Физические свойства		Топлива, смазочные материалы, технические жидкости. Ассортимент и применение:
4.1 Молекулярный вес, г/моль	220-300	Справ.изд./Под ред.В.М. Школьников, 1999 г. ГОСТ Р 51858-2002
4.2 Температура начала кипения, °С	не ниже 52	
4.3 Плотность при 20 °С, кг/м ³	874	
4.4 Кинематическая вязкость, сСт	18,13	
4.5 Давление насыщенных паров, не более кПа (мм.рт.ст.)	66,7 (500)	
5 Взрывопожароопасность		Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения. А.Я. Корольченко. Справочник в двух частях. Пожнаука, 2000
5.1 Температура вспышки, °С	минус 20	
5.2 Температура самовоспламенения, °С	320	
5.3 Концентрационные пределы распространения пламени, %	0,87-12,3	

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413
Изм.	Коп.уч.
Лист	Недок.
Подп.	Дата

Продолжение таблицы 5.3

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
6 Токсическая опасность 6.1 ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³ 6.2 ПДК в атмосферном воздухе населенного пункта, мг/м ³ 6.3 Летальная токсодоза LCt50, мг·мин/л 6.4 Пороговая токсодоза PCt50, мг·мин/л 6.5 Направленность воздействия	10 1,5 70-112 (в течение 5-10 минут) 0,5-2,0 Нейтропное (наркотическое)	ГОСТ 12.1.005-88 ГН 2.1.6.1338-03
7 Реакционная способность	Химические свойства нефти определяются наличием в ее составе различных групп углеводородов. Не взаимодействует с большинством химических реагентов, пары образуют с воздухом взрывоопасные смеси.	Вредные вещества в промышленности. Справочник: Т.1: Органические соединения. Под ред. Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной. - 7-е изд., перераб. и доп. - Л.: Химия, 1976 г.
8 Запах	Специфический (обусловлен наличием сернистых соединений в нефти)	
9 Меры предосторожности	Нефть хранить в герметичных емкостях. Не нагревать до высоких температур. При ремонте и обслуживании баков необходима их предварительная продувка воздухом или паром. Заземление емкостей. При работе в зонах с повышенной концентрацией паров необходимо использовать СИЗОД.	Техника и технологии локализации и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов: Справ./Под ред. И.А. Мерициди, - СПб.: НПО "Профессионал", 2008 г.
10 Воздействие на людей	Углеводороды, входящие в состав нефтяных газов могут оказывать сравнительно слабое наркотическое действие. Значительно сильнее действуют пары менее летучих (жидких) составных частей нефти. Именно они определяют характер действия сырых нефтей. Нефти, содержащие мало ароматических углеводородов действуют также как и смеси метановых и нафтеновых углеводородов - их пары вызывают токсическое отравление и судороги. Высокое содержание ароматических соединений может угрожать хроническими отравлениями с изменением состава крови и кроветворных органов. Сернистые соединения нефти могут приводить к острым и хроническим отравлениям, главную роль при этом играет сероводород. Воздействие паров нефти на кожные покровы может приводить к раздражениям, возникновению сухости, шелушению кожи, появлению трещин. Многие химические соединения, содержащиеся в нефти, могут оказывать канцерогенное действие.	

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	209413
Изм.	Коп.уч.
Лист	Недок.
Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

28

Окончание таблицы 5.3

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
11 Средства защиты	При работе с высокими концентрациями (зачистка емкостей) - шланговые противогазы с принудительной подачей воздуха (ПШ-1, ПШ-2, ДПА-6), при меньших концентрациях углеводородов - фильтрующий противогаз марки "А". Для смывания нефти с кожных покровов - сульфированное касторовое или прованское масло. Защитные мази и пасты ХИОТ-6, ИЭР-1. Спецодежда.	
12 Методы перевода вещества в безвредное состояние	Вентиляция помещений, с целью уменьшения концентрации паров сернистых и ароматических соединений в воздухе, создание водяных завес и преград.	
13 Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	Освободить от стесняющей одежды, обеспечить тепло, покой. Крепкий сладкий чай, настойка валерианы или пустырника, ингаляция увлажненного кислорода. При попадании в глаза - промывание глаз 2 % раствором соды. При потере сознания - вдыхание нашатырного спирта, искусственное дыхание.	Справочник по оказанию скорой и неотложной помощи. Под ред.акад. Е.И.Чазова. - 3-е изд., стереотипное - М.: Медицина, 1977 г.

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

5.2.1 Опасность могут представлять аварии, возникающие при перевозке опасных грузов по рядом расположенным автомобильным дорогам. По дорогам могут осуществляться перевозки аварийно-химических опасных веществ (АХОВ). При разливе (выбросе, взрыве) указанного вещества возможно образование зон химического заражения,. Персонал проектируемого объекта может попасть в зоны действия поражающих факторов.

5.2.2 Опасность могут представлять аварии, возникающие при перевозке опасных грузов по рядом расположенным железным дорогам. По железной дороге могут осуществляться перевозки аварийно-химических опасных веществ (АХОВ). При разливе (выбросе, взрыве) указанного вещества возможно образование зон химического заражения, зон разрушений и пожаров. Персонал проектируемого объекта может попасть в зоны действия поражающих факторов.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

29

5.2.3 Опасность могут представлять аварии, возникающие на пересекаемом газопроводе «Моздок-Казимагомед» в.д.. По газопроводу осуществляется транспортировка горючего газа (ГГ). При выбросе и взрыве горючего газа возможно образование зон разрушений и пожаров. Персонал проектируемого объекта может попасть в зоны действия поражающих факторов.

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

5.3.1 В административном отношении участок работ расположен в Республике Дагестан, Кизилюртовский район.

Участок работ расположен на южной окраине с. Бавтугай, в районе перехода магистрального нефтепровода через «канал ГЭС». В 2.5 км к северо-востоку от площадки реконструкции проходит федеральная автомобильная дорога М-29 «Кавказ», от которой к площадке реконструкции подходит автомобильная дорога с асфальтовым покрытием.

5.3.2 Климат района континентальный. Основные особенности климата определяются, прежде всего, географическим положением территории.

По климатическому районированию для строительства относится к подрайону III-Б.

Среднегодовая температура воздуха составляет 10,2⁰С.

Требуемые для целей проектирования метеорологические характеристики района проектирования представлены в инженерных изысканиях.

Расположение объекта проектирования следующее:

- 1) по климатическому районированию РФ – район III-Б;
- 2) по весу снегового покрова – отнесен II снеговому району;
- 3) по нормативному и расчётному значениям ветрового давления – IV ветровой район, среднегодовая скорость ветра составляет 3,6 м/с;
- 4) по толщине стенки гололёда – III гололедный район;
- 5) на изучаемой территории по данным наблюдений МС Хасавюрт и Махачкала могут наблюдаться следующие опасные гидрометеорологические явления:
- ливни, суточный максимум 72-75 мм, повторяемостью 1 раз в 50 лет;

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

- ветер до 28 м/с, повторяемостью раз в 5 лет, ветер до 30 м/с, повторяемостью раз в 20 лет;

- гроза, до 30 часов в год;

6) максимальная температура приходится на июль-август месяцы, и достигают 40,60С, минимальная температура отмечается в феврале месяце и составляет -28,10С;

7) Среднегодовое количество осадков 464 мм;

8) расчетная глубина промерзания с учетом сумм отрицательных температур зимнего периода: для суглинков и глин составила 0,45 м, для супесей – 0,55 м, для галечниковых и гравелистых грунтов - 0,89 м.

5.3.3 К неблагоприятным геологическим и инженерно-геологическим процессам можно отнести овражно-балочная и линейная эрозия, плоскостной смыв, сейсмичность.

В районе работ развиты эндогенные процессы, представленные сейсмической активностью. Согласно приложению Б СП 115.13330.2016 категория опасности эндогенных процессов оценивается как весьма опасная.

Исходная (фоновая, I_ф) сейсмичность принята по карте ОСР-2015-В – 9 баллов. Значения исходной сейсмичности относятся к грунтам со «средними» по сейсмическим свойствам, т.е. ко II категории.

Для уточнения расчетной сейсмичности площадки реконструкции в июле 2016 г. геофизической партией службы инженерных изысканий ООО «ОргНефтеСтрой» было выполнено сейсмическое микрорайонирование.

В результате работ приращения сейсмической интенсивности рассчитанные по скважинам на объекте реконструкции составило: $\Delta I_{мсж}$ = от -0,03 до -0.46 балла. Сейсмичность в баллах с учетом приращения от 8,54 до 8,97.

Уточненная расчетная сейсмичность по методу сейсмических жесткостей с учетом исходной балльности и округлением приращения до полного значения по карте ОСР-2015-В осталась неизменной и составила 9 баллов.

В целом территория реконструкции характеризуется средней и высокой пораженностью территории отдельными видами экзогенных геологических процессов.

Процессы овражно-балочной, линейной эрозии и плоскостного смыва протекают в естественном режиме. Территория задернована (выгоны, пашни, кустарниковая растительность), активизация процессов эрозии возможна при

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

2	-	Зам.	3513-19		24.09.19
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

нарушении почвенного и растительного покрова, нарушении поверхностного стока под влиянием природных факторов. Балки и овраги покрыты кустарниковой растительностью – акацией, постоянный поверхностный водоток отсутствует.

Плоскостной смыв и линейная эрозия развиты повсеместно, но, в целом сдерживается общей задернованностью территории. Отмечаются небольшие участки смыва почвы дождевыми водами и чрезмерным поливом приусадебных участков. На открытых участках без растительного слоя, в легкорастворимых породах, образуются неглубокие и короткие промоины и лощины, которые затем переходят в крупные балки. Склоны долины реки, особенно правый, используются под пастбища. Ежегодный многократный прогон отар по стравленным участкам приводит к разрушению и уничтожению почвы и развитию эрозии. Чаще всего выпас скота на крутых склонах проводится без учета погодных условий. Весной после дождей растительность подвергается сильному вытаптыванию, что приводит к разрушению дернового горизонта почвы. Появляются тропинки поперек и вдоль склонов, по которым устремляются талые и дождевые воды, размывающие почву. Вследствие чего на поверхности появляется кочковатость и, как результат, развитие промоин и эрозионных лощин.

Крутосклонные участки предгорий, участки подрезки склонов потенциально оползнеопасны. По результатам рекогносцировочного обследования визуальных признаков развития оползневых процессов не обнаружено.

На территории изысканий оползневые процессы отсутствуют.

В соответствии с приложением «И» СП 11–105 - 97 Часть II, участок работ по критерию типизации территории по подтопляемости подразделяется следующим образом:

- область по наличию процесса подтопления – III (неподтопленные);
- район по условиям развития процесса – III-A (неподтопляемые в силу геологических, гидрогеологических, топографических и других естественных причин);
- участок по времени развития процесса – III-A-1 (подтопление отсутствует и не прогнозируется в будущем).

Другие опасные геологические и инженерно-геологические процессы, способные негативно повлиять на проектируемые сооружения в пределах проектируемого участка, не отмечаются.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

5.4 Результаты определения (расчета) границ и характеристик зон воздействия факторов аварий, опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к чрезвычайной ситуации техногенного или природного характера как на проектируемом объекте, так и за его пределами

5.4.1 Аварии на проектируемом объекте

5.4.1.1 Опасными (поражающими) факторами аварии на проектируемом объекте, подлежащими оценке, и от которых должна быть обеспечена защита собственных и соседних объектов, являются:

- загрязнения нефтью территории места аварии;
- пожар (возгорание) разлива нефти;
- избыточное давление при сгорании паров нефти в открытом пространстве;
- загазованность воздушной среды вредными веществами (CO_2 , NO_2 , H_2S , SO_2 , HCN , HCHO , CH_3COOH), связанными с горением нефти в случае появления источника зажигания в зоне ее разлива.

Оценка воздействия опасных факторов осуществлялась на основе нормативных и методических материалов, приведенных в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Перечень нормативных и методических материалов, используемых при оценке воздействия опасных факторов

Наименование используемых нормативных и методических материалов	Комментарии
Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, утвержденная приказом МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404	Для расчета зон теплового излучения пожара использовался программный комплекс для оценки последствий аварий с выбросом опасных веществ "ТОКСИ +Риск " (сертификат соответствия № РОСС RU.СП22.Н00066 per.№0995688).
ГОСТ Р 12.3.047-2012 ССБТ "Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля"	
РД 03-26-2007 "Методические указания по оценке последствий аварийных выбросов опасных веществ"	Произведен расчет концентрации, массы паров нефти во взрывоопасных пределах.
Руководства по безопасности "Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей"	Для расчета использовался программный комплекс для оценки последствий аварий с выбросом опасных веществ "ТОКСИ +Риск ". Программа позволяет произвести количественную оценку различных параметров воздушных ударных волн и определить степени вероятного поражения людей и повреждений зданий при авариях со взрывами топливно-воздушных смесей (ТВС).
РД-13.020.00-КТН-148-11 "Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах. ОАО "АК "Транснефть"	Определение показателей риска аварий на объекте.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

33

5.4.1.2 Основные допущения, принятые в методиках:

- истечение (испарение) жидкости происходит с постоянной скоростью, соответствующей максимальной скорости истечения (испарения);
- температура нефти принята равной максимально возможной температуре воздуха в районе расположения объекта;
- подвижность воздуха принята равной нулю (штиль);
- метеоусловия остаются неизменными в течение времени экспозиции, а характеристики атмосферы по высоте постоянны;
- горение рассматривается диффузионное и происходит с открытой поверхности;
- высота излучающей части пламени определяется гидродинамическими факторами и рассчитывается по методике;
- пламя рассматривается как оптически "серый" монохроматический поверхностный излучатель;
- геометрическая форма пламени эквивалентируется цилиндрической поверхностью с сохранением реальных значений высоты и эквивалентного диаметра основания пламени;
- коэффициент поглощения излучения атмосферой определяется только поглощением парами воды;
- эффект "волочения" пламени не учитывался;
- облучаемый объект представлен как вертикальная единичная площадка, расположенная на уровне поверхности грунта;
- режим работы объекта - круглосуточный;
- условная вероятность аварии в течении суток постоянная.

5.4.1.3 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.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

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).

5.4.1.4 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.

5.4.1.5 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

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

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");

– 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);

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

- 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.

5.4.1.6 По характеру возможных событий и наличию объектов, на которые воздействует разлившаяся нефть, определены и обозначены следующие группы сценариев для наиболее вероятной аварии (образование свища) и наиболее опасной аварии (образование гильотинного разрыва):

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.

Взам.инв. №	Взам.инв. №
Подпись и дата	209413
Взам.инв. №	209413

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.

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 →

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

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 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.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

5.4.1.7 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;
- 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.

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 учитывается, что вся жидкая фаза выброса может быть вовлечена в пожар;
- при определении количества поступивших в 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;

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

- 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 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.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

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.

5.4.1.8 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.

5.4.1.9 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 АВБ или полного опорожнения отсеченной части трубопровода).

В основе определения V_1 лежит следующая зависимость:

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

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;

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

давление в трубопроводе на выходе из НПС₁ и входе в НПС₂; 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: μ - 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;

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:

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

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

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 обращённых 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 5.5.

Таблица 5.5 - 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	$S_{эфф} \leq 10^{-4} \text{ м}^2$	0,3	0,75	1,5
$S_{эфф} / S_0$	независимо от диаметра	0,0072	0,0448	0,179
Доля разрывов $f_m^{L_p}$	0,7	0,165	0,105	0,03

Площади аварийных отверстий при свище, трещине и гильотинном разрыве приняты в соответствии с таблицей 5.5. Эквивалентные площади дефектных отверстий трубопровода диаметром 720 мм составят:

- свищ - 4,4 см²;
- малая трещина – 27,695 см²
- средняя трещина – 172,323 см²

Взам.инв. №

Подпись и дата

Взам.инв. №

209413

- гильотинный разрыв – 688,523 см².

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. 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.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

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 АБВ и эффективного выполнения мер по локализации и ликвидации аварии.

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", ЦИЭКС.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 [25]:

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

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, m^3 ;

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.

Средняя масса потерь нефти (\overline{m}_A) в пределах локальных секций определяется по формуле [25]:

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

где: V – средневзвешенный по всем вариантам аварийной разгерметизации нефтепровода объем аварийного разлива в пределах локальной секции, m^3 ;

ρ – плотность нефти, $864 \text{ кг}/m^3$;

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

$K_{сб}$ – 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, вечномёрзлые 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 объемов аварийных утечек нефти на проектируемом объекте приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 - Результаты расчета объемов аварийных утечек нефти на проектируемом объекте

Расчетный участок МН	Объем утечки при аварии, м ³					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

Взам.инв. №					
Подпись и дата					
Взам.инв. №	209413				
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

5.4.1.7 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.

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

Результаты расчетов площадей разлива приведены в таблице 5.7.

Взам.инв. №	209413	Подпись и дата	Взам.инв. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС						
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					

Таблица 5.7 - Параметры пятна разлива

Участок трубопровода	Площадь разлива, м ²	Радиус разлива, м
Дефектное отверстие "свиц"		
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

5.4.1.8 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⁻¹;

$F_{зр}$ - площадь зоны разлива, м²;

P_n - давление насыщенных паров нефти, кПа.

Давление насыщенных паров определено по формуле:

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

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

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

$t_{всп}$ - температура вспышки нефти, $t_{всп} = \text{минус } 20 \text{ }^\circ\text{C}$.

Результаты расчета интенсивности испарения нефти с поверхности разлива приведены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 - 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 5.9.

Таблица 5.9 - 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
Участок ПК0-ПК3+36				
Дефектное отверстие "свищ"				
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
Дефектное отверстие "малая трещина"				
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

Взам.инв. №

Подпись и дата

Взам.инв. №

209413

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

50

Изм. Колуч. Лист Недок. Подп. Дата

Продолжение таблицы 5.9

№ сценария	Последствия	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т	
			участвующего в аварии	участвующего в создании поражающих факторов
Дефектное отверстие "средняя трещина"				
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 окружающей среды	интоксикация	944,352	944,352
Гильотинный разрыв				
С4.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	4,759	0,476
С4.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	4,759	0,476
С4.3	пожар-пролива	тепловое излучение	1149,120	1149,120
С4.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	1149,120	1149,120
Участок ПК3+36-ПК17+52				
Дефектное отверстие "свиц"				
С1.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	0,107	0,011
С1.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	0,107	0,011
С1.3	пожар-пролива	тепловое излучение	25,920	25,920
С1.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	25,920	25,920
Дефектное отверстие "малая трещина"				
С2.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	2,211	0,221
С2.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	2,211	0,221
С2.3	пожар-пролива	тепловое излучение	533,952	533,952
С2.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	533,952	533,952
Дефектное отверстие "средняя трещина"				
С3.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	5,303	0,530
С3.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	5,303	0,530
С3.3	пожар-пролива	тепловое излучение	1280,448	1280,448
С3.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	1280,448	1280,448
Гильотинный разрыв				
С4.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	6,076	0,608
С4.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	6,076	0,608
С4.3	пожар-пролива	тепловое излучение	1467,072	1467,072
С4.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	1467,072	1467,072

Взам.инв. №

Подпись и дата

Взам.инв. №

209413

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

51

Изм. Колуч. Лист Недок. Подп. Дата

Продолжение таблицы 5.9

№ сценария	Последствия	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т	
			участвующего в аварии	участвующего в создании поражающих факторов
Участок 146 км				
Дефектное отверстие "свиц"				
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
Дефектное отверстие "малая трещина"				
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
Дефектное отверстие "средняя трещина"				
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
Гильотинный разрыв				
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
Участок 151 км				
Дефектное отверстие "свиц"				
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
Дефектное отверстие "малая трещина"				
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

Взам.инв. №

Подпись и дата

Взам.инв. №

209413

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

52

Изм. Колуч. Лист Недок. Подп. Дата

Окончание таблицы 5.9

№ сценария	Последствия	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т	
			участвующего в аварии	участвующего в создании поражающих факторов
Дефектное отверстие "средняя трещина"				
С3.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	1,574	0,157
С3.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	1,574	0,157
С3.3	пожар-пролива	тепловое излучение	380,160	380,160
С3.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	380,160	380,160
Гильотинный разрыв				
С4.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	3,099	0,310
С4.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	3,099	0,310
С4.3	пожар-пролива	тепловое излучение	748,224	748,224
С4.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	748,224	748,224

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·м². При пожаре пролива тепловые зоны будут повторять форму зон разлива.

Детерминированные критерии поражения человека и возгорания горючих материалов представлены в таблице 5.10.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

53

Таблица 5.10 - Предельно допустимая интенсивность теплового излучения пожаров проливов ЛВЖ и ГЖ

Степень поражения	Интенсивность теплового излучения, q , кВт/м ²
Без негативных последствий в течение длительного времени	1,4
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2
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 5.11.

Таблица 5.11 - 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 5.12.

Таблица 5.12 - Основные результаты расчета зон действия поражающих факторов при пожаре пролива для наиболее опасной и наиболее вероятной аварии

Номер сценария аварийной ситуации	Площадь разлива, м ²	Размер зоны теплового излучения с плотностью теплового потока, м			
		1,4 кВт/м ²	4,2 кВт/м ²	7,0 кВт/м ²	10,5 кВт/м ²
Участок ПК0-ПК3+36					
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

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Окончание таблицы 5.12

Номер сценария аварийной ситуации	Площадь разлива, м ²	Размер зоны теплового излучения с плотностью теплового потока, м			
		1,4 кВт/м ²	4,2 кВт/м ²	7,0 кВт/м ²	10,5 кВт/м ²
Участок ПКЗ+36-ПК17+52					
С1.3	150	34	18	12	9
С2.3	3090	86	44	31	не достигнет
С3.3	7410	126	67	48	не достигнет
С4.3	8490	134	71	52	не достигнет
Участок 146 км					
С1.3	65	25	13	9	6
С2.3	230	40	21	14	10
С3.3	1395	64	33	22	21
С4.3	2625	80	40	29	не достигнет
– Участок 151 км					
С1.3	80	28	15	10	7
С2.3	365	46	24	16	12
С3.3	2200	74	37	26	не достигнет
С4.3	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 5.13. Таблица 5.13 - 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
Участок ПК0-ПКЗ+36						
С1.1	не достигнет					8
С2.1	не достигнет				47	84
С3.1	не достигнет				74	131
С4.1	не достигнет			23	85	150
Участок ПКЗ+36-ПК17+52						
С1.1	не достигнет					9
С2.1	не достигнет				49	88
С3.1	не достигнет			27	92	161
С4.1	не достигнет			31	101	177

Взам.инв. №

Подпись и дата

Взам.инв. №

209413

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

55

Изм. Копуч. Лист Недок. Подп. Дата

Окончание таблицы 5.13

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
Участок 146 км						
С1.1	не достигнет					2
С2.1	не достигнет					12
С3.1	не достигнет				27	50
С4.1	не достигнет				43	78
Участок 151 км						
С1.1	не достигнет					3
С2.1	не достигнет					18
С3.1	не достигнет				38	69
С4.1	не достигнет				62	111

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 5.14.

Таблица 5.14 - Основные результаты расчета зон действия поражающих факторов при авариях с пожаром-вспышкой

Номер сценария	Размер зоны поражения высокотемпературными продуктами сгорания, м
Участок ПК0-ПК3+36	
С1.2	14
С2.2	37
С3.2	46
С4.2	49
Участок ПК3+36-ПК17+52	
С1.2	14
С2.2	37
С3.2	50
С4.2	53
Участок 146 км	
С1.2	11
С2.2	16
С3.2	29
С4.2	36
Участок 151 км	
С1.2	11
С2.2	19
С3.2	34
С4.2	42

Границы зон поражающих факторов при наиболее опасных (масштабных авариях) на проектируемом участке трубопровода нанесены на ситуационный план и представлены в Приложении Г.

5.4.2 Аварии на соседних объектах и транспортных коммуникациях

5.4.2.1 Рассмотрены следующие сценарии аварийных ситуаций при перевозке аварийно-химических опасных веществ автомобильным и железнодорожным транспортом:

Сценарий С1-1: авария автомобильной цистерны с АХОВ (аммиак) → аварийный выброс АХОВ - потеря 100% груза («мгновенно») → выброс жидкого и газообразного аммиака в окружающую среду → вскипание жидкого аммиака и испарение пролива аммиака с подстилающей поверхности → образование паро-аэрозольного облака → распространение облака аммиака по окружающей территории → попадание в зону облака аммиака людей → интоксикация людей.

Сценарий С1-2: авария автомобильной цистерны с АХОВ (хлор) → аварийный выброс АХОВ - потеря 100% груза («мгновенно») → выброс жидкого и газообразного хлора в окружающую среду → вскипание жидкого хлора и испарение пролива хлора с подстилающей поверхности → образование паро-аэрозольного облака → распространение облака хлора по окружающей территории → попадание в зону облака хлора людей → интоксикация людей.

Сценарий С1-3: авария железнодорожной цистерны с АХОВ (аммиак) → аварийный выброс АХОВ - потеря 100% груза («мгновенно») → выброс жидкого и газообразного аммиака в окружающую среду → вскипание жидкого аммиака и испарение пролива аммиака с подстилающей поверхности → образование паро-аэрозольного облака → распространение облака аммиака по окружающей территории → попадание в зону облака аммиака людей → интоксикация людей.

Сценарий С1-4: авария железнодорожной цистерны с АХОВ (хлор) → аварийный выброс АХОВ - потеря 100% груза («мгновенно») → выброс жидкого и газообразного хлора в окружающую среду → вскипание жидкого хлора и испарение пролива хлора с подстилающей поверхности → образование паро-аэрозольного облака → распространение облака хлора по окружающей территории → попадание в зону облака хлора людей → интоксикация людей.

Для проведения расчетов рассматривались следующие цистерны:

полуприцеп цистерна для сжиженного аммиака марки МЖА-6-442160 (объем цистерны – 10,5 м³, рабочее давление – 1,6 МПа);

контейнер для транспортировки хлора объемом 1 м³ (масса транспортируемого газа – 1,553 т;

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

57

- железнодорожная цистерна для транспортировки аммиака модели 15-1408 (объем - 54 м³, грузоподъемность – 30,7 т, рабочее давление – 2,0 МПа);
- железнодорожная цистерна для транспортировки хлора модели 15-1556 (объем - 46 м³, грузоподъемность – 57,5 т, рабочее давление – 1,5 МПа).

Расчет зон заражения облаком АХОВ выполнен по «Методике прогнозирования масштабов заражения сильнодействующими ядовитыми веществами при авариях (разрушениях) на химически опасных объектах и транспорте» РД 52.04.253-90.

При заблаговременном прогнозировании масштабов заражения в качестве исходных данных принимался выброс АХОВ при полном разрушении транспортной емкости. Метеорологические условия - инверсия, скорость ветра 1 м/с. Толщина слоя жидкости для АХОВ, разлившихся свободно на подстилающей поверхности, принималась равной 0,05 м по всей площади разлива. Температура воздуха и подстилающей поверхности принималась равной 20 °С.

Зона возможного заражения облаком АХОВ представляет собой сектор, с радиусом равным глубине зоны заражения в результате аварии и углом раскрытия 180 градусов. Центр сектора совпадает с местом аварии. Биссектриса угла сектора ориентирована по направлению ветра.

Время подхода зараженного воздуха к объекту зависит от расстояния до места аварии транспортной емкости. В расчетах принято минимальное расстояние до объекта.

Результаты расчета зон химического заражения представлены в таблице 5.15 и 5.16.

Таблица 5.15 - Размеры зон действия поражающих факторов для сценариев С1-1, С1-2, сопровождающихся выбросами АХОВ при авариях на автодороге

Параметр	Величина параметра	
	С1-1	С1-2
1	2	3
Эквивалентное количество вещества в первичном облаке, т	0,041	0,224
Эквивалентное количество вещества во вторичном облаке, т	0,176	0,939
Глубина зоны заражения для первичного облака, км	0,744	1,842
Глубина зоны заражения для вторичного облака, км	1,858	4,556
Полная глубина зоны заражения, км	2,23	5,477
Предельно возможное значение глубины переноса воздушных масс, км	6,8	7,45
Окончательная расчетная глубина зоны заражения	2,23	5,477
Площадь зоны возможного заражения, км ²	7,81	47,14
Площадь зоны фактического заражения, км ²	0,43	2,63
Время подхода зараженного воздуха к объекту, мин	36	36
Продолжительность поражающего действия, час	1,36	1,49

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

58

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

Таблица 5.16 - Размеры зон действия поражающих факторов для сценариев С1-3, С1-4, сопровождающихся выбросами АХОВ при авариях на железной дороге

Параметр	Величина параметра	
	С1-3	С1-4
Эквивалентное количество вещества в первичном облаке, т	0,466	10,287
Эквивалентное количество вещества во вторичном облаке, т	1,993	43,176
Глубина зоны заражения для первичного облака, км	2,998	19,497
Глубина зоны заражения для вторичного облака, км	6,950	47,709
Полная глубина зоны заражения, км	8,449	57,458
Предельно возможное значение глубины переноса воздушных масс, км	6,8	7,45
Эквивалентное количество вещества в первичном облаке, т	0,466	10,287
Эквивалентное количество вещества во вторичном облаке, т	1,993	43,176
Глубина зоны заражения для первичного облака, км	2,998	19,497
Глубина зоны заражения для вторичного облака, км	6,950	47,709
Полная глубина зоны заражения, км	8,449	57,458
Предельно возможное значение глубины переноса воздушных масс, км	6,8	7,45

По результатам расчетов, в случае разгерметизации автомобильной цистерны с АХОВ, зоны действия поражающих факторов могут охватить территорию проектируемого участка МН «Грозный-Баку, 148,98-148,01 км».

5.4.3 Авария с выбросом горючего газа на газопроводе «Моздок-Казимагомед» в.д., Ду 1200 мм.

Рассмотрены следующие сценарии аварийной ситуации, связанный с выбросом горючего газа:

- разрыв на полное сечение газопровода «Моздок-Казимагомед» в.д., Ду 1200 мм с горючим газом (этан) с последующим взрывом парогазовой смеси в открытом пространстве;

- частичная разгерметизация газопровода «Моздок-Казимагомед» в.д., Ду 1200 мм с горючим газом (этан) с последующим струйным горением.

Значения радиусов вероятных зон действия избыточного давления взрыва определены согласно ГОСТ Р 12.3.047-2012 "ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. методы контроля".

Значения размеров факела при струйном горении, расход газа при аварийной разгерметизации газопровода определены согласно "Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, утвержденная приказом МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404".

Для расчетов расхода газа, зон возможного действия избыточного давления взрыва, зон теплового излучения факела при струйном горении использовался программный комплекс для оценки последствий аварий с выбросом опасных веществ "ТОКСИ +Риск" (сертификат соответствия № РОСС RU.СП22.Н00066 рег.№0995688).

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Исходные данные для расчетов последствий аварии приведены в таблице 5.17.

Таблица 5.17 - Исходные данные для расчета последствий аварий

Наименование показателя	Значение
Давление в газопроводе, МПа	1,2
Температура газа в газопроводе, °С	минус 20
Молярная масса газа, кг/моль	0,03007
Показатель адиабаты	1,3
Диаметр аварийного отверстия по разрыве на полное сечение, мм	159
Диаметр аварийного отверстия при частичной разгерметизации, мм	12,5
Время перекрытия запорной арматуры, с	120
Расход газа при разрыве на полное сечение, кг/с	17690
Расход газа при частичной разгерметизации, кг/с	2

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

$$m_n^I = z m_n,$$

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

m_n = масса горючего газа, кг.

Количество опасного вещества, поступившее в открытое пространство и количество опасного вещества, участвующее в создании поражающего фактора (взрыва) приведено в таблице 5.18.

Таблица 5.18 - Количество опасного вещества, поступившее в открытое пространство и количество опасного вещества, участвующее в создании поражающего фактора (взрыва)

Аварийная ситуация	Количество опасного вещества, поступившее в открытое пространство, т	Количество опасного вещества, участвующее в аварии, т
Разгерметизация на полное сечение газопровода	13268	1326,8

Основные результаты возможных зон действия поражающих факторов при взрыве приведены в таблице 5.19.

Таблица 5.19 - Основные результаты расчета зон действия поражающих факторов при аварии с взрывом

Аварийная ситуация	Размер зоны действия поражающих факторов при воздействии избыточного давления взрыва, м					
	100 кПа	53 кПа	28 кПа	12 кПа	5 кПа	3 кПа
Разгерметизация на полное сечение газопровода	289	404	589	1046	2085	3246

Основные результаты возможных зон действия поражающих факторов при струйном горении приведены в таблице 5.20.

Взам.инв. №	209413	Подпись и дата							Лист
			Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС						
Взам.инв. №	209413		Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

Таблица 5.20 - Основные результаты возможных зон действия поражающих факторов при струйном горении

Зоны поражения от воздействия теплового излучения	Расстояние, м
Без негативных последствий (1,4 кВт/м ²)	27
Безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м ²)	14
Непереносимая боль через 20 сек. (7,0 кВт/м ²)	9
Непереносимая боль через 3-5 сек. (10,5 кВт/м ²)	7
Высота факела	16

По результатам расчетов, в случае разгерметизации газопровода, зоны действия поражающих факторов для аварий, связанных с взрывом и струйном горении могут охватить территорию проектируемого участка нефтепровода.

Границы зон поражающих факторов при наиболее опасных (масштабных авариях) на рядом расположенных транспортных коммуникациях, газопроводе и магистральном нефтепроводе нанесены на ситуационный план и представлены в приложении Д.

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

5.5.1 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;
- 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,

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

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 [25]:

$$P_{ПЗ-1} = (P_{n_{\delta}} / 365) \times (n_{\text{час}} / 24) \times (L_1 / L_{\text{РМУ}})$$

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

$n_{\text{час}}$ – 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);

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

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

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 $P_{пз-1}$.

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

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

Условная вероятность нахождения строителей, на период строительно-монтажных работ, рассчитывается по формуле [25]:

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

где: $P_{стр}$ – число рабочих дней в году отведенных под строительство МН (в проекте принято 229 дней);

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

L_k – ориентировочная общая длина колонны строителей (бригад, по расчистки полосы, сварки трубопровода, укладки трубопровода), км. (принимается 0,5 км);

$L_{пр.уч.}$ – 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 $P_{пз-1}$.

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):

- разрыв МН происходит в ближайшей к полотну дороги точке МН вне кожуха;
- транспортные средства не обеспечивают защиты находящихся в них людей

от воздействия поражающего фактора ($v_{юз} = 1$);

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

– среднее количество людей в транспортном средстве составляет три человека.

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

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

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, 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 5.21.

Таблица 5.21 - Длина дороги, находящаяся в зоне действия поражающих факторов при аварии на проектируемом объекте

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)

Количество ожидаемого числа пострадавших и вероятность нахождения персонала рядом проходящих коммуникациях принимается равным проектируемому объекту.

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).

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

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 методике для приближенной оценки максимальных людских потерь, в случае возникновения аварии, сопровождающейся пожаром пролива нефти или

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

65

воздействием ударной волны взрыва паровоздушной смеси, используются соотношения:

$$N_{бв} = Q \cdot S_{бв};$$

$$N_{с} = Q \cdot S_{с};$$

где: $N_{бв}$, $N_{с}$ - 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./м²;

$S_{бв}$, $S_{с}$ - 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, м²;

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 5.22. Ожидаемое количество пострадавшего персонала и населения на проектируемом объекте приведено в таблице 5.23.

Взам.инв. №	209413	Подпись и дата	Взам.инв. №							Лист
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС				

Таблица 5.22 - 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						
	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
ПК0-ПК3+36	0,05	0,08	0,035	-	-	-	0,05
ПК3+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

Взам.инв. №	209413
Подпись и дата	
Взам.инв. №	

Изм.	Колуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

67

Таблица 5.23 - Ожидаемое количество пострадавших персонала и населения в зоне возможного поражения

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
ПК0+3,36								
Дефектное отверстие "свищ"								
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	-	-	-	-	-	-	-	-
Дефектное отверстие "малая трещина"								
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	-	-	-	-	-	-	-	-
Дефектное отверстие "средняя трещина"								
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	-	-	-	-	-	-	-	-
Гильотинный разрыв								
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	-	-	-	-	-	-	-	-

Взам.инв. №

Подпись и дата

Взам.инв. №

209413

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

68

Изм. Копуч. Лист Недок. Подп. Дата

Продолжение таблицы 5.23

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
ПКЗ+36-17+52								
Дефектное отверстие "свищ"								
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	-	-	-	-	-	-	-	-
Дефектное отверстие "малая трещина"								
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	-	-	-	-	-	-	-	-
Дефектное отверстие "средняя трещина"								
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	-	-	-	-	-	-	-	-
Гильотинный разрыв								
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	-	-	-	-	-	-	-	-

Взам.инв. №

Подпись и дата

Взам.инв. №

209413

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

69

Изм. Колуч. Лист Недок. Подп. Дата

Продолжение таблицы 5.23

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
ПКЗ+36-17+52								
Дефектное отверстие "свищ"								
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	-	-	-	-	-	-	-	-
Дефектное отверстие "малая трещина"								
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	-	-	-	-	-	-	-	-
Дефектное отверстие "средняя трещина"								
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	-	-	-	-	-	-	-	-
Гильотинный разрыв								
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	-	-	-	-	-	-	-	-

Взам.инв. №

Подпись и дата

Взам.инв. №

209413

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

70

Изм. Колуч. Лист Недок. Подп. Дата

Окончание таблицы 5.23

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 авто-дороге	Персонала рядом расположенной организации	Максимальное количество пострадавших
Участок 151 км								
Дефектное отверстие "свищ"								
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	-	-	-	-	-	-	-	-
Дефектное отверстие "малая трещина"								
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	-	-	-	-	-	-	-	-
Дефектное отверстие "средняя трещина"								
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	-	-	-	-	-	-	-	-
Гильотинный разрыв								
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	-	-	-	-	-	-	-	-

Взам.инв. №

Подпись и дата

Взам.инв. №

209413

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

71

Изм. Кол.уч. Лист Недок. Подп. Дата

5.6 Результаты анализа риска

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.

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.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

72

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 $\bar{\lambda}_{отр}$, значение которой, исходя из статистических данных, принята равным $3,75 \times 10^{-5}$ 1/год/км (за последние 5 лет).

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 λ_n отличается от среднестатистической для данной трассы $\bar{\lambda}$:

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

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 $k_{ин}$ 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 λ_n проектируемых участков приведены в таблице 5.24, 5.25.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Таблица 5.24 – Оценка локальной частоты λ_n проектируемого участка

Обозначение и наименование фактора влияния	Доля группы факторов, р	Доля факторов в группе, q	Содержание исходной информации	Балльная оценка		Примечание	
				Участок трассы МН, км			
				ПК0-ПК3+36	ПК3+36-ПК17+52		
F ₁₁	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 ₁₂	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 ²
				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 ₁₃	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 ₂₁	Коррозионная активность грунта	0,1	0,25	Удельное сопротивление грунта ρ_g , кислотность грунта рН, деятельность микроорганизмов	10	10	В зависимости от свойств грунтов по данным изыскательских работ

Взам.инв. №

Подпись и дата

Взам.инв. №

209413

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

74

Изм. Кол.уч. Лист Недок. Подп. Дата

Продолжение таблицы 5.24

Обозначение и наименование фактора влияния	Доля группы факторов, ρ	Доля факторов в группе, q	Содержание исходной информации	Балльная оценка			
				Участок трассы МН, км		Примечание	
				ПК0-ПК3+36	ПК3+36-ПК17+52		
F ₂₂	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 ₃₁	Вероятность перемещений грунта или размыва подводного перехода	0,1	0,2	Сведения о фактах перемещений грунта или наличии размывов	10	10	Согласно данных инженерных изысканий
F ₃₂	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 ₃₃	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 ₃₄	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 ₄₁	Отношение фактической толщины стенки трубы к требуемой	0,1	0,35	Расчетное и фактическое значения толщины стенки трубы δрасч и δфакт	0	5,75	δфакт/ δрасч =2,02 (ПК0-ПК3+36) δфакт/ δрасч =1,34 (ПК3+36-ПК17+52)
F ₄₂	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. №

Подпись и дата

Взам. инв. №

209413

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

75

Изм. Кол.уч. Лист Недок. Подп. Дата

Окончание таблицы 5.24

Обозначение и наименование фактора влияния		Доля группы факторов, p	Доля факторов в группе, q	Содержание исходной информации	Балльная оценка		Примечание
					Участок трассы МН, км		
					ПК0-ПК3+36	ПК3+36-ПК17+52	
F ₄₃	Возможность возникновения гидравлических ударов	0,1	0,15	Качественная оценка возможности возникновения гидравлических ударов	4	4	Средняя или низкая вероятность гидравлических ударов
F ₄₄	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 ₅₁	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 _n					4,39	4,91	
Балльная оценка среднестатистического эксплуатируемого МН, В _{ср}					3		
Коэффициент влияния K _{вл,л}					1,46	1,64	
Среднестатистическая частота аварии $\lambda \times 10^5$, 1/(км*год)					3,75		

Взам. инв. №

Подпись и дата

Взам. инв. №

209413

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

76

Изм. Кол.уч. Лист Недок. Подп. Дата

Таблица 5.25 – Оценка локальной частоты λ_n проектируемого участка

Обозначение и наименование фактора влияния	Доля группы факторов, p	Доля факторов в группе, q	Содержание исходной информации	Балльная оценка			
				Участок трассы МН, км		Примечание	
				146 км	151 км		
F ₁₁	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 ₁₂	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 ²
				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 ₁₃	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 ₂₁	Коррозионная активность грунта	0,1	0,25	Удельное сопротивление грунта ρ_r , кислотность грунта pH , деятельность микроорганизмов	10	10	В зависимости от свойств грунтов по данным изыскательских работ

Взам. инв. №

Подпись и дата

Взам. инв. №

209413

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

77

Изм. Кол.уч. Лист Недок. Подп. Дата

Продолжение таблицы 5.25

Обозначение и наименование фактора влияния	Доля группы факторов, p	Доля факторов в группе, q	Содержание исходной информации	Балльная оценка			
				Участок трассы МН, км		Примечание	
				146 км	151 км		
F ₂₂	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 ₃₁	Вероятность перемещений грунта или размыва подводного перехода	0,1	0,2	Сведения о фактах перемещений грунта или наличии размывов	10	10	Согласно данных инженерных изысканий
F ₃₂	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 ₃₃	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 ₃₄	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 ₄₁	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 ₄₂	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. №

Подпись и дата

Взам. инв. №

209413

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

78

Изм. Колуч. Лист Недок. Подп. Дата

Окончание таблицы 5.25

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 ₄₃	Возможность возникновения гидравлических ударов	0,1	0,15	Качественная оценка возможности возникновения гидравлических ударов	4	4	Средняя или низкая вероятность гидравлических ударов
F ₄₄	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 ₅₁	Категория участка по сложности производства работ	0,1	0,15	Сведения о сложности условий строительства освоения трассы МН	9	9	По ведомости раскладки труб
ИТОГО по участку							
Балльная оценка участка F _n					4,72	4,46	
Балльная оценка среднестатистического эксплуатируемого МН, V _{ср}					3		
Коэффициент влияния K _{вл,л}					1,57	1,48	
Среднестатистическая частота аварии λ×10 ⁵ , 1/(км×год)					3,75		

Удельные вероятности возникновения аварийных ситуаций для участка реконструкции приведены в таблице 5.26.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413
Изм.	
Коп.уч.	
Лист	
Недок.	
Подп.	
Дата	

Таблица 5.26 - Удельные вероятности возникновения аварийных ситуаций

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

На реконструируемом 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 "дерева 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 логических "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.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

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 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 5.1 приняты условные вероятности развития событий, представленные в таблице 5.27.

Таблица 5.27 – Условные вероятности развития событий

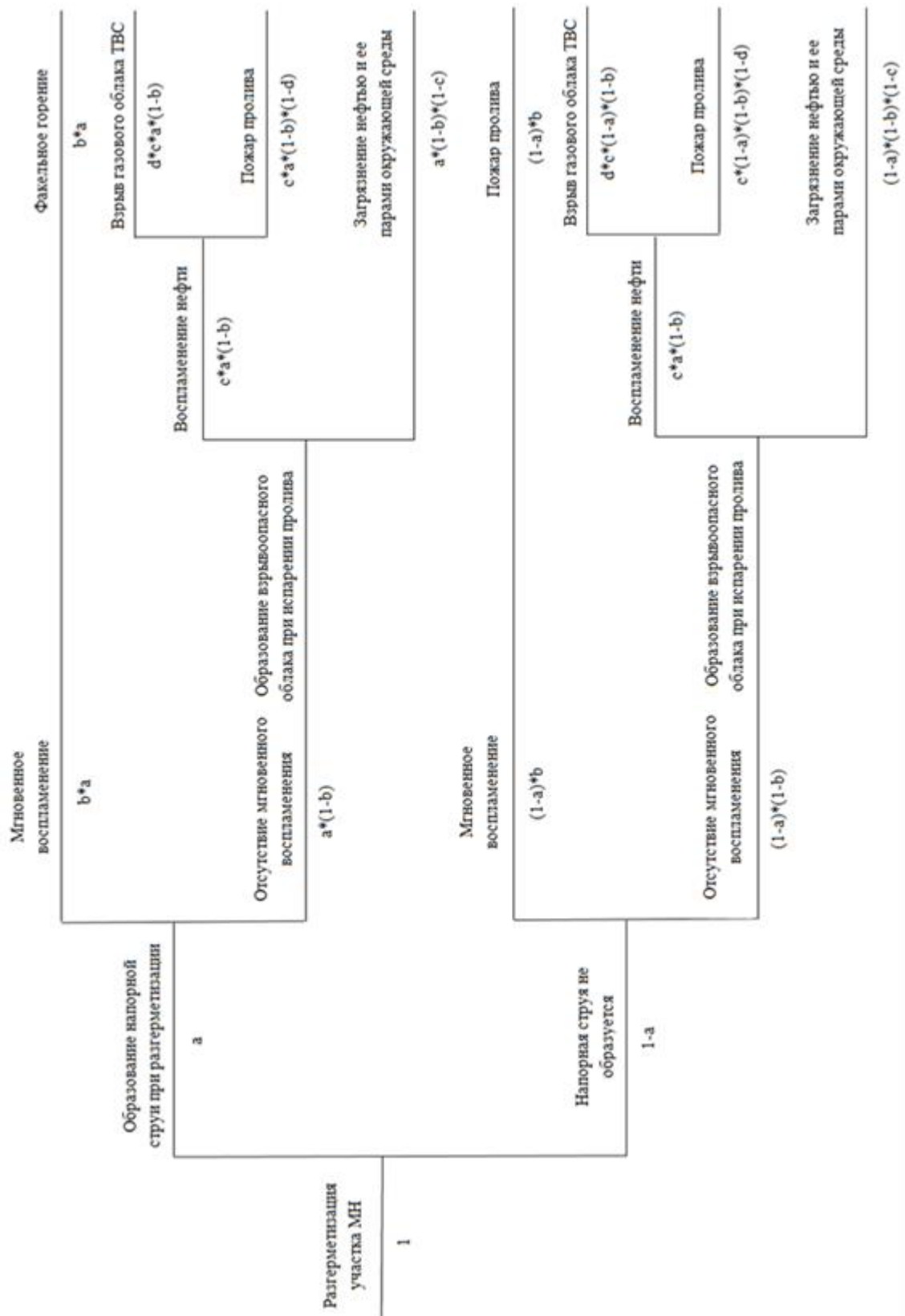
Тип дефектного отверстия	Буквенное обозначение условной вероятности			
	a	b	c	d
Наиболее вероятная авария (образование свища)	0	0,005	0,005	0,08
Наиболее опасная авария ("Гильотинный разрыв")	0	0,200	0,240	0,60

Взам.инв. №	209413	Взам.инв. №	Подпись и дата							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС						81
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					

Взам. инв. №	209413
Подпись и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Рисунок 5.1 - "Дерево событий" при возникновении аварийных ситуаций на линейной части МН



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 5.28.

Таблица 5.28 – Вероятности развития аварийных ситуаций по рассматриваемым сценариям на участках 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. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

Величину потенциального риска вдоль оси однониточного трубопровода $R_{пот}(x_0, r_0)$, год⁻¹, 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 и МНПП в точке с координатой x вдоль оси ОПО МН и МНПП, год⁻¹·км⁻¹;

$K_0(x)$ – 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" (принимается коэффициент уязвимости равным 0,5 при аварии на железной дороге, для остальных случаев коэффициент уязвимости равен 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 топливовоздушной проводилась после определения частот иницирующих событий с использованием метода анализа «дерева событий». Дерево событий приведено на рисунке 5.1.

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 5.28.

Взам.инв. №					
Подпись и дата					
Взам.инв. №	209413				
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

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 ΔP – 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 кВт/м²), м;

v – скорость движения человека, м/с (принята 5 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 "Методикой определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах".

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

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

Значения условной вероятности поражения человека избыточным давлением при наиболее опасной аварии приведены в таблице 5.29.

Значения условной вероятности поражения человека тепловым излучением при наиболее опасной аварии приведены в таблице 5.30.

Таблица 5.29 - Условная вероятность поражения человека избыточным давлением

Наименование показателя	Расстояние, м					
	25	50	70	100	170	200
ПК0-ПК3+36						
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
ПК3+36-ПК17+52						
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
146 км						
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
151 км						
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 5.30 - Условная вероятность поражения человека тепловым излучением

Наименование участка	Расстояние до без-опасной зоны, м	Эффективное время экспозиции, с	Значение про-бит-функции	Условная вероят-ность 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

Условную вероятность поражения человека избыточным давлением взрыва на участке пересечения категорированных автодорог и железных дорог 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 поражению не менее десяти человек.

Величина индивидуального риска R_i , год⁻¹, для i -го работника объекта при его нахождении на территории объекта определяется по формуле:

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

где $R(j)$ – величина потенциального риска в j -ой области территории, год⁻¹;

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

q_{ji} – вероятность присутствия i -го работника в j -ой области территории;

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.

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 $V_{уяз_j}$ 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. Бавтугай и с.Нижний Чирюрт не попадают в зоны действия поражающих факторов при

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

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 5.31.

Таблица 5.31 - Расчетные значения потенциального, индивидуального и коллективного рисков при реализации наиболее опасной аварии

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

Взам.инв. №

Подпись и дата

Взам.инв. №

209413

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

89

Изм. Колуч. Лист Недок. Подп. Дата

Окончание таблицы 5.31

Группа рискующих	Коэффициент присутствия	Потенциальный риск, год ⁻¹	Коллективный риск, чел./год	Индивидуальный риск, год ⁻¹
Участок 146 км				
Персонал ЛАЭС	0,05	2,51·10 ⁻⁷	4,08·10 ⁻⁷	1,25·10 ⁻⁸
Персонал сторонних организаций	0,05		4,08·10 ⁻⁷	1,25·10 ⁻⁸
Персонал ПГО СБ	0,08		2,04·10 ⁻⁷	2,01·10 ⁻⁸
Группа рискующих	Коэффициент присутствия	Потенциальный риск, год ⁻¹	Коллективный риск, чел./год	Индивидуальный риск, год ⁻¹
Работники строительномонтажной организации	0,035	2,51·10 ⁻⁷	4,08·10 ⁻⁶	8,78·10 ⁻⁹
Участок 151 км				
Персонал ЛАЭС	0,05	2,46·10 ⁻⁷	3,82·10 ⁻⁷	1,23·10 ⁻⁸
Персонал сторонних организаций	0,05		3,82·10 ⁻⁷	1,23·10 ⁻⁸
Персонал ПГО СБ	0,08		1,91·10 ⁻⁷	1,97·10 ⁻⁸
Работники строительномонтажной организации	0,035		3,82·10 ⁻⁷	8,61·10 ⁻⁹
Население с. Нижний Чирюрт (жилая застройка)	1	0,00	0,00	0,00

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»).

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

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 5.32.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

90

Таблица 5.32 - 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_{m1000} , 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

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 5.33.

Таблица 5.33 - Показатели риска аварий для имущества и окружающей среды

Наименование участка	Интенсивность аварий, км ⁻¹ ·год ⁻¹	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	$5,47 \cdot 10^{-5}$	0,055	63,20	2,42	2,46
ПК3+36-ПК17+52	$6,15 \cdot 10^{-5}$	0,061	89,49	3,63	3,48
146 км	$5,89 \cdot 10^{-5}$	0,059	26,76	1,26	1,04
151 км	$5,55 \cdot 10^{-5}$	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 5.34).

Таблица 5.34 - Степень опасности рассматриваемого участка

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

Взам.инв. №

Подпись и дата

Взам.инв. №

209413

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

91

Изм. Колуч. Лист Недок. Подп. Дата

В соответствии с типовыми критериями оценки степени риска (таблица 5.32) 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 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.

5.6.4 Оценка ущерба от аварии

5.6.4.1 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 проектируемом 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:

$$\Pi_a = \Pi_{п.п.} + \Pi_{л.а.} + \Pi_{сэ} + \Pi_{н.в.} + \Pi_{экол} + \Pi_{в.т.р.}$$

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

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

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 $P_{л.а}$, 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

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

«Черномортранснефть» обслуживающего персонала, потери от выбытия трудовых ресурсов можно принять равным нулю.

5.6.4.2 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 Уз, 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:

$$U_{\text{з}} = U_{\text{зем}} + U_{\text{атм}} + U_{\text{вод}}$$

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

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

$U_{\text{вод}}$ - 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, нефтепродуктами $U_{\text{зем}}$, млн. руб., определяется в соответствии с [31] по формуле:

$$U_{\text{зем}} = \text{СХВ} \cdot S \cdot K_{\text{г}} \cdot K_{\text{исх}} \cdot T_{\text{x}},$$

где СХВ – степень химического загрязнения, СХВ = 6;

S – площадь загрязненного участка, м²;

$K_{\text{г}}$ – 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_{x} – такса для исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту окружающей среды, при химическом загрязнении почв, руб./м², $T_{\text{x}} = 700$ руб./м² (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.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

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 «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 ₂)	- 0,0278 т;
- Синильная кислота	- 0,001 т;
- Формальдегид	- 0,001 т;
- Органические кислоты (в пересчете на CH ₃ 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 5.35.

Результаты расчета экономического ущерба при возникновении наиболее опасной и наиболее вероятной аварии приведены в таблице 5.36.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Таблица 5.35 - Результаты расчета экологического ущерба

Сценарий аварийной ситуации	Размер ущерба, млн.руб			
	Загрязнение атмосферного воздуха	Загрязнение почвы	Загрязнение водного объекта	Итого
ПК0-ПК3+36				
Дефектное отверстие "свищ"				
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
Дефектное отверстие "малая трещина"				
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
Дефектное отверстие "средняя трещина"				
C3.1	0,032	36,725	-	36,757
C3.2	0,032	36,725	-	36,757
C3.3	0,032	36,725	-	36,757
C3.4	0,002	36,725	-	36,727
Гильотинный разрыв				
C4.1	0,038	44,688	-	44,726
C4.2	0,038	44,688	-	44,726
C4.3	0,038	44,688	-	44,726
C4.4	0,003	44,688	-	44,691
ПК3+36-ПК17+52				
Дефектное отверстие "свищ"				
C1.1	0,0008	1,008	-	1,009
C1.2	0,0008	1,008	-	1,009
C1.3	0,0008	1,008	-	1,009
C1.4	0,00006	1,008	-	1,008
Дефектное отверстие "малая трещина"				
C2.1	0,018	20,765	-	20,783
C2.2	0,018	20,765	-	20,783
C2.3	0,018	20,765	-	20,783
C2.4	0,001	20,765	-	20,766
Дефектное отверстие "средняя трещина"				
C3.1	0,043	49,795	-	49,838
C3.2	0,043	49,795	-	49,838
C3.3	0,043	49,795	-	49,838
C3.4	0,003	49,795	-	49,798
Гильотинный разрыв				
C4.1	0,049	57,053	-	57,102
C4.2	0,049	57,053	-	57,102
C4.3	0,049	57,053	-	57,102
C4.4	0,003	57,053	-	57,056
Участок 146 км				
Дефектное отверстие "свищ"				
C1.1	0,0004	0,437	-	0,437
C1.2	0,0004	0,437	-	0,437
C1.3	0,0004	0,437	-	0,437
C1.4	0,00002	0,437	-	0,437

Взам. инв. №

Подпись и дата

Взам. инв. №

209413

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

96

Изм. Колуч. Лист Недок. Подп. Дата

Окончание таблицы 5.35

Сценарий аварийной ситуации	Размер ущерба, млн.руб			
	Загрязнение атмосферного воздуха	Загрязнение почвы	Загрязнение водного объекта	Итого
Дефектное отверстие "малая трещина"				
C2.1	0,001	1,546	-	1,547
C2.2	0,001	1,546	-	1,547
C2.3	0,001	1,546	-	1,547
C2.4	0,0001	1,546	-	1,546
Дефектное отверстие "средняя трещина"				
C3.1	0,008	9,374	-	9,382
C3.2	0,008	9,374	-	9,382
C3.3	0,008	9,374	-	9,382
C3.4	0,0005	9,374	-	9,374
Гильотинный разрыв				
C4.1	0,015	17,640	-	17,655
C4.2	0,015	17,640	-	17,655
C4.3	0,015	17,640	-	17,655
C4.4	0,001	17,640	-	17,641
Участок 151 км				
Дефектное отверстие "свиц"				
C1.1	0,0005	0,538	-	0,538
C1.2	0,0005	0,538	-	0,538
C1.3	0,0005	0,538	-	0,538
C1.4	0,00003	0,538	-	0,538
Дефектное отверстие "малая трещина"				
C2.1	0,002	2,453	-	2,455
C2.2	0,002	2,453	-	2,455
C2.3	0,002	2,453	-	2,455
C2.4	0,0001	2,453	-	2,453
Дефектное отверстие "средняя трещина"				
C3.1	0,013	14,784	-	14,797
C3.2	0,013	14,784	-	14,797
C3.3	0,013	14,784	-	14,797
C3.4	0,001	14,784	-	14,797
Гильотинный разрыв				
C4.1	0,025	29,098	-	29,123
C4.2	0,025	29,098	-	29,123
C4.3	0,025	29,098	-	29,123
C4.4	0,002	29,098	-	29,100

Таблица 5.36 - Результаты расчета экономического ущерба

Сценарий аварийной ситуации	Размер ущерба, млн.руб				
	Прямой ущерб	Расходы на ликвидацию (локализацию аварии)	Социально-экономические потери	Косвенный ущерб	Итого
ПК0+ПК3+36					
Дефектное отверстие "свиц"					
C1.1	0,676	0,068	0	-	0,744
C1.2	0,676	0,068	0	-	0,744
C1.3	0,676	0,068	0	-	0,744
C1.4	0,676	0,068	0	-	0,744

Взам.инв. №

Подпись и дата

Взам.инв. №

209413

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

97

Изм. Колуч. Лист Недок. Подп. Дата

Продолжение таблицы 5.36

Сценарий аварийной ситуации	Размер ущерба, млн.руб				
	Прямой ущерб	Расходы на ликвидацию (локализацию аварии)	Социально-экономические потери	Косвенный ущерб	Итого
Дефектное отверстие "малая трещина"					
C2.1	13,577	1,358	0	-	14,935
C2.2	13,577	1,358	0	-	14,935
C2.3	13,577	1,358	0	-	14,935
C2.4	13,577	1,358	0	-	14,935
Дефектное отверстие "средняя трещина"					
C3.1	25,497	2,550	8,0	-	36,047
C3.2	25,497	2,550	6,0	-	34,047
C3.3	25,497	2,550	0	-	28,047
C3.4	25,497	2,550	0	-	28,047
Гильотинный разрыв					
C4.1	31,026	3,103	10,0	-	44,129
C4.2	31,026	3,103	8,0	-	42,129
C4.3	31,026	3,103	0	-	34,129
C4.4	31,026	3,103	0	-	34,129
ПКЗ+36-ПК17+52					
Дефектное отверстие "свищ"					
C1.1	0,699	0,070	0	-	0,769
C1.2	0,699	0,070	0	-	0,769
C1.3	0,699	0,070	0	-	0,769
C1.4	0,699	0,070	0	-	0,769
Дефектное отверстие "малая трещина"					
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
Дефектное отверстие "средняя трещина"					
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
Гильотинный разрыв					
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
Участок 146 км					
Дефектное отверстие "свищ"					
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
Дефектное отверстие "малая трещина"					
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
Дефектное отверстие "средняя трещина"					
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

Взам. инв. №

Подпись и дата

Взам. инв. №

209413

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

98

Изм. Колуч. Лист Недок. Подп. Дата

Окончание таблицы 5.36

Сценарий аварийной ситуации	Размер ущерба, млн.руб				
	Прямой ущерб	Расходы на ликвидацию (локализацию аварии)	Социально-экономические потери	Косвенный ущерб	Итого
Гильотинный разрыв					
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
– Участок 151 км					
Дефектное отверстие "свищ"					
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
Дефектное отверстие "малая трещина"					
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
Дефектное отверстие "средняя трещина"					
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
C3.4	10,264	1,026	0	-	11,290
Гильотинный разрыв					
C4.1	20,202	2,020	8,0	-	30,222
C4.2	20,202	2,020	6,0	-	28,222
C4.3	20,202	2,020	0	-	22,222
C4.4	20,202	2,020	0	-	22,222

5.7 Мероприятия, направленные на уменьшения риска чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте

5.7.1 Для снижения вероятности разгерметизации трубопровода, а также предотвращения аварийных выбросов нефти на проектируемом участке МН проектом предусмотрены следующие технические решения:

- подземная прокладка трубопровода;
- применение труб высокого качества. На заводе изготовителе выполняется ультразвуковой контроль сварных швов после гидроиспытаний труб, ультразвуковой контроль качества основного металла концов труб, гидравлическое испытание каждой трубы;
- контроль монтажных сварных соединений методами ВИК, УЗГ, РГ;
- контроль сварных соединений на участке реконструкции выполняется в объеме:
- 100 % визуально – измерительным методом;

Взам.инв. №

Подпись и дата

Взам.инв. №

209413

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

99

Изм. Кол.уч. Лист Недок. Подп. Дата

5.7.6 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.

5.7.7 На трассе МН «Грозный-Баку, 148,98-148,01 км» автоматизированными системами осуществляется оперативный контроль режима перекачки с целью установления случаев разгерметизации стенок трубопровода и запорно – регулирующей арматуры, а также периодический осмотр трассы МН.

5.7.8 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.

5.7.9 В местах прохода нефтепровода по косогору устраиваются полки для прокладки трубы.

Полки предусматриваются за счет срезки и подсыпки грунта.

Для обеспечения беспрепятственного стока поверхностных вод с полки нефтепровода предусмотрены следующие мероприятия:

- продольный и поперечный профили полки выполняются из условия исключения возможности концентрации и скопления объема поверхностного стока и обеспечения незамедлительного отвода воды за ее пределы;
- у подошвы откоса выемки полок предусмотрено устройство водоотводных канав;
- устройство водоперепусков с полок для разгрузки водоотводных канав;
- места выпуска воды из водоотводных канав на рельеф укрепляются каменной наброской.

5.7.10 Патрулирование трассы магистрального нефтепровода с целью контроля состояния охранной зоны и прилегающей территории, а также выявления факторов,

Взам.инв. №	209413	Подпись и дата	Взам.инв. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС						
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					

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

5.7.11 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.

5.7.12 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 соответствие с ОТТ-23.040.00-КТН-199-12.

Взам.инв. №	Взам.инв. №	209413	Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС	Лист
										102

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.

5.7.13 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;
- 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.

Взам.инв. №	Подпись и дата	Взам.инв. №							Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС	Лист
Взам.инв. №	209413									103
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					

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

5.9.1 На объекте реконструкции отсутствуют рабочие места с постоянным пребыванием обслуживающего персонала и персонал появляется только в период патрулирования трассы и осмотров, а также при проведении аварийно – восстановительных и других работ.

В связи с этим, специальных мероприятий по защите персонала и территории объекта реконструкции от ЧС, вызванных авариями за его пределами, не предусмотрено.

5.9.2 Для защиты от выбросов углеводородных газов и АХОВ предусмотрено оснащение линейно-аварийного эксплуатационного персонала НПС «Сулак» фильтрующими противогазами ГП – 7 в комплекте с коробками марки А и В.

Работающий персонал, осуществляющий проведение СМР на проектируемом объекте, на время проведения работ также должен быть оснащен необходимыми СИЗОД.

5.9.3 Защита нефтепровода от ударной волны взрыва и теплового излучения при пожаре осуществляется подземной прокладкой и применением оборудования во взрывозащищенном исполнении.

5.10 Предусмотренные проектной документацией мероприятия по инженерной защите проектируемого объекта от чрезвычайных ситуаций природного характера, вызванных опасными природными процессами и явлениями, разработанные в соответствии с требованиями СП 115.13330.2016, СП 131.13330.2012, СП104.13330.2016, СП 116.13330.2012, СП 14.13330.2014, СП 21.13330.2012

5.10.1 Проектом предусмотрены следующие мероприятия, обеспечивающие надежность и устойчивость проектируемого трубопровода:

- подземная прокладка трубопровода;
- применение труб высокого качества. На заводе изготовителе выполняются ультразвуковой контроль сварных швов после гидроиспытания труб, ультразвуковой контроль качества основного металла концов труб, гидравлическое испытание каждой трубы;
- контроль монтажных сварных соединений методами ВИК, УЗК, РГ.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413
Изм.	2
Коп.уч.	-
Лист	Зам.
Недок.	3513-19
Подп.	24.09.19
Дата	
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС	
Лист	
105	

5.10.2 Согласно требований п.12.4.7 СП36.13330.2012 и п.6.14.31 РД-24.040.00-КТН-062-14 на обводненных участках трассы предусмотрена балластировка грунтом обратной засыпки. При балластировки грунтом обратной засыпки на обводненных участках трассы, труба должна быть уложена на проектные отметки перед началом засыпки. В траншее должна отсутствовать вода (водоотлив) или положение трубы обеспечено инвентарными пригрузами либо наполнением полости трубы водой.

5.10.3 Защита проектируемого участка трубопровода от почвенной коррозии предусматривается:

пассивная - антикоррозионным покрытием наружной поверхности труб и соединительных деталей;

активная - применением электрохимических средств защиты (ЭХЗ).

5.10.4 В соответствии с требованиями СП 36.13330.2012, СП 86.13330.2014 при прокладке трубопровода по направлению уклона местности свыше 20% предусмотрено устройство противозерозионных экранов или перемычек из естественного глинистого грунта.

5.10.5 С учетом требований СП 36.13330.2012, сейсмостойкость проектируемых участков нефтепровода и оборудования обеспечиваться:

- применением рациональных конструктивных решений с компенсационными участками в части применения заводских плановых и вертикальных углов поворота при трассирование нефтепровода;

- дополнительным запасом прочности, принятым при расчете прочности и устойчивости трубопроводов;

- применением антисейсмических мероприятий.

5.10.5 На участках с оползневыми процессами должны разработаны противооползневые мероприятия (срезка оползней, подпорные стенки);

5.10.6 На участках, подверженных эрозии, крутых склонов, промоин, оврагов предусмотрены мероприятия по закреплению склонов и откосов, устройство водопропускных труб, сооружение глиняных перемычек. По окончании строительства при необходимости участки восстанавливаются таким образом, чтобы их планировка была близка к исходной;

5.10.7. В местах подпоров болотных вод предусмотрено оборудование водопропускных сооружений, позволяющих сбрасывать накапливаемую воду.

5.10.8. При возникновении чрезвычайной ситуации на соседних объектах (трубопроводы, Чиркейская ГЭС) работа МН «Грозный-Баку» прекращается. Перекачка топлива по МН «Грозный-Баку» возобновляется после ликвидации последствий ЧС на соседнем объекте.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

						Г.7.0000.18044-КТН/ГТП-500.000-ГОЧС		Лист
2	-	Зам.	3513-19		24.09.19			106
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата			

5.10.9 На участках работ, подверженных эрозии (ветровой и водной) вводятся ограничения по перемещению дорожно-строительной техники вне временного землеотвода.

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

5.11.1 Для ликвидации последствий аварий, которые могут возникнуть на линейной части МН, создан и постоянно поддерживается резерв материально – технических ресурсов (аварийный запас труб, запорно – регулирующей арматуры и изоляционных материалов). Хранение аварийного запаса организовано на территории НПС «Сулак».

5.11.2 Согласно постановлению Правительства России от 10.11.96 г., № 1340 в ТРУМН создан резерв материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (продовольствие, медицинское имущество, медикаменты, оборудование, транспортные средства, средства связи, строительные материалы изделия, топливо, средства индивидуальной защиты).

Кроме этого, АО "Черномортранснефть" на расчетных счетах имеет неснижаемый остаток свободных денежных средств для локализации и ликвидации последствий возможных аварий.

Для аварийно – восстановительных пунктов АО "Черномортранснефть" разработан "Перечень неснижаемого запаса материалов и инструмента". Запасы материалов, инструмента, инвентаря, приспособлений и прочих средств должны пополняться до нормы после каждого аварийно – восстановительного ремонта.

5.11.3 Ущерб, нанесенный жизни, здоровью или имуществу третьих лиц или окружающей среде в результате аварии, произошедшей на опасных производственных объектах АО «Черномортранснефть» будет возмещаться за счет выплат страховой компании. Для этого АО «Черномортранснефть» ежегодно пролонгирует договор страхования гражданской ответственности с АО "СОГАЗ".

5.11.4 В целях локализации и ликвидации чрезвычайных ситуаций в АО "Черномортранснефть" создано нештатное аварийное – спасательное формирование, свидетельство серия 16/2-1 № 08981 от 28.10.2016 г., аттестованные в ОАК ТЭК 16/2-1 (приложение В).

Взам.инв. №	209413	Взам.инв. №	Подпись и дата							Лист
2	-	Зам.	3513-19	24.09.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС				107	
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					

Паспорт аварийно-спасательного формирования и перечень технического оснащения НАСФ АО "Черномортранснефть" приведены в приложении В.

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

В связи с тем, что выброс нефти в случае аварии грозит тяжелыми материальными потерями, а в некоторых случаях может привести к человеческим жертвам, в ТРУМН АО «Черномортранснефть» создана и поддерживается в готовности система оповещения в случае возникновения чрезвычайной ситуации. Порядок передачи информации определяется постановлением Правительства РФ от 24.03.1997 г. № 334 "О порядке сбора и обмена в РФ информацией в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера".

Для оповещения руководства, персонала НПС «Сулак», ТРУМН, АО «Черномортранснефть» и вышестоящих организаций об аварии и ЧС используются следующие виды связи:

- диспетчерская связь;
- радиосвязь;
- ведомственная телефонная связь;
- телефонная связь общего назначения;
- мобильная связь.

Для оповещения персонала НПС «Сулак» при возникновении аварии или ЧС используется звуковая сирена и средства пожарной сигнализации, установленные на НПС.

Связь с аварийными бригадами осуществляются с помощью мобильных и стационарных радиостанций.

Для оповещения территориальных контролирующих органов, ведомственных правоохранительных, природоохранных служб, а также администраций близлежащих населенных пунктов используются следующие средства оповещения:

- телефонная связь;
- радиосвязь;
- мобильная связь.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС	Лист
							108

Для оповещения населения в случае ЧС используются:

- местные каналы телевидения;
- специальные автомобили с громкоговорящей связью;
- сирены;
- посыльные.

Для обеспечения оперативности принимаемых мер по ликвидации аварийной ситуации установлен порядок оповещения о чрезвычайных ситуациях независимо от источника поступления сообщения об аварии или ЧС природного или техногенного характера.

Первый заметивший аварию на проектируемом участке нефтепровода по доступному средству связи сообщает оператору НПС «Сулак» или другому ответственному лицу о местонахождении, характере, масштабе и времени обнаружения аварии. К проверке принимается вся информация о выходе нефти, независимо от источника поступления.

Информация об аварийной ситуации поступает дежурному оператору НПС «Сулак». Дежурный оператор, получив информацию об аварии, обязан в первую очередь проинформировать о случившемся:

- начальника НПС «Сулак»;
- дежурного диспетчера ТРУМН.

Диспетчер ТРУМН оповещает диспетчера АО «Черномортранснефть» и руководство ТРУМН.

Начальник НПС «Сулак», на участке которого произошла авария, после получения сообщения об аварии, обязан принять на себя руководство по ликвидации аварии до прибытия на место аварии руководителя работ от ТРУМН или ответственного руководителя по ликвидации аварии, назначенного приказом по АО «Черномортранснефть».

Информация о ходе работ по ЛЧС(Н) передается дежурному диспетчеру ТРУМН.

Взам.инв. №	209413	Взам.инв. №	Подпись и дата							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС						
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					

После обнаружения аварии или аварийной утечки нефти на проектируемом участке МН "Грозный-Баку, 148,98-148,01 км" АО «Черномортранснефть» обязано уведомить об аварии ПАО «Транснефть» по форме, указанной в «Регламенте представления срочных донесений об авариях и отказах на магистральных нефтепроводах, НПС и РП и их учете».

Схема оповещения НПС «Сулак» при угрозе и возникновении аварии приведена на рисунке 5.2.

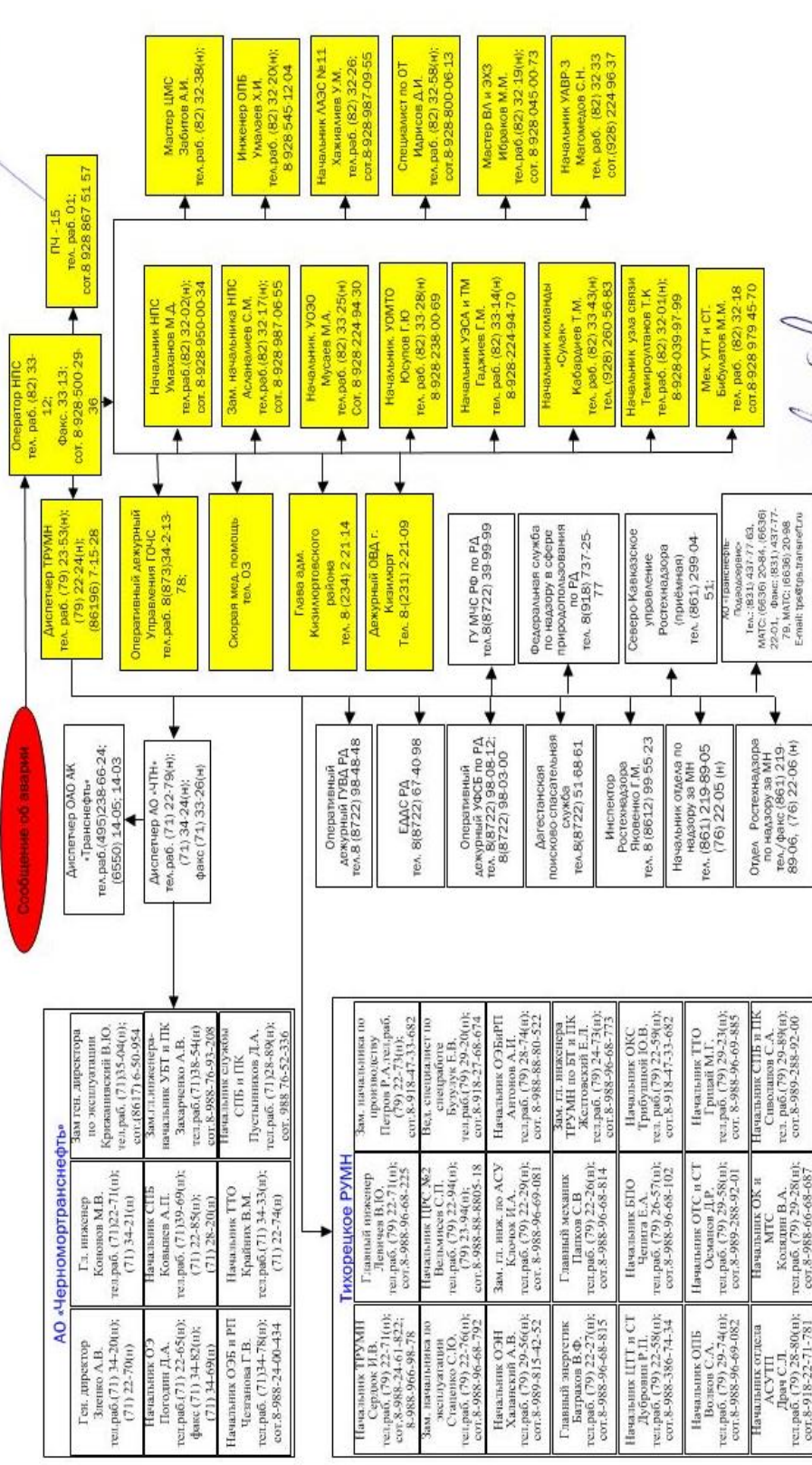
Взам. инв. №		Подпись и дата		Взам. инв. №	209413										Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС	Лист
						Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					

Взам.инв. №	Взам.инв. №
209413	



АО «Черномортранснефть»
 Схема оповещения должностных лиц НПС «Сулак», организаций и органов власти при угрозе и возникновении производственных аварий, катастроф и чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

Утверждаю
 Начальник управления
 И.В. Сердюк
 «25» августа 2016г.



Зам. Г.А. инженера ТРУМН по БТ и ПК

Е.А. Желтовский

(Handwritten signature)

Рисунок 5.2– Схема оповещения об авариях на объектах НПС «Сулак»

5.14.2 В случае возникновения или прогнозирования ЧС природного или техногенного характера в районе расположения проектируемого участка МН персонал, находящийся в этот период на этом участке, должен быть эвакуирован из зоны ЧС в безопасные места (за пределы ЧС). Решение об эвакуации должно принимать старшее должностное лицо из персонала, находящегося в это время в зоне ЧС. О своем решении и результатах проводимой эвакуации старшее должностное лицо докладывает оператору НПС «Сулак».

5.14.3 Передвижение вдоль трассы МН осуществляется по существующей вдольтрассовой грунтовой дороге служащей для обеспечения перемещения персонала УАВР, ЛАЭС и ПГО. Данная дорога одновременно является и пожарным проездом. Она обеспечивает подъезд автотранспортных средств и пожарных машин к участку реконструкции.

Подъезд автотранспорта с периодичностью от 3 до 5 раз в год к проектируемому участку осуществляется в соответствии с существующими схемами транспортных коммуникаций.

Существующие грунтовые дороги имеют ширину не более 3,5 м, что позволяет обеспечить проезд автотранспорта к сооружениям трубопровода.

Строительство новых подъездов данным проектом не предусмотрено.

Маршруты ввода и передвижения сил и средств ликвидации аварий показаны на ситуационном плане в приложении Г.

5.15 Мероприятия по противодействию терроризму

Система охраны линейной части МН представлена следующими техническими решениями:

- 1) для устанавливаемой по трассе запорной арматуры предусмотрено сетчатое ограждение по железобетонным столбам;
- 2) для обозначения трассы МН на местности предусмотрена установка опознавательных и предупредительных знаков;
- 3) для наблюдения за переходами МН через крупные реки предусмотрены наблюдательные пункты с постоянно проживающим в них персоналом;
- 4) в целях обеспечения безопасности охраны техническими средствами устанавливаемых на трассе нефтепродуктопровода пунктов контроля и управления с каждого линейного узла передаются следующие сигналы:
 - управление линейной задвижкой (открыть, закрыть);

Взам.инв. №	209413	Взам.инв. №	Подпись и дата							Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС	Лист 113
				Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата		

- освещение (включить, отключить);
- положение магнитного пускателя (включен);
- сигнализация несанкционированного доступа;
- измерения давления в трубопроводе, потенциала «труба-земля», силы тока и напряжения СКЗ.

Трасса МН патрулируется персоналом ЛАЭС с целью осмотра состояния охранной зоны и прилегающей к ней территории, выявления факторов, которые могут создавать угрозу безопасности и надежности эксплуатации нефтепродуктопровода.

При этом периодичность осмотра трассы осуществляется:

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

Взам.инв. №	Взам.инв. №							Лист
Подпись и дата								114
Взам.инв. №	209413							Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата			

6 СПИСОК УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР - автоматическое включение резерва
 АРМ - автоматическое рабочее место
 АСУ ТП – автоматическая система управления технологическим процессом
 АСДНР - аварийно-спасательные и другие неотложные работы
 АХОВ – аварийно химически опасные вещества
 ВИК - визуально-измерительный контроль
 ВЛ - высоковольтная линия
 ГДЦ - главный диспетчерский центр
 ЕДДС - единая дежурно-диспетчерская служба
 ЛАЭС - линейная аварийно-эксплуатационная служба
 МГ – магистральный газопровод
 МДП - местный диспетчерский пункт
 МН - магистральный нефтепровод
 МНА - магистральный насосный агрегат
 НАСФ - нештатное аварийно-спасательное формирование
 НПС – нефтеперекачивающая станция
 КИП и А – контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации
 ПАСФ – профессиональное аварийно-спасательное формирование
 ПГО – подвижная группа охраны
 ПРХН - пост радиационно-химического наблюдения
 ПУ - пункт управления
 РДП – районный диспетчерский пункт
 РУМН – районное управление магистральных нефтепроводов
 СИЗОД - средства индивидуальной защиты органов дыхания
 СМР - строительно-монтажные работы
 УАВР – участок аварийно-восстановительных работ
 УЗК - ультра-звуковой контроль
 ЭХЗ - электрохимзащита

Взам.инв. №	Взам.инв. №						
Подпись и дата	Подпись и дата						
Взам.инв. №	209413						
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС	
						Лист	115

7 ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

- 1 Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
- 2 Федеральный Закон от 21.12.1994 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (с изм. от 19.05.20212 г.)»
- 3 Федеральный закон от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
- 4 Федеральный закон от 30.12.2009 г. №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»
- 5 Постановление Правительства РФ от 10.11.1996 г. № 1340 «О порядке создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»
- 6 Постановление Правительства РФ от 24.03.1997 г. № 334 «О порядке сбора и обмена в Российской Федерации информацией в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»
- 7 Постановление Правительства РФ от 21.08.2000 г. № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (ред. от 15.04.2002г.)»
- 8 Постановление Правительства РФ от 30.12.2003 г. № 794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации аварийных ситуаций (с изм. от 16.07.2009)»
- 9 [Постановление Правительства Российской Федерации от 16.08.2016 № 804 «Об утверждении Правил отнесения организаций к категориям по гражданской обороне в зависимости от роли в экономике государства или влияния на безопасность населения»](#)
ГОСТ Р 55201-2012 «Порядок разработки перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при проектировании объектов капитального строительства»
- 10 ГОСТ Р 12.3.047-2012 «ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»
- 11 ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
- 12 ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
- 13 ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»

Взам.инв. №					
Подпись и дата					
Взам.инв. №	209413				
2	-	Зам.	3513-19	24.09.19	
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС					Лист
					116

- 14 ГОСТ 9.402-2004 «ЕСЗКС. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию»
- 15 СП 165.1325800.2014 «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны»
- 16 СП 264.1325800.2016; «Световая маскировка населенных пунктов и объектов народного хозяйства»
- 17 СП 115.13330.2016 «Геофизика опасных природных воздействий»
- 18 СП 131.13330.2012 «Строительная климатология»
- 19 СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий»
- 20 СП 16.13330.2011 «Стальные конструкции»
- 21 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. Главный государственный санитарный врач РФ»
- 22 Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливо-воздушных смесей».
- 23 РД 52.04.253-90 «Методика прогнозирования масштабов заражения сильнодействующими ядовитыми веществами при авариях (разрушениях) на химически опасных объектах и транспорте»
- 24 РД-03.100.30-КТН-069-15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое обслуживание и ремонт. Нормативы численности работников подразделений организаций системы "Транснефть", осуществляющих выполнение работ
- 25 РД-13.020.00-КТН-148-11 «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах»
- 26 РД-35.240.50-КТН-109-13 «Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов»
- 27 РД-23.040.00-КТН-088-14 «Правила антикоррозионной защиты надземных трубопроводов, конструкций и оборудования объектов магистральных нефтепроводов»
- 28 РД-91.020.00-КТН-021-11 «Нормы проектирования молниезащиты объектов магистральных нефтепроводов и коммуникаций организаций системы ОАО "АК "Транснефть"»

Взам.инв. №	209413	Подпись и дата	Взам.инв. №							Лист
2	-	Зам.	3513-19		24.09.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС			117	
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					

- 29 МДС 11-16.2002 «Методические рекомендации по составлению раздела «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций» проектов строительства предприятий, зданий и сооружений (на примере проектов строительства автозаправочных станций) МЧС РФ»
- 30 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»
- 31 Постановление Правительства Российской Федерации от 12.06.2003 № 344 «О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, размещение отходов производства и потребления».
- 32 Методика исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства (утверждена приказом Министерства природных ресурсов России от 13.04.2009 № 87).
- 33 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).
- 34 Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, утвержденная приказом МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404.
- 35 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).
- 36 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов".

Взам.инв. №	209413	Подпись и дата	Взам.инв. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС						
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					

ПРИЛОЖЕНИЕ А (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ) Исходные данные и требования ГУ МЧС

МЧС РОССИИ

ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ
МИНИСТЕРСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ПО ДЕЛАМ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ,
ЧРЕЗВЫЧАЙНЫМ СИТУАЦИЯМ И ЛИКВИДАЦИИ
ПОСЛЕДСТВИЙ СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ
ПО РЕСПУБЛИКЕ ДАГЕСТАН
(Главное управление МЧС России
по Республике Дагестан)

ул. М. Ярагского, 124-а. г. Махачкала, 367015
Телефон: 67-32-43 Факс 63-35-58

20.11 2015 г. № 3-2/7859

Акционерное общество
«Черноморские магистральные нефтепрово-
ды»

352125, РФ, Краснодарский край,
г. Тихорецк, ул. Октябрьская, 93

На № 45/04/26-19 от 30.10.2015

Исходные данные по разделу ПМ ГО ЧС

В соответствии с запросом сообщаем исходные данные, подлежащие учету при разработке мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в составе проектной документации «МН «Грозный - Баку». Участок км 201-144. Замена трубы км 148,98-148,01. Ø700. ТРУМН. Реконструкция».

1. Краткая характеристика объекта.

Место расположения объекта реконструкции Кизилюртовский район, п. Бантугай. Магистральный нефтепровод «Грозный-Баку», участок км 148,98-148,01 Ø 700мм. Перекачиваемая среда – нефть, прокладка нефтепровода подземный. Численность обслуживающего персонала – 5 чел., численность НРС в военное время – нет, работа в военное время прекращается.

2. Исходные данные о состоянии потенциальной опасности объекта.

Объект реконструкции относится к потенциально опасным объектам.

3. Исходные данные о потенциальной опасности территории, на которой намечается бурение скважины.

Сейсмичность территории – 9 баллов.

Зона возможного затопления от Чиркейской ГЭС.

4. Исходные данные для разработки мероприятий по гражданской обороне.

4.1. Объект МН не относится к категории объектов по ГО.

4.2. Ближайший категоризованный город Хасавюрт – III группа по ГО.

4.3. Объект находится в пределах (СП 165.1325800.2014 табл. А.1(СНиП 2.01.51-90):

- в границах зон возможных сильных разрушений;
- зоны светомаскировки.

4.4. В военное время объект не функционирует.

4.5. Привести сведения об огнестойкости.

4.6. Обосновать введения режимов радиационной защиты на территории объекта.

4.7. Обосновать решения по обеспечению безаварийной остановки технологических процессов при угрозе воздействия или воздействии по проектируемому объекту поражающих факторов современных средств поражения.

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

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

119

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

- 4.9. Мероприятия по мониторингу состояния радиационной и химической обстановки на территории проектируемого объекта
- 4.10. Защитные сооружения в данном разделе не предусматривать.
- 4.11. Решения по созданию и содержанию запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств, обеспечению персонала проектируемого объекта средствами индивидуальной защиты.
- 4.12. Мероприятия по обеспечению эвакуации персонала и материальных ценностей в безопасные районы.
- 4.13. Предусмотреть объектовую систему оповещения, управления и связи ГО объекта (Приказ МЧС России, Госкомсвязи России и ВГТРК от 17.12.98 №701/212-813).

5. Перечень мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера должен включать в себя следующие сведения и мероприятия, разработанные с учетом требований ГОСТ Р 22.3.03:

5.1. Перечень и характеристики производств (технологического оборудования) проектируемого объекта, аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации техногенного характера как на территории объекта, так и за его пределами.

5.2. Возможными источниками ЧС природного характера в районе строительства могут быть:

- землетрясение интенсивностью 9 баллов;
- опасные природные гидрометеорологические явления, а именно:
- сильный ветер - скорость ветра при порывах 30 м/с и более;
- крупный град - диаметр градин 20 мм и более;
- сильный снегопад - количество осадков 20 мм и более за 12 часов и менее;
- сильная метель - выпадение снега в сочетании с сильным ветром (скорость более 15 м/с) в течение суток и более;

- сильный гололед – отложение льда на проводах диаметром 20 мм и более;

- сильный дождь - количество осадков 50 мм и более за 12 часов и менее;

5.3. Результаты определения (расчета) границ и характеристик зон воздействия поражающих факторов аварий, опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к чрезвычайной ситуации техногенного или природного характера на проектируемом объекте.

5.4. Сведения о численности и размещении персонала объекта, которые могут оказаться в зоне возможных чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

5.5. Привести результаты анализа риска чрезвычайных ситуаций для объекта.

5.6. Предусмотреть мероприятия, направленные на уменьшение риска чрезвычайной ситуации на объекте.

5.7. Мероприятия по инженерной защите проектируемого объекта от чрезвычайных ситуаций природного характера, вызванных опасными природными процессами и явлениями ГОСТ Р 22.0.06.

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

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

6. Состав графической части раздела:

6.1. ситуационный план района строительства с указанием границ зон возможной опасности, предусмотренных СНиП 2.01.51 (17), в которых может оказаться проектируемый объект при ведении военных действий или вследствие этих действий

6.2. Схему планировочной организации (ситуационный план) земельного участка, предоставленного для размещения проектируемого объекта, с указанием границы проектной

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

застройки, характеристик зон воздействия поражающих факторов возможных аварий на проектируемом объекте, количества людей, попадающих в зоны поражения при наиболее опасных сценариях чрезвычайных ситуаций, а также с маршрутов эвакуации персонала, ввода и передвижения аварийно-спасательных сил на территории проектируемого объекта.

После утверждения в установленном порядке проекта строительства объекта один экземпляр раздела «ПМ ГОЧС» в электронном виде направить в ГУ МЧС России по Республике. Структуру раздела предусмотреть согласно п.6. ГОСТ Р 55201-2012.

Заместитель начальника ГУ (по ГПС)
полковник вн. службы



М.Б. Маммаев

Исп. Омаров Т.М.
Тел. 8 (8722) 55-15-88

Взам.инв. №	209413	Подпись и дата	Взам.инв. №							Лист
				Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС						
Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					

ПРИЛОЖЕНИЕ Б (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ) Свидетельство о допуске



Приложение
к приказу Федеральной службы
по экологическому, технологическому
и атомному надзору
от 05.07.2011 № 356
(Форма)

Саморегулируемая организация,
основанная на членстве лиц, осуществляющих подготовку проектной документации
(вид саморегулируемой организации)

Некоммерческое партнерство «Союз проектировщиков нефтегазовой отрасли»
(полное наименование саморегулируемой организации)

127254, Москва, ул. Добролюбова, д. 16, корп. 1, www.npsngp.ru, СРО-П-106-25122009
(адрес, электронный адрес в сети «Интернет», регистрационный номер в государственном реестре саморегулируемых организаций)

Москва
(место выдачи Свидетельства)

«14» декабря 2015 года
(дата выдачи Свидетельства)

СВИДЕТЕЛЬСТВО

**о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства
№ 0001-2015-7710022410-11**

Выдано члену саморегулируемой организации **Акционерному обществу**
«Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
(полное наименование юридического лица (фамилия, имя, отчество индивидуального предпринимателя),
ОГРН 1027700002660, ИНН 7710022410
ОГРН (ОГРНИП), ИНН,
119334, г. Москва, ул. Вавилова, д. 24, корп. 1
адрес местонахождения (место жительства), дата рождения индивидуального предпринимателя)

Основание выдачи Свидетельства **Решение Совета Некоммерческого партнерства**
«Союз проектировщиков нефтегазовой отрасли», протокол № 22 от «14» декабря 2015 года
(наименование органа управления саморегулируемой организацией, номер протокола, дата заседания)

Настоящим Свидетельством подтверждается допуск к работам, указанным в приложении к настоящему Свидетельству, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства.

Начало действия с «14» декабря 2015 г.
Свидетельство без приложения недействительно.
Свидетельство выдано без ограничения срока и территории его действия.
Свидетельство выдано взамен ранее выданного от 07.12.2012 № 0001-2012-7710022410-10
(дата выдачи, номер Свидетельства)

Заместитель председателя Совета **А.А. Григорьев**
Генеральный директор **В.С. Усенко**



НП «Союзнефтегазпроект» СРО.П-106-25122009 Тел.: (495) 798-61-61

Взам.инв. №	Взам.инв. №
	209413
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б



ПРИЛОЖЕНИЕ
к Свидетельству о допуске к определенному
виду или видам работ, которые оказывают
влияние на безопасность объектов
капитального строительства
от «14» декабря 2015 года
№ 0001-2015-7710022410-11

**Виды работ, которые оказывают влияние на безопасность
объектов капитального строительства, включая особо опасные и технически сложные
объекты капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии),**

и о допуске к которым член Некоммерческого партнерства
«Союз проектировщиков нефтегазовой отрасли»
(полное наименование саморегулируемой организации)

Акционерное общество «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
(полное наименование члена саморегулируемой организации)

имеет Свидетельство

№	Наименование вида работ
1	Работы по подготовке схемы планировочной организации земельного участка:
1.1	Работы по подготовке генерального плана земельного участка
1.2	Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта
1.3	Работы по подготовке схемы планировочной организации полосы отвода линейного сооружения
2	Работы по подготовке архитектурных решений
3	Работы по подготовке конструктивных решений
4	Работы по подготовке сведений о внутреннем инженерном оборудовании, внутренних сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий:
4.1	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения
4.2	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации
4.3	Работы по подготовке проектов внутренних систем электроснабжения
4.4	Работы по подготовке проектов внутренних слаботочных систем
4.5	Работы по подготовке проектов внутренних диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами
4.6	Работы по подготовке проектов внутренних систем газоснабжения

2

НП «Союз нефтегазпроект» СРО № 106-25122009 Тел. (495) 759-81-81

Взам. инв. №

Подпись и дата

Взам. инв. №

209413

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

123

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б



ПРОДОЛЖЕНИЕ

№ 0001-2015-7710022410-11

№	Наименование вида работ
5	Работы по подготовке сведений о наружных сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий:
5.1	Работы по подготовке проектов наружных сетей теплоснабжения и их сооружений
5.2	Работы по подготовке проектов наружных сетей водоснабжения и канализации и их сооружений
5.3	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения до 35 кВ включительно и их сооружений
5.4	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения не более 110 кВ включительно и их сооружений
5.5	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения 110 кВ и более и их сооружений
5.6	Работы по подготовке проектов наружных сетей слаботочных систем
5.7	Работы по подготовке проектов наружных сетей газоснабжения и их сооружений
6	Работы по подготовке технологических решений:
6.1	Работы по подготовке технологических решений жилых зданий и их комплексов
6.2	Работы по подготовке технологических решений общественных зданий и сооружений и их комплексов
6.3	Работы по подготовке технологических решений производственных зданий и сооружений и их комплексов
6.4	Работы по подготовке технологических решений объектов транспортного назначения и их комплексов
6.5	Работы по подготовке технологических решений гидротехнических сооружений и их комплексов
6.6	Работы по подготовке технологических решений объектов сельскохозяйственного назначения и их комплексов
6.7	Работы по подготовке технологических решений объектов специального назначения и их комплексов
6.8	Работы по подготовке технологических решений объектов нефтегазового назначения и их комплексов
6.9	Работы по подготовке технологических решений объектов сбора, обработки, хранения, переработки и утилизации отходов и их комплексов
6.12	Работы по подготовке технологических решений объектов очистных сооружений и их комплексов

3

ИП «Союзнефтегазпроект» СРО-И-106-2012/2009 Тел.: (495) 759-91-51

Взам. инв. №

Подпись и дата

Взам. инв. №

209413

Изм. Коп.ч. Лист Недок. Подп. Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

124

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б



ПРОДОЛЖЕНИЕ

№ 0001-2015-7710022410-11

№	Наименование вида работ
7	Работы по разработке специальных разделов проектной документации:
7.1	Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне
7.2	Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера
7.3	Разработка декларации по промышленной безопасности опасных производственных объектов
7.4	Разработка декларации безопасности гидротехнических сооружений
8	Работы по подготовке проектов организации строительства, сносу и демонтажу зданий и сооружений, продлению срока эксплуатации и консервации
9	Работы по подготовке проектов мероприятий по охране окружающей среды
10	Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности
11	Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению доступа маломобильных групп населения
12	Работы по обследованию строительных конструкций зданий и сооружений
13	Работы по организации подготовки проектной документации, привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком)

Акционерное общество «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
(полное наименование члена саморегулируемой организации)

вправе заключать договоры по осуществлению организации работ по подготовке
проектной документации для объектов капитального строительства, стоимость которых
по одному договору составляет 300 000 000 (триста миллионов) рублей и более.
(сумма цифрами и прописью в рублях Российской Федерации)

Виды работ, которые оказывают влияние на безопасность
объектов капитального строительства (кроме особо опасных и технически сложных
объектов, объектов использования атомной энергии),

и о допуске к которым член Некоммерческого партнерства
«Союз проектировщиков нефтегазовой отрасли»
(полное наименование саморегулируемой организации)

Акционерное общество «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
(полное наименование члена саморегулируемой организации)

4

ИП «Союзнефтегазпроект» СРО-П-108-2512-2009 Тел. (495) 759-81-01

Взам. инв. №

Подпись и дата

Взам. инв. №

209413

Изм. Колуч. Лист Недок. Подп. Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

125

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б



ПРОДОЛЖЕНИЕ

№ 0001-2015-7710022410-11

имеет Свидетельство

№	Наименование вида работ
1	Работы по подготовке схемы планировочной организации земельного участка:
1.1	Работы по подготовке генерального плана земельного участка
1.2	Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта
1.3	Работы по подготовке схемы планировочной организации полосы отвода линейного сооружения
2	Работы по подготовке архитектурных решений
3	Работы по подготовке конструктивных решений
4	Работы по подготовке сведений о внутреннем инженерном оборудовании, внутренних сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий:
4.1	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения
4.2	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации
4.5	Работы по подготовке проектов внутренних диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами
4.6	Работы по подготовке проектов внутренних систем газоснабжения
5	Работы по подготовке сведений о наружных сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий:
5.1	Работы по подготовке проектов наружных сетей теплоснабжения и их сооружений
5.2	Работы по подготовке проектов наружных сетей водоснабжения и канализации и их сооружений
5.3	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения до 35 кВ включительно и их сооружений
5.4	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения не более 110 кВ включительно и их сооружений
5.5	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения 110 кВ и более и их сооружений
5.6	Работы по подготовке проектов наружных сетей слаботочных систем
5.7	Работы по подготовке проектов наружных сетей газоснабжения и их сооружений

5

НП «Союзнефтегазпроект» ЕРОП-100-23122009 Тел.: (499) 799-61-61

Взам. инв. №

Подпись и дата

Взам. инв. №

209413

Изм. Копуч. Лист Недок. Подп. Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

126

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б



ПРОДОЛЖЕНИЕ

№ 0001-2015-7710022410-11

№	Наименование вида работ
6	Работы по подготовке технологических решений:
6.1	Работы по подготовке технологических решений жилых зданий и их комплексов
6.2	Работы по подготовке технологических решений общественных зданий и сооружений и их комплексов
6.3	Работы по подготовке технологических решений производственных зданий и сооружений и их комплексов
6.4	Работы по подготовке технологических решений объектов транспортного назначения и их комплексов
6.5	Работы по подготовке технологических решений гидротехнических сооружений и их комплексов
6.6	Работы по подготовке технологических решений объектов сельскохозяйственного назначения и их комплексов
6.7	Работы по подготовке технологических решений объектов специального назначения и их комплексов
6.8	Работы по подготовке технологических решений объектов нефтегазового назначения и их комплексов
6.9	Работы по подготовке технологических решений объектов сбора, обработки, хранения, переработки и утилизации отходов и их комплексов
6.12	Работы по подготовке технологических решений объектов очистных сооружений и их комплексов
7	Работы по разработке специальных разделов проектной документации:
7.1	Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне
7.2	Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера
7.3	Разработка декларации по промышленной безопасности опасных производственных объектов
7.4	Разработка декларации безопасности гидротехнических сооружений
9	Работы по подготовке проектов мероприятий по охране окружающей среды
10	Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности
11	Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению доступа маломобильных групп населения
12	Работы по обследованию строительных конструкций зданий и сооружений

6

ИП «Союзнефтегазпроект» СРО-ЛП-10-6-26122009 Тел: (499) 709-51-51

Взам. инв. №

Подпись и дата

Взам. инв. №

209413

Изм. Копуч. Лист Недок. Подп. Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

127

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б



ПРОДОЛЖЕНИЕ

№ 0001-2015-7710022410-11

№	Наименование вида работ
13	Работы по организации подготовки проектной документации, привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком)

Акционерное общество «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
(полное наименование члена саморегулируемой организации)

вправе заключать договоры по осуществлению организации работ по подготовке
 проектной документации для объектов капитального строительства, стоимость которых
 по одному договору составляет 300 000 000 (триста миллионов) рублей и более.
(сумма цифрами и прописью в рублях Российской Федерации)

Заместитель председателя Совета

А.А. Григорьев

Генеральный директор

В.С. Усенко



Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

Виды аварийно-спасательных работ:

Газоспасательные работы в части ведения:

- Разведка зоны чрезвычайной ситуации (состояние объекта, территории, маршрутов выдвижения сил и средств, определение границ зоны чрезвычайной ситуации).
- Ввод сил и средств аварийно-спасательных служб, аварийно-спасательных формирований в зону чрезвычайной ситуации.
- Оказание первой помощи пострадавшим.
- Эвакуация пострадавших и материальных ценностей из зоны чрезвычайной ситуации.
- Организация управления и связи в зоне чрезвычайной ситуации.
- Работы по инженерной и организационной подготовке участков спасательных работ и рабочих мест в зоне чрезвычайной ситуации (расчетка площадок, установка на площадках техники, ограждений и предупредительных знаков, освещение рабочих мест).
- Ликвидация (локализация) чрезвычайных ситуаций, связанных с разгерметизацией систем, оборудования, выбросами в окружающую среду взрывоопасных и аварийно химически опасных веществ, в т.ч. на транспортных средствах.
- Ликвидация (локализация) на внутренних водах (за исключением внутренних морских вод) разливов нефти и нефтепродуктов.
- Ликвидация (локализация) на суше разливов нефти и нефтепродуктов.

Взам.инв. №	
Подпись и дата	
Взам.инв. №	209413

Изм.	Копуч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

ПАСПОРТ
нештатного аварийно-спасательного формирования ликвидации разливов нефти
и нефтепродуктов АО «Черномортранснефть»

(полное наименование АСФ)

Зона ответственности		Магистральные, технологические нефтепроводы и объекты хранения нефти и нефтепродуктов эксплуатируемые АО «Черномортранснефть» в составе: магистральные нефтепроводы, НПС, ЛПДС Краснодарского РУМН; магистральные нефтепроводы, НПС, ЛПДС Тихорецкого РУМН; перевалочный комплекс «Шесхарис».					
Год, дата создания		Основание			Учредитель		
23.03.2007 г.		Распоряжение № 14-Р от 19.03.2007г.			АО «Черномортранснефть»		
Место дислокации отделений НАСФ				Населенный пункт			
г. Новороссийск, г. Туапсе, г.Тихорецк, г.Крымск, г.Хадыженск, ст. Нововеличковская, ст. Пшехская, п.Тарасовский, сл.Родионово-Несветайская, ст.Кушевская, г.Хасавюрт, с.Геджуг				Россия, Краснодарский край, г. Новороссийск-11, Шесхарис		Почтовый индекс: 353911	
Телефон (факс) начальника, дежурного, E-mail		Начальник НАСФ - Крижановский В.Ю., Диспетчерская группа ТТО АО «Черномортранснефть» (г.Новороссийск) Тел.:(8617) 60-36-13, 60-34-24, 60-22-79, тел. факс.: (8617) 60-33-26; (8617) 60-33-23.					
Количество зданий (строений)	Общая площадь, кв.м.	Право владения, пользования и распоряжения зданиями (собственность, аренда, аренда и др.)					
29	8 238 м ²	собственность					
Количество личного состава		Аттестованных спасателей	Имеют классную квалификацию				
по штату	по списку	всего	спасатель	3 кл.	2 кл.	1 кл.	межл.
167	167	160	160	-	-	-	-
Год, дата последней аттестации АСФ		Наименование аттестационной комиссии			№ акта, дата протокол		
2013 г., 25 октября		ОАК ТЭК 16/2-1 Министерства энергетики РФ			№ 2 от 25 октября 2013г.		

I. ВОЗМОЖНОСТИ АСФ ПО ПРОВЕДЕНИЮ АСДНР В СООТВЕТСТВИИ
СО СВИДЕТЕЛЬСТВОМ (лицензией):

Ликвидация ЧС на транспорте:				Аварийно-спасательные работы в зонах:			
авто	ж/д	метро	воздушном	речном (морском)	проливов (выбросов) АХОВ	затоплений	радиоактивного заражения
-	-	-	-	-	-	-	-
Аварийно-спасательные работы:							
при обрушение зданий	на акватории	подводно-технические	горно-спасательные	газоспасательные	тушение лесных пожаров	ликвидация ледовых заторов	в зонах эпизоотий, эпифитотий
-	-	-	-	-	-	-	-
Другие виды		поисково-спасательные работы					

II. ГОТОВНОСТЬ ПО ПРОВЕДЕНИЮ АСДНР

Режим дежурства	В рабочее время	Время сбора АСФ (мин.)	30
Количество спасателей в дежурной смене	160	Готовность к отправке в район ЧС (мин.)	50
Наличие мед. работников в смене	-	Период работы в отрыве от базы (сут.)	3
Наличие договора с местными авиапредприятиями на переброску в р-н ЧС (да \ нет) - нет		Наличие (аренда) учебно-тренировочной базы в наличии	

III. НАЛИЧИЕ СПЕЦИАЛИСТОВ

Кол-во всего	Водитель автом обила	Вод олаз	Взрывник	Газо-спасатель	Горно-спасатель	Кино-лог	Пара-медик	Пром. альпинист	Специалист ЛАРН	Стропальщик	Судоводитель ММС	Спасатель-лесник	Ремонт АСИ	Другие специалисты
167	71	-	-	-	-	-	-	-	96	3	11	-	-	54

Генеральный директор

А.В. Зленко



А. В. Зленко

Зленченко А. В.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Взам. инв. №

209413

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

131

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

IV. ОСНАЩЕННОСТЬ (Собственность)

Наименование технических средств	Количество		Наименование технических средств	Количество	
	по штату	в наличии		по штату	в наличии
Автотранспорт			Инженерная техника		
Легковые автомобили	9	9	Подъемные краны	16	16
Грузовые автомобили	26	26	Трактора, бульдозеры	7	7
Автобусы	23	23	Экскаваторы	25	25
Пожарные автомобили	-	-	Аварийно-спасательный инструмент		
Аварийно-спас. машины / мотоциклы / специальные	-/-/34	-/-/34	Гидравлический ин-т (типа "Холматро", "Спрут" и др.)	1	1
Снегоходы	2	2	Бетоноломы	-	-
Плавсредства			Пневмодомкраты	1	1
Катера, моторные лодки	14	14	Электропилы	-	-
Весельные лодки	-	-	Бензопилы	18	18
Плоты спасательные	-	-	Электроножницы	-	-
Судна на воздушной подушке	-	-	Электро, газосварочное оборудование	16	16
Спасательные жилеты	-	-	Шлифовальные машинки	22	22
Средства связи			Электростанции	10	10
Радиостанции носимые	23	23	Средства обнаружения пострадавших		
Радиостанции стационарные	-	-	Оптико-телевизионные системы	-	-
Радиостанции автомобильные	-	-	Акустические приборы	-	-
Пейджеры	-	-	Электромагнитные приборы	-	-
Спутниковые сист. связи/GPS	22	22	Поисковые собаки	-	-
Мобильные телефоны	167	167	Бинокль, подзорная труба	-	-
Водолазное оборудование			Средства защиты органов дыхания и кожи		
Гидрокостюмы, ласты, маски, баллоны, редукторы (комплект)	-	-	Дыхательные аппараты (фильтрующие / изолирующие)	-	-
Переносные компрессоры	-	-	Противогазы	269	269
Воздушный компрессор	-	-	Костюмы защитные	407	407
Наличие воздушных судов (ВС)			Приборы химического и радиационного контроля		
Вертолеты	-	-	Газоанализаторы	120	120
Самолеты	-	-	Дозиметры	3	3
Средства десантирования с ВС			Средства обнаружения и обезвреживания ВВ		
Парашютно-грузовые системы	-	-	Металлодетекторы, миноискатели	-	-
Парашюты	-	-	Комплекты разминирования	-	-
Спусковые устройства	-	-	Минно-разыскные собаки	-	-
Горное, альпинистское снаряжение			Медицинское обеспечение		
Индивидуальные системы	-	-	Медаптечки	46	46
Спусковое устройство	-	-	Носилки	10	10
Зажимы	-	-	Средства жизнеобеспечения		
Веревка (м)	-	-	Надувные модули	-	-
Лебедки	-	-	Палатки / жилые прицепы	-/14	-/14
Пожарно-техническое оборудование			Мешки спальные	-	-
Боевая одежда и снаряж.пож.	5	5	Оборудование для приготов. пищи	3	3
Ранцевые уст. Пожаротуш. (шт)	-	-	Другое оборудование и снаряжение		
Огнетушители (шт.)	608	608	Нефтеборщики (шт./м³/час)	44/1464	44/1464
Мотопомпы пожарные (шт.)	-	-	Сорбент (кг)	16356	16356
Пожарные рукава:	-	-	Емкости для сбора нефти (шт/ м³)	861/7591	861/7591
Стволы пожарные ручные(шт)	-	-	Скрепки	6	6
Пенообразователи (т.)	-	-	Илосос АКН-10	8	8
Огнетуш. порошок (т.)	-	-	Боновые ограждения (м)	14169	14169
			Установка для сжигания	1	1
			Средства для очистки берега	5	5
			Распылитель сорбента	1	1

Генеральный директор

А.В. Зленко



Захарченко А.В.



Взам.инв. №

Подпись и дата

Взам.инв. №

209413

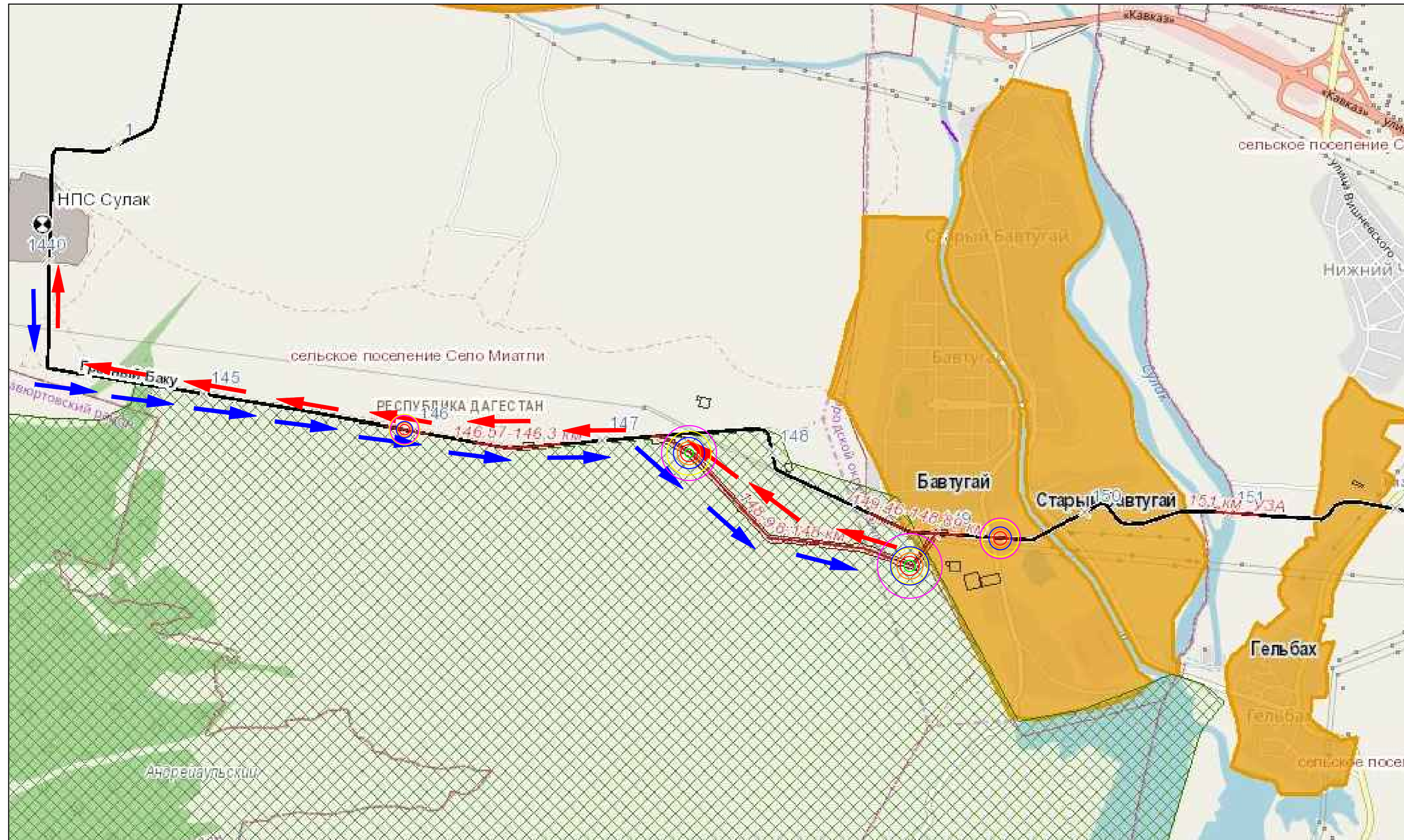
Изм. Колуч. Лист Недок. Подп. Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист

132

Ситуационный план
Зоны действия поражающих факторов на проектируемом участке



Краткое описание сценария аварии:
Сценарий 4.1 (С4.1) → разгерметизация магистрального нефтепровода (образование гильотинного разрыва) → разлив нефти → загрязнение почвы → испарение и формирование взрывопожароопасного облака паровоздушных смесей нефти → появление источника загорания → взрыв паровоздушного облака → воздействие избыточного давления на людей и окружающую среду.
Возможное максимальное число пострадавших – 8 человек.

Сценарий 4.3 (С4.3) → разгерметизация магистрального нефтепровода (образование гильотинного разрыва) → разлив нефти → загрязнение почвы → появление источника загорания → пожар пролива → воздействие теплового излучения на людей и окружающую среду.
Пострадавшие отсутствуют.

— 1,4 кВт/м² — - Граница зоны теплового излучения при пожаре более 1,4 кВт/м² (без негативных последствий в течение длительного времени)

— 4,2 кВт/м² — - Граница зоны теплового излучения при пожаре более 4,2 кВт/м² (безопасно для человека в брезентовой одежде)

— 7,0 кВт/м² — - Граница зоны теплового излучения при пожаре более 7,0 кВт/м² (непереносимая боль через 20-30 с)

— 3 кПа — - Граница зоны избыточного давления взрыва более 3 кПа (малые повреждения)

— 5 кПа — - Граница зоны избыточного давления взрыва более 5 кПа (нижний порог повреждения человека волной давления)

— 12 кПа — - Граница зоны избыточного давления взрыва более 12 кПа (умеренные повреждения зданий)

← - Маршрут эвакуации персонала с территории проектируемого объекта
← - Маршрут ввода и передвижения аварийно-спасательных сил на территорию проектируемого объекта

Изм. № 209413
№ подл.
Подп. и дата
Взам. инв. №

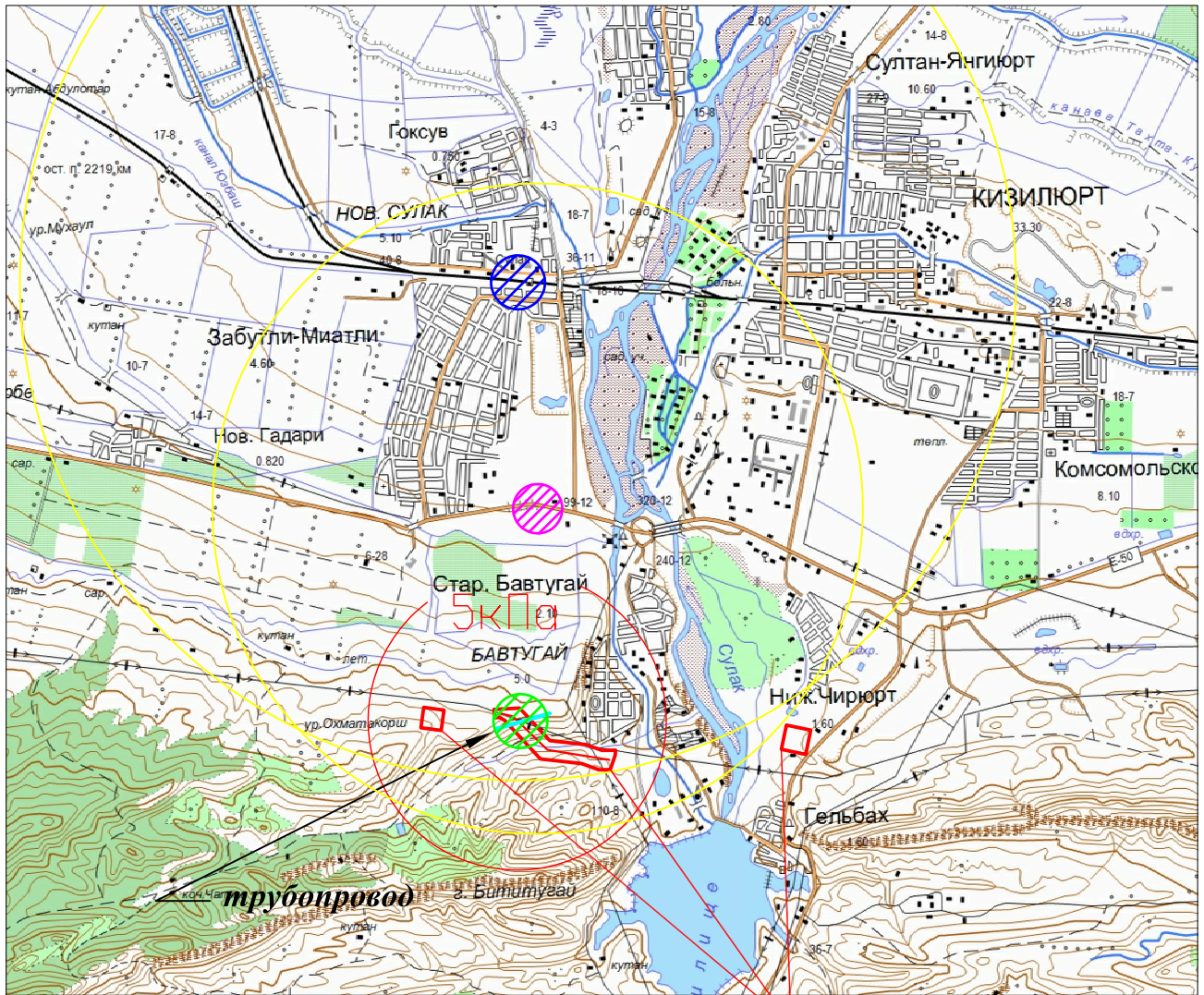
2	—	Зам	3513-19		24.09.19
1	—	Зам	2027-18		02.06.18
Изм.	Кол.уч.	Лист	Ндок	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

Лист 133

Формат А4×3

Ситуационный план
 Зоны действия поражающих факторов при авариях на рядом расположенных авто, ж/д дороге и газопроводе
 (обязательное)



Проектируемые участки

- Краткое описание аварий(наиболее опасные)
 -Разгерметизация автомобильной цистерны с хлором 1 т
 -Разгерметизация газопровода «Моздок-Казимагомед» в.д., Ду 1200 мм
 -Разгерметизация ж/д цистерны с хлором 47,6 т
 -Разгерметизация ж/д цистерны с аммиаком 57 т

Возможное число пострадавших – 8 человек

- Зоны поражения при авариях с хлором и аммиаком (вторичное облако)
- Разгерметизация автомобильной цистерны с хлором
- Зона выброса газа(этана)
- Разгерметизация железнодорожной цистерны с аммиаком
- Зоны поражения при авариях с хлором и аммиаком (первичное облако)
- 5кПа - Граница зоны избыточного давления взрыва более 5 кПа
 Нижний порог повреждения человека волной давления

Инф. N подл.	2094.13	Подп. и дата	Взам. инф. N

1	—	Зам.	2027-18		02.06.18
Изм.	Кол.уч.	Лист	Ндок.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС

