



ФИЛИАЛ «КРАСНОДАРГИПРОТРУБОПРОВОД»

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ИНСТИТУТ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

КОММЕРЧЕСКАЯ ТАЙНА ЭКЗ. № _____

Акционерное общество «Гипротрубопровод»
119334, Москва, ул. Вавилова, д.24, корп. 1

Свидетельство № 0001-2015-7710022410-11 от 14.12.2015 г.

Заказчик – АО "Черномортранснефть"

**МН "ГРОЗНЫЙ-БАКУ". УЧАСТОК КМ. 201-144. ЗАМЕНА
ТРУБЫ КМ. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН.
РЕКОНСТРУКЦИЯ
ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

Раздел 1. Пояснительная записка

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Том 1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	3612-19		04.10.19

Филиал
«Краснодаргипротрубопровод»
№ КТ-160/210/1
Дата: «_04_» __10__ 2019_г.
Листов всего _____



ФИЛИАЛ «КРАСНОДАРГИПРОТРУБОПРОВОД»

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ИНСТИТУТ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

КОММЕРЧЕСКАЯ ТАЙНА ЭКЗ. № _____

Акционерное общество «Гипротрубопровод»
119334, Москва, ул. Вавилова, д.24, корп. 1

Свидетельство № 0001-2015-7710022410-11 от 14.12.2015 г.

Заказчик – АО "Черномортранснефть"

**МН "ГРОЗНЫЙ-БАКУ". УЧАСТОК КМ. 201-144. ЗАМЕНА
ТРУБЫ КМ. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН.
РЕКОНСТРУКЦИЯ
ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

Раздел 1. Пояснительная записка

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Том 1

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	208743

Главный инженер

Е.П. Близниченко

Главный инженер проекта

А.Д. Волик

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	3612-19		04.10.19

Филиал
«Краснодаргипротрубопровод»
№ КТ-160/210/1
Дата: «_04_» __10__ 2019_г.
Листов всего _____

**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	Ответ по замечанию	Номер листа, раздела	Ссылка на НД
	В части технологических и конструктивных решений по магистральным и промысловым трубопроводам			
1.	Отсутствуют сведения по разработанным и согласованным специальным техническим условиям (п. ж п. 34 Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации № 87 от 16.02.2008г.)	Замечание принято. СТУ представлены в исходно- разрешительной документации и пояснительной записке Том 1 , Приложение К (лист 124)	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ, лист 124	ч. 5, ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»
3.	Не представлены технические условия на пересечение с существующими коммуникациями, автомобильными дорогами в полном объеме. Наименование коммуникаций, владельцев коммуникаций необходимо привести в соответствие выданным, действующим техническим условиям. ТУ имеющие законченный срок действия необходимо продлить.	Замечание принято. Технические условия представлены в пояснительной записке Том 1, Приложение И(лист 110)	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ, лист 110	Статья 760, п. 2 Гражданского кодекса Российской Федерации
	В части обеспечения промышленной безопасности опасных производственных объектов			
1.	Не выполнены требования п.п.22.7, 30.11 Изменения № 4 в задание на проектирование № ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15: - не разработано обоснование безопасности опасного производственного объекта с учетом отступлений от требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» и не проведена экспертиза промышленной безопасности обоснования безопасности с регистрацией его в Ростехнадзоре.	Замечание принято. ОБОПО и ЭПБ ОБОПО представлены в Томе 1, Приложение Л (лист 139)	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ, лист 139	п. 1) ч. 13 ст. 48 Градостроительного кодекса Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ

№ п/п	Содержание замечания	Ответ по замечанию	Номер листа, раздела	Ссылка на НД
2.	В соответствии с требованиями п.п. 11, 34 б) «Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», к пояснительной записке не приложены копии документов, оформленные в установленном порядке: специальные технические условия; обоснование безопасности опасного производственного объекта; положительное заключение экспертизы промышленной безопасности опасного производственного объекта с уведомлением о внесении в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности.	Замечание принято. СТУ, ОБОПО, Положительное заключение ЭПБ ОПО с уведомлением о внесении в реестр заключений ЭПБ представлены в томе 1, Приложение К и Приложение Л (лист 124, 139)	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ, лист 124, лист 139	ч. 13 ст. 48 Градостроительного кодекса Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ
	В части систем автоматизации			
1.	Не представлены сертификаты соответствия таможенного союза и свидетельства об утверждении типов средств измерения на применяемое оборудование автоматизации и телемеханизации в соответствии с пунктом 14.13 задания на проектирование	Замечание принято. В соответствии с изменением № 7 в задании на проектирование п.14.13 откорректирован в части приведения в проекте требований о необходимости применения оборудования, имеющих сертификаты, свидетельства и пр., поскольку указание конкретных марок и производителей оборудования запрещено в силу требований 135-ФЗ от 26.07.2006, 223-ФЗ от 18.07.2011, 273-ФЗ от 25.12.2008, т.к. ПАО «Транснефть» - государственная компания. Требования к оборудованию в части разрешительной документации приведены в текстовой части тома 3.3 п.5.4. Р.И. Кононов +7(861)216-59-84, доб. 5349	Раздел ПД № 3, Часть ПД № 3, Том 3.3, п.5.4, лист 20 Раздел ПД № 1, том 1, приложение Ж.	Пункт 5, статья 15 Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» от 30.12.2009, № 384-ФЗ

Главный инженер проекта

А.Д. Волик

Разрешение		Обозначение	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ			
3612-19		Наименование объекта строительства	МН "Грозный-Баку". Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция			
Изм.	Лист	Содержание изменения			Код	Примечание
1	Обл. титул 1-286	<p align="center">Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ</p> <p>Добавить запись об изменении 1. Листы заменить</p> <p align="center">Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ</p> <p align="center">Текстовая часть</p> <p>В п.10 (лист 18) добавлены сведения о разработке СТУ. Листы заменить.</p> <p>В Приложение Е (лист 103) добавлен Приказ об утверждении ДПТ от 12.09.2019 №969. Листы добавить.</p> <p>В Приложение Ж (лист 105) добавлено изменение №7 в ТЗ-75.200.00-ЧТН-047. Листы добавить.</p> <p>В Приложение И (лист 110) добавлены технические условия. Листы добавить.</p> <p>В Приложение К (лист 124) добавлены СТУ и письмо Минстрой России о согласовании СТУ. Листы добавить.</p> <p>В Приложение Л (лист 139) добавлено обоснование безопасности опасного производственного объекта, заключение ЭПБ, уведомление о внесении сведений в реестр ЭПБ. Листы добавить.</p> <p>Изменение внести на основании письма Саратовского филиала ФАУ «Главгосэкспертиза России» от 20.09.2019 №01635-19/СГЭ-20292/901</p>			-	Не требуется корректировка сметной документации
Согласовано	Н. контр.	Шевченко	Изм.внес	Горлов		04.10.19
			Составил	Зайцев		04.10.19
			ГИП	Волик		04.10.19
			Утв.	Апанаев		04.10.19
						2

Обозначение	Наименование	Стр.
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ-С	Содержание тома 1	2
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Пояснительная записка	3

Инв. № подл.	Подп. И дата	Взам. инв. №	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ-С						Стадия	Лист	Листов
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата			
209377	Разраб.	Волик					Содержание тома 1	П		1	
								 Филиал «Краснодаргипротрубопровод»			

СОДЕРЖАНИЕ

1	ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И УСЛОВИЯ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ.....	3
2	ОСНОВАНИЕ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ПРОЕКТА.....	4
3	СВЕДЕНИЯ О КЛИМАТИЧЕСКОЙ, ГЕОГРАФИЧЕСКОЙ И ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКЕ РАЙОНА.....	5
1.1	Административное положение	5
1.2	Климатические характеристики	5
1.3	Инженерно-геологические характеристики линейного объекта	6
1.4	Гидрологическая характеристика	7
1.5	Опасные природные и техногенные процессы	7
1.6	Попикетное описание трассы нефтепровода.....	9
1.7	Сведения о наличии в зоне производства работ редких и находящихся под угрозой исчезновения растений и животных, занесенных в Красную книгу РФ, Красные книги субъектов РФ	9
4	СВЕДЕНИЯ О ЛИНЕЙНОМ ОБЪЕКТЕ С УКАЗАНИЕМ НАИМЕНОВАНИЯ, НАЗНАЧЕНИЯ И МЕСТОРАСПОЛОЖЕНИЯ НАЧАЛЬНОГО И КОНЕЧНОГО ПУНКТОВ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	10
5	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА	12
6	СВЕДЕНИЯ О ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКАХ, ИЗЫМАЕМЫХ ВО ВРЕМЕННОЕ И ПОСТОЯННОЕ ПОЛЬЗОВАНИЕ	14
7	СВЕДЕНИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ, НА КОТОРЫХ БУДЕТ РАСПОЛАГАТЬСЯ ОБЪЕКТ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА.....	15
8	СВЕДЕНИЯ О РАЗМЕРЕ СРЕДСТВ, ТРЕБУЮЩИХСЯ ДЛЯ ВОЗМЕЩЕНИЯ УБЫТКОВ ПРАВООБЛАДАТЕЛЯМ ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ	16
9	СВЕДЕНИЯ ОБ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ В ПРОЕКТЕ ИЗОБРЕТЕНИЯХ, РЕЗУЛЬТАТАХ ПРОВЕДЕННЫХ ПАТЕНТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	17
10	СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ РАЗРАБОТАННЫХ И СОГЛАСОВАННЫХ СПЕЦИАЛЬНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ.....	18



Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Копуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Волик А.Д.			19.08
Проверил					
Нач. отд.		Волик А.Д.			19.08
Н. Контр.					
ГИП					

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Пояснительная записка.
Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	286
 Филиал «Краснодаргазпротрубопровод»		

11	СВЕДЕНИЯ О КОМПЬЮТЕРНЫХ ПРОГРАММАХ, КОТОРЫЕ ИСПОЛЬЗОВАЛИСЬ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАСЧЕТОВ КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ.....	19
12	СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПОЛАГАЕМЫХ ЗАТРАТАХ, СВЯЗАННЫХ СО СНОСОМ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ, ПЕРЕСЕЛЕНИЕМ ЛЮДЕЙ, ПЕРЕНОСОМ СЕТЕЙ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ (ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ).....	20
13	ОПИСАНИЕ ПРИНЦИПИАЛЬНЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ НАДЕЖНОСТЬ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА, ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ЕГО СТРОИТЕЛЬСТВА, НАМЕЧАЕМЫЕ ЭТАПЫ СТРОИТЕЛЬСТВА И ПЛАНИРУЕМЫЕ СРОКИ ВВОДА ИХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ	21
13.1	Основные проектные решения при прокладке трубопровода.....	21
13.2	Переходы через полевые дороги открытым способом	22
13.3	Пересечения с существующими коммуникациями	22
13.4	Электрохимическая защита	23
13.5	Телемеханизация	24
14	ЗАВЕРЕНИЕ ПРОЕКТНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ.....	25
15	ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ	26
16	ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ	27
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15	29
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б АКТ ПРЕДПРОЕКТНОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ	82
	ПРИЛОЖЕНИЕ В СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ТРЕБОВАНИЯМ ГОСТ ISO 9001-2008	100
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д ПИСЬМО МИНПРИРОДЫ РЕСПУБЛИКИ ДАГЕСТАН	102
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е ПРИКАЗ ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ДПТ ОТ 12.09.2019 №969.....	103
	ПРИЛОЖЕНИЕ Ж ИЗМЕНЕНИЕ №7 В ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15	105
	ПРИЛОЖЕНИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	110
	ПРИЛОЖЕНИЕ К СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ.....	124
	ПРИЛОЖЕНИЕ Л ОБОСНОВАНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ОПАСНОГО ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА	139

Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

2

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И УСЛОВИЯ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Проектная документация по объекту «МН "Грозный-Баку". Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция» выполнена на основании следующих исходных данных

- задание на проектирование № ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15 (Приложение А);
- материалов инженерных изысканий выполненных ООО «ОргНефтеСтрой» в 2016 году «МН "Грозный-Баку". Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция»;

- Акт предпроектного обследования (Приложение Б);

Заказчик – АО "Черномортранснефть". 353911, Россия, Краснодарский край, г. Новороссийск, Шесхарис, Тел.: +7 (8617) 60-34-51.

Разработчик проектной, рабочей документации – АО «Гипротрубопровод». Филиал «Краснодаргипротрубопровод», 350000, г.Краснодар, ул. Рашпилевская, д.179/1.



Инв. № подл.	209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
1	-	Зам.	3612-19	10.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ			3
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ПРОЕКТА

Основанием для разработки данного проекта является План ПИР АО "Черномортранснефть", программа ТПР и КР 2018г., код объекта 04-ТПР-001-00052.



Инв. № подл.	209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					
Изм.	1	Колуч.	-	Зам.	3612-19	10.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Лист
Лист		№ док		Подпись				4

3 СВЕДЕНИЯ О КЛИМАТИЧЕСКОЙ, ГЕОГРАФИЧЕСКОЙ И ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКЕ РАЙОНА

1.1 Административное положение

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.

1.2 Климатические характеристики

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 10,2°C. Максимальная температура приходится на июль-август месяцы, и достигают 40,6°C, минимальная температура отмечается в феврале месяце и составляет минус 28,1°C.

Расчетная температура самой холодной пятидневки с обеспеченностью 0,98 – минус 17°C.

Расчетная температура самой холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 13°C.

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.

Климатические показатели по данным ближайшей метеостанции «Хасавюрт» приведены в таблицах 1.1 – 1.6.

Таблица 1.1 - Среднемесячная и годовая температура воздуха (°C)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-1,9	-1,3	2,7	9,5	15,6	19,9	22,6	21,9	16,8	10,9	5,1	0,5	10,2

Таблица 1.2 - Абсолютный максимум температуры воздуха (°C)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
22,2	26,6	33,2	34,0	37,0	39,2	39,4	40,6	39,0	34,5	26,8	28,0	40,6

Таблица 1.3 - Абсолютный минимум температуры воздуха (°C)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-26,3	-28,1	-19,3	-9,1	-1,4	3,1	8,1	2,0	-2,7	-8,3	25,4	25,6	28,1

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

5

Таблица 1.4 - Среднемесячная и годовая относительная влажность воздуха (%)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
32	81	79	71	69	67	65	69	76	79	81	82	75

Таблица 1.5 - Средняя месячная и годовая сумма осадков (мм)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
18	20	20	33	58	66	56	51	59	36	28	19	464

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 принято равным 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.

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.

1.3 Инженерно-геологические характеристики линейного объекта

В строении разреза, до исследуемой глубины (8,0 м), принимают участие верхнечетвертичные делювиальные отложения (dQIV), верхнечетвертичные аллювиальные отложения (aQIV) повсеместно перекрытые с поверхности почвенно-растительным слоем (pdQIV).

Сводный геолого-литологический разрез следующий (сверху-вниз):

1) Проллювиально-делювиальные четвертичные отложения (pdQIV)

Почвенно-растительный слой распространен повсеместно. Отложения представлены черноземом с корнями растений. Мощность составляет от 0,10 до 0,30 м.

2) Верхнечетвертичные делювиальные отложения (dQIV)

Супесь желтоватая, твердой консистенции, залегает на глубине 1,20 – 5,0 м. Сверху супесь перекрыта почвенно-растительным слоем.

Суглинок желтый, твердой консистенции, без видимых включений, залегает на глубине 0,90 – 5,0 м. Сверху суглинок перекрыт почвенно-растительным слоем.

Глина твердая коричневато-бурая, комковатая, твердой консистенции, залегает на глубине 3,0 – 8,0 м. Глина твердая залегает под суглинком твердым.

3) Верхнечетвертичные аллювиальные отложения (aQIII)

Галечниковый грунт коричневый, с суглинистым заполнителем до 30% твердой консистенции, залегает на глубине 5,0 – 8,0 м.

Инд. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

6

Гравийный грунт коричневый, с супесчаным заполнителем до 30% твердой консистенции, залегает на глубине 2,0 – 6,2 м.

1.4 Гидрологическая характеристика

В гидрогеологическом отношении вышеуказанный участок проходит в пределах Дагестанского гидрогеологического бассейна, представляющего собой структуру второго порядка и являющегося юго-западной частью обширного Восточно-Предкавказского гидрогеологического бассейна.

1.5 Опасные природные и техногенные процессы

Эндогенные процессы

В районе работ развиты эндогенные процессы, представленные сейсмической активностью. Согласно приложению Б СНиП 22-01-95 категория опасности эндогенных процессов оценивается как весьма опасная.

Исходная (фоновая, Iф) 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: $\square I_{мсж}$ = 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.

На участке реконструкции грунты, обладающие специфическими свойствами, не встречены.

По результатам рекогносцировочного обследования и маршрутных наблюдений на исследуемой территории получили преимущественное распространение следующие опасные геологические процессы: овражно-балочная и линейная эрозия, плоскостной смыв.

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 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

Изм. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№дож	Подпись	Дата		7

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 лоцины, 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 лоцин.

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).

Опасные гидрометеорологические процессы и явления.

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;
- 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.

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 8
			Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ				
1	-	Зам.	3612-19		10.19		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

1.6 Попикетное описание трассы нефтепровода

Трасса нефтепровода начинается с ПК0+00.0 от секции 154470 МН «Грозный-Баку» на расстояние 82 м от километрового указателя «149 км», далее следует в северо-западном направлении.

На ПК3+83.3 проектируемая трасса пересекает овраг, глубиной который достигает до 8.0 м и протяженностью 70 м.

На ПК7+15.8 проектируемая трасса пересекает сад с фруктовыми деревьями, достигающие высоты до 5.0 м и протяженностью 106.7 м.

На ПК11+60.0 проектируемая трасса пересекает овраг, глубиной который достигает до 4.0 м и протяженностью 71.0 м.

На ПК12+63.3 проектируемая трасса пересекает яму, глубина которой 0.6 м и шириной 11.5 м.

Трасса нефтепровода заканчивается на ПК17+52.0 на секции 156030 МН «Грозный-Баку» на расстояние 46 м от километрового указателя «147 км».

1.7 Сведения о наличии в зоне производства работ редких и находящихся под угрозой исчезновения растений и животных, занесенных в Красную книгу РФ, Красные книги субъектов РФ

Растительный покров

В связи с тем, что площадь, отводимая под производство работ, претерпела глубокую антропогенную трансформацию, вблизи участка работ расположены населенные пункты, автодороги, ж/д. дороги, большая часть земель используется под возделывание с/х. культур, а строительные работы будут производиться большей частью в существующем коридоре коммуникаций, обитание эндемичных и реликтовых видов растений, как правило, обладающих низкой экологической устойчивостью, в районе работ маловероятно.

В ходе рекогносцировочного обследования территории растения, занесенные в красную книгу РФ и Республики Дагестан, не обнаружены.

Животный мир

В связи с тем, что площадь, отводимая под реконструкцию нефтепровода, претерпела глубокую антропогенную трансформацию, вблизи участка работ расположены населенные пункты, автодороги, ж/д. дороги, большая часть земель используется под возделывание с/х. культур, а строительные работы будут производиться большей частью в существующем коридоре коммуникаций, обитание животных, занесенных в красную книгу, в районе работ маловероятно.

В ходе рекогносцировочного обследования территории животные, занесенные в красную книгу РФ и Республики Дагестан, не обнаружены.

Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

9

4 СВЕДЕНИЯ О ЛИНЕЙНОМ ОБЪЕКТЕ С УКАЗАНИЕМ НАИМЕНОВАНИЯ, НАЗНАЧЕНИЯ И МЕСТОРАСПОЛОЖЕНИЯ НАЧАЛЬНОГО И КОНЕЧНОГО ПУНКТОВ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

Основные сведения о проектируемом нефтепроводе:

- наименование - МН «Грозный-Баку»;
- назначение - транспортировка нефти;

В соответствии с ФЗ-384 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» объект идентифицируются по следующим признакам, указанным в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Идентификационные признаки объекта

№ п/п	Признак	Информация
1	Назначение	Транспортировка нефти
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых влияют на их безопасность	Относится к трубопроводному транспорту нефти согласно п.5.1.1 РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов»
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Сейсмичность 9 баллов, категория опасности по СНиП 22-01-95 – весьма опасные.
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Согласно приложения № 1 к №116-ФЗ от 21.07.1997 г. объект проектирования относится к опасным производственным объектам.
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Согласно №123-ФЗ от 22.07.2008 г. и СП 12.13130.2009 категория взрыво- и пожароопасности участка магистрального нефтепровода – не категоризируется. В соответствии с №123-ФЗ от 22.07.2008 г. класс возможного пожара на участке

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

10

		магистрального нефтепровода принимается «В» (пожары горючих жидкостей или плавящихся твердых веществ и материалов).
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Помещения с постоянным пребыванием людей отсутствуют
7	Уровень ответственности	I (повышенный)



Инв. № подл.	209377	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------	--------------	--------------

1	-	Зам.	3612-19	10.19	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

11

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА

Основные технико-экономические показатели нефтепровода:

Параметры «МН «Грозный-Баку»:

-пропускная (проектная) способность – 3,56 млн.т/год;

-проектное давление – 4,3 МПа;

-диаметр трубопровода – 720 мм;

При реконструкции МН параметры перекачки не изменяются.

Характеристика участка «МН «Грозный-Баку» представлена в таблице 5.1

Таблица 5.1 - Характеристика участка «МН «Грозный-Баку»

Характеристика	До реконструкции	После реконструкции
протяженность участка, м	1684,5	1787,5
год ввода в эксплуатацию	1983	2018
перекачиваемая среда	нефть	нефть
проектное давление на выходе НПС «Самур», МПа	4,3	4,3
проектная пропускная способность, млн.тн/год	3,56	3,56
диаметр трубопровода, мм	720	720
толщина стенки, мм	7-8	8,15
марка стали	17ГС	определяется заводом-изготовителем проката согласно ОТТ-23.040.00-КТН-051-11
класс прочности стали	K52	K56
предел текучести, МПа	355	410
предел прочности, МПа	510	550
тип трубы	-	прямошовная
категория участка нефтепровода	III	II, В
завод изготовитель	-	определяется договором поставки труб
тип изоляции	пленка «Поликен»	заводское наружное трехслойным полиэтиленовым покрытием (Пк-40) толщиной не менее 2,5 мм (тип 1) по ОТТ-25.220.01-КТН-212-10
температура стенки нефтепровода, °С	от +8,0 до +24,8	от +8,0 до +24,8
плотность нефти, кг/м ³	852-864	852-864
уровень ответственности проектирования	I повышенный	класс КС-3, повышенный

Нормативный (расчетный) срок безопасной эксплуатации участка нефтепровода, не подвергаемого эксплуатационным нагрузкам, определяется на основании единых норм амортизационных отчислений на восстановление основных фондов.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

12

Численность и профессионально-квалификационный состав персонала не изменяется.

Дополнительное штатное расписание не предусматривается.



Инв. № подл.	209377	Подп. и дата	Взам. инв. №	
1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ				Лист
				13

6 СВЕДЕНИЯ О ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКАХ, ИЗЫМАЕМЫХ ВО ВРЕМЕННОЕ И ПОСТОЯННОЕ ПОЛЬЗОВАНИЕ

Проектом предусматривается отвод земель в краткосрочную и долгосрочную аренду на период реконструкции МН «Грозный-Баку».

Отвод земель и оформление земельных участков осуществляется Заказчиком в соответствии с ОР-03.100.60-КТН-088-15 «Порядок организации работ по оформлению прав на земельные участки под проектно-изыскательские, строительные-монтажные работы, эксплуатацию объектов ТПиР, КР и ИП ПАО «Транснефть».

Все работы следует выполнять на земельном участке, отведенном во временное пользование.

Ширина полосы отвода земель, предоставляемых во временное краткосрочное пользование на период строительства (реконструкции) МН «Грозный-Баку DN700 на землях сельскохозяйственного назначения принята согласно СН 452-73 и составляет 33 м, на землях несельскохозяйственного назначения, или непригодных для сельского хозяйства 23 м.

Организованные на период строительства площадки (краткосрочная аренда) имеют временный характер. После окончания работ земли, использованные под площадки, рекультивируются (раздел 7 Часть 2 «Проект рекультивации земель» Г.7.0000.18039-КТН/КГТП-500.000-ООС2).

Изъятие земель во временное пользование продиктовано необходимостью производства работ по реконструкции участка МН «Грозный-Баку» в соответствии с действующими нормами отвода земель и действующими нормативно-техническими документами по производству работ. Границы строительной полосы отвода земель представлены в Разделе 2 «Проект полосы отвода» Г.7.0000.18044-КТН/КГТП-500.000-ППО.

Землепользователям компенсируются убытки, связанные с отчуждением земель.

Все работы следует выполнять в границах землеотвода.

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 14
			1	-	Зам.	3612-19	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

7 СВЕДЕНИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ, НА КОТОРЫХ БУДЕТ РАСПОЛАГАТЬСЯ ОБЪЕКТ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

Земли объекта реконструкции, согласно Статьи 7 п. 1 Земельного кодекса Российской Федерации от 25 октября 2001 г. №136-ФЗ относятся по целевому назначению к категориям:

- земли населенных пунктов;
- земли сельскохозяйственного назначения.

Земли краткосрочной аренды подлежат рекультивации по окончании строительства.



Инв. № подл.	209377	Подп. и дата	Взам. инв. №	
1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ				Лист
				15

8 СВЕДЕНИЯ О РАЗМЕРЕ СРЕДСТВ, ТРЕБУЮЩИХСЯ ДЛЯ ВОЗМЕЩЕНИЯ УБЫТКОВ ПРАВООБЛАДАТЕЛЯМ ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ

Стоимость работ по восстановлению нарушенных земель определена согласно сметному расчету. Сметные ведомости представлены в томе Г.7.0000.17044-ЧТН/КГТП-500.000-ССР, том 9.1 «Сводный сметный расчет».



Инв. № подл.	209377	Подп. и дата		Взам. инв. №	
1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ					Лист
					16

9 СВЕДЕНИЯ ОБ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ В ПРОЕКТЕ ИЗОБРЕТЕНИЯХ, РЕЗУЛЬТАТАХ ПРОВЕДЕННЫХ ПАТЕНТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Проектная документация разработана в соответствии с действующими нормативными документами и техническим заданием на проектирование, патентные исследования и использование изобретений для данного проекта не предусматривались.



Инв. № подл.	209377	Подп. и дата	Взам. инв. №	
1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ				Лист
				17

10 СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ РАЗРАБОТАННЫХ И СОГЛАСОВАННЫХ СПЕЦИАЛЬНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

Для проектирования данного объекта разработаны специальные технические условия. СТУ согласованы письмом Минстрой России от 25.12.2017 №48870-МС/03.



Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

11 СВЕДЕНИЯ О КОМПЬЮТЕРНЫХ ПРОГРАММАХ, КОТОРЫЕ ИСПОЛЬЗОВАЛИСЬ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАСЧЕТОВ КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

В данном проекте в связи с отсутствием сложных или индивидуальных проектируемых зданий, строений и сооружений расчеты с применением компьютерных программ не производились.



Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

12 СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПОЛАГАЕМЫХ ЗАТРАТАХ, СВЯЗАННЫХ СО СНОСОМ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ, ПЕРЕСЕЛЕНИЕМ ЛЮДЕЙ, ПЕРЕНОСОМ СЕТЕЙ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ (ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ)

Проектом предусматривается демонтаж:

-демонтаж участков МН "Грозный-Баку" DN700 при подключении проектируемых участков, L=40,8 м;

-демонтаж площадки УЗА N148/1 в составе: задвижки N148/1 в кол-ве 1 шт., участка МН "Грозный-Баку" DN700 L=27,0 м, вантуза N147;

-демонтаж участка МН "Грозный-Баку" DN700 L=7,04 м, колодцев КИП 2 шт.

-демонтаж участка МН "Грозный-Баку" DN700 L=3,52 м, демонтаж вантузного узла NB146 км146, колодец вантуза КГВ.

-выводимый из эксплуатации участок МН "Грозный-Баку" DN700 L=1606,14 м.

Затраты, связанные с демонтажем участков МН и задвижек приведены в томе Г.7.0000.17044-ЧТН/КГТП-500.000-ССР, том 9.1 «Сводный сметный расчет».

Инв. № подл.	209377	Подп. и дата		Взам. инв. №	
1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ					Лист
					20

13 ОПИСАНИЕ ПРИНЦИПИАЛЬНЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ НАДЕЖНОСТЬ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА, ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ЕГО СТРОИТЕЛЬСТВА, НАМЕЧАЕМЫЕ ЭТАПЫ СТРОИТЕЛЬСТВА И ПЛАНИРУЕМЫЕ СРОКИ ВВОДА ИХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

13.1 Основные проектные решения при прокладке трубопровода

Величина заглубления нефтепродуктопровода принята в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012, СП 86.13330.2014, РД-24.040.00-КТН-062-14 на землях сельскохозяйственного назначения - не менее 0,8 м и на пахотных, орошаемых землях - не менее 1,0 м.

Кроме того, проектом предусмотрено увеличение глубины до верха трубы на участке от ПК0+00 до ПК3+36 - не менее 1,2 м и на УЗА №151/1 - не менее 1,1 м.

Величина заглубления нефтепровода в местах установки запорной арматуры принята в соответствии с требованиями ТПР-23.060.30-КТН-074-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Узлы линейных задвижек с колдцами и оборудованием КИПиА для трубопровода DN150, 200, 250, 300, 350, 400, 500, 700, 800, 1000, 1050, 1200. Типовые проектные и технические решения» не менее 238 мм.

Повороты нефтепровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях выполнять с помощью отводов холодного гнутья с радиусом 15 м по ОТТ-23.040.01-КТН-052-13, отводов горячего гнутья радиусом изгиба 5DN по ОТТ-23.040.00-КТН-104-14 или упругим изгибом радиусом не менее 300м.

Для обеспечения продольной устойчивости трубопровода должно строго выдерживаться проектное заглубление и проектный радиус кривизны трубопровода.

При сооружении трубопровода должна производиться нивелировка дна траншеи по всей длине трассы: на прямых участках – через 50 м; на вертикальных кривых упругого изгиба – через 10 м; на вертикальных кривых, выполняемых с помощью гнутых отводов, – через 2 м. Допускаемые отклонения по отметкам дна траншеи должны соответствовать значениям, приведенным в РД-93.010.00-КТН-011-15 и СП 86.13330.2014.

Проектом предусмотрены мероприятия по временному вывозу плодородного грунта на площадки складирования, расположенные вне зоны проведения строительно-монтажных работ.

Ширина траншеи по дну принята:

- 0,6 м на прямолинейных участках;
- 1,2 м на участках кривых вставок.

На участках монтажа отводов холодного и горячего гнутья для поворота трубопровода в горизонтальной плоскости ширина траншеи по дну должна быть не менее удвоенной ширины траншеи, разрабатываемой на соседних прямолинейных участках.

Крутизна откосов на линейной части принята в соответствии со СНиП 12-04-2002 п. 5, СП 86.13330.2014, РД-24.040.00-КТН-062-14 и РД-93.010.00-КТН-011-15.

В местах, где геологический разрез представлен различными грунтами, величина откосов назначается по наиболее слабому грунту.

Укладка трубопровода в траншею производится после инструментальной проверки соответствия исполнительного профиля дна траншеи проектному.

Инва. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

21

Пересечения проектируемого нефтепровода с коммуникациями выполнены с учетом технических условий владельцев.

13.2 Переходы через полевые дороги открытым способом

При проектировании переходов через полевые дороги предусмотрена подземная прокладка трубопровода открытым способом с устройством переездов. На время производства строительного-монтажных работ необходимо устройство объездных дорог предусмотренных в проекте организации строительства.

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 (предусмотрен допуск не менее +5 см согласно п.17.6.3 СП 86.13330.2014), а в выемках и на нулевых отметках — не менее 1,0 м;
- засыпка трубопровода последовательно в пределах насыпи дороги, а затем по всей его длине;
- уплотнение грунта за пределами земляной насыпи дороги под трубопроводом в границах перехода до величины не менее 0,9 естественной плотности грунта;
- уплотнение грунта рабочего слоя автодороги в соответствии с требованиями СП 34.13330.2012.
- 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.

13.3 Пересечения с существующими коммуникациями

При пересечении проектируемым трубопроводом существующих подземных и надземных коммуникаций расстояние в свету и угол пересечения приняты в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012, РД-24.040.00-КТН-062-14, ПУЭ 7 изд. и технических условий на пересечение от владельцев пересекаемых коммуникаций.

Строительство проектируемого трубопровода на участках переходов подземных коммуникаций, выполняется открытым способом.

При проектировании переходов трубопровода через подземные коммуникации соблюдены следующие условия:

- в соответствии с СП 36.13330.2012, РД-24.040.00-КТН-062-14 минимально допустимое расстояние в свету между проектируемым нефтепроводом и пересекаемыми подземными кабелями и силовыми кабелями напряжением до 35 кВ должно составлять не менее 0,5м;

Изм. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-КТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

22

- при пересечении кабель вскрывается на величину, позволяющую свободно заключить его в защитный футляр из двух швеллеров;
- в соответствии с СП 36.13330.2012, РД-24.040.00-КТН-062-14 минимально допустимое расстояние в свету между проектируемым нефтепроводом и пересекаемыми трубопроводами должно составлять не менее 0,6 м, а угол пересечения не менее 60°;
- все земляные работы в месте пересечения производятся вручную;
- способ прокладки проектируемого нефтепровода при пересечении с существующими подземными коммуникациями – протаскиванием с предварительной футеровкой деревянной рейкой.

Временные переезды через действующие подземные коммуникации представлены в разделе ПОС.

Разработку и засыпку траншеи в местах пересечения с подземными коммуникациями предусматривается выполнять вручную, в присутствии представителя эксплуатирующей организации с выполнением всех мер предосторожности согласно требованиям СП 45.13330.2012.

Перед производством работ на всех стадиях, совместно с представителями эксплуатирующих организаций, необходимо уточнить положение пересекаемых коммуникаций и обозначить опознавательными знаками высотой от 1,5 до 2 м, с указанием фактической глубины заложения коммуникации. Шурфовку коммуникаций производить вручную.

С соответствии с техническими условиями кабеля связи проектом предусмотрено заключить в защитный футляр из двух швеллеров, концы которого выводятся в обе стороны от проектируемого МН на расстояние не менее двух метров. При пересечении нефтепровода с кабелями расстояние между ними в свету принимается не менее 0,5 м.

На участке проектирования пересечения с надземными коммуникациями отсутствуют.

13.4 Электрохимическая защита

Проектом предусматривается электрохимическая защита (ЭХЗ) реконструируемого участка МН "Грозный-Баку" где выполняется:

- обеспечение ЭХЗ проектируемого участка МН существующей системой ЭХЗ без изменения мощности и резервирования выпрямителей катодной защиты посредством присоединения к линейной части МН;
- установку КИП для обеспечения контролепригодности реконструируемого участка МН с контролем защитного потенциала, в том числе на пересечениях с трубопроводами;
- установка устройства защиты трубопровода (УЗТ) в месте пересечения МН с ВЛ от 110 кВ и выше;
- затраты на выполнение монтажных и пуско-наладочных работ проектируемых средств ЭХЗ;
- демонтаж существующих КИП; демонтаж иных существующих средств ЭХЗ проектом не предусматривается.

Инва. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	1	Колуч.	-	Лист	Зам.	№ док.	3612-19	Подпись		Дата	10.19
------	---	--------	---	------	------	--------	---------	---------	--	------	-------

Г.7.0000.18044-КТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

23

Подробнее об электрохимической защите Объекта приведено в томе Г.7.0000.18044-ЧТН/КГТП-500.000-ТКР2.

13.5 Телемеханизация

Для контроля и управления проектируемым оборудованием предусматривается:

- поставка оборудования нижнего уровня ЛТМ для контроля проектируемого технологического оборудования;
- прокладка кабельных линий в траншее на участке от проектируемого оборудования на площадке УЗА к существующему шкафу ЛТМ, установленному в существующем блок-контейнере ПКУ;
- поставка комплекта ЗИП для проектируемого оборудования нижнего уровня ЛТМ в соответствии с требованиями РД-35.240.50-КТН-109-13;
- доработка и расширение аппаратного и программного обеспечения существующего шкафа телемеханики;
- доработка и расширение программного обеспечения СДКУ РДП ТРУМН для обеспечения сбора оперативных данных и управления проектируемым технологическим оборудованием.

Подробнее о телемеханизации Объекта приведено в томе Г.7.0000.18044-ЧТН/КГТП-500.000-ТКР3.

Продолжительность строительства определяется согласно СНиП 1.04.03-85* «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений». Подробно обоснование продолжительности строительства приведено в томе Г.7.0000.18044-ЧТН/КГТП-500.000-ПОС.

Инв. № подл.	209377	Подп. и дата	Взам. инв. №	
1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ				Лист
				24

14 ЗАВЕРЕНИЕ ПРОЕКТНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Проектная документация разработана в соответствии с градостроительным планом земельного участка, заданием на проектирование, документами об использовании земельного участка для строительства, техническими регламентами и нормативными документами ОАО «АК «Транснефть», в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением технических условий.

Заверяю

ГИП _____ А.Д. Волик



Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

15 ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

МН	Магистральный нефтепровод
НПС	Нефтеперекачивающая станция
АО	Акционерное общество
ПОД	Проект организации работ по сносу (демонтажу) линейного объекта
ПОС	Проект организации строительства
УМН	Управление магистральных нефтепроводов



Инв. № подл.	209377	Подп. и дата		Взам. инв. №	
Изм.	1	Колуч.	-	Лист	Зам.
№ док.	3612-19	Подпись		Дата	10.19
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ					Лист
					26

16 ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

1. Федеральный закон от 30 июня 2010 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
2. Федеральный закон от 30 июня 2003 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании»;
3. ГОСТ 12.1.030-81 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление»;
4. ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;
5. ГОСТ 12.2.007.0-75 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности»;
6. ГОСТ 12.2.007.13-2000 «Система стандартов безопасности труда. Лампы электрические. Требования безопасности»;
7. ГОСТ 20.39.108-85 «Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора»;
8. ГОСТ 14254-96 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)»;
9. ГОСТ 21552-84 «Средства вычислительной техники. Общие технические требования, приемка, методы испытаний, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение»;
10. ГОСТ 25861-83 «Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования по электрической и механической безопасности и методы испытаний»;
11. ГОСТ 31937-2011 «Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния»;
12. ГОСТ Р 22.1.12-2005 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Структурированная система мониторинга и управления инженерными системами зданий и сооружений. Общие требования»;
13. ГОСТ Р 54257-2014 «Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения и требования»;
14. ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 «Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей»;
15. СНиП 3.05.07-85 «Системы автоматизации»;
16. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*»;
17. СП 14.13330.2014 «Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81* (пересмотр)»;
18. ТПР.Г.3.0000.3.20605.117-15 Типовой проект «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Выборочный ремонт дефектных секций в русловой части. Методы ремонта. Типовые проектные и технические решения».

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 27
			Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ				
1	-	Зам.	3612-19		10.19		
Изм.	Колуч.	Лист	№дож	Подпись	Дата		

19. РД-75.200.00-КТН-371-09 Подводные переходы магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Выборочный ремонт дефектных секций. Типовые проектные решения

20. РД-91.010.00-КТН-131-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Проектная и рабочая документация для строительства, технического перевооружения, реконструкции, капитального ремонта, ликвидации и консервации объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Требования к составу, содержанию и оформлению

21. РД-23.040.00-КТН-386-09 Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 Мпа

22. РД-23.040.00-КТН-140-11 Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов



Инв. № подл.	209377	Подп. и дата	Взам. инв. №	
1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ				Лист
				28

ПРИЛОЖЕНИЕ А.
ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

Данный материал запрещается размножать,
передать другим организациям и лицам для
целей, не предусмотренных настоящим
документом

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

ТЗ-75.200.00-ЧТН- 047 -15

по объекту:

МН "Грозный-Баку". Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700.
ТРУМН. Реконструкция

АО «Черномортранснефть»

2015

Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

29

**СОСТАВ
ЗАДАНИЯ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ**

по объекту:

МН "Грозный-Баку". Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700.

ТРУМН. Реконструкция

№ п./п.	Название документа	№ страницы	Кол-во листов
1.	Состав задания на проектирование	2	2
2.	Задание на проектирование	4	13
3.	Приложение 1. Перечень исходных документов, предоставляемых заказчиком к заданию на проектирование	20	2
3.1	Приложение 1.1 Исходные данные для составления сметной документации	22	1
3.2	Приложение 1.2 Типовая форма сводного сметного расчета стоимости строительства	23	5
3.3	Приложение 1.3 Исходные данные для разработки тома «Мероприятия по охране окружающей среды»	28	1
3.4	Приложение 1.4 Лист предполагаемых согласований проектной документации с организациями и надзорными органами.	29	1
3.5	Приложение 1.5 Технические условия на точки подключения трубопровода	30	1
3.6	Приложение 1.6 Исходные данные для разработки тома «Проект организации строительства объектов капитального строительства»	31	1
3.7	Приложение 1.7 Сведения о наличии переходов через водные преграды, переходов через ж/д и а/д	32	1
3.8	Приложение 1.8 Ситуационный план для линейного объекта (Схема расположения участка)	33	1
3.9	Приложение 1.9 Сжатый профиль с эпюрой максимального рабочего давления с характерными отметками земли (на электронном носителе)	-	-
3.10	Приложение 1.10 Перечень исходных данных для разработки проектной документации «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»	34	1
4.	Приложение 2. Перечень исходных документов, технических условий предоставляемых заказчиком после согласования задания на проектирование	35	1
5.	Приложение 3. Формы перечня МТР и спецификаций оборудования, изделий и материалов.	36	1
6.	Приложение 4 Данные для разработки сметы ПИР	37	1
7.	Приложение 5. Схемы откачки (будет разработана в электронном виде при разработке ППР)	-	-
8.	Приложение 6. Карточка наличия основных средств.	38	1
9.	Приложение 7 Виды работ, выполняемых при замене участка	39	1
10.	Приложение 8. Сведения о наличии подъездных путей.	40	1
11.	Приложение 9. Требования к проектным решениям и мероприятия охране объекта в период строительства.	41	1
12.	Приложение 10 Правоустанавливающие документы (в электронном виде)	-	-

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
209377

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

30

ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

13	Приложение 11 Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании	42	4
14	Приложение 12 Раскладка трубных секций на участках замены участков	46	2
15	Приложение 13 Перечень исходных данных для расчета затрат на отвод земельных участков	48	1
16	Приложение 14 Акт проверки системы ЭХЗ	49	1
17	Приложение 15 Технические условия на оснащение КИТСО № 2015-10-050	50	2
18	Приложение 16 Технические условия АО «Связьтранснефть» № 10-16/1287 от 14.04.2015	52	4
19	Приложение 17 Схема территориального планирования Кизилюртовского района Республики Дагестан	56	1

Начальник СЭ ЛЧ ОЭ
Должность исполнителя


Подпись

Зиновьев А.С.
Фамилия И.О

Инв. № подл.	209377	Подп. и дата	Взам. инв. №	
1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Копуч.	Лист	№ док.	Подпись
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ				Лист
				31



T3-75.200.00-ЧТН-047-15

СОГЛАСОВАНО

Зам. генерального директора
по производству
АО «Гипротрубопровод»

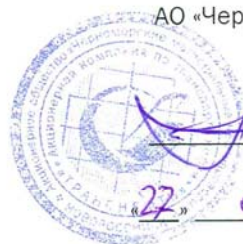


Инженер филиала
КРАСНОДАРГИПРО-
ТРУБОПРОВОД
Е. П. БЛИЗНИЧЕНКО
А.В. Горохов 1120-19/ 129
от 11.01.2016

2015г.

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
АО «Черномортранснефть»



А.В. Зленко

2015г.

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

T3-75.200.00-ЧТН-047-15

МН "Грозный-Баку". Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700.
ТРУМН. Реконструкция

1. Наименование объекта

МН "Грозный-Баку". Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700.
ТРУМН. Реконструкция

2. Географическое положение объекта

Республика Дагестан, Кизилюртовский район, п. Бавтугай. Бавтугайское сельское поселение.

3. Основание для проектирования

Программа ТПР 2018г., код объекта 04-ТПР-001-00052

4. Заказчик

Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы»
АО «Черномортранснефть»

5. Разработчик проектной, рабочей документации

АО «Гипротрубопровод»

6. Требования к проектным организациям

Наличие свидетельств о допуске к производству работ по подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие свидетельств о допуске к работам на особо опасных, технически сложных и уникальных объектах, если таковые имеются, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001 (ИСО 9001:2011).

7. Вид строительства

Реконструкция

8. Срок начала и окончания строительства объекта, срок ввода объекта в эксплуатацию

Начало - 01.02.2018
Окончание - 19.06.2018
Ввод в эксплуатацию - 01.08.2018



Инва. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

9. Проектная документация, рабочая документация

Проектная документация, рабочая документация.

10. Условия ввода в эксплуатацию

В условиях действующего производства

Замена участка – заварка гарантийного стыка с составлением акта, заварка технологических отверстий с составлением акта, положительный результат рентгенографии с приложением снимков, контроль герметичности отремонтированного участка при рабочем давлении в течение 12 часов.

11. Потребность в инженерных изысканиях и ППО

Полный комплекс инженерных изысканий выполняется по договору заказчика АО «Черномортранснефть» со сторонней организацией. АО «Гипротрубопровод» разрабатывает и предоставляет для согласования в АО «Черномортранснефть» задание на выполнение инженерных изысканий для заключения договора со специализированной организацией. АО «Гипротрубопровод» проводит экспертизу результатов инженерных изысканий на достаточность для проектирования и соответствия действующим нормативным документам. Состав инженерных изысканий:

11.1. инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-метеорологические (гидрометеорологические изыскания выполнить только на участках переходов с водными преградами), инженерно-экологические изыскания (на землях сельскохозяйственного назначения выполнить агрохимический анализ почв, для использования при разработке раздела «Рекультивация земель») в соответствии с требованиями РД-91-020.00-КТН-142-14, [СП 47.13330.2012](#), постановлением Правительства РФ № 20 от 19.01.2006 г. (п. 2 и 4) и других действующих нормативных документов в объеме, достаточном для проектирования, с учетом изысканий прошлых лет.

11.2. Требуемая система координат для инженерно-геодезических изысканий, включая топографическую съёмку – МСК-05 (система координат для ведения государственного кадастрового учета объектов недвижимости, используемая на территории субъекта РФ, где планируется проведение СМР), система высот - Балтийская. Материалы изысканий представить в электронном и бумажном виде. Электронный вид выполнить в формате AutoCad (*.dxf, *.dwg).

11.3. Границы заменяемых участков: МН «Грозный-Баку» Ду720 и точки подключения приведены в приложении 1.5 Задания на проектирование.

11.4. Археологические изыскания (археологическая разведка) земельных участков выполнить при условии получения от Заказчика заключения уполномоченного органа в области обеспечения сохранности объектов культурного наследия с указанием на необходимость проведения археологических изысканий (археологической разведки) в границах участка проектирования.

11.5. Архивные материалы инженерных изысканий:

- Заказ 3202 МН Грозный-Баку (граница с Азербайджаном - НПС «Сулак». Система обнаружения утечек и контроля активности. Техническое перевооружение. СевКавТИСИЗ 2012 г.

- Заказ 0157 Замена участков МН "Грозный-Баку", Ду700, 201-144 км надземного исполнения км 144,7-км 144,9, км 146-км 146,2, км 148,8-км 149. ТРУМН. ОАО «Строинжиниринг». 2013 г.

11.6. Объекты проектирования, в пределах одного эксплуатационного участка МН, по которым есть необходимость проведения инженерных изысканий отсутствуют.

11.7. Допускается частично, дополнительно использовать технические отчеты прошлых лет по полному и частичному обследованию ППМН АО «Транснефть - Подводсервис».

11.8. Пункты съёмочной сети частично имеются.

11.9. Требуемая система координат - местная (для ведения государственного кадастрового учета в регионе производства работ), система высот - Балтийская.

11.10. Кроме документального вида, сдать графические материалы инженерных изысканий и

Изм. № подл.	209377	Взам. инв. №	
Подп. и дата			

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

33

ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

проектные решения, связанные с размещением объектов в электронном виде в формате AutoCad (*.dxf, *.dwg).

11.11. Техническое задание и программу работ на инженерные изыскания согласовать у Заказчика.

11.12. В рамках проведения инженерных изысканий Проектировщик получает заключения контрольно-надзорных органов о существующих ограничениях при размещении объекта, а именно:

а) о наличии зон санитарной охраны источников питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения;

б) о наличии скотомогильников;

в) о наличии объектов культурного наследия и их охранных зон;

г) о наличии месторождений полезных ископаемых и лицензионных участков;

д) о наличии месторождений общераспространенных полезных ископаемых (ОРПИ), особо охраняемых природных территориях регионального значения (ООПТ);

е) о наличии ООПТ федерального значения;

ж) о наличии ООПТ местного значения, мест проживания КМН;

и) о водных объектах федерального, регионального и местного значения и установленных водоохранных, прибрежных зонах в случае пересечения объектом водной преграды;

к) о категориях защитности лесных участков, о границах населенных пунктов (в случае ненормативного сближения объекта проектирования с границами населенного пункта).

11.13. Провести предпроектное обследование объекта проектирования согласно [ОР-03.100.00-КТН-028-15](#) Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов.

Порядок подготовки и проведения предпроектного обследования объектов Программы развития, технического перевооружения и реконструкции магистральных трубопроводов ОАО "АК "Транснефть" и Программы капитального ремонта магистральных трубопроводов ОАО "АК "Транснефть" с расчетом предварительной стоимости объекта в сроки согласно плану ПИР.

11.14. Выполнить надзор за инженерными изысканиями.

12. Требования по вариантной проработке

12.1. По результатам выполнения инженерно-геодезических изысканий представить проектное решение по месту размещения объекта, выполненное на топографической основе, с указанием границ полосы отвода (ширина, протяжённость, площадь полосы отвода) с приложением каталога координат углов и поворотных точек МСК (для ведения ГКН) и WGS 84.

12.2. Окончательный вариант прохождения трассы МН и основные технические решения должны быть сформированы после согласования с Заказчиком проектного решения с учетом сведений о существующих ограничениях в использовании земельных участков (ООПТ, ОКН, ОРПИ и т.д.).

12.3. Допускается проведение дополнительных инженерных изысканий для определения трассы (варианта размещения объекта) в обход ООПТ, ОКН, зон существующей и перспективной застройки, границ населённых пунктов и т.д.

13. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования

13.1. Технические параметры нефтепроводов, проходящих в одном техническом коридоре: Наименование нефтепровода "Грозный-Баку", уч. км.148,98-148,01 диаметр 720 (мм);

- год вода в эксплуатацию нефтепровода – 1983г;
- перекачиваемая среда – нефть (плотность 852-864 кг/м3)"
- метод прокладки – подземный;
- диаметр - 720(мм);
- толщина стенки трубных секций – 7-8 мм;
- пропускная способность – 7,6 (млн.т./год);
- рабочее давление на выходе НПС «Самур» 4,3(МПа);
- марка стали трубных секций - 17ГС;
- класс прочности стали - К52;
- марка и тип изоляции – «Поликен».

Изм. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№дож	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

34

ТЗ-75.200.00-КТН-047-15

- состав технического коридора: в одном техническом коридоре с МН "Грозный-Баку" проходит кабель связи СКПТУС и ВЛ-10кВ.

13.2 Проектируемый объект относится к объектам повышенной степени ответственности.

14. Требования к техническим решениям

14.1 Проектирование выполнить в соответствии с:

- РД-24.040.00-КТН-062-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования.

- СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Свод правил»,

- ОР-13.100.00-КТН-030-12 с изм. №1 «Порядок допуска подрядных организаций к производству работ по строительству, техническому перевооружению, реконструкции, капитальному и текущему ремонту, ремонтно-эксплуатационным нуждам объектов ОАО "АК "Транснефть"»,

ОР-91.010.30-КТН-266-10 Объекты магистральных нефтепроводов. Правила приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов. Формирование приемо-сдаточной документации.

- РД-19.100.00-КТН-266-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническая диагностика трубопроводов при приемке после строительства и в процессе эксплуатации.

- РД-75.200.00-КТН-371-09 Подводные переходы магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Выборочный ремонт дефектных секций. Типовые проектные решения

- РД-75.200.00-КТН-012-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Переходы магистральных трубопроводов через водные преграды. Нормы проектирования, действующими нормами и правилами пожарной безопасности, федеральными нормативными документами в области пожарной безопасности, а также нормативных документов, действующих в системе ОАО «АК «Транснефть». Разработать декларацию пожарной безопасности в соответствии с Федеральным законом от 22.07.2008г. № 123-ФЗ.

Технические условия на работу в охранной зоне кабелей связи АО «Связьтранснефть», пересечение, параллельное следование и вынос кабелей связи (при необходимости) получить в СК ПТУС.

Все проектные решения по связи, а также проведение земляных работ в охранной зоне существующих кабелей связи согласовать с филиалом АО «Связьтранснефть» Северо – Кавказское ПТУС.

14.2 Проектом предусмотреть:

14.2.1. Замену участка МН «Грозный-Баку» км 148,98-148,01 протяженностью 1,74 км (трубы принять по ООТ-23.040.00-КТН-051-11 класса прочности К56)

14.2.1.1 Предусмотреть переоборудование УЗА №151/1, включающее в себя:

- вырезку катушек до и после УЗА с существующими вантузами и отборными устройствами;

- замену колодцев КИП на герметичные (2 шт.) с монтажом отборов давления (2 шт.) в соответствии с ООТ-25.160.00-КТН-068-10 (в заменяемых колодцах заменить ранее установленные датчики давления на датчики с выходом по протоколу HART, с выводом диагностической информации по HART в системе ЛТМ);

- монтаж вантузов (2 шт.) в колодцах КГВП (2 шт.);

- абразивную обработку запорной арматуры с последующей антикоррозионной обработкой и покраской;

- устройством площадки обслуживания, выполненной путем опирания на задвижку, включающей в себя элементы оцинкованной просечки;

- монтаж оборудования ИТСО в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 5 мая 2012 №458 «Об утверждении правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов ТЭК» и РД-13.310.00-КТН-072-12 с выводом СДКУ посредством ЛТМ ТУ «Деблокировка периметральной сигнализации УЗА»

Инд. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-КТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

35

ТЗ-75.200.00-КТН-047-15

- передачу сигналов срабатывания диагностики ИТСО на верхний уровень (установливаемый АРМ СБ) с транспортным протоколом TCP-IP в отдельном канале связи от ПКУ до караульного помещения команды «Сулак».

- местоположение УЗА №151-1 оставить неизменным.

Предусмотреть переоборудование УЗА №148/1, включающее в себя:

- перенос УЗА №148/1 согласно Приложению 17. Положение УЗА №151/1 менять не требуется;

- замену задвижки на УЗА №148/1;

- замену ограждения УЗА №148/1, согласно требований РД-13.310.00-КТН-072-12 с использованием усиливающих продольных и поперечных элементов крепления полотна ограждения для исключения срабатывания ПОС от ветровых нагрузок;

- устройство обвалования береговых УЗА №148/1 согласно требований РД-75.200.00-КТН-012-14;

- замену колодцев КИП на герметичные (2 шт.) на УЗА №148/1 с монтажом отборов давления (2 шт.) в соответствии с ОТТ-25.160.00-КТН-068-10.

Приведение узлов ЛЗ №148-1, 151-1 и вантузного узла №В146/1 к нормативу (замена ограждения, установка герметичных колодцев, установка площадок обслуживания выполненных путем опирания на задвижку, включающих в себя элементы оцинкованной просечки, абразивная обработка оборудования с последующей покраской).

Предусмотреть монтаж вантузного узла № В146/1 на 146 км.

14.2.1.2. Предусмотреть установку пластиковых знаков на ЛЧ МН согласно ТУ 9570-004-09890805-2013. Расстановку знаков выполнить в соответствии с нормативными требованиями ОАО «АК «Транснефть».

14.2.2 Определение толщины стенки трубы выполнить расчётом, с учетом подключения к существующим участкам нефтепровода. При превышении расчётной толщины стенки подключаемого участка более чем на 2мм от существующей толщины стенки, предусмотреть переходные катушки в местах подключения с толщиной стенки равной существующей.

Класс прочности трубы К-56, категорию трубопровода определить проектом.

14.2.2.1. Предусмотреть использование отводов холодного и горячего гнутья с радиусом изгиба не менее 5 DN.

14.2.2.2. Предусмотреть разработку специальных технических условий (СТУ).

14.2.2.3. Герметизацию подключаемого участка предусмотреть следующим образом: «Кайман» (4 ед.), ГРК-700 (4 ед.); отключаемого участка под демонтаж предусмотреть с использованием глиняных тампонов (4 ед.). В качестве резервного предусмотреть герметизатор ГРК-700 (8 шт.). Резервные ГРК и КВО предусмотреть из наличия АО «Черномортранснефть»

14.2.3 Предусмотреть средства ЭХЗ в соответствии с требованиями [ГОСТ Р 51164-98](#), [ВСН 009-88](#) и дополнения к [ВСН 009-88](#) «Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов»; [РД-91.020.00-КТН-234-10](#) «Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных нефтепроводов и сооружений НПС». В месте перехода через а\д, предусмотреть защиту кожуха от коррозии протекторами типа ПМ-20У, в соответствии с РД-24.040.00-КТН-062-14, установку КИП из полимерных материалов, ЭСН-МС2, БПИ, БСЗ установленных в пластиковых стойках, со встроенными амперметрами для измерения защитного тока канала, с обеих сторон. Соединение измерительных проводов и дренажных кабелей патрона, протекторов, БСЗ, ЭСН-МС2, БПИ и нефтепровода осуществить через КИП. При пересечении нефтепровода со сторонними коммуникациями предусмотреть совместную защиту через БСЗ и установку ЭСН-МС2. ЭХЗ заменяемого участка осуществить от существующих средств ЭХЗ с заменой СКЗ на В-ОПЕ-М2-С1-63-48-У1(приложение №14).

14.2.4 Противокоррозионное покрытие выполнить согласно [ГОСТ Р 51164-98](#) «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

14.2.5. Исключить работы по демонтажу магистральных трубопроводов, за исключением трубопроводов на подводных переходах, переходах через железные дороги, автомобильные дороги, выполненные с защитным кожухом и трубопроводов, расположенных в особо охраняемых природных территориях.

Инв. № подл.	209377
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-КТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

36

ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

Выведенный из эксплуатации участок после вытеснения нефти инертно-газовой смесью заглушить эллиптическими заглушками.

Демонтаж выведенного из эксплуатации участка нефтепровода, не входящего в объем подрядных работ, организовывается в соответствии ОР-23.040.00-КТН-056-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок реализации металлолома, учета и хранения».

14.2.7. Обустройство мест временного размещения отходов, образующихся при строительстве перехода.

14.2.8. В проекте предусмотреть вывоз демонтированного оборудования и металлоконструкций на площадку НПС «Сулак» автотранспортом подрядной организации, засыпку траншей и восстановление плодородного слоя грунта, после окончания работ.

14.2.9. Все пересечения нефтепровода подземных и наземных коммуникаций согласовать с их владельцами, с получением соответствующей разрешительной документации и технических условий после выдачи проектной организацией Заказчику ведомости пересечений с планом привязки их к местности.

14.2.10 При необходимости при замене перехода дополнительно в проекте учесть водоотливные работы на месте производства работ (для отвода грунтовых вод и т.д.).

14.2.11 Проведение гидравлических испытаний, проверку герметичности вновь построенного участка МН и проведение внутритрубной диагностики выполнить в соответствии с требованиями СП 86.13330.2014, ОР-19.000.00-КТН-194-10 Порядок очистки, гидроиспытаний и внутритрубной диагностики нефтепроводов после завершения строительно-монтажных работ

и РД-19.100.00-КТН-266-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническая диагностика трубопроводов при приемке после строительства и в процессе эксплуатации.

14.2.12 Предусмотреть разработку инструкции по очистке полости и испытанию трубопровода, с учётом условий строительства, категории трубопровода, контроля качества, безопасности и охраны труда, охраны окружающей среды и согласовать её с АО «Черномортранснефть» (ответственная за проведение работ подрядная организация).

14.2.13 Место забора воды уточнить при проведении изысканий. Предусмотреть место сброса воды после испытаний по проектным решениям в соответствии с природоохранным законодательством, с получением соответствующих разрешений, в соответствии с РД-13.020.00-КТН-007-14 с изм. №1.

14.3. Требования к обустройству узлов подключения вновь смонтированных участков к действующему нефтепроводу:

14.3.1. Точки подключения принять согласно приложения 1.5. Участки трубопровода в местах подключения должны быть запроектированы в соответствии с требованиями РД-75.180.00-КТН-159-13 «Регламента по вырезке и врезке "катушек", соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов» и «Регламента по организации планирования и оформления остановок магистральных нефтепроводов».

14.3.2. Существующие реперы привести в нормативное состояние (установка щита-указателя, обустройство окопки и т.д.), в соответствии с требованиями ОР-23.040.00-КТН-089-12, а также в соответствии с требованиями ГКИНП 02-033-82 «Инструкция по топографической съёмке в масштабах 1:5000, 1:2000, 1:1000 и 1:500».

14.3.3. Предусмотреть места установки пластиковых опознавательных-предупредительных знаков по трассе МН и а/д в соответствии с действующим ТУ 5220-002-09890805-2012.

14.3.4. Для обеспечения подключения вновь построенных трубопроводов к действующему нефтепроводу методом «захлеста» или через промежуточную катушку, конечные участки вновь построенного трубопровода укладываются в одну траншею с действующим нефтепроводом.

Конечные участки вновь построенного нефтепровода изолируются и укладываются на ровное основание траншеи параллельно действующему нефтепроводу на расстоянии между ними от 0,6 до 1,0м. Оси конечных участков вновь построенного и действующего трубопроводов должны лежать в горизонтальной плоскости на одном уровне.

Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

37

ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

14.3.5. В проекте предусмотреть раздел катодной поляризации проектируемых участков трубопровода в соответствии с требованиями РД-29.035.00-КТН-080-10 «Инструкция по контролю состояния изоляции магистральных нефтепроводов методом катодной поляризации».

14.3.5.1. В проекте применить современное оборудование и материалы: блоки совместной защиты электронные, со встроенными измерительными приборами, электроды сравнения медносульфатные неполяризующиеся с двумя ионообменными мембранами и увеличенным количеством электролита для обеспечения срока службы не менее 15 лет.

14.3.5.2. На пересечении с ВЛ-110 кВ и выше предусмотреть защиту проектируемого нефтепровода от вредного влияния в соответствии с требованиями РД-17.220.00-КТН-151-10.

14.3.5.3. В конце проектируемого участка, в точке присоединения СКЗ к нефтепроводу предусмотреть замену приварок, колонок СКИП из полимерных материалов, электродов сравнения, БПИ.

14.3.6. Разработка требований по организации строительных городков и согласование с заказчиком.

Для обеспечения работ по замене трубы предусмотреть:

– Освобождение участка МН от нефти для подключения вновь построенного участка.

– Временные переезды через действующие коммуникации должны быть указаны на транспортной схеме и топоплане. Переезд должен обеспечить въезд и выезд техники с места ремонта.

– Меры защиты кабелей связи и других инженерных коммуникаций, попадающих в зону производства работ (Приложение 1.7);

– Использование материалов для изоляционного покрытия, включенных в реестр ОВП ОАО "АК "Транснефть";

– Техническую и биологическую рекультивацию нарушенных земель;

– Размеры рабочих котлованов, величину откосов, мероприятия по укреплению стенок котлованов в зависимости от вида и категории грунтов, уровня грунтовых вод.

14.4. Производство работ собственными силами АО МН:

- врезка вантузов,
- опорожнение участка нефти,
- вырезка катушки в месте подключения
- герметизация трубопровода,
- ремонт временных вантузов приспособлением «ПАКЕР»

Инженерно-технические средства охраны

14.6.1 «Требования к системам безопасности и антитеррористической защиты»: предусмотреть оснащение объекта необходимыми средствами КТСО, разработку проектных решений и мероприятий по противодействию антитеррористическим актам, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов, обнаружение взрывных устройств и боеприпасов выполнить в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 15.02.2011 №73 на период строительства и на период эксплуатации.

14.6.2 Проектные решения по оборудованию ИТСО площадочных объектов и объектов линейной части должны соответствовать требованиям Постановления Правительства РФ от 5 мая 2012 № 458 «Об утверждении Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов ТЭК» и РД-13.310.00-КТН-072-12 «Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы. Комплексы инженерно-технических средств охраны объектов. Требования к оборудованию и организации эксплуатации» с изм №2.

14.6.3 Площадки ЛЧ МН с расположенными на них технологическими колодцами аппаратуры КИПиА, водные, воздушные и подземные переходы МН, ПКУ, СДЗ, СКЗ, камеры приема пуска СОД, узлы задвижек, колодцы вантузов, узлов отбора давления, должны быть оборудованы сетчатым оцинкованным ограждением толщина прутка не менее 5мм, высотой не менее 2 метров, дополнительным инженерным ограждением по верху (АКЛ) и дополнительным

Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

38

ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

нижнем ограждении (из б/у трубы) для защиты от подкопа отвечающим требованиям РД.
14.6.4. Конструкция ограждений должна предусматривать возможность демонтажа всей конструкции или по частям (при ремонтных работах).

14.6.5. Предусмотреть один рубеж периметрально - охранной сигнализации, охранное освещение периметра.

14.6.6. Внутри ПКУ предусмотреть станционное оборудование (ПКП) системы охранной сигнализации и видеонаблюдения подгруппы прилегающих локальных объектов линейных сооружений с выдачей сигналов в РДП, МДП по каналам связи и телемеханики.

14.6.7. Предусмотреть заземление периметрально - охранной сигнализации, резервное питание не менее 3 часов, охранная сигнализация должна иметь защиту от наводок и перенапряжений в соответствии с нормами.

14.6.8. Предусмотреть контроль состояния ворот и калиток, установку концевых выключателей на двери колодцев, защитные сооружения задвижек.

14.6.9. Сигналы вскрытия с колодцев, вантузов, кожухов задвижек, нарушение охранной сигнализации периметра, вскрытие ворот (калитки) - разными шлейфами должны подключаться к контроллеру телемеханики. Сигнал от каждого извещателя должен подключаться в ПКУ отдельным шлейфом.

14.6.10. Предусмотреть предпроектное обследование.

14.6.11. Обеспечить интегрирование проектируемой системы СОТ с системой периметральной охраны и охранного освещения.

14.6.12. Режим работы систем - круглосуточный. Работа оборудования охранной сигнализации не должна оказывать влияния на работу других систем объекта.

14.6.13. Предусмотреть пусконаладочные работы и 10% запас ЗИП.

14.7. Для стадии «проектная документация» разработать мероприятия и проектные решения, направленные на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов.

Автоматизация, ТМ и сети связи

14.8. При замене существующих колодцев отборов давления на герметичные на УЗА предусмотреть установку в новых колодцах новые манометрические стойки, датчики давления, манометры, сигнализаторы затопления колодца, датчик прохождения ОУ (существующие колодцы оснастить недостающими датчиками). Разработать задание на доработку ШТМ в объеме расширения, в связи с заменой колодцев КИП предусмотреть замену кабельных линий. Задание на доработку СДКУ не разрабатывать, доработка СДКУ будет выполнена силами Заказчика.

14.9. Проектные решения по автоматизации, телемеханизации УЗА МН «Грозный-Баку» при приведении УЗА к нормативному состоянию принять в соответствии с требованиями РД-35.240.50-КТН-109-13 «Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Основные положения», ТПР 35.240.50-КТН-043-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов. Типовые проектные и технические решения»;

14.10. Предусмотреть замену отборов давления при приведении УЗА к нормативному состоянию в соответствии с ОТТ-25.160.00-КТН-068-10 «Техническими решениями по приварке к нефтепроводу и нефтепродуктопроводу вантузов, патрубков для приборов КИП, бобышек и термокарманов, катодных выводов для монтажа кабелей ЭХЗ»;

14.11. Проектные решения по пересечению (параллельному следованию) с кабелями связи согласовать с владельцами кабельных коммуникаций (в том числе СК ПТУС АО «Связьтранснефть»);

14.12. Предусмотреть проектом наращивание кабеля волоконно-оптического датчика (ВОД) СОУи КА и последующую его укладку в траншею с новым трубопроводом. Предусмотреть корректировку программного обеспечения системы СОУ и КА МН «Грозный - Баку».

14.13. Метрологическое обеспечение:

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 39			
			1	-	Зам.	3612-19		10.19		
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ										

ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

Все применяемые в проекте СИ должны быть утвержденных типов, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (Государственный реестр средств измерений) и допущены к применению в РФ.

На дату ввода в эксплуатацию объектов проектирования, в соответствии с требованиями Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» № 102-ФЗ, СИ должны иметь действующие свидетельства о поверке (отметки в паспорте), со сроком очередной поверки не менее половины межповерочного интервала соответствующего СИ. Все средства измерений и оборудование применяемое во взрывоопасных зонах, должно соответствовать требованиям «Технического регламента о безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (Постановление Правительства РФ от 24.02.2010 № 86) и сертифицировано в РФ. Оборудование, работающее во взрывоопасной зоне, должно быть взрывозащищенного исполнения, иметь разрешение Ростехнадзора на применение и соответствующую маркировку взрывозащиты.

14.14. Разработка раздела СМИС не требуется.

14.15 Электроснабжение

14.15.1 Электроснабжение береговых узлов запорной арматуры (УЗА №148/1, №151-1) выполнить по первой категории надежности от проектируемых распределительных щитов, устанавливаемых в существующих ПКУ. Существующие распределительные щиты демонтировать после переподключения всех нагрузок.

14.15.2 В качестве первого источника электроснабжения использовать силовые трансформаторы 10/0,4кВ расположенные в ПКУ, запитанные от вдольтрассовой ВЛ-10кВ.

14.15.3 В качестве второго источника электроснабжения использовать проектируемые аварийные дизельные электростанции (далее - ДЭС) блок-контейнерного типа третьей степени автоматизации. Мощности ДЭС определить проектом с учетом требований п.16.1.7 РД-75.200.00-КТН-012-14. Запас топлива к ДЭС предусмотреть из расчета автономной работы не менее 72 часов.

14.15.4 На всех площадках УЗА (2 шт.) проектом предусмотреть: ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15 16 - установку опор со светодиодными матрицами для освещения площадки УЗА; - прокладку кабельных линий в земле от ПКУ до площадки УЗА.

14.15.5 Предусмотреть перенос ПКУ и строительство отпайки от существующей ВЛ-10кВ.

14.16 Электрохимическая защита

14.16.1 ЭХЗ проектируемого участка выполнить от существующей системы электрохимической защиты, посредством врезки проектируемого участка в линейную часть существующего МН. При этом обеспечить контролепригодность ЭХЗ проектируемого участка МН.

14.16.2 Предусмотреть замену анодной и катодной кабельных линий УКЗ на 148км.

15. Особые условия строительства

Взрывопожароопасность, экобезопасность.

Сейсмичность района строительства согласно [СП 14.13330.2014](#)

Стесненность определить проектом.

При замене участка работы должны производиться с остановкой нефтепровода.

16. Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям

Обеспечить привязку к существующим коммуникациям

Объект I уровня ответственности.

17. Очередность выполнения работ

- строительно-монтажные работы вновь построенных участков,

- подключение вновь построенных участков к действующему МН.

18. Требования к режиму безопасности и гигиене труда

«Разработать подраздел «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями

Инва. № подл.	Взам. инв. №
209377	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

40

ГЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 г. № 87. При разработке подраздела учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, РД-13.110.00-КТН-260-14, РД153-39.4-041-99, регламентов ОАО «АК «Транснефть» в области охраны труда. Разработать в составе ППР подраздел «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение нормативных требований охраны труда». При разработке подраздела учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002. правил по ОТ (ПОТРМ).

19. Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения, или «Мероприятия по охране окружающей среды» для линейных объектов, а также (при необходимости) материалы «Оценки воздействия на окружающую среду»

19.1. Разработать раздел «Мероприятия по охране окружающей среды», в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации и нормативными документами. Выполнить раздел по охране водных биологических ресурсов, включая расчет ущерба рыбным запасам и согласовать компенсационные мероприятия с территориальным управлением Росрыболовства (при проведении работ в русловой и пойменной части водных объектов).

19.2. Разработать раздел «Проект рекультивации земель». Вид рекультивации: техническая / биологическая.

20. Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций

20.1 Разработать раздел ПМ ГОЧС в соответствии с требованиями Федеральных законов: от 12 февраля 1998 года №28 ФЗ «О гражданской обороне», 21 декабря 1994 года №68-ФЗ «О защите населения и территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», Градостроительного кодекса (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, ГОСТ Р 55201-2012, Приказа МЧС РФ №105, исходными данными и требованиями, выданными территориальным органом МЧС России.

21. Требования по актуализации нормативных документов

Не требуется

22. Требования к составу и оформлению проекта

22.1 Состав проекта в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 №87, от 15.02.11 №73.

22.2 Оформление проекта в соответствии с [ГОСТ Р 21.1101-2013](#).

22.3 Требования по разработке дополнительных разделов:

- Разработать ведомости объемов демонтажных и строительно-монтажных работ, включить в состав соответствующего тома рабочего проекта и представить отдельным томом и в электронном виде в формате Excel.

- предоставить раздел «Материалы для отвода земли».

- Раздел «Мероприятия по пожарной безопасности» выполнить с учетом требований ФЗ-123 Правительства РФ от 16.02.08г. №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

- Разработать раздел «Испытания» отдельным томом в соответствии с [РД-19.020.00-КТН-089-10](#), [РД-19.020.00-КТН-198-10](#), [РД-19.020.00-КТН-197-10](#), [РД-19.020.00-КТН-021-10](#).

- Разработать раздел проекта «Проект полосы отвода» в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 16.02.2008г. №87, включающий:

1) расчет и обоснование площади земель, необходимых для проведения СМР и дальнейшей эксплуатации возведенных объектов с указанием сроков использования земель;

2) ведомости (экспликация) земель, необходимых для СМР и дальнейшей эксплуатации возведенных объектов;



Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

3) графические материалы с отображением сведений ГКН (КПТ) с границами формируемых земельных участков на период СМР и эксплуатации построенного объекта, границами устанавливаемых охранных зон в электронном виде в местной системе координат, принятой для ведения ГКН в регионе проведения работ.

4) каталог координат углов и поворотных точек границ полосы отвода в системе координат для ведения ГКН в регионе проведения работ.

5) ситуационный план места производства работ с указанием границ полосы отвода.

6) графическая часть раздела должна быть выполнена на топографической основе (М 1:500 или 1:1000),

7) "Проект полосы отвода" представить Заказчику в бумажном виде и на электронном носителе в формате AutoCad (*.dxf, *.dwg).

22.4. Раздел «Рекультивация земель» должен содержать:

1) сведения об объемах технической и биологической рекультивации;

2) сведения о видах работ по технической и биологической рекультивации;

3) сметный расчет на технический и биологический этап рекультивации отдельно. С указанием стоимости работ на 1 га занимаемой площади;

4) раздел должен содержать сроки выполнения технического этапа и биологического этапа рекультивации, период восстановления плодородия земель сельскохозяйственного назначения.

5) указание на обязанность организации выполняющей СМР получить до начала работ разрешение на снятие и перемещение плодородного слоя, по окончании СМР обязанность сдачи рекультивированных земель приемочной комиссии, действующей при органе местного самоуправления.

6) согласование проекта рекультивации с землепользователями и с органами местного самоуправления (Постановление Правительства РФ от 11 июля 2002 г., РД 39-00147105-006-97, утвержден ОАО «АК «Транснефть») выполнить совместно разработчиком и заказчиком. В случае возникновения замечаний со стороны землепользователей специалисты ОАО «Гипротрубопровод» корректируют документацию, участвуют в согласовании проекта «Рекультивации земель».

22.5 Разработку ПОС выполнить согласно требованиям [РД-91.010.30-КТН-086-12](#)

Постановления Правительства РФ №87 от 16.02.08г.

22.6 Разработать декларацию промышленной безопасности. Согласно ст.14 п.3 ФЗ-116

23. Состав демонстрационных материалов

Не требуется

24. Материалы, представляемые заказчиком

Исходные данные для проектирования согласно перечня исходных документов, представляемых заказчиком (приложения 1-9).

Технические условия от владельцев коммуникаций, пересекаемых или находящихся в одном техническом коридоре коммуникаций будут представлены заказчиком в соответствии с приложением №1.

25. Срок выдачи проекта

Выдача акта ППО с расчетом прогнозной стоимости объекта – 03.11.2015

Выдача проектной документации в составе определенном постановлением правительства №87 без смет (раздел 11), с выдачей положительного заключения АО «Гипротрубопровод» - 07.10.2016

Выдача сметной части рабочей документации с выдачей положительного заключения АО «Гипротрубопровод» - 04.11.2016

ВЫДАЧА ПД С УЧЕТОМ ВНЕШНЕЙ ЭКСПЕРТИЗЫ - 07.02.2017

26. Срок выдачи документации для проведения торгов

Инв. № подл.	209377	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										42
1	-	Зам.	3612-19					10.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	
Изм.	Колуч.	Лист	№дож	Подпись	Дата					

ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

26.1 В течение 3 дней после устранения замечаний по результатам внутренней и внешней экспертизы

26.2 Количество экземпляров документации для проведения торгов - 4 экз.

27. Количество экземпляров ПД и РД

- 4 экземпляра документации на бумажном носителе, 2 экз. в электронном виде;

В электронном виде документация принимается на оптическом носителе информации (компакт-диск CD-ROM, DVD+R, DVD-R). На каждом компакт-диске, содержащем электронную версию ПД и РД, должна быть внутренняя опись ПД и РД. Документация на компакт-диске предоставляется в графическом образе с копиями подписей, печатей и необходимых отметок, чертежи основных комплектов в формате Autodesk Design Web format (*.dwf) или Adobe Portable Document format (*.pdf), а также в формате разработки: текстовая документация – форматы версии MS Office версии 2000 и выше (*.doc, *.xls, *.mxd, *.ppt).

- окончательная досылка: 5 экз. на бумажном носителе – по составу проекта в полном объеме, 2 экз. в электронном виде, сметная документация в формате gsfх.

- Состав и структура электронной версии проектной документации должны быть идентичны бумажному оригиналу.

28. Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов

28.1 Спецификации выполнить отдельным томом в соответствии с «Разделением номенклатуры материально-технических ресурсов под Программы ТПР, КР, РЭН, на поставку заказчика и подрядчика» в соответствии с ОР-01.110.00-КТН-201-12 (приложение Д). Наименования МТР указывать в спецификациях с учетом типовых форм заполнения ПЗС ОР-01.110.00-КТН-201-12 (приложение З).

28.2 При разработке ПД проект ПЗС (ДС к ПЗС) сформировать в сроки, указанные в соответствии с «План-графиком согласования ПЗС по объектам комплексной программы ТПР, КР». ПЗС (ДС к ПЗС) формировать в электронном виде и на бумажном носителе.

28.3 В спецификациях указывать оборудование и материалы, включенные в Перечень основных видов продукции, включенных в Реестр ОВП в соответствии с ОР-03.120.20-КТН-111-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Реестр основных видов продукции. Формирование и ведение. Организация экспертизы технической документации, инспекции производства заводов-изготовителей и испытаний продукции, покупаемой организациями системы "Транснефть"».

28.4 В целях поддержания конкурентоспособной среды среди поставщиков МТР, спецификации оборудования, изделий и материалов выполнять по форме таблицы Ж.2, без указания завода-изготовителя МТР. В данной форме запрещается указывать ссылки на ТУ, марки/модели оборудования конкретных заводов производителей (кроме ЦБПО и заводов ОАО «АК «Транснефть»»).

28.5 Продукцию, выпускаемую заводами и ЦБПО ОАО «АК «Транснефть»» применять при проектировании в первую очередь.

28.6 Проектные спецификации выдать дополнительно в электронном виде в формате Excel.

28.7 Оформить отдельной книгой сборник опросных листов и задания заводам – изготовителям. Опросные листы разрабатываются на основании типовых опросных листов включенных в сборники типовых листов, приложение «И» к ОР-01.110.00-КТН-201-12

28.8 Требования к технико-коммерческим предложениям:

- технико-коммерческие предложения должны быть получены не менее чем от 3 (трех) независимых фирм-изготовителей (поставщиков) оборудования/материалов/услуг.

Требование к обоснованию цен:

- предоставить сборник технико-коммерческих предложений отдельным томом с привязкой к позициям МТР.

28.9 Невостребованных МТР, находящихся на складах АО «Черномортранснефть» нет.

29. Требования к проведению, оформлению и представлению расчета сметной стоимости строительства

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

43

ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

29.1 Расчет сметной стоимости строительства объекта выполнить в соответствии с исходными данными для составления сметной документации (см. приложение 1.1).

29.2. Перед началом разработки сметной документации на согласование Заказчику направить пояснительную записку к сметной документации.

3 По результатам согласования номенклатуры и стоимости МТР поставки Заказчика с ДООИПТ ОАО «АК «Транснефть», откорректировать сметную документацию в соответствии с пообъектно-заказной спецификацией

30. Особые условия

30.1 Условия:

- об обеспечении конфиденциальности сведений и информации, касающихся объекта проектирования, выполнения ПИР и полученных результатов;
- о правовой охране интеллектуальной собственности;
- о порядке использования объектов авторских прав.

30.2. Выполнение декларации пожарной безопасности в соответствии с федеральным законом - не требуется.

30.3. Ранее разработанная, невостребованная ПД – отсутствует.

30.4. Предусмотреть в проекте получение подрядной организацией необходимой разрешительной природоохранной документации на производство работ и осуществление платежей за негативное воздействие на окружающую среду, ущерб рыбному хозяйству (компенсирующие мероприятия), природопользование, утилизацию отходов при проведении работ с учетом требований ОР-03.100.50-КТН-141-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок выдачи заданий на проектирование, разработки и экспертизы проектной документации для строительства, технического перевооружения, реконструкции и капитального ремонта объектов организаций системы "Транснефть".

30.5. Объекты, реализуемые одновременно с рассматриваемым объектом и находящиеся на одной технологической площадке объекта МН - отсутствуют.

30.6. Представить на согласование заказчику основные технические решения и предварительную оценку стоимости объекта проектирования на стадии разработки ПД с указанием срока предоставления.

30.7. Специализированной организации, выполняющей по договору с АО «Черномортранснефть» инженерные изыскания, при проведении инженерных изысканий определить коммуникации, попадающие в зону строительства и направить Заказчику ведомость пересечений с планом привязки их к местности.

30.8. Провести работы по технической инвентаризации (горизонтальная геодезическая съемка объекта) магистрального нефтепровода всей протяженности, для изготовления тех. планов, с целью получения разрешений на ввод реконструированного объекта в эксплуатацию, постановки на кадастровый учет объекта (МН), формирования землеустроительных дел для внесения изменений в границы прохождения охранных зон магистрального нефтепровода по реконструированным участкам.

30.9. Сметные расчёты по технической инвентаризации подлежат корректировке в случае изменения исходных данных, либо в случае выполнения данных работ в рамках других программ ТПР.

30.10. В случае возникновения новых объектов недвижимого имущества в сметной документации предусмотреть затраты на:

- работы по технической инвентаризации (горизонтальная геодезическая съемка объекта) магистрального нефтепровода проектируемого (реконструируемого) участка,
- изготовление тех. планов,
- получение разрешений на ввод реконструированного объекта в эксплуатацию,
- постановки на кадастровый учет объекта (МН),
- формирование землеустроительных дел для внесения изменений в границы прохождения охранных зон магистрального нефтепровода по реконструированным участкам;
- получение разрешения на строительство,
- получение разрешения на ввод объекта в эксплуатацию.

Инва. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

44

ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

31. Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании

Проектную и рабочую документацию разработать в соответствии с действующими НД на дату утверждения задания на проектирование.

Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций соответствие которым должно быть обеспечено проектирование оформляется Заказчиком и представляется через ООО "НИИ Транснефть" в соответствии с Приложением 11.

32. Перечень согласований с федеральными надзорными органами

Согласовать документацию согласно перечню согласований и экспертиз в государственных федеральных и региональных органах, согласований со сторонними организациями (приложение 1.4)

33. Порядок и требования к выполнению расчета затрат на отвод земельных участков

Выполнить расчет сметной стоимости затрат на оформление земельных участков для оформления предварительного землеотвода и разработки документации по планировке территории для выполнения СМР, в соответствии с исходными данными для расчета затрат на отвод земельных участков. (ОР-91.040.00-КТН-093-12, ОР-03.100.60-КТН-099-12).

Сметные расчёты по отводу земельных участков подлежат корректировке в случае изменения исходных данных, полученных Заказчиком или Проектировщиком после получения сведений ГКН, разработки "Проекта полосы отвода", внесения изменений в действующие отраслевые регламенты ОАО "АК "Транснефть" в части порядка расчётов затрат на землеотвод (согласно приложения 13).

Инва. № подл.	209377	Подп. и дата	Взам. инв. №	
Изм.	1	Колуч.	-	Зам.
Лист		№ док.	3612-19	Подпись
Дата	10.19			
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ				Лист
				45



ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

СОГЛАСОВАНО:

- Главный инженер А.Ф. Пузиков "24" 04 2015г.
- Зам. генерального директора И.И. Коробейников "24" 04 2015г.
- Зам. генерального директора В.Ю. Крижановский "24" 04 2015г.
- Зам. генерального директора Д.П. Чеплянский "24" 04 2015г.
- Зам. генерального директора - начальник СБ А.И. Шелуха "23" 04 2015г.
- Зам. главного инженера А.А. Стеклянный " " 2015г.
- Зам. главного инженера А.В. Захарченко "21" 04 2015г.
- Зам. главного инженера А.И. Белоусько "21" 04 2015г.
- Начальник отдела эксплуатации Д.А. Погодин "07" 04 2015г.
- Начальник отдела экспертизы Д.Ю. Троценко "23" 04 2015г.
- Начальник ОП и ПП С.И. Холодова "15" 04 2015г.
- Начальник УКС И.М. Халиков "15" 04 2015г.
- Главный механик Е.А. Дворников "17" 04 2015г.
- Главный энергетик Зам. главного инженера А.А. Степанов "09" 04 2015г.
- Начальник СПО А.П. Ковынев "09" 04 2015г.
- Начальник ОЭБ и РП Г.В. Чезганова "09" 04 2015г.

ВЕД. СПЕЦИАЛИСТ ИТСО
АО ЧЕРНОМОРТРАНСНЕФТЬ
ДУШАНЕК О.И.

БАЧ. ОИТСО
КУВШИНОВ ИБ
СБ

Инв. № подл.	209377
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

Начальник АСУТП

А.В. Соколов

« 07 » 09 2015г.

Начальник ОЗК

В.В. Волосовцев

« 07 » 09 2015г.

Начальник ПТО

А.Б. Агарков

« 07 » 09 2015г.

Начальник ОУС

М.В. Морозов

« 07 » 09 2015г.

Начальник ОКС УКС

А.С. Белобородов

« 07 » 09 2015г.

Начальник СДО УКС

И.В. Негрецкий

« 06 » 09 2015г.

Начальник ОПСиО УКС

З.И. Кукреш

« 06 » 09 2015г.

Начальник ОК УКС

А.Я. Эприкян

« 06 » 09 2015г.

Главный технолог

Е.Ю. Хозов

« 03 » 09 2015г.

Начальник ОМТС

А.А. Марин

« 03 » 09 2015г.

Начальник УГ и ИИР

К.В. Ищенко

« _____ » _____ 2015г.

Зам. Начальник СПБиПК

Р.К. Барков

« 03 » 09 2015г.

Начальник ФО

Т.А. Горячева

« 02 » 09 2015г.

Главный метролог

И.С.Москальчук

« 02 » 09 2015г.

Начальник СС

Ю.Г. Кондауров

« 02 » 09 2015г.

Начальник ОИВТ

Д.В. Обласов

« 02 » 09 2015г.

Начальник СОТ

Ю.И. Ивченко

« 01 » 09 2015г.

Будяков А.С.

Инв. № подл.	209377
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

Главный инженер ТРУМН

К.В. Комков

«01» 09 2015г.

Главный инженер ОАО СК ПТУС

А.В. Кузнецов

«01» 09 2015г.



Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

**Перечень исходных документов,
предоставляемых заказчиком к заданию на проектирование**

№ п/п	Наименование документов	Реконструкция
1	Дефектные ведомости	Не требуется
2	Копии правоустанавливающих документов на объект проектирования (договор аренды, свидетельство о регистрации права собственности, кадастровые планы) в случае направления ПД для проведения главгосэкспертизы	приложение 10
3	Требования к техническим решениям предъявляемые отделами и службами ОСТ, технические условия на присоединение проектируемого объекта к источникам снабжения, инженерным сетям, коммуникациям существующего объекта ОСТ (электроснабжение, теплоснабжение)	п. 14 задания на проектирование
4	Технические условия на точки подключения трубопровода к существующему нефтепроводу с указанием глубины заложения, диаметра, толщины стенки, класс прочности трубопровода с привязкой к сварному стыку, который должен быть демонтирован	Приложение 1.5
5	Генеральный план (выкопировка из генерального плана) для НПС	Не требуется для линейных объектов
6	Ситуационный план для линейного объекта	Приложение №1.8
7	Проект планировки и проект межевания территории для линейного объекта	После согласования трассы заменяемого участка МН
8	Сжатый профиль с эпюрой максимального рабочего давления с характерными отметками земли (на бумажном и электронном носителях) для объектов линейной части МН	Приложение №1.9
9	Исходные данные для составления смет , расчет стоимости чел/дн инженера ТН	Приложение №1.1
10	Исходные данные для разработки тома «Проект организации строительства объектов капитального строительства»	Приложение №1.6
11	Исходные данные для разработки тома «Мероприятия по охране окружающей среды»	Приложение №1.3
12	Лист предполагаемых согласований проектной документации с организациями и надзорными органами	Приложение №1.4
13	Акты (решения) собственника здания (сооружения, строения) о выведении из эксплуатации и ликвидации объекта капитального строительства – в случае необходимости сноса (демонтажа) в случае направления ПД для проведения главгосэкспертизы	Не требуется
14	Технологические схемы НПС, технологические схемы вспомогательных систем, схемы электроснабжения, теплоснабжения объекта проектирования	Не требуется для линейных объектов

Инва. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

49



№ п/п	Наименование документов	Реконструкция
15	Длина существующего заменяемого участка, № трубных секций в точках врезки в существующий трубопровод по результатам внутритрубной диагностики, количество УЗА на участке, количество заменяемых/вновь устанавливаемых УЗА, количество вантузов на участке, количество заменяемых/вновь устанавливаемых вантузов, необходимость пропуска диагностических снарядов по заменяемому участку после завершения СМР, наличие временных камер СОД, их исполнение и обвязки.	Приложение №7
16	Сведения о наличии переходов через водные преграды, переходов через ж/д и а/д, амбары, защитных сооружений от разлива нефти из паспортов на л/ч	Приложение №1.7
17	Сведения по прохождению трассы в сложных геологических условиях из паспортов на ЛЧ	Сведения о прохождении трасс заменяемых участков сложных геологических условиях в паспортах на ЛЧ отсутствуют
18	Акт выбора земельного участка (трассы)	После согласования трассы заменяемого участка МН
19	Утвержденный и зарегистрированный в установленном порядке градостроительный план земельного участка, предоставленного для размещения объекта капитального строительства (кроме линейных объектов)	Не требуется для линейных объектов
20	Документально подтвержденные сведения уполномоченных органов, об отношении территории строительства, реконструкции, капитального ремонта объекта к особо охраняемым природным территориям федерального, регионального, местного значения. Сведения предоставляются соответственно от: а) федеральной службы по надзору в сфере природопользования (г. Москва); б) территориального Управления Федеральной службы по надзору в сфере природопользования по месту нахождения объекта; в) территориального Управления Федеральной службы по надзору в сфере природопользования, либо администрации района по месту нахождения объекта	После согласования трассы заменяемого участка МН
21	Документально подтвержденные сведения о наличии, либо отсутствии объектов культурного наследия и археологии. Сведения предоставляются Росохранкультурой и её территориальными управлениями, администрациями районов по месту нахождения объекта	После согласования трассы заменяемого участка МН
22	Документально подтвержденные сведения о наличии фондовых данных на водный объект (для расчёта рыбоводно-биологического обоснования, расчета рыбозащитного устройства). Сведения предоставляются от подведомственных Росрыболовству организаций, осуществляющих мониторинг водных биоресурсов и размещённых на официальном сайте Росрыболовства (fish.gov.ru)	После проведения инженерных изысканий и согласования основных технических решений (по забору и сбросу воды)
23	Перечень нормативной документации, в соответствие с которой должно быть обеспечено проектирование по форме Приложения Е 1.6.	Приложение №12
24	Документально подтвержденные сведения о наличии зон санитарной охраны источников питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения полученные от территориальных органов Роспотребнадзора	После согласования трассы заменяемого участка МН
25	Документально подтвержденные сведения о наличии скотомогильников, полученные от органов, уполномоченных в области ветеринарии	После согласования трассы заменяемого участка МН
26	Ведомость демонтажных работ ограждения УЗА	Приложение №1.11

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

209377

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

50



№ п/п	Наименование документов	Реконструкция
26	Документально подтвержденные сведения о наличии месторождений полезных ископаемых и лицензионных участков, полученные от территориальных органов агентства по недропользованию	После согласования трассы заменяемого участка МН
27	о наличии месторождений общераспространенных полезных ископаемых (ОРПИ) орган субъекта Российской Федерации в области природных ресурсов и охраны окружающей среды	После согласования трассы заменяемого участка МН
28	Сведения из государственного кадастра недвижимости (ГКН) в виде кадастровых планов территории (КПТ), а также сведения из единого государственного реестра прав на недвижимое имущество и сделок с ним (ЕГРП) на земельные участки	После согласования трассы заменяемого участка МН

Начальник отдела эксплуатации



Д.А. Погодин

Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

51



Исходные данные для составления сметной документации

МН "Грозный-Баку". Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция

№ п/п.	Наименование показателя	Показатель
1	2	3
1	Нормативная база и пересчет в текущие цены	Сметы составить базисно - индексным методом на основе сметно-нормативной базы ФЕР-2001, с пересчетом в текущий уровень цен на момент составления сметной документации в соответствии с ОМДС-2001-ТН-2 «Методика определения стоимости строительства объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов». Пересчет в текущий уровень цен выполнить индексами, публикуемыми в официальных письмах (изданиях) уполномоченных органов исполнительной власти в сфере градостроительной деятельности. Пересчет в прогнозный уровень цен на середину строительства осуществлять в сводном сметном расчете за итогом глав 1-7 с учетом индексов-дефляторов, выпускаемых Министерством экономического развития РФ, по отрасли «Строительство». К локальным сметам приложить ведомость ресурсов. ССР представить отдельным томом.
2	Цены на местные материалы, изделия и полуфабрикаты поставки подрядчика	Определять по ФССЦ с применением ежеквартальных индексов, выпускаемых Министерством регионального развития Российской Федерации и публикуемых в «Вестнике ценообразования и сметного нормирования». При отсутствии необходимой номенклатуры в федеральных сборниках, стоимость МТР принимать по прайс-листам с учетом ТЗР.
3	Стоимость МТР поставки заказчика	Определять по информации завод - изготовителей или поставщиков (информационные листы, прайс-листы, коммерческие предложения и т.д.), согласованной с Заказчиком, с учетом (при необходимости) шеф - монтажных работ (выделяются отдельной строкой) с учетом ТЗР в соответствии с требованиями п.4.2.3.3 ОМДС -2001-ТН-2. Стоимость указывать в текущем уровне цен. Выделить в отдельные локальные сметы. В локальной смете в ячейке обосновать указывать - "Прайс-лист, дата, номер книги, номер"
4	Затраты на проведение строительного контроля за качеством строительства и ведения СМР, затраты на осуществление технического надзора за качеством изготовления и отгрузки продукции	Средняя оплата ИТР за 1 день - 8070 руб. (цены 2015г.) Данные ООО "Транснефть Надзор" от 26.06.2015 Количество дней проведения строительного контроля - с учетом ОР-91.200.00-КТН-045-14; Количество человек - с учетом ОР-91.200.00-КТН-045-14;
5	Затраты, связанные с перебазированием строительного-монтажных организаций с одной стройки на другую	Расчет затрат на перебазировку строительного-монтажных организаций: - среднее расстояние от базы подрядчика до места работ - 300 км; - вид перевозок - авто; Расчет затрат на командировочные расходы: Суточные - 300 руб. Расходы по найму жилого помещения - 400 руб.
6	Затраты, связанные с премированием за ввод в действие построенных объектов	Не требуется
7	Содержание дирекции строящегося предприятия, %	Норматив затрат в 1,6 % согласно действующей отраслевой Методике определения стоимости строительства объектов ОАО «АК Транснефть»
8	Затраты, учитываемые главой I сводного сметного расчета	При необходимости учесть затраты на подготовительные работы (затраты на землеотвод, разминирование, выкуп земельных участков, компенсацию землепользователям, аренду земли, получения ТУ, археологические раскопки)
9	Изготовление отводов холодного гнущя	Указать: - предусматривать изготовление отводов холодного гнущя по коммерческим предложениям предполагаемых исполнителей (заводов изготовителей); или - предусматривать изготовление отводов холодного гнущя в полевых условиях (ГЭСН-25)

Примечание:

Стоимость авторского надзора в соответствии с ОР-91.010-30-КТН-015-11

Непредвиденные расходы -3% общей сметной стоимости объекта согласно МДС 81-35.2004 п.4.96

Представить сметную документацию на электронном носителе в формате разработки и EXCEL.

Сводка затрат, сводный сметный расчет, ведомости сметной стоимости и объектные сметы разработать в формате EXCEL.

Начальник УКС



И.М.Халиков

Начальник СДО УКС

И.В. Негрецкий

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	1	Колуч.	-	Лист	Зам.	3612-19	Подпись		Дата	10.19
------	---	--------	---	------	------	---------	---------	--	------	-------

Приложение 1.2 к ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

Типовая форма сводного сметного расчета стоимости строительства

Заказчик

(наименование организации)

"Утвержден"

" " 20 г.

Сводный сметный расчет в сумме .+ тыс.руб.

Шифр

Сводный сметный расчет стоимости строительства
МН "Грозный-Баку". Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН.
Реконструкция

№ пп	Номер сметы	Наименование частей, глав, объектов работ и затрат	Сметная стоимость, тыс.руб.					Общая сметная стоимость Строительных работ	Обоснование состава затрат Монтажных работ
			Строительных работ	Монтажных работ	Оборудования	Прочих затрат	7		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Глава 1	Подготовка территории строительства								
	ОМДС-2001-ТН-1 Прил. Б, п. 1.1.1	Затраты по отводу земель (в постоянное пользование или долгосрочная аренда), выдаче архитектурно-планировочного задания и выделению земельных участков застройщика				+	+	Определяются на основе расчета по данным Заказчика (графы 7 и 8)	
	ОМДС-2001-ТН-1 Прил. Б, п. 1.1.2	Затраты по разбивке основных осей зданий и сооружений, переносу их в натуру и закреплению пунктами и знаками Средства на выполнение строительных работ по закреплению в натуре пунктов и знаков				+	+	Определяются на основе сборников и справочников базовых цен на изыскательские и строительно-монтажные работы для строительства и индексов цен изменения стоимости или по данным Заказчика (графы 4, 7 и 8)	
	ОМДС-2001-ТН-1 Прил. Б, п. 1.2.3	Затраты, связанные с неблагоприятными гидрогеологическими условиями территории строительства	+	+		+	+	Определяются сметными расчетами на основании ПОС (графы 4, 5, 7 и 8)	
	ОМДС-2001-ТН-1 14	Осушение территории стройки, проведение на ней других мероприятий, связанных с прекращением или изменением условий водопользования, а также с защитой окружающей среды и ликвидацией неблагоприятных условий строительства	+	+		+	+	Определяются на основе расчета по данным Заказчика и ПОС (графы 4, 5, 7 и 8)	
	ОМДС-2001-ТН-1	Техническая рекультивация	+	+					
	ОМДС-2001-ТН-1	Биологическая рекультивация	+	+					
	ОМДС-2001-ТН-1	Затраты, связанные с компенсацией ущерба, нанесенного природной среде, в том числе: Ущерб животному миру				+	+	Определяются сметными расчетами на основании ПОС (графы 4, 5, 8) Учитываются на основе расчета ООС (графы 7 и 8)	
	ОМДС-2001-ТН-1	Ущерб рыбным запасам				+	+	Учитываются на основе расчета ООС (графы 7 и 8) Учитываются на основе расчета рыбохозяйственного раздела ПСД (РБХ) (графы 7 и 8)	



* 1 0 0 0 0 2 7 0 6 0 2 0 0 *

Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
1	-	Зам.	3612-19		10.19

ОМДС-2001-ТН-1	Плата за пользование водными объектами											Учитываются на основе расчёта ООС (графы 7 и 8) Для специфических условий строительства в глава 1 может быть дополнена другими видами затрат
Глава 2	Основные объекты строительства											
О.С. № 02-01												Данных локальных смет.
И.Т.Д.												2. Локальные сметы составляются на отдельные виды работ и затрат на основе объёмов работ, определяемых по проектным материалам, рассчитываемых базисно-индексным методом;
Глава 3	Объекты подсобного и обслуживающего назначения											3. Локальные сметы составляются по ФЕР-2001 в базисном уровне, далее пересчет в текущий уровень цен производится по статьям затрат:
О.С. № 03-01												- затраты на оплату труда основных рабочих и рабочих, обслуживающих строительные машины и механизмы пересчитываются в текущий уровень цен индексами к ФЕР для соответствующего региона строительства, выпускаемые Министерством регионального развития РФ с учетом корпоративно-отраслевой заработной платы в соотв. с Прил. В к Методике;
И.Т.Д.												- затраты на эксплуатацию строительных машин и механизмов пересчитываются в текущий уровень цен с индексами к ФЕР-2001 для соответствующего региона строительства, выпускаемыми Министерством регионального развития РФ с учетом соответствующего корпоративно-отраслевого индекса в соотв. с Прил.Е к Методике;
Глава 4	Объекты энергетического хозяйства											При составлении локальных смет учитываются условия производства работ и усложняющие факторы."
О.С. № 04-01												В сметные нормы не включены и учитываются непосредственно в соответствующих объектных сметах по главам 2-7 в соответствии с проектом организации строительства (ПОС) затраты на сооружение временных устройств, необходимых на период выполнения отдельных видов
И.Т.Д.												Стоимость в текущем уровне цен на момент выпуска сметной документации. Индексы изменения сметной стоимости выпускаемые Минрегионом России округляются до двух знаков после запятой, также округляются значения, доходящие до десятичной запятой.
Глава 5	Объекты транспортного хозяйства и связи											Прогнозный уровень цен - пересчет из текущего уровня цен в прогнозный уровень цен, указанный заказчиком в задании на проектирование, производится индексами-дефляторами по данным Минэкономразвития России (МЭРТ) по главам 4,5,7, таблицы сметного расчета и
О.С. № 05-01												Титульные временные здания и сооружения в зависимости от вида строительства. Размер определяется по нормам ГСН 81-05-01-2001. Сметная норма в % от стоимости СМР по итогам глав 1-7 (п.4 и5).
И.Т.Д.												П.5.6. Максимальные требования, а не наоборот - подпункт 5.6.2.2
Глава 6	Наружные сети и сооружения водоснабжения, водоотведения, теплоснабжения и газоснабжения											Не требуется
О.С. № 05-01												
И.Т.Д.												
Глава 7	Благоустройство и озеленение территории											
Л.С. № 07-01												
И.Т.Д.												
Глава 8	Временные здания и сооружения											
О.С. № 08-01												
И.Т.Д.												
Глава 9	Прочие работы и затраты											
ГСН-81-05-02-2007	Дополнительные затраты при производстве СМР в зимнее время - % К											Определяются от стоимости строительно-монтажных работ по итогу глав 1-8 на основе ГСН 81-05-02-2007 и включаются в графы 4,5 и 8 сводного сметного расчета стоимости строительства (ССР). Нормы определяются по ГСН 81-05-02-2007, раздел "Сметные нормы по виду
табл. 4, п.6; прил.1, п.2.в), табл.2												Не требуется
Расчет № П09-___												Не требуется

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



Инв. № подл.	Взам. инв. №
209377	

Подп. и дата

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись
				Дата

	О.С. № 09-05	Затраты на содержание действующих постоянных автомобильных дорог и восстановление их после окончания строительства	+					Не требуется
	О.С. № 09-01	Пусконаладочные работы - ПНР ("в холостую")	+					Расчитывается базисно - индексным методом на основе единичных расценок (ФЕРн-2001) с использованием текущих и прогнозных индексов по отношению к затратам, исчисленным в базисном уровне цен по состоянию на 01.01.2001 года. В смету включается стоимость ПНР
	Расчёт № П09-___	Затраты по перевозке автомобильным транспортом рабочих	+					не требуется
	Расчёт № П09-___	Затраты, связанные с осуществлением работ вахтовым методом	+					не требуется
	Расчёт № П09-___	Затраты, связанные с командированием рабочих для выполнения строительных, монтажных и специальных строительных работ	+					Включаются в сводный сметный расчет как лимит средств. Определяются расчетами на основании ПОС (графы 7 и 8), но не более предельной стоимости, определенной по предельному нормативу. Предельный норматив определяется в зависимости от стоимости СМР по итогу
	Расчёт № П09-___	Затраты, связанные с перебазированием строительного-монтажных организаций с одной стройки на другую	+					Включаются в сводный сметный расчет как лимит средств. Определяются расчетами на основании ПОС (графы 7 и 8), но не более предельной стоимости, определенной по предельному нормативу. Предельный норматив определяется в зависимости от стоимости СМР по итогу
	Расчёт № П09-___	Затраты на строительство временных перевалочных баз подрячика	+					не требуется
	ОМДС-2001-ТН-1 Прил. Б, п. 9.10	Затраты, связанные с премированием за ввод в действие достроенных объектов	+					не требуется
	ОМДС-2001-ТН-1 Прил. Б, п. 9.11	Средства на покрытие затрат строительных организаций по добровольному страхованию работников и имущества, в т.ч. строительных объектов	+					Приведенные затраты в процентах от стоимости строительства от итогов глав 1-8 сводного сметного расчета (графы 7 и 8). Процент отчисления определяется заказчиком в техническом задании на проектирование, в размере 1.5%
	ОМДС-2001-ТН-1 Прил. Б, п. 9.12	Затраты на организацию и проведение подрядных торгов (тендеров)	+					Приведенные затраты в размере 0,5% от стоимости предмета торгов включаются в сводный сметный расчет (графы 7 и 8) как лимит средств. К предмету торгов относится стоимость СМР (итог глав 1-8, гр.4.5) с учетом прочих поощающих (ст. 9, п.2, диспозиция)
	Расчёт № П09-___	Затраты на проведение специальных мероприятий по обеспечению нормальных условий труда (борьба с радиоактивностью, шумом, запыляемостью воздуха и др.)	+					не требуется
	Расчёт № П09-___	Затраты на оплату сборов за перевозку тяжелых и негабаритных грузов по дорогам и мостам	+					не требуется
	Расчёт № П09-___	Затраты на пропуск ливневых и паводковых вод и т.д.	+					не требуется
	Расчёт № П09-___	Затраты на осуществление технического (технологического) надзора за производством и отгрузкой труб, соединительных деталей трубопроводов, арматуры	+					не требуется
	Расчёт № П09-___	Затраты по аренде флота и специальной авиационной техники для производства строительных-монтажных работ	+					не требуется
	Расчёт № П09-___	Затраты на обеспечение площадки электросиловых (аспидлазав ДЭС)	+					Определяются расчетами на основании ПОС (графы 7 и 8) для включения в сводный сметный расчет как лимит средств
	Расчёт № П09-___	Охрана объектов с привлечением специализированных охранных фирм	+					не требуется
	Расчёт № П09-___	Затраты на покрытие платежей за предельно допустимые выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками	+					Стоимость работ, включаемая в главу 9, гр. 7, 8, определяется на основе проектных объемов и действующих норм и расценок и законодательством.
	Расчёт № П09-___	Плата за негативное воздействие при размещении отходов	+					Стоимость работ, включаемая в главу 9, гр. 7, 8, определяется на основе проектных объемов и действующих норм и расценок и законодательством.
	Расчёт № П09-___	Сборы, загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты	+					Стоимость работ, включаемая в главу 9, гр. 7, 8, определяется на основе проектных объемов и действующих норм и расценок и законодательством.
	Расчёт № П09-___	Размещение отходов производства и потребления	+					Стоимость работ, включаемая в главу 9, гр. 7, 8, определяется на основе проектных объемов и действующих норм и расценок и законодательством.

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-П3



* 1 0 0 0 0 0 2 7 0 6 0 2 0 0 0 *

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №
------------------------	--------------	--------------

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Глава 10. Содержание службы заказчика. Строительный контроль	ИТОГО по главе 9 ИТОГО по главам 1-9	+	+	+	+	+	+	+	+	+	Для специфических условий строительства в главе 9 могут учитываться другие виды прочих затрат
ОМДС-2001-ТН-1 Прил. Б, п. 10.2	Строительный контроль										Затраты определяются на основании расчета по данным Задания на проектирование и ПОС, но не более предельного норматива по графе 3, определенных в процентном отношении от стоимости СМР по итогу глав 1-8 ССР и затрат на замещающие расходы и социальные д.
ОМДС-2001-ТН-1 Прил. Б, п. 10.1	Затраты на содержание службы заказчика-застройщика										Сметные затраты на содержание службы заказчика включаются в главу 10 ССР (графы 7 и 8), и определяются в размере 1,6 % от итогов глав 1-9 и 12.
Глава 12 Проектные и изыскательские работы	ИТОГО по главам 1-10	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
ОМДС-2001-ТН-1 Прил. Б, п. 12.1	Изыскательские работы										Стоимость определяется расчетами на основе сборников базовых цен на проектные работы и на изыскательские работы с применением установленных индексных значений стоимости (графы 7 и 8).
ОМДС-2001-ТН-1 Прил. Б, п. 12.2	Проектные работы										Стоимость определяется расчетами на основе сборников базовых цен на проектные работы и на изыскательские работы с применением установленных индексных значений стоимости (графы 7 и 8).
ОМДС-2001-ТН-1 Прил. Б, п. 12.5	Затраты на осуществление авторского надзора										Средства на проведение авторского надзора проектными организациями за строительством определять расчетом в текущем (прогнозируемом) уровне цен по трудозатратам на основании ПОС, но не более 0,2% от сметной стоимости, указанной в главах 1-8 ССР и социальных д.
ОМДС-2001-ТН-1 Прил. Б, п. 12.3	Экспертиза проектной документации										Стоимость определяется расчетами (графы 7 и 8). За основу применяются показатели, принятые в Постановлении Правительства РФ №145 от 05.03.2007
ОМДС-2001-ТН-1 Прил. Б, п. 13	ИТОГО по главам 1-12 Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	+	+	+	+	+	+	+	+	+	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты определяется от итога глав 1-12 и показывается отдельной строкой с распределением по графам 4-8.
Итого	Всего по сводному сметному расчёту	+	+	+	+	+	+	+	+	+	На стадии РД, Резерв средств определяется в размере не более 3 % - для объектов, проектной стоимостью.



Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	1	Колуч.	-	Лист	Зам.	№ док.	3612-19	Подпись		Дата	10.19
------	---	--------	---	------	------	--------	---------	---------	--	------	-------

МДС 81-35.2004, п.4.100	Средства на покрытие затрат по уплате НДС	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	Сумма средств по уплате НДС принимается в размере, устанавливаемом законодательством Российской Федерации, от итоговых данных по сводному сметному расчету на строительство и показывается отдельной строкой (в главах 4,6) для заимствований. Средства на доп.
	Всего с НДС	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	

Заместитель генерального директора
 Главный инженер проекта
 Начальник сметного отдела
 Заказчик

Примечание:

1. Сводные сметные расчеты (ССР) стоимости строительства являются документом, определяющим лимит средств, необходимых для полного завершения строительства всех объектов.
2. В сводных сметных расчетах стоимости строительства средства распределяются по 12 главам.
3. В случае отсутствия объектов, работ и затрат, предусматриваемых соответствующей главой сводного сметного расчета, эта глава пропускается без изменения номеров последующих глав.
4. Сводные сметные расчеты (ССР) стоимости строительства проектируемых объектов магистральных нефтепроводов, зданий и сооружений (или их очередей) составляются на основе объектных сметных расчетов (ОСР) и итоговые данные в сводных сметных расчетах стоимости строительства (сводках затрат) итоговые суммы из объектных сметных расчетов (ОСР) показываются в тысячах рублей.
5. Результаты вычислений и итоговые данные в сметной документации необходимо приводить следующим образом:
 - в объектных сметных расчетах (сметах) построчные и итоговые цифры округляются до целых рублей;
 - в объектных сметных расчетах (сметах) итоговые цифры из локальных сметных расчетов (смет) показываются в тысячах рублей (в текущем уровне цен), с округлением до двух знаков после запятой;
 - в сводных сметных расчетах стоимости строительства и капитального ремонта (сводках затрат) итоговые суммы из объектных сметных расчетов (смет) показываются в тысячах рублей, с округлением

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

**Исходные данные для разработки томов «Оценка воздействия на окружающую среду» и
«Мероприятия по охране окружающей среды»**

1. Наличие и местонахождение ближайших полигонов и санкционированных свалок, для размещения отходов 4-5 кл.оп., специализированных предприятий по обезвреживанию отходов 1-3 кл.оп: санкционированная свалка для размещения отходов 4-5 кл./оп - МУП МО города Кизляр "Спецавтохозяйство", РД, г. Кизляр, ул.Грознецкая, 103 для обезвреживания отходов 1-3 кл/оп – ООО «Синтэко-Н», РД, г. Махачкала, ул. Гайдара, 8.
2. При наличии у заказчика сброса в данный водоток или на рельеф – особые условия сброса контролирурующих организаций, указанные в разрешении на сброс – не осуществляется.
3. Действующие план-графики проведения эколого-аналитического контроля на период эксплуатации, с результатами последних проведенных анализов по воде – для данного проекта не требуется.

Начальник отдела ЭБ и РП ТРУМН



А.И. Антонов

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата		Взам. инв. №	
1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подпись
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ				Лист
				58

Лист предполагаемых согласований проектной документации с организациями и надзорными органами

№ п/п	Наименование
1	Согласования с федеральными надзорными органами: провести Государственную экспертизу в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 05.03.2007 № 145
2	Согласование производства работ с владельцами пересекаемых коммуникаций
3	Проектные решения согласовать с филиалом ОАО «Связьтранснефть» СК ПТУС в г. Новороссийске.

Начальник ОЭ
АО "Черномортранснефть"

Д.А. Погодин

Зам.начальника отдела экспертизы
АО "Черномортранснефть"

Е.С.Зудов

Начальник ОПБ
АО "Черномортранснефть"

Р.К. Барков

Начальник ОЭБ и РП
АО "Черномортранснефть"

Г.В. Чезганова

Начальник УКС
АО "Черномортранснефть"

И.М. Халиков

Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

59

Технические условия на точки подключения трубопровода к действующим коммуникациям, в том числе к существующему нефтепроводу с указанием привязки на местности, глубин заложения, диаметра, толщины стенки, материала трубопровода с привязкой к сварному стыку

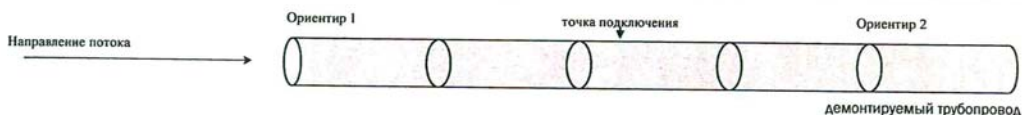
Участок нефтепровода

ОАО	АО "Черномортранснефть"
РНУ	Тихорецкое РУМН
Нефтепровод	Грозный-Баку
Участок (км-км)	км 148,98 - км 148,01

НАЧАЛО УЧАСТКА

Технические условия на точки подключения

Номер секции с точкой подключения	Наименование ориентира (маркера)	Номер ориентира (маркера)	Расстояние от ориентира до точки подключения (сварного стыка), м	Глубина заложения нефтепровода в точке подключения, м	Давление в точке подключения, кг/см ²	
					макс. рабочее	макс. допустимое рабочее
154470	Маркер № 80 (149 км)	1	657,02	0,8-1,2	28	39

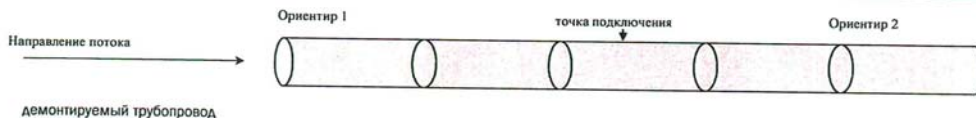


Характеристика трубы с разбивкой по секциям

Номер секции	154450	154460	154470	154480	154490
Длина секции, м	8,763	11,620	11,416	11,588	11,601
Тип трубы (прямошовная, со спиральным швом, бесшовная)	Прям.	Прям.	Прям.	Прям.	Прям.
Толщина стенки, мм	9,6	9,5	9,7	10,1	9,6
Ориентация сварного шва, град	80	295	157	279	193
Марка стали трубы	17ГС	17ГС	17ГС	17ГС	17ГС

КОНЕЦ УЧАСТКА

Номер секции с точкой подключения	Наименование ориентира (маркера)	Номер ориентира (маркера)	Расстояние от ориентира до точки подключения (сварного стыка), м	Глубина заложения нефтепровода в точке подключения, м	Давление в точке подключения, кг/см ²	
					макс. рабочее	макс. допустимое рабочее
155350	У3А км. 148,02	1	36	0,8-1,2	28	36



Характеристика трубы с разбивкой по секциям

Номер секции	1553300	155340	155350	155360	155370
Длина секции, м	11,494	7,061	11,742	11,444	4,848
Тип трубы (прямошовная, со спиральным швом, бесшовная)	Прям.	Прям.	Прям.	Прям.	Прям.
Толщина стенки, мм	9,1	7,1	7,4	7,5	7,3
Ориентация сварного шва, град	85,4	325,9	218	230,3	330
Марка стали трубы	17ГС	17ГС	17ГС	17ГС	17ГС

Главный инженер ТРУМН

К.В. Комков

Начальник ОЭН ТРУМН

С.И. Галкин

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

60

**Исходные данные для разработки тома
«Проект организации строительства объектов капитального строительства»**

Название объекта:	МН "Грозный-Баку". Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция
1. Железнодорожная станция приема грузов (трубы, запорная арматура, балластирующие устройства и др.). Расстояние от железнодорожной станции до места производства работ. Расстояние от железнодорожной станции до производственной базы:	Пункт приема грузов – г.Махачкала 50 км до места производства работ
2. Сроки начала и окончания производства работ:	01.02.2018 – 19.06.2018гг.
3. Место забора воды для промывки и гидравлических испытаний:	Канал Октябрьской революции Расстояние от места производства работ 1 км
4. Место утилизации воды после очистки полости и испытаний нового оборудования и труб:	очистные сооружения ОАО "Дагнефтепродукт", г. Махачкала, 50 км
5. Место утилизации воды после промывки демонтированного оборудования и труб:	Помывка демонтированного участка не требуется.
6. В каком объеме, каким способом и куда производится раскачка воды:	Откачка воды из МН Грозный-Баку в резиноканевые резервуары с помощью агрегатов ПНУ - 2 ед. (V=2000м3)
7. Поставка труб на площадку секциями или отдельными трубами в заводской изоляции или без изоляции. Если секциями – то где располагается трубосварочная база (расстояние от сварочной базы до площадки строительства):	Поставка труб на площадку отдельными трубами в заводской изоляции
8. Место проживания рабочих. Расстояние перевозки рабочих к месту производства работ. Вариант обеспечения работающих социально-бытовыми условиями (питанием, водой, электроэнергией):	Аренда ближайшего существующего жилого фонда Расстояние от места производства работ. до жилого фонда г.Махачкала 50 км
9. Источник воды для хозяйственно-питьевых нужд и расстояние перевозки до места производства работ:	для хозяйственных нужд - вода существующего жилого фонда; для питьевых нужд - бутилированная вода
10. Источник обеспечения строительной площадки электроэнергией:	Заказчик определяет подключение жил.городка: - автономная дизельная.
11. Варианты доставки местных строительных материалов (откуда и расстояние): - кирпича: - щебня: - песка: - грунта: - грунта для рекультивации: - сборного бетона и железобетона, бетона: - асфальтобетона, битума, кровельных и гидроизоляционных материалов:	г.Махачкала 50 км
12. Варианты доставки леса для устройства лежневых дорог:	не требуется
13. Транспортировка излишнего и негодного грунта (куда, расстояние):	не требуется
14. Наличие существующих дорог с типами покрытия для учета в сметах средств на ремонт и содержание дорог, используемых в транспортной схеме:	имеется
15. Транспортировка твердых и жидких бытовых отходов из временных жилых городков строителей (куда, расстояние):	Санкционированная свалка г.Махачкала 50 км
16. Транспортировка отходов строительного производства (куда, расстояние):	Санкционированная свалка г.Махачкала 50 км
17. Место и способ утилизации бурового шлама и бурового раствора. Расстояние перевозки к месту утилизации (при наличии ННБ, ГНБ и микротоннелирования):	не требуется
18. Транспортировка и складирование демонтируемого оборудования, труб (куда, расстояние):	НПС "Сулак" 4 км.
19. Варианты размещения стоянок строительной техники/технологического оборудования, пунктов заправки, ремонтных и производственных баз, временных складов:	на месте производства работ
20. Прочие:	

Начальник ОЭН ТРУМН

С.И. Галкин

Начальник ОКС ТРУМН

Ю.В.Трибушной

Начальник ОЭБ и РП ТРУМН

А.Н. Антонов

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

209377

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подпись

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

61

Сведения о наличии переходов через водные преграды, переходов через ж/д и в/д на участке замены трубы

Перечень переходов МН через автомобильные дороги

№ п/п	Наименование дороги	Км по трассе МН	Характеристика перехода (размеры защитного кожуха)						Организация, эксплуатирующая участок автодороги
			длина перехода, м	наличие кожуха	диаметр, толщина стенки, мм	длина, м	тип изоляции трубы	категория дороги	
отсутствует									

Перечень переходов МН через железные дороги

№ п/п	Наименование дороги	Км по трассе МН	Характеристика перехода (размеры защитного кожуха)						Организация, эксплуатирующая участок железной дороги
			длина перехода, м	наличие кожуха	диаметр, толщина стенки, мм	длина, м	тип изоляции трубы	категория дороги	
отсутствует									

Болота, пересекаемые трассой МН

№ п/п	Наименование МН	Км по трассе МН	Длина перехода, м	Категория болота по СНиП III-42-80*
отсутствует				

Перечень водотоков, пересекаемых трассой МН

№ п/п	Наименование МН	Водная преграда	Наличие резервной нитки	Км по трассе МН	Год ввода в эксплуатацию	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Ширина зеркала воды в межень, м
отсутствует								

Перечень землепользователей и землевладельцев, по территории которых проходит МН

№ п/п	Границы участка нефтепровода, км		Наименование хозяйства, землепользователя	Адрес	Телефон
	начало	конец			
1	147	150	с. Бавутгай	Республика Дагестан г. Кизилюрт с. Бавутгай, администрация	8928 9506250

Перечень линейных задвижек на МН

№ п/п	Наименование МН	Км по трассе МН	Тех. №	Км по трассе	Тип задвижки	Серия, Ду, Ру	Тип, марка привода	Завод-изготовитель	Наличие ТМ	Время закрытия задвижки, мин
1	МН "Грозный-Баку"	148	148-1	148	шнберная	Ду720, Ру80	ЭПЦ-10000Д	УКАЗ	имеется	

Населенные пункты (промышленные объекты), находящиеся в непосредственной близости (до 1 км) от трассы МН

№ п/п	Наименование организации	Адрес (место расположения) организации	Ближайший пикет трассы МН
отсутствует			

Ведомость пересечений МН с другими коммуникациями (МН, МГ)

№ п/п	Наименование коммуникации	Км по трассе МН	Характеристики, расстояние от МН	Организация, эксплуатирующая сторонние коммуникации
1	ВЛ-10кв	148	10	АО "Черномортранснефть"
2	СК ПТУС, кабель связи	148	1	ОАО "Связьтранснефть"

Расположение подводных переходов МН

№ п/п	Наименование МН	Км по трассе	Водная преграда	Местонахождение ППМН (республика/область/район)	Ближайшие населенные пункты, расположенные ниже ППМН по течению			
					правый берег		левый берег	
					наименование	расстояние от ППМН, км	наименование	расстояние от ППМН, км
отсутствуют								

Характеристики подводных переходов МН

№ п/п	Наименование МН	Км по трассе	Наименование водной преграды	Нитка (основная / резервная)	Ду, мм	Толщина стенки, мм	Тип (траншейный, ННБ, МТ)	Длина ППМН, м
отсутствуют								

Начальник ОЭН ТРУМН

С.И. Галкин

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл. 209377

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



* 1 0 0 0 0 0 0 0 2 7 0 6 0 2 0 0 *

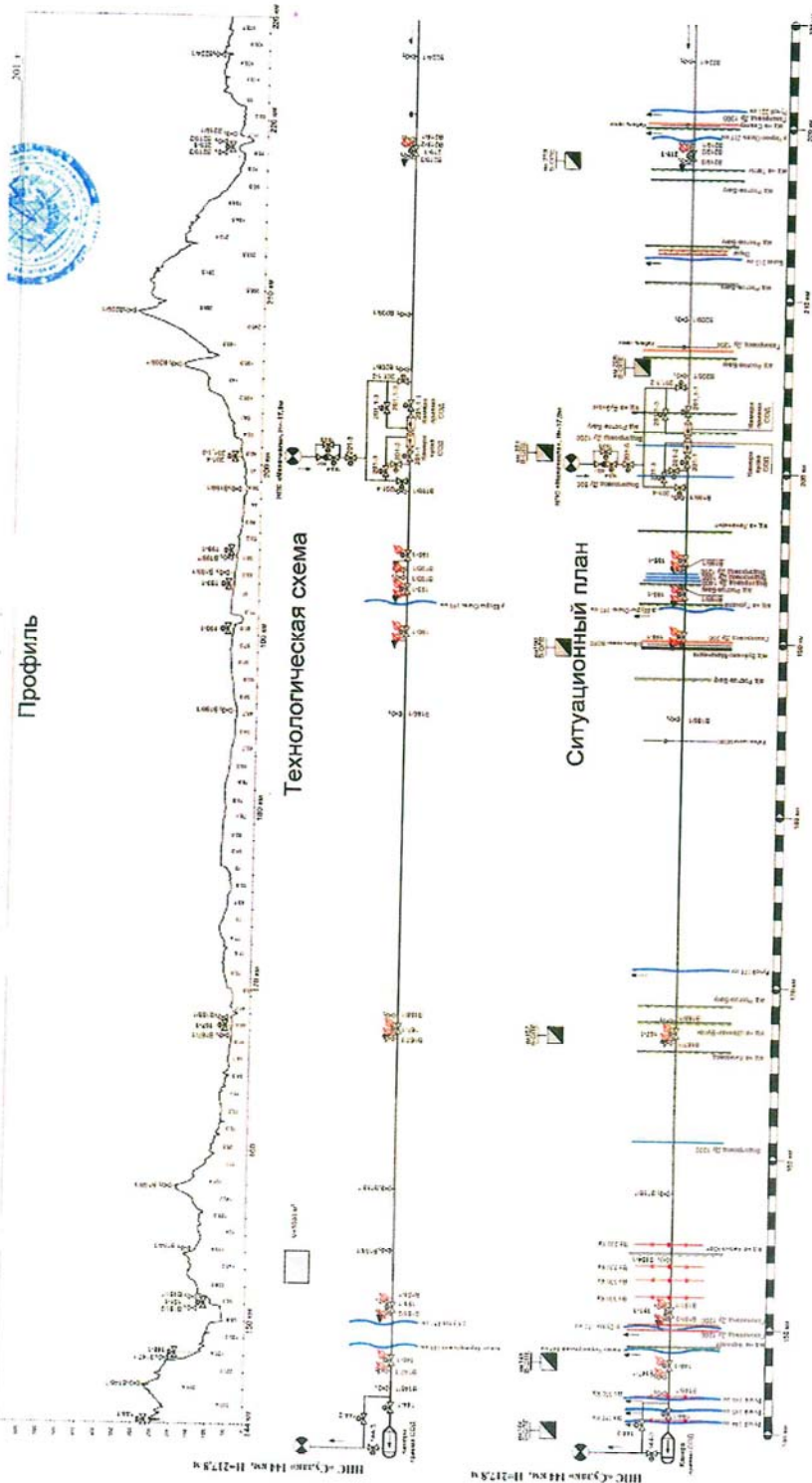
Инв. № подл.	209377	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------	--------------	--------------

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



Приложение №1.9 к ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-14



С.И. Галкин

Начальник ОЭН ТРУМН

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
209377		

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№дож	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Перечень исходных данных для разработки раздела проектной документации
«Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»

НПС "Сулак"

1. Исходные данные

Номер пожарного подразделения и его ведомственная принадлежность	Место дислокации (пожарное депо, пост), км	Удалённость от объекта защиты, км.	Ориентировочное время прибытия на объект защиты, мин.	Тип пожарной техники (пожарный автомобиль, мотопомпа), шт.	Количество личного состава (боевой расчет, ДПД), чел.
Пожарная команда НПС «Сулак»	НПС «Сулак»	60	40	АЦП-6/6-60	2
Пожарная команда НПС «Самур»	НПС «Самур»	120	90	АЦ-60 (Урал)	2
ПЧ-13	г. Махачкала	5	20	АЦ-40 (131)137А	4

2. Необходимые сведения о категории зданий, сооружений, помещений, оборудования и наружных установок по признаку взрывопожарной и пожарной опасности.

Сведения – не требуются

3. Сведения о наружном и внутреннем противопожарном водоснабжении.

Сведения – не требуются

Начальник СПО ТРУМН



С.А. Волков

Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

65

Приложение 1.11

Ведомость
 Демонтажных работ ограждения УЗА площадок 148-1 и 151-1 и
 расположенного на ней оборудования ИТСО по объекту: «МН "Грозный-
 Баку". Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН.
 Реконструкция».

№ п/п	Наименование оборудования	Единица измерения	Количество	Общий вес (кг)
1.	Ограждение из сетки ССЦП	м	92	234,6
2.	Козырек из спирали АКЛ	м	92	187,6
3.	Калитка	Шт.	2	60
4.	Шкаф участковый	Шт.	2	18

Начальник отдела ИТСО

И.Б. Кувшинсв

Ведомость ИТСО
 АО ЧЕРКЕНТРАКТОРСТ
 ДУШАБЕК ОИ

Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

66

Перечень исходных документов, технических условий предоставляемых заказчиком после согласования задания на проектирование

№ п/п	Наименование документов	Срок представления
1	Акт выбора земельного участка (трассы) под строительство	апрель 2016
2	Решение органов местного самоуправления о предварительном согласовании места размещения объекта (производства работ)	апрель 2016
3	Технические условия на пересечения с инженерными коммуникациями и сооружениями	август 2016
4	Технические условия на технологическое присоединение проектируемых энергопринимающих устройств к электрическим и тепловым сетям (после направления в ОСТ предварительных проектных решений с расчетами мощности проектируемых энергопринимающих устройств).	присоединение к электрическим и тепловым сетям не требуется
5	При землеотводе (долгосрочная/краткосрочная аренда) заказчик представляет материалы землеотвода с расчетом убытков сельхозпроизводителя и платы за аренду и вырубку лесных насаждений на участках лесного фонда.	ноябрь 2016
6	Утвержденный и зарегистрированный в установленном порядке градостроительный план земельного участка, предоставленного для размещения объекта капитального строительства (в случае направления на ГЭ), кроме объектов линейной части МН МН	не требуется для линейных объектов
7	Технические условия на рекультивацию от всех заинтересованных землепользователей	в срок до начала проектирования
8	Исходные данные и требования территориальных органов МЧС РФ для разработки раздела ПМ ГОЧС, разработанные в соответствии с СП 11-107-98 (в случае разработки раздела ПМ ГОЧС)	После получения из ГУ МЧС России (до начала проектирования)

Начальник ОЭН ТРУМН

С.И. Галкин

Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

67

Данные для разработки сметы на ПИР

МН "Грозный-Баку". Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция

№ п/п	Наименование работ	Ед. изм.	Кол-во	Усложняющие факторы *	Применение типовых, повторных проектных решений в полном либо частичном объеме **
1	2	3	4	5	6
1	Линейная часть (монтаж трубы):				
1.1	Протяженность заменяемого/проектируемого участка трубы	м	1,83		
1.2	Диаметр нефтепровода	мм	720		
1.3	Метод прокладки трубы		подземный		
1.4	Глубина заложения демонтируемой трубы	м	1		
1.5	Монтаж УЗА	шт.	2		
1.6	Монтаж вантузного узла	шт.	1		
4	Переходы через а/д, ж/д				
4.1	Переходы под автодорогами	шт.			
4.2	Категория автодороги	категория			
4.3	Метод прокладки трубы				
5	Демонтаж трубы (ЛЧ и ППМН):				
5.1	Диаметр нефтепровода	мм	720		
5.2	Протяженность демонтируемой трубы	м	1,74		
5.3	Метод прокладки трубы		-		
5.4	Глубина заложения демонтируемой трубы	м	1		
6	Электроснабжение и электрохимическая защита				
6.1	установка блок-боксов ДЭС	шт.	2		
6.2	замена ЩСУ-0,4кВ	шт.	2		
6.3	строительство отпайки от ВЛ-10кВ	км	0,05		
6.4	прокладка кабелей в траншее в земле	км	1		
6.5	перенос существующего ПКУ	шт.	1		
6.7	установка разъединителей 10кВ	шт.	2		
6.8	установка СКЗ	шт.	1		
6.9	контроль состояния изоляционного покрытия трубопровода методом катодной поляризации	шт.	1		
АСУТП					
7.1.	Разработка ТЗ на проектирование/доработку АСУТП	шт.	2		
7.1.1	Техническое задание на поставку комплекта средств телемеханизации			K13=1,1	K1=0,4; K12=0,8
7.1.1.1.	Степень научно-технической новизны технологического объекта управления	Ф1	1.1	- наличие аналогов в России	
7.1.1.2.	Характер протекания управляемого технологического процесса во времени	Ф2	2.1	- непрерывный	
7.1.1.3.	Количество технологических операций, выполняемых на ТОУ	Ф3	3.1	- до 5	
7.1.1.4.	Количество переменных, характеризующих ТОУ	Ф4	4.3	- св. 51 до 100	
7.1.2	Техническое задание на поставку комплекта для доработки СОУиКА			K13=1,1	K1=0,4; K12=0,4
7.1.2.1	Степень научно-технической новизны технологического объекта управления	Ф1	1.1	- наличие аналогов в России	
7.1.2.2	Характер протекания управляемого технологического процесса во времени	Ф2	2.1	- непрерывный	
7.1.2.3	Количество технологических операций, выполняемых на ТОУ	Ф3	3.1	- до 5	
7.1.2.4	Количество переменных, характеризующих ТОУ	Ф4	4.1	- св. 1 до 20	
7.1.3	Разработка разделов документации на АСУ ТП (ОР, ИО, ТО) по телемеханизации			K13=1,1	K1=0,4; K12=0,8; Коб то=1; Коб ио ор=0,5
7.1.3.1	Характер протекания управляемого технологического процесса во времени	Ф2	1.1	- непрерывный	
7.1.3.2	Количество технологических операций, контролируемых или управляемых АСУТП	Ф5	2.1	- до 5	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

68

7.1.3.3	Степень развитости информационных функций АСУТП	Ф6	3.2	- централизованный контроль	
7.1.3.4	Степень развитости управляющих функций АСУТП	Ф7	4.1	- переключения, блокировки	
7.1.3.5	Режим выполнения управляющих функций АСУТП	Ф8	5.1	- автоматизированный ручной режим	
7.1.3.6	Количество переменных, измеряемых, контролируемых и регистрируемых АСУТП	Ф9	6.3	- св. 51 до 100	
7.1.3.7	Количество управляющих воздействий, вырабатываемых АСУТП	Ф10	7.2	- св. 11 до 20	
7.1.4	Разработка разделов документации на АСУ ТП (ОР, ИО, ТО) на СОУиКА			K13=1,1	K1=0,4;K12=0,4;Kоб то но =1; Kоб ор=0,2
7.1.4.1	Характер протекания управляемого технологического процесса во времени	Ф2	1.1	- непрерывный	
7.1.4.2	Количество технологических операций, контролируемых или управляемых АСУТП	Ф5	2.1	- до 5	
7.1.4.3	Степень развитости информационных функций АСУТП	Ф6	3.2	- централизованный контроль	
7.1.4.4	Степень развитости управляющих функций АСУТП	Ф7	4.1	отсутствует	
7.1.4.5	Режим выполнения управляющих функций АСУТП	Ф8	5.1	отсутствует	
7.1.4.6	Количество переменных, измеряемых, контролируемых и регистрируемых АСУТП	Ф9	6.1	- св. 1 до 20	
КТСО					
8.1	Комплексе инженерно-технических средств охраны, УЗА 151/1				
8.1.1	Охранная сигнализация периметра	сист.	1		
8.1.2	Монтаж вибрационных чувствительных элементов	шт.	1		
8.1.3	Монтаж магнитоконтактных датчиков	шт.	6		
8.1.4	Система охранного телевидения	сист.	1		
8.1.5	Монтаж телекамер на опорах охранного освещения	шт.	3		
8.1.6	Монтаж системы внутриобъектовой охранной сигнализации	сист.	1		
8.2	Комплексе инженерно-технических средств охраны, УЗА 148/1				
8.2.1	Охранная сигнализация периметра	сист.	1		
8.2.2	Монтаж вибрационных чувствительных элементов	шт.	1		
8.2.3	Монтаж магнитоконтактных датчиков	шт.	6		
8.2.4	Система охранного телевидения	сист.	1		
8.2.5	Монтаж телекамер на опорах охранного освещения	шт.	3		
8.2.6	Монтаж системы внутриобъектовой охранной сигнализации	сист.	1		
Сети связи					
9.1	Монтаж кабельных линий ВОК СОУиКА	км	2.0		

Начальник ОЭ

Д.А. Погодин

Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

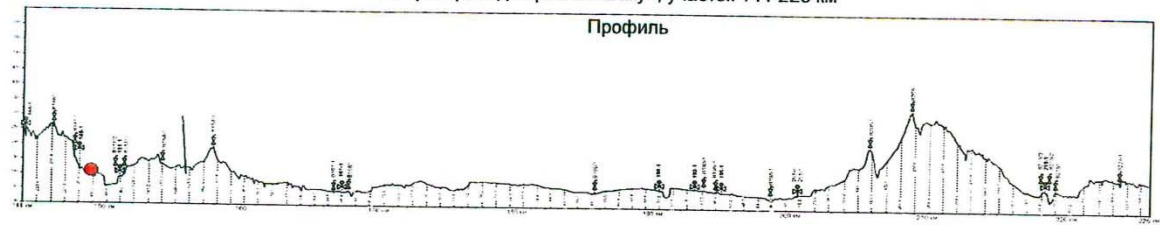
Лист

69



Технологическая схема откачки нефти.
Нефтепровод «Грозный-Баку», участок 144-226 км

Профиль



Технологическая схема



Исп инженер ОЗН ТРУМН Калашников А. А. *[Signature]*

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
209377		

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист
70

Карточка наличия основных средств

МН "Грозный-Баку". Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция

1. Реквизиты учета основных средств, подлежащих реконструкции:

1.1 Наименование филиала (структурного подразделения): ОАО "Черномортранснефть", Тихорецкое РУМН

1.2 Наименование объекта основных средств:

Наименование основных средств	Инв. карточка учёта основных средств	Наименование работ
МН "Грозный-Баку" ДУ-700 144-265 км	№101530	Реконструкция

2. В результате строительных работ будут созданы новые объекты основных средств

3. Наличие в учете основных средств, указанных в п.1, 2 подтверждаю.

Директор филиала ООО «Транснефть Финанс»
в г. Новороссийске

И.А. Левченко

Инв. № подл.	209377	Подп. и дата		Взам. инв. №	
1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ					Лист
					71

Виды работ, выполняемые при замене участка :МН "Грозный-Баку". Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция

Собственными силами АО МН:

- пррезка вантузов;
- озоруживание участка нефтепровода;
- выполнение отключенного участка бстонным раствором;
- вырезка катушки в месте подключения;

Силами подрядной организации

- подготовка траншеи, рабочего котлована
- отремонтирование участка трубопровода.
- сварочно-монтажные работы по подгонке и сварке катушек, секций труб;
- таварка технологических отверстий;
- проведение контроля качества сварных швов методом НК;
- изоляционные работы;
- земляные работы по подсыпке, подбивки, замыске и рекультивации построенного участка нефтепровода.

№ пп	№ секции начала вырезаемого участка	№ секции конца вырезаемого участка	МН, участок	Длина вырезаемого участка,м	Объем откачиваемой нефти,куб м	Количество арестованных вантузов, Ду/шт	Количество ликвидированных вантузов,присп.-ПАКЕР-с Ду/шт	Способ откачки нефти
1	154470	155350	Грозный-Баку	1074,00	2000	2	2	Откачка в ИОР-200

№ пп	№ секции начала вырезаемого участка	№ секции конца вырезаемого участка	МН, участок	Длина вырезаемого участка,м	Длина рабочего котлована	Длина изолируемого участка*
1	154470	155350	Грозный-Баку	1074	1079	11

Начальник ОЭН ТРУМН

С.И. Галкин

Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

72



Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Приложение №8 к ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

Сведения о наличии подъездных путей к дефектам (группам дефектов) и необходимости устройства дополнительного проезда и переездов через коммуникации

МН "Грозный-Баку". Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148.98-148.01. DN700. ТРУМН. Реконструкция

Ближайшая НПС (населенный пункт)	Наличие проезда		Наличие проезда вдоль группы дефектов*		Необходимость устройства проезда, переезда		
	Круглогодично	В зимний период	Круглогодично	В зимний период	Лежневые дороги, км	Необходимость устройства переезда шт	В зимний период
НПС "Сулак"	имеется	имеется	имеется	имеется	-	2	имеется

Начальник ОЭН ТРУМН

С.И. Галкин

Изм.	1	Колуч.	-	Лист	Зам.	3612-19	Подпись		Дата	10.19
------	---	--------	---	------	------	---------	---------	--	------	-------

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Требования
к проектным решениям и мероприятиям по охране объекта в период строительства
по объекту:

**МН "Грозный-Баку". Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН.
Реконструкция**

Объект находится на ЛЧ МН средствами ТСО не оборудован, ограждений не имеет. Учесть в проектных

Заказчик:

1. Участие в работе комиссий (рабочих групп) по приемке законченных строительством объектов и

Подрядчик:

1. Организация взаимодействия с СБ объекта по вопросам обеспечения охраны строящегося объекта;
2. Предусмотреть возведение временных ограждений с последующим демонтажем после завершения СМР;
3. Организовать охрану МТР, строительной техники на объекте строительства
4. Предусмотреть быстроразвертываемые средства технической охраны с целью создания временных

Начальник ОИТСО

И.Б. Кувшиное

Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

74

Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании

№ п/п	Шифр нормативного документа	Наименование нормативного документа
1	СНиП 12-03-2001	Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования.
2	СП 33.13330.2012	Расчет на прочность стальных трубопроводов
3	СП 36.13330.2012	Магистральные трубопроводы
4	СНиП 2.11.03-93	Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы
5	СП 48.13330.2011	Организация строительства
6	СНиП 3.01.04-87	Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения
7	СП 86.13330.2014	Магистральные трубопроводы. СНиП III-42-80*
8	СП 12-136-2002	Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ
9	ОПТ-23.040.00-КТН-051-11	Трубы нефтепроводные большого диаметра. Общие технические требования
11	СП 47.13330.2012	Инженерные изыскания для строительства. Основные положения
12	СП 11-104-97	Инженерно-геодезические изыскания для строительства
13	СП 11-105-97	Инженерно-геологические изыскания для строительства
14	СН 452-73	Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов
15	ГОСТ Р 51164-98	Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии
16	ГОСТ 10705-80	Трубы стальные электросварные. Технические условия
17	ГОСТ 24950-81	Отводы гнутые и вставки кривые на поворотах линейной части стальных магистральных трубопроводов. Технические условия.
18	ГОСТ 25646-95	Эксплуатация строительных машин. Общие требования
19	ГОСТ Р 54808-2011	Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов
20	ГОСТ 12.1.004-91	ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
21	ГОСТ 30775-2001	Ресурсосбережения. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов. Основные положения
22	ГОСТ 16037-80	Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры
23	ГОСТ Р 21.1101-2013	СПДС Основные требования к проектной и рабочей документации
24	РД-13.110.00-КТН-260-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила безопасности при эксплуатации объектов ОАО "АК "Транснефть"
25	РД-25.160.00-КТН-037-14	Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов
26	РД-13.020.40-КТН-208-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Рекультивация земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонте. Требования к организации и выполнению работ
27	РД-91.020.00-КТН-142-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Инженерные изыскания для строительства магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
28	ОНД-86	Методика расчета концентрации в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий
29	РД-13.030.00-КТН-223-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Удельные нормативы образования отходов производства и потребления

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
209377

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-П3

Лист

75



№ п/п	Шифр нормативного документа	Наименование нормативного документа
1	СНиП 12-03-2001	Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования.
30	ОР-03.120.20-КТН-111-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Реестр основных видов продукции. Формирование и ведение. Организация экспертизы технической документации, инспекции производства заводоизготовителей и испытаний продукции, закупаемой организациями системы "Транснефть"
31	РД-03.120.10-КТН-155-11	Требования к подрядным организациям в системе ОАО «АК «Транснефть»
32	ОТТ-25.220.01-КТН-200-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионное покрытие сварных стыков трубопроводов. Общие технические требования
33	ОТТ-25.220.01-КТН-212-10	Заводское полиэтиленовое покрытие труб. Общие технические требования
34	РД-13.220.00-КТН-211-12	Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы "Транснефть"
35	РД-13.220.00-КТН-018-12	Пожарная охрана объектов организаций системы "Транснефть"
36	РД 153-39.4-113-01	Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов
37	ОР-03.160.00-КТН-188-10	Положение по оформлению прав организаций системы "Транснефть" на недвижимое имущество
38	ОР-13.100.00-КТН-030-12 с Изм1	Порядок допуска подрядных организаций к производству работ по строительству, техническому перевооружению, реконструкции, капитальному и текущему ремонту, ремонтно-эксплуатационным нуждам объектов ОАО "АК "Транснефть"
39	ОР-75.200.00-КТН-088-12	Порядок технической эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды и малые водотоки
40	РД-75.200.00-КТН-012-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Переходы магистральных трубопроводов через водные преграды. Нормы проектирования
41	РД-19.100.00-КТН-266-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническая диагностика трубопроводов при приемке после строительства и в процессе эксплуатации
42	РД-75.200.00-КТН-371-09	Подводные переходы магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Выборочный ремонт дефектных секций. Типовые проектные решения
43	РД-75.180.00-КТН-159-13	Вырезка и врезка "катушек", соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистральных нефтепроводов. Организация и выполнение работ
44	ОР-03.100.50-КТН-120-10	Организация строительно-монтажных работ с использованием труб с заводским изоляционным покрытием. Технические требования и оснащенность
45	ОР-03.100.50-КТН-236-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок формирования, согласования, утверждения, контроля исполнения и корректировки сводного Плана проектно-изыскательских работ по объектам программы развития и программы КР системы «Транснефть»

Инва. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

76



№ п/п	Шифр нормативного документа	Наименование нормативного документа
1	СНиП 12-03-2001	Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования.
46	ОР-03.100.30-КТН-150-11	Порядок организации огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах организаций системы "Транснефть" и оформления нарядов-допусков на их подготовку и проведение
47	РА-75.200.00-КТН-037-13	Руководство по техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций
48	ПУЭ 7	Правила устройства электроустановок
49	ОР-91.010.30-КТН-266-10	Объекты магистральных нефтепроводов. Правила приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов. Формирование приемо-сдаточной документации
50	ОР-03.100.50-КТН-077-10	Регламент планирования и устранения дефектов выборочным ремонтом на магистральных нефтепроводах ОАО «АК «Транснефть»
51	ОТТ-23.040.00-КТН-051-11	Трубы нефтепроводные большого диаметра. Общие технические требования
52	РА-25.160.10-КТН-016-15	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов
53	РА-23.040.01-КТН-108-10	Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов.
54	ТПР-23.040.00-КТН-272-08	Линейная часть магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Выборочный ремонт дефектных секций на участках магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с нормальными условиями (категория грунтов 1-3).
55	ТПР-23.040.00-КТН-276-08	Линейная часть магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Выборочный ремонт дефектных секций на воздушных переходах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
56	ТПР-23.040.00-КТН-275-08	Линейная часть магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Выборочный ремонт дефектных секций на переходах через автомобильные и железные дороги.
57	ТПР-23.040.00-КТН-274-08	Линейная часть магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Выборочный ремонт дефектных секций на участках магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в скальных грунтах
58	ТПР-23.040.00-КТН-273-08	Линейная часть магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Выборочный ремонт дефектных секций на участках магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в условиях заболоченной местности.
59	ТПР-23.040.00-КТН-277-08	Линейная часть магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Выборочный ремонт дефектных секций на участках магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Метод ремонта - замена катушки.

Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

77

№ п/п	Шифр нормативного документа	Наименование нормативного документа
1	СНиП 12-03-2001	Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования.
60	ОР-91.010.30-КТН-116-12	Типовые требования к разработке и содержанию раздела "Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности" проектной документации на объекты магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов организаций системы "Транснефть"
61	РД-19.020.00-КТН-021-10	Требования к программам комплексного опробования объектов магистрального нефтепровода
62	РД-13.220.00-КТН-014-10	Нормы проектирования систем пассивной пожарной защиты и водяного охлаждения объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
63	РД-91.010.30-КТН-086-12	Порядок разработки раздела "Проект организации строительства" (в составе проектной и рабочей документации) для строительства и капитального ремонта объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов организаций системы "Транснефть"
64	РД-13.020.00-КТН-007-14 с изм №1	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Требования к подрядным организациям по соблюдению природоохранного законодательства при выполнении работ по строительству, реконструкции и капитальному ремонту объектов организаций системы "Транснефть"
65	ОР-03.100.00-КТН-028-15	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок подготовки и проведения предпроектного обследования объектов Программы развития, технического перевооружения и реконструкции магистральных трубопроводов ОАО «АК «Транснефть» и Программы капитального ремонта магистральных трубопроводов ОАО «АК «Транснефть»
66	ТПР 35.240.50-КТН-043-15	«Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования»
67	ОР-03.100.10-КТН-078-15	«Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Инструкция определения стоимости оборудования, программного обеспечения и выполнения работ по направлению "Автоматика и телемеханика»
68	ОМДС-2001-ТН-2	«Методика определения стоимости строительства объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов»

и другие НТД утвержденные ОАО "АК "Транснефть"

Начальник ОЭ

Д.А. Погодин

Зам. начальника отдела экспертиз

Е.С. Зудов

Начальник ПТО

А.Б. Агарков

Инв. № подл.	209377
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

78

Форма исходных данных для расчета затрат на отвод земельных участков

№ п/п	Наименование документов	Реконструкция
1	Виды работ по отводу земельных участков для выполнения ИИ, предварительного землеотвода и разработки ДПТ, земельных участков для выполнения СМР	Указываются в соответствии с положениями ОР-91.040.00-КТН-093-12
2	Срок выдачи и форма предоставления заказчику расчетов на отвод земельных участков для выполнения ИИ и срок выдачи расчетов на отвод земельных участков для выполнения СМР.	Указываются в соответствии с положениями ОР-03.100.60-КТН-099-12
3	Включение затрат в Сводный сметный расчет стоимости строительства (ССР).	Затраты, связанные с предварительным отводом земельного участка (трассы) и отводом земельного участка для выполнения СМР включаются в главу 1 «Подготовка территории строительства» Сводного сметного расчета стоимости строительства (ССР)
4	Исходные данные для выполнения расчетов стоимости работ по отводу земельных участков для выполнения ИИ, предварительного землеотвода и разработки ДПТ, земельных участков для выполнения СМР.	<p>Исходные данные для расчета сметной стоимости затрат на оформление земельных участков для СМР определяются проектной организацией на основании данных о земельных участках, указанных в проектной и рабочей документации.</p> <p>Дополнительно указывается:</p> <ul style="list-style-type: none"> -- количество учреждений (инстанций), с которыми производится согласование: <ul style="list-style-type: none"> - землеустроительных дел по отводу земельных участков; - актов выбора земельных участков; - дел по переводу земель из одной категории в другую категорию; -- необходимое количество заказываемых /получаемых: <ul style="list-style-type: none"> - кадастровых планов территории (с указанием вида носителя информации: бумажный/ электронный); - кадастровых паспортов (с указанием вида носителя информации: бумажный/ электронный); - кадастровых выписок земельного участка (с указанием вида носителя информации: бумажный/электронный); - выписок из ЕГРП (с указанием вида носителя информации: бумажный/электронный);
5	Дополнительные затраты связанные с отводом земельных участков.	выписок из государственного лесного реестра (при наличии земель лесного фонда) масштаб составления графической части материалов отвода земель. Стоимость дополнительных работ связанных с отводом земельных участков расчет которых не предусмотрен в ОР-91.040.00-КТН-093-12
6	Затраты связанные с использованием земельных участков.	Размер арендной платы, компенсационные платежи, выкупная стоимость, размер платы за сервитут (и т.д.).

Начальник ОЗК

В.В. Волосовцев



Инва. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

81

Приложение Б

Акт предпроектного обследования

Акт предпроектного обследования по объекту проектирования:
«МН Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция»

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер
АО «Черномортранснефть»

М.В. Кононов

" 02 " 2015 г.



Акт предпроектного обследования по объекту проектирования: «МН Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция»

Настоящий акт составлен по результатам предпроектного обследования, проведенного Филиалом «Краснодаргипротрубопровод» совместно с представителями АО «Черномортранснефть» в период с 17.06.2015 по 18.06.2015 в соответствии с дополнительным соглашением № 18002-ЧТН/КТГП от 22.05.2015 к Договору подряда № 4ПР-ЧТН/ГТП от 07.07.2014 г.

Предпроектное обследование проводилось комиссией АО «Черномортранснефть» и Филиала "Краснодаргипротрубопровод" в составе:

- Хажиалиев Умарасхаб Магомеднасарович, начальник ЛАЭС №11 «Сулак»;
- Шаталов Борис Владимирович, инженер - электроник участка ЭСА и ТМ;
- Коба Эльдар Александрович, ведущий инженер технологического отдела Филиала "Краснодаргипротрубопровод".

Результаты предпроектного обследования:

1. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования
Предусмотреть замену существующего трубопровода МН "Грозный-Баку" DN 700 на участке км 148,98-148,01 протяженностью 1,74 км.
Протяженность проектируемого участка МН:
При прохождении трассы МН (см. приложение №1) – 1,83 км справа по ходу нефти от существующего технического коридора коммуникаций (газопровод DN1200, ВЛ 10 кВ), включая переход через овраг протяженностью 150 м.
Трубы принимаются по ОТТ-23.040.00-КТН-051-11 класса прочности К56.
Пересечения и параллельное следование со сторонними инженерными коммуникациями выполнить в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012, ПУЭ и техническими условиями владельцев.
Предусмотреть на участке замены МН укладку кабеля СОУ и КА с подключением к существующему кабелю через две оптические муфты и корректировку программного обеспечения системы СОУ и КА МН «Грозный-Баку».
Предусмотреть монтаж вантузного узла №В146/1 на 146 км с устройством ограждения согласно требований РД-13.310.00-КТН-072-12 (см. приложение №3).
Предусмотреть перенос УЗА №148/1 согласно приложения 1 к акту ППО с:
- заменой задвижки, существующая задвижка не отвечает требованиям герметичности затвора по классу «А» по ГОСТ Р 54808-2011 в соответствии с требованиями п.7.3.2 табл. 7.12 РД-24.040.00-КТН-062-14;
- устройством площадки обслуживания, выполненной путем опирания на задвижку, включающей в себя элементы оцинкованного настила;

1

Инв. № подл.	Взам. инв. №
209377	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

82

Акт предпроектного обследования по объекту проектирования:
«МН Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700.ТРУМН. Реконструкция»

- устройством ограждения согласно требований РД-13.310.00-КТН-072-12 с использованием усиливающих продольных и поперечных элементов крепления полотна ограждения для исключения срабатывания ПОС от ветровых нагрузок;

- заменой колодцев КИП на герметичные (2 шт.) с монтажом отборов давления (2 шт.) в соответствии с ОТТ-25.160.00-КТН-068-10 (в заменяемых колодцах заменить ранее установленные датчики давления на датчики с выходом по протоколу HART, с выводом диагностической информации по HART в системе ЛТМ);

- монтажом вантузов (2 шт.) в колодцах КГВПП (2 шт.);

- монтажом оборудования ИТСО в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 5 мая 2012 № 458 «Об утверждении Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов ТЭК» и РД-13.310.00-КТН-072-12 с выводом с СДКУ посредством ЛТМ ТУ "Деблокировка периметральной сигнализации УЗА";

- передача сигналов срабатывания и диагностики ИТСО на верхний уровень (устанавливаемый АРМ СБ) с транспортным протоколом TCP-IP в отдельном канале связи от ПКУ до караульного помещения команды "Сулак".

Предусмотреть переоборудование **УЗА №151/1** включающее в себя:

- вырезку катушек до и после УЗА с существующими вантузами и отборными устройствами;

- замену колодцев КИП на герметичные (2 шт.) с монтажом отборов давления (2 шт.) в соответствии с ОТТ-25.160.00-КТН-068-10 (в заменяемых колодцах заменить ранее установленные датчики давления на датчики с выходом по протоколу HART, с выводом диагностической информации по HART в системе ЛТМ);

- монтаж вантузов (2 шт.) в колодцах КГВПП (2 шт.);

- абразивную обработку запорной арматуры с последующей антикоррозийной обработкой и покраской;

- устройством площадки обслуживания, выполненной путем опирания на задвижку, включающей в себя элементы оцинкованной просечки;

- монтаж оборудования ИТСО в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 5 мая 2012 № 458 «Об утверждении Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов ТЭК» и РД-13.310.00-КТН-072-12 с выводом с СДКУ посредством ЛТМ ТУ "Деблокировка периметральной сигнализации УЗА";

- передача сигналов срабатывания и диагностики ИТСО на верхний уровень (устанавливаемый АРМ СБ) с транспортным протоколом TCP-IP в отдельном канале связи от ПКУ до караульного помещения команды "Сулак".

Местоположение **УЗА №151/1** не меняется.

Устанавливаемый АРМ СБ в караульном помещении команды "Сулак" оснастить актуальным ПО.

Обеспечить в течении 12 часов прием и передачу данных от оборудования охранной сигнализации на верхний уровень (АРМ СБ) независимо от системы телемеханики при отключении внешнего электроснабжения и полном разряде батарей общего ИБП БК ПКУ.

Предусмотреть полный комплекс пуско-наладочных работ оборудования ИТСО:

2

Инва. № подл.	209377
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

83

Акт предпроектного обследования по объекту проектирования:
«МН Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700.ТРУМН. Реконструкция»

- монтаж оборудования ИТСО, расположенного в периметре УЗА произвести в герметичном приборном шкафу наружной установки, с наружным горизонтальным козырьком для защиты от атмосферных воздействий и попадания воды в шкаф. Шкаф оснастить герметичными кабельными вводами.

В существующих ПКУ на 148км, 151км заменить датчики срабатывания пожарной тревоги, существующие датчики не отвечают требованиям НД (не имеют канала «неисправность», в ПКУ установлено по два датчика);

В качестве пожарных извещателей установить датчики оптоэлектронного типа с функцией дистанционного контроля.

В существующих ПКУ на 148км, 151км для повышения надежности устанавливаемого оборудования ЛТМ, СОУ установить систему термоконтроля, включающую в себя сплит-систему с резервированием. Сигнал "Пожар в ПКУ" вывести на отключение работающей сплит-системы через силовое реле, установленное совместно с проектируемыми автоматическими выключателями защиты сплит-систем в отдельно установленном распределительном шкафу. Наружный блок сплит-систем защитить антивандальной решеткой с датчиком контроля вскрытия с выводом сигнала в ЛТМ;

- В заменяемых колодцах обеспечить установку сигнализаторов затопления;

- В существующих ПКУ установить настенных шкаф для ЗИП и оснастить инженерный отсек ПКУ откидным монтажно-настроечным столиком с диэлектрической столешницей согласно требований.

Электроснабжение:

Электроснабжение узлов запорной арматуры (УЗА №148/1, №151-1) выполняется по второй категории надежности от реконструируемых распределительных щитов, установленных в существующих ПКУ.

Выполнить перенос существующей ПКУ на 148 км (к месту размещения УЗА) со строительством отпайки ВЛ.

В качестве первого источника электроснабжения использовать существующие силовые трансформаторы 10/0,4кВ расположенные в ПКУ, запитанные от вдольтрассовой ВЛ-10кВ.

В качестве второго источника электроснабжения использовать передвижные аварийные дизельные электростанции (далее - ДЭС) из наличия Заказчика.

На всех площадках УЗА (2 шт.) проектом предусмотреть:

- установку опор со светодиодными матрицами со степенью защиты не менее IP 65 для освещения площадки УЗА;

- прокладку кабельных линий в земле от ПКУ до площадки УЗА.

Электрохимическая защита:

ЭХЗ проектируемого участка выполнить от вновь устанавливаемой станции катодной защиты, учетом вывода в ЛТМ сигналов ТИ "Ток СКЗ", "Напряжение СКЗ", дистанционным (из РДП) регулированием потенциала выдаваемого СКЗ, без изменения количества и состава существующих АЗ УКЗ, посредством врезки в линейную часть существующего МН. При этом обеспечить контролепригодность ЭХЗ проектируемого участка МН. СКЗ – инвенторного типа со 100% резервированием.

ЭХЗ проектируемого участка выполнить согласно ГОСТ Р 51164-98, РД-

3

Инв. № подл.	209377
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

84

Акт предпроектного обследования по объекту проектирования:
«МН Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700.ТРУМН. Реконструкция»

29.240.00-КТН-197-13 «Порядок организации работ по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту вдольтрассовых линий электропередачи и средств электрохимической защиты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов», ДР-91.020.00-КТН-234-10 «Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС».

Предусмотреть в УКЗ 148 км замену анодной кабельной линии, выполненной на опорах, на кабель медный бронированный диаметром не менее 35 мм² в траншее.

Предусмотреть установку КИП из полимерных материалов (цельнотянутого пластика) с встроенным блоком совместной защиты (БСЗ), ЭНЕС в местах пересечения с магистральным газопроводом DN1200.

Разработать раздел «Контроль качества изоляционного покрытия МН методом катодной поляризации».

2. Краткая характеристика существующего объекта

МН «Грозный-Баку» участок км. 148,98 – км. 148,01:

- год ввода в эксплуатацию нефтепровода – 1983г.
- перекачиваемая среда – нефть
- метод прокладки – подземный
- диаметр – 720мм
- толщина стенки – 8 мм
- марка стали трубных секций – 17ГС
- марка и тип изоляции нефтепровода - лента «Полилен»
- пропускная способность – 7,6 млн. т./год
- рабочее давление на выходе НПС «Самур» 4,3 МПа
- плотность нефти 852-864 кг/м³

- состав технического коридора – в одном техническом коридоре проходит кабель СОУ и КА, медножильный кабель связи СКПТУС, ВЛ 10кВ, ВЛ 330кВ, газопровод DN1200.

Проектируемый объект относится к объектам повышенной степени ответственности.

3. Предварительное заключение о возможности использования существующих конструкций и сооружений при реализации проекта по результатам анализа представленных ОСТ актов технического обследования строительных конструкций зданий и сооружений объекта

Не требуется. заданием на проектирование не предусмотрено.

4. Заключение о возможности размещения оборудования в/на существующих зданиях и сооружениях

Не требуется. заданием на проектирование не предусмотрено.

5. Заключение о возможности использования материалов изысканий прошлых лет. Определение объема необходимых инженерных изысканий

Архивные материалы инженерных изысканий согласно п.11.5 ТЗ.

Выполнить комплекс инженерных изысканий: инженерно-геодезических, инженерно-геологических (с учетом сейсмического микрорайонирования),

4

Инва. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

85

Акт предпроектного обследования по объекту проектирования:
«МН Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700.ТРУМН. Реконструкция»

инженерно-метеорологических (гидрометеорологические изыскания выполнить только на участках переходов с водными преградами) и инженерно-экологических (на землях сельскохозяйственного назначения выполнить агрохимический анализ почв, для использования при разработке раздела "Рекультивация земель) в соответствии с требованиями РД-91.020.00-КТН-142-14, СП 47.13330.2012, постановлением Правительства РФ № 20 от 19.01.2006 г. (п. 2 и 4) и других действующих нормативных документов в объеме, достаточном для проектирования, с учетом изысканий прошлых лет нормативных документов, в объеме, необходимом и достаточном для принятия проектных решений.

Требуемая система координат для инженерно-геодезических изысканий, включая топографическую съёмку – МСК-05 (система координат для ведения государственного кадастрового учета объектов недвижимости, используемая на территории субъекта РФ, где планируется проведение СМР), система высот - Балтийская. Материалы изысканий представить в электронном и бумажном виде. Электронный вид выполнить в формате AutoCad (*.dxf, *.dwg), продольные профили проектируемого и демонтируемого МН с геологией в ПО "СПЛИТ".

Техническое задание и программу работ на инженерные изыскания согласовать у Заказчика.

6. Заключение о необходимости отвода земельных и лесных участков с указанием площади

Требуется отвод земли в краткосрочную аренду на период строительства участка нефтепровода, земляных амбаров, временных водоводов, площадок под установку насосных агрегатов для гидроиспытаний, площадку складирования материалов, площадку стоянки техники.

Требуется отвод земли в долгосрочную аренду под проектируемые реперы, информационные, опознавательные и километровые знаки, новое положение УЗА № 148/1.

Ширина полосы отвода под демонтаж, в случае если демонтируемый участок не попадает в полосу отвода монтируемого участка, определяется проектом.

7. Сведения о расположении проектируемого объекта на землях особо охраняемых территорий, а также существующих ограничениях (земли населенных пунктов, археологические памятники и объекты культурного наследия, водоохранные зоны, санитарно-защитные зоны подземных и поверхностных водозаборов и водоводов, границ месторождений полезных ископаемых, скотомогильников, защитных лесов, объектов обороны и т.п.)

Участок км 148,98 – км 148,01 расположен в черте с. Бавтугай, УЗА № 151/1 расположен в черте с. Нижний Чирюрт. Границы участка населенного пункта будут уточнены после получения кадастровых границ от Заказчика.

8. Заключение о необходимости разработки специальных технических условий

Разработка СТУ требуется для участка км 148,98 – км 148,01 в связи с прохождением заменяемого участка нефтепровода в черте с. Бавтугай и расположением УЗА № 151/1 в черте с. Нижний Чирюрт.

9. Состав необходимых исходных данных для разработки ПОС (составление плана подъездных путей, определение мест и условий утилизации строительного

5

Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

86

Акт предпроектного обследования по объекту проектирования:
«МН Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700.ТРУМН. Реконструкция»

мусора, уточнение сроков выполнения строительства, определение места забора и утилизации воды для проведения гидроиспытания и т.д.)

В соответствии с приложением 1.6 к заданию на проектирование.
Место забора воды: ближайший водный объект - канал Чирюртовский.
Вывоз воды: после отстаивания в амбарах-отстойниках - в ближайший водный объект (канал Чирюртовский);
Места расположения площадок ВЗиС - согласно графических приложений к акту.

10. Перечень основных технических решений, требующих согласования с ОСТ, в том числе результаты технико-экономических расчетов по размещению МТ на продольных уклонах (заполняется при необходимости в соответствии с производственным назначением объекта)

Створ проектируемой трассы МН по участку проектирования после выполнения инженерных изысканий.

11. Срок предоставления ОСТ документов по отводу земельных (лесных) участков для проведения инженерных изысканий (при необходимости). Документы направляются в адрес проектной организации не менее чем за 10 дней до начала проведения инженерных изысканий согласно Календарному плану

Не требуется

12. Перечень предоставляемых ОСТ исходных данных

- Материалы ранее выполненных инженерных изысканий по объекту проектирования;
 - Копии правоустанавливающих документов на объект проектирования (договор аренды, свидетельство о регистрации права собственности и др.);
 - Границы населенных пунктов с учетом границ перспективной застройки (при нахождении объекта в населенном пункте предоставляется территориальные зоны, административно-территориальное деление) в электронном виде (при наличии электронного вида);
 - Информация от органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченных в области охраны объектов культурного наследия о наличии/отсутствии объектов культурного наследия и их охранных зон, археологических памятников с указанием существующих ограничений и необходимости/отсутствия необходимости выполнения археологических изысканий.
 - Сведения о наличии / отсутствии объектов особо охраняемых природных территорий (ООПТ) в районе размещения объекта
 - Федерального значения;
 - Регионального значения;
 - Муниципального значения
- В случае наличия ООПТ получить положение об ООПТ
- Сведения о наличии/отсутствии месторождений полезных ископаемых в недрах в районе размещения объекта.
 - Сведения о водных объектах федерального, регионального и местного

6

Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

87

Акт предпроектного обследования по объекту проектирования:
 «МН Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700.ТРУМН. Реконструкция»

значения и установленных водоохранных, прибрежных зонах (в случае пересечения объектом водной преграды).

- Документально подтвержденные сведения о наличии/отсутствии очагов опасных болезней животных и их захоронений в районе размещения объекта, полученные от органов, уполномоченных в области ветеринарии.

- Информация из государственного реестра объектов размещения отходов о расположении данных объектов в районе проведения работ (перечень организаций, имеющих возможность использовать, обезвреживать и размещать отходы, образующиеся на этапе строительства и эксплуатации проектируемых объектов).

- Согласование специализированных предприятий по приемке отходов, о возможности размещения образующихся в период строительства и эксплуатации отходов с указанием названия объекта, лицензии на деятельность по обращению с опасными отходами, а также лимиты на размещение отходов, выданные Росприроднадзором. В случае отсутствия достаточных лимитов на размещение отходов и необходимых классов опасности инициировать комплекс мероприятий по созданию объектов размещения отходов (при необходимости)

- Справку о наличии в районе работ общераспространенных полезных ископаемых (ОПИ), выявление возможных строительных карьеров с указанием дальности возки для проведения строительных работ и их месторасположения

- Технические условия на разработку проекта рекультивации земель.

- Исходные данные и требования для разработки инженерно - технических мероприятий ГО ЧС, выданных ГУ МЧС России по субъекту РФ.

- Информация о наличии месторождений полезных ископаемых и лицензионных участков;

- Выписку из плана ликвидации аварийного разлива нефти/нефтепродуктов;

- Действующие декларации промышленной и пожарной безопасности;

- План трассы для линейных объектов из имеющихся материалов исполнительной документации;

- Сведения из государственного кадастра недвижимости в виде кадастровых планов территории. Сведения о правообладателях земельных (лесных) участков (после проведения инженерных изысканий);

- способ доставки воды - подвоз автоцистернами либо по временному водоводу.

- место утилизации излишнего и негодного грунта.

- структурные схемы систем автоматики и линейной телемеханики;

- существующая схема организации связи.

- ТУ на подключение к существующей СОУиКА;

- ТУ на ИТСО;

- ТУ на подключение проектируемых ПКУ к сетям связи

13. Прочие вопросы по специфике объекта

Предусмотреть пуско-наладочные работы по ЭХЗ.
 До разработки проекта провести анализ возможности установки проектируемого оборудования в существующие ПКУ.

7



Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

88

Акт предпроектного обследования по объекту проектирования:
 «МН Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700.ТРУМН. Реконструкция»

Требуется корректировка задания на проектирование ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15:

- по участку **МН с УЗА №151-1**. Из ТЗ исключить требования о приведении в нормативное состояние УЗА 151/1 в связи с ненормативным расположением площадки запорной арматуры в кадастровых границах населенного пункта с. Нижний Чирюрт;
- дополнить ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15 требованием о необходимости разработки СТУ.



Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Акт предпроектного обследования по объекту проектирования:
 «МН Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700.ТРУМН. Реконструкция»

Приложения

- Приложение 1. План участка замены км 148,98 – 148,01 – на 1 листе;
- Приложение 2. План УЗА 151/1 – на 1 листе;
- Приложение 3. План вантуза №В146/1 – на 1 листе;
- Приложение 4. Экспликация земель с указанием испрашиваемых площадей, категории земель, землепользователей - на 2 листах.



Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Акт предпроектного обследования по объекту проектирования:
 «МН Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700.ТРУМН. Реконструкция»

Специалисты АО «Черномортранснефть», участвующие в ППО:

начальник ЛАЭС №11 «Сулак»  У.М. Хажиалиев

инженер - электроник участка ЭСА и ТМ Б.В. Шаталов

Специалисты Филиала «Краснодаргипротрубопровод», участвующие в ППО:

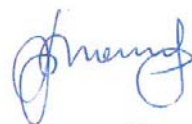
ведущий инженер технологического отдела  Э.А.Коба

Согласовано:
 от Филиала "Краснодаргипротрубопровод":

Главный инженер проекта  Ф.И. Янгиров

Начальник технологического отдела  Ю.А. Уваров

Начальник электротехнического отдела  М.А. Петухов

Начальник отдела автоматизации и связи  Г.М. Пожидаев

Начальник отдела проектов организации строительства  Т.О. Пивоваров

Начальник строительного отдела  В.Г. Молоховский

Начальник отдел генерального плана и автодорог  И.А. Сухарева

10

Инв. № подл.	209377
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Акт предпроектного обследования по объекту проектирования:
 «МН Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700.ТРУМН. Реконструкция»

От ТРУМН АО «Черномортранснефть»:

Зам. главного инженера ТРУМН



И.А. Ключок

Начальник ОАСУ ТП ТРУМН



С.Л. Драч

Начальник ОЭН ТРУМН



С.И. Галкин

Главный механик ТРУМН



С.В. Папков

Главный энергетик ТРУМН



В.Ф. Батраков

Начальник ОПБ ТРУМН



С.А. Волков

Начальник ОКС ТРУМН



Ю.В. Трибушной

Начальник ОЭБ и РП ТРУМН



А.И. Антонов



11



Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Акт предпроектного обследования по объекту проектирования:
 «МН Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700.ТРУМН. Реконструкция»

Лист согласования

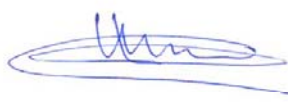
К акту предпроектного обследования по объекту проектирования:
 «МН Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700.ТРУМН.
 Реконструкция»

Заместитель генерального директора



В.Ю. Крижанивский

Заместитель генерального директора



Д.П. Чеплянский

Заместитель главного инженера



А.А. Стеклянный

Заместитель главного инженера



А.И. Белоусько

Заместитель главного инженера



А.В. Захарченко

Начальник отдела эксплуатации



Д.А. Погодин

Начальник отдела АСУ ТП



А.В. Соколов

Главный энергетик



А.А. Даутов

Главный механик



Е.А. Дворников

Начальник ОЗК



В.В. Волосовцев

Начальник ОКС



А.С. Белобородов

Начальник ОЭБ и РП



Г.В. Чезганова



12



Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Акт предпроектного обследования по объекту проектирования:
 «МН Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700.ТРУМН. Реконструкция»

Начальник ОЭБ и РП

Г.В. Чезганова

Начальник СПБ и ПК

Р.К. Барков

Начальник специальной службы

Ю.Г. Кондауров

Начальник СПБ

А.П. Ковынев
 МОРГУНОВ А Ю

Начальник отдела ИТСО

И.Б. Кувшинов

Начальник УГ и ИИР

К.В. Ищенко

Начальник ОП и ПП

С.И. Холодова

Начальник отдела экспертизы

Е.С. Зудов




Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Акт предпроектного обследования по объекту проектирования:
 «МН Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700.ТРУМН. Реконструкция»

Начальник ОЭБ и РП	Г.В. Чезганова
Начальник СПБ и ПК	Р.К. Барков
Начальник специальной службы	Ю.Г. Кондауров
Начальник СПБ	А.П. Ковынев
Начальник отдела ИТСО	И.Б. Кувшинов
Начальник УГ и ИИР	 К.В. Ищенко
Начальник ОП и ПП	С.И. Холодова
Начальник отдела экспертизы	Е.С. Зудов



Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



* 1 0 0 0 0 0 0 0 2 7 0 6 0 2 0 0 *

Инв. № подл.	209377	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------	--------------	--------------

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



* 1 0 0 0 0 0 0 2 7 0 6 0 2 0 0 0 *

Инв. № подл.	209377	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------	--------------	--------------

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



Инв. № подл.	209377	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------	--------------	--------------

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Приложение 4

ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗЕМЕЛЬ

под место размещение и строительство (реконструкции) объекта:
«МН Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01.
DN700.ТРУМН. Реконструкция» общей площадью 8,477 га.

№ п.п	Наименование собственников, владельцев, пользователей, арендаторов земли	Общая площадь представленных земель, га	Категория земель					
			Земли сельскохозяйственного назначения	Земли запаса	Земли лесного фонда	Земли особоохраняемых природных	Земли промышленности, транспорта, ... и иного специального	Земли населенных пунктов
Участок замены км 148,98 - 148,01								
1	05:06:000039:75	1,894	1,894	-	-	-	-	-
2	В границах кадастрового квартала 05:06:000030 Администрация с/п Село Миатли, Кизилортовского района, Республики Дагестан	4,643	4,643	-	-	-	-	-
3	В границах кадастрового квартала 05:06:000056 Администрация пгт. Бавтугай, Кизилортовского района, Республики Дагестан	0,94	-	-	-	-	-	0,94
УЗА № 151/1								
4	Администрация с/п Село Миатли, Кизилортовского района, Республики Дагестан	0,48	0,48	-	-	-	-	-
Площадка вантуза № В146/1								
5	Администрация с/п Село Миатли, Кизилортовского района, Республики Дагестан	0,52	0,52	-	-	-	-	-
Итого:		8,477	7,537	-	-	-	-	0,94

Главный инженер проекта

Ф.И. Янгиров

Инв. № подл.	209377
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

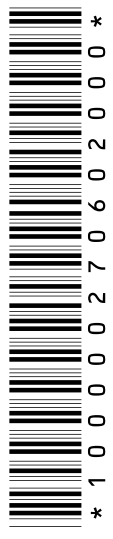
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

99



Приложение В
Сертификат соответствия требованиям ГОСТ ISO 9001-2008



Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист	100
------	-----



СЕРТИФИКАТ

настоящим удостоверяет, что предприятие



ОАО «Гипротрубопровод»
 ул. Вавилова, д. 24, стр. 1
 119334 г. Москва
 Российская Федерация

внедрило и использует **Систему Менеджмента Качества.**

Область деятельности:
 Разработка проектной документации, выполнение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ и инженерных изысканий для нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа.

Посредством аудиторской проверки, задокументированной в отчете, было получено подтверждение о том, что эта система менеджмента отвечает требованиям следующего стандарта:

ISO 9001 : 2008

Регистрационный номер сертификата 318125 QM08
 Действителен с 2013-09-21
 Действителен до 2016-09-20
 Дата сертификации 2012-09-26



DQS GmbH

 Götz Blechschmidt
 Исполнительный директор

Accredited Body: DQS GmbH, August-Schanz-Straße 21, 60433 Frankfurt am Main
 Administrative Office: OOO DE KU ES, Respublikanskaya Str. 3, Building 5, 150003 Yaroslavl - Russia

Инва. № подл.	209377
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	1	Колуч.	-	Лист	Зам.	№ док.	3612-19	Подпись		Дата	10.19
------	---	--------	---	------	------	--------	---------	---------	--	------	-------

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Приложение Д
Письмо Минприроды Республики Дагестан



МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ
РЕСПУБЛИКИ ДАГЕСТАН

367003, г. Махачкала, ул. С.Абубакарова 73; e-mail: mprierd-info@mail.ru;

т. (8722) 67-12-40; ф. (8722) 67-29-57

№ 15-05/4-1166/18

«05» 04 2018 г.

АО «Черномортранснефть»

На № ЧТН-01-31-09/7303 от 13 марта 2018 года

Министерство природных ресурсов и экологии Республики Дагестан (далее – Минприроды РД), рассмотрев Ваш запрос о наличии особо охраняемых природных территорий регионального и местного значения в границах проведения работ по проекту «МН «Грозный – Баку». Участок км 201-144. Замена трубы км 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция», сообщает, что в границы проведения работ непосредственно входит часть территории государственного природного заказника регионального значения «Андрейаульский» (далее – ГПЗ «Андрейаульский»).

В тоже время ставим Вас в известность, что согласно п. 22 ст. III Положения о ГПЗ «Андрейаульский», утвержденного постановлением Правительства РД № 307 от 25 октября 2016 года, на территории заказника (кроме расположенных в его границах населенных пунктов) строительство, реконструкция и капитальный ремонт линейных сооружений осуществляются только по согласованию с Минприроды РД.

Заместитель министра

Ш. Джамалов

Исп: М.М. Магомедов
518432

001502

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 102			
			1	-	Зам.	3612-19		10.19		
			Изм.	Копуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Лист 102

Приложение Е
Приказ об утверждении ДПТ от 12.09.2019 №969



Министерство энергетики
Российской Федерации
(Минэнерго России)

П Р И К А З

12 сентября 2019г.

Москва

№ 969

Об утверждении документации по планировке территории для размещения объекта трубопроводного транспорта федерального значения «МН «Грозный - Баку». Участок км. 201 - 144. Замена трубы км. 148,98 - 148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция»

В соответствии со статьей 45 Градостроительного кодекса Российской Федерации, Правилами подготовки документации по планировке территории, подготовка которой осуществляется на основании решений уполномоченных федеральных органов исполнительной власти, и принятия уполномоченными федеральными органами исполнительной власти решений об утверждении документации по планировке территории для размещения объектов федерального значения и иных объектов капитального строительства, размещение которых планируется на территориях 2 и более субъектов Российской Федерации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 26 июля 2017 г. № 884, подпунктом 4.5.8 Положения о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. № 400, приказом АО «Черномортранснефть» от 13 августа 2019 г. № 1277 «О подготовке документации по планировке территории», письмом АО «Черномортранснефть» от 19 августа 2019 г. № ЧТН-01-15-07/22334 и с учетом писем администраций муниципального образования сельского поселения «село Миатли» Кизилюртовского района Республики Дагестан от 19 августа 2019 г. № 141, муниципального образования

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 103
			1	-	Зам.	3612-19	
Изм.	Копуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	

сельского поселения «село Нижний Чирюрт» Кизилюртовского района Республики Дагестан от 22 августа 2019 г. № 02-15/248, городского округа «Город Кизилюрт» Республики Дагестан от 21 августа 2019 г. № 57/10-1312/19 при к а з ы в а ю:

1. Утвердить прилагаемую документацию по планировке территории (проект планировки территории, содержащий проект межевания территории) для размещения объекта трубопроводного транспорта федерального значения «МН «Грозный - Баку». Участок км. 201 - 144. Замена трубы км. 148,98 - 148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция».

2. Признать утратившим силу приказ Минэнерго России от 3 августа 2017 г. № 715 «Об утверждении документации по планировке территории для размещения объекта трубопроводного транспорта федерального значения «Реконструкция магистрального нефтепровода «Грозный - Баку» на участках 201 км - 144 км и 148,98 км - 148 км».

3. Департаменту корпоративного управления, ценовой конъюнктуры и контрольно-ревизионной работы в отраслях ТЭК (А.Е. Богашову) в 7-дневный срок обеспечить направление утвержденной документации по планировке территории, указанной в пункте 1 настоящего приказа, АО «Черномортранснефть», а также главам муниципальных образований, в отношении территорий которых осуществлялась подготовка такой документации.

4. Контроль за исполнением настоящего приказа оставляю за собой.

Заместитель Министра



А.В. Тихонов

Департамент корпоративного управления, ценовой конъюнктуры
и контрольно-ревизионной работы в отраслях ТЭК
Балашов Владимир Сергеевич
(495) 631-80-73

Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Приложение Ж
Изменение №7 в ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

Данный материал запрещается
размножать, передавать другим
организациям и лицам для целей, не
предусмотренных настоящим документом

ИЗМЕНЕНИЕ №7
В ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ
№ ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

по объекту:
«МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700.
ТРУМН. Реконструкция»

АО «Черномортранснефть»
2019 год



Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Изм. № 7 ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

СОСТАВ
Изменения №7 в задание на проектирование
по объекту:

«МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700.
ТРУМН. Реконструкция»

№ п/п	Название документа	№ страницы	Количество листов
1.	Состав изменения № 7 в задание на проектирование	1	1
2.	Изменение № 7 в задание на проектирование	2	1
3.	Приложение 1. Письмо ФАУ «Главгосэкспертиза России» № 01635-19/СГЭ-20292/901 от 20.09.2019	3	1

Главный инженер
Тихорецкого РУМН

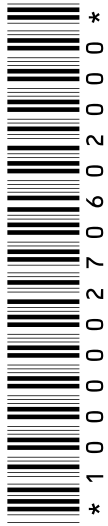


В.Ю. Левичев

1

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
1	-	Зам.	3612-19		10.19	106	
Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ





Изм. № 7 ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

СОГЛАСОВАНО

Главный инженер

Филиала «Краснодаргипротрубопровод»



Е.П. Близниченко

« 01 » 10 2019г

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер

АО «Черномортранснефть»



М.В. Кононов

« 02 » 10 2019 г.

**Изменение №7
в задание на проектирование
№ ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15**

по объекту:

«МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция»

Наименование пункта задания на проектирование	Дополнение/изменение к заданию на проектирование
3. Основание для проектирования	Добавить: Корректировка по замечаниям Главгосэкспертизы РФ в соответствии с письмом № 01635-19/СГЭ-20292/901 от 20.09.2019
14. Требования к техническим решениям	Дополнить: п. 14.13 Изложить в следующей редакции: Метрологическое обеспечение. В проекте указать требования о необходимости применения СИ утвержденных типов, внесенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (Государственный реестр средств измерений) и допущенных к применению в РФ. В проекте указать требования в соответствии с Федеральным законом «об обеспечении единства измерений» № 102-ФЗ» о необходимости применения СИ, имеющих действующие свидетельства о поверке (отметки в паспорте) на дату ввода в эксплуатацию объектов проектирования, со сроком очередной поверки не менее половины межповерочного интервала соответствующего СИ. Для СИ и оборудования, применяемых во взрывоопасных зонах, в проекте указать требования о необходимости соответствия Постановлению Правительства РФ от 24.02.2010 № 86 «Технический регламент о безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», сертификации в РФ, применении во взрывозащищенном исполнении, наличии разрешения Ростехнадзора на применение и соответствующей маркировки взрывозащиты.
17. Выделение этапов	Изложить в редакции: Не требуется
22. Требования к составу и оформлению проекта	Дополнить: 22.8 Выполнить корректировку проектной и рабочей документации.

2

Изм. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Изм. № 7 ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

Приложение 1



МИНИСТЕРСТВО
СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО-
КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(МИНСТРОЙ РОССИИ)

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АВТОНОМНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ»
(ФАУ «ГЛАВГОСЭКСПЕРТИЗА РОССИИ»)

Саратовский филиал

410012, г. Саратов, ул. Московская, дом 113-117,
помещение Н18
Тел: +7 (8452) 759-580
E-mail: info.srt@ggc.ru

20.09.2019 № 01635-19/СГЭ-
20292/901

На № 2019/08/08-070 от 22.08.2019

Директору филиала
«Краснодаргипротрубопровод»
АО «Гипротрубопровод»
Акционерное общество
«Институт по проектированию
магистральных трубопроводов»
(АО «Гипротрубопровод»)

А.Г. Саенко

Россия, Краснодарский край.,
г.Краснодар, ул.Рашпилевская,
179/1, 350020

Саратовский филиал ФАУ «Главгосэкспертиза России», рассмотрев проектную документацию и результаты инженерных изысканий «МН "Грозный-Баку". Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция», направляет замечания по представленным материалам.

В соответствии с пунктом 3.2 договора от 28.08.2019 № 0254Д-19/СГЭ-20292/901 предлагаем не позднее «04» октября 2019 г. представить материалы, откорректированные по замечаниям государственной экспертизы (далее – откорректированные материалы), в следующем составе:

- 1) справку с описанием внесенных изменений (включая ссылки на соответствующие листы откорректированных материалов) и указанием разделов материалов обоснований, в которые изменения не вносились;
- 2) перечень представленных откорректированных материалов (с указанием томов, в которые внесены соответствующие изменения);
- 3) откорректированные материалы (проектную документацию и (или) результаты инженерных изысканий с внесенными в них изменениями в соответствии с представленными замечаниями).

Обращаем внимание, что на основании пункта 1 приказа Министерства регионального развития Российской Федерации от 2 апреля 2009 г. № 108 «Об утверждении правил выполнения и оформления текстовых и графических материалов, входящих в состав проектной и рабочей

3

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 108
			1	-	Зам.	3612-19	
Изм.	Копуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	

документации» внесение изменений в проектную документацию должно осуществляться по правилам, установленным разделом 7 национального стандарта ГОСТ Р 21.1101-2013 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации».

Материалы, подготовленные и оформленные с нарушением установленных законодательством требований (в том числе в части оформления внесенных изменений) и (или) представленные с нарушением срока оперативного внесения изменений подлежат оставлению без рассмотрения на основании принятого решения об оставлении без рассмотрения дополнительно представленных материалов.

В случае непредставления вышеуказанных материалов в установленный срок либо представления материалов, подготовленных и оформленных с нарушением установленных законодательством требований (в том числе в части оформления внесенных изменений), ФАУ «Главгосэкспертиза России» в соответствии с условиями договора приступит к подготовке отрицательного заключения государственной экспертизы.

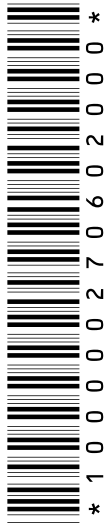
Приложение: на 17 л.

Начальник филиала

Подписано сертификатом
электронной подписи
Номер сертификата 01FD.5301.3A5A
30D9 80E9 117B 5FCD 2D2D 61
Действителен с 15.04.2019 по
15.04.2020

Г.Н. Калашник

Авдошин Д.Н.
т. +7 (8452) 759-580 (4220)



Изм. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Копуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Приложение И Технические условия

Федеральная
Сетевая Компания



Единой
Энергетической Системы

МАГИСТРАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ
ЮГА - ФИЛИАЛ ПАО «ФСК ЕЭС»
357431, Ставропольский край, г. Железнодорожный,
пос. Инженерный, пер. Дарницкий, д.2
тел.: (8793) 36-99-59, 34-36-11; факс: (8793) 34-36-04
e-mail: org@lines.kpm.ru, www.fsk-ees.ru

08.09.2019 № 015/7/1588

На Ваш от 19.08.2019 № ЧТН-04-35-01-08-04/22351

Заместителю начальника
ЛПДС «Сулак» ТРУМН
АО «Черномортранснефть»

Хажиалиеву У. М.
9(928)-0450073

О продлении технических условий

Уважаемый Умарасхаб Магомеднасарович!

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Юга продлевает технические условия от 19.10.2016 № М5/2/2670 на пересечение проектируемого трубопровода по проекту: «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN 700. ТРУМН. Реконструкция» с ВЛ 330 кВ ПАО «ФСК ЕЭС» до 19.10.2020 года.

Исполняющий обязанности
Первого заместителя Генерального директора-
главного инженера

О. И. Пучкин

Чернов Алексей Александрович
(8793)-401573

Инва. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	1	Колуч.	-	Лист	Зам.	№ док.	3612-19	Подпись		Дата	10.19
------	---	--------	---	------	------	--------	---------	---------	--	------	-------

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист	110
------	-----



МРСК
СЕВЕРНОГО КAVКАЗА

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ДАГЕСТАНСКАЯ
СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ»
ул. Дахадаева, 73 А, г. Махачкала,
Республика Дагестан, 367000

№ МРСК/СС/2019 14 от 09 20 19 г.

На № _____ от « _____ » 20 _____ г.

Заместителю начальника
ЛПДС «Сулак»
У.М. Хажалиеву

О пересечении ВЛ-10 кВ с трубопроводами.

На Ваш от 19.08.2019г. №ЧТН-04-35-01/22352 сообщаем, что для пересечения ВЛ-10 кВ с проектируемым трубопроводом, «МН «Грозный – Баку». Участок 201-144 км. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700/ ТРУМН. Реконструкция», необходимо составить проект, в котором следует предусмотреть выполнение требований главы ПУЭ 7-е издание «Пересечение и сближение ВЛ с надземными и наземными трубопроводами, сооружениями транспорта нефти и газа и канатными дорогами» п. 2.5.279-2.5.286. Необходимо соблюдать следующие требования:

1. Угол пересечения ВЛ с надземными и подземными газопроводами, нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, трубопроводами сжиженных углеводородных газов, аммиакопроводами, а также с пассажирскими канатными дорогами рекомендуется принимать близким к 90°;

Пересечение ВЛ 110 кВ и выше с надземными и наземными магистральными и промышленными трубопроводами для транспорта горючих жидкостей и газов, как правило, не допускается.

Допускается пересечение этих ВЛ с действующими однониточными наземными магистральными трубопроводами для транспорта горючих жидкостей и газов, а также с действующими техническими коридорами этих трубопроводов при прокладке трубопроводов в насыпи.

Ограждения должны быть рассчитаны на нагрузки от воздействия проводов при их обрыве или при падении опор ВЛ, ограничивающих пролет пересечения, и на термическую стойкость при протекании токов КЗ.

Ограждение должно выступать по обе стороны пересечения на расстояние, равное высоте опоры.

В пролетах пересечения ВЛ с трубопроводами для транспорта горючих жидкостей и газов провода и тросы не должны иметь соединений.

До начала работ проект согласовать с Кизилюртовскими РЭС.

Управляющий директор

В.А. Сыщиков

Дибиров С.А.
Телефон: 8(8722) 99 13 80

Инд. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	1	Колуч.	-	Лист	Зам.	№ док.	3612-19	Подпись		Дата	10.19
------	---	--------	---	------	------	--------	---------	---------	--	------	-------

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер

ООО «Газпром трансгаз Махачкала»

М.К. Абакаров

03. 2017 г.



ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № 04/17

на пересечения действующих коммуникаций ООО «Газпром трансгаз Махачкала» с магистральным нефтепроводом «Грозный-Баку» при замене участка по проекту «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98 - 148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция»

1. Технические условия выданы АО «Черноморские магистральные нефтепроводы», копия – Кизилюртовскому ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Махачкала» (далее – ЛПУМГ) для контроля за реализацией.

2. Общие сведения:

Наименование коммуникации и ее характеристики	Характеристики (DN, рабочее давление, категория трубы)	Место пересечения
Магистральный газопровод «Моздок - Казимагомед»	DN 1200; PN 5,4 Мпа; Категория - II	669 км
Кабель связи	МКСБ 4x4x1,2	—
Вдольтрассовая ВЛ-10 кВ магистрального газопровода «Моздок-Казимагомед»	Опоры ж/б, СВ-110, провод АС-70	опоры №№ 5003-5004

3. Проектирование и замену участка 148,98 - 148,01 км МН «Грозный-Баку» DN 700 (далее – нефтепровод) в местах пересечения и параллельного прохождения с действующим магистральным газопроводом «Моздок – Казимагомед» (далее – магистральный газопровод), вдольтрассовой ВЛ - 10 кВ (далее – вдольтрассовой ВЛ) и кабельной линией связи (далее - КЛС) выполнить с соблюдением требований СП 36.13330.2012 (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*), СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы актуализированная версия СНиП III-42-80*), ВСН 51-1-80, СТО Газпром 2-2.1-249-2008, СТО Газпром 2-3.5-454-2010, ГОСТ Р 51164-98, «Правил охраны магистральных трубопроводов» от 29 апреля 1992 г, «Правил охраны линий и сооружений связи РФ» от 9 июня 1995 г. № 578, «Правил технической

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

112

эксплуатации линейно-кабельных сооружений междугородных линий передачи», Правил устройства электроустановок (ПУЭ, 7-е издание).

4. В местах пересечения с магистральным газопроводом проектируемый нефтепровод заключить в защитный футляр (кожух). Концы защитного футляра вывести от оси газопровода на расстояние не менее 5 м в обе стороны.

5. Пересечение проектируемого нефтепровода с магистральным газопроводом выполнить под углом не менее 60° прокладкой проектируемого нефтепровода под газопроводом, при этом обеспечить просвет по вертикали между нижней образующей газопровода и верхней образующей защитного футляра (кожуха) проектируемого нефтепровода не менее 0,8 м. Географические координаты точки пересечения проектируемого нефтепровода с магистральным газопроводом в системе координат WGS-84 N 43°09'33,2" E 046°49'58,9".

6. Пересечение проектируемого нефтепровода с действующей КЛС выполнить прокладкой нефтепровода под КЛС с просветом по вертикали не менее 0,8 м. КЛС защитить футляром (кожухом) из двух швеллеров № 14. Концы защитного футляра вывести от краев проектируемого нефтепровода на расстояние не менее 2 м в обе стороны.

7. При пересечении нефтепровода с вдольтрассовой ВЛ, расстояние по горизонтали от заземлителя или подземной части (фундаментов) опоры ВЛ до любой части нефтепровода выдержать не менее 5 м (табл. 2.5.40. ПУЭ).

8. При сближении и параллельном следовании с вдольтрассовой ВЛ расстояние по горизонтали от крайнего не отклоненного провода вдольтрассовой ВЛ до любой части магистрального нефтепровода выдержать не менее 10 м (п. 2.5.288. табл. 2.5.40. ПУЭ).

9. В случае принятия решения о замене участка нефтепровода методом параллельного строительства, обеспечить выполнение требования пункта 7.18. СП 36.13330.2012 (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*). В местах пересечения с магистральным газопроводом установить знаки в соответствии с приложением «Л» СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов», с кабелем связи в соответствии с п. 21.1 «Правила технической эксплуатации линейно-кабельных сооружений междугородных линий передачи».

10. В случае оснащения проектируемого нефтепровода средствами электрохимической защиты (ЭХЗ) для устранения взаимных вредных влияний предусмотреть устройство блока совместной защиты в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98, СП 36.13330.2012 (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*).

11. В охранной зоне газопровода (25 м в обе стороны от оси газопровода) не допускается размещение надземных сооружений нефтепровода.

12. Необходимые для проектирования дополнительные данные получить в ЛПУМГ (Республика Дагестан, Кизилортовский район, тел. 8 (8722) 519-704). Разработанные проектные решения на пересечение магистрального газопровода представить на согласование в ООО «Газпром трансгаз Махачкала».

13. До начала строительных работ в охранной зоне получить письменное разрешение на производство работ в охранной зоне действующих коммуникаций

Изм. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

113

ООО «Газпром трансгаз Махачкала». Все работы в охранной зоне действующих коммуникаций ООО «Газпром трансгаз Махачкала» выполнять в присутствии представителей ЛПУМГ. Производство работ без разрешения или по разрешению, срок действия которого истек, категорически запрещается.

14. Разработать мероприятия, обеспечивающие безопасное производство работ и сохранность действующих коммуникаций ООО «Газпром трансгаз Махачкала» при выполнении работ в охранной зоне.

15. Для переезда техники через магистральный газопровод на период строительства предусмотреть устройство временных переездов через действующий трубопровод. Места переездов согласовать с представителями ЛПУМГ.

16. Необходимые для производства работ дополнительные сведения получить в ЛПУМГ.

17. По завершении работ с заменой участка 148,98 - 148,01 км МН «Грозный-Баку» DN 700 в месте пересечения с коммуникациями ООО «Газпром трансгаз Махачкала» оформить акт за подписями представителя Нефтеперекачивающей станции «Сулак» Тихорецкого районного управления магистральных нефтепроводов АО «Черноморские магистральные нефтепроводы» и представителя ЛПУМГ о выполнении настоящих технических условий.

18. Настоящие технические условия действительны в течение 3 лет с момента выдачи.

Начальник Технического отдела



В.В. Дронов

И.о. начальника производственного
отдела эксплуатации
магистральных газопроводов



М.К. Гаджиев

Начальник Управления связи



Д.О. Абдулганиев

Начальник отдела главного
энергетика



А.А. Махмудов

Руководитель производственной
группы защиты от коррозии



Г.А. Канакбиев

Инв. № подл.	209377
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

114

08 августа 2019 г. № 30590



СЕВЕРО-КАВКАЗСКОЕ
ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКОЕ
УПРАВЛЕНИЕ СВЯЗИ

ФИЛИАЛ АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «СВЯЗЬ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА И ДОБЫЧИ НЕФТИ» -
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКОЕ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ СВЯЗИ»
ул. Волочаевская, 124, Новороссийск, Краснодарский край, Россия, 353911; Тел.: (8617) 603057; Факс: (8617) 603408
E-mail: skptus_inbox@strn.transneft.ru; ОКПО 00140058; ОГРН 1027739420961; ИНН/КПП 7723011906/ 231502001

08.08.2019 № СТН-10-16-09/2454

Заместителю главного инженера
по АСУП АО "Черномортранснефть"
А.И. Белоусько

На № СТН-01-21-03/21197 от 07.08.2019

О продлении ТУ

Уважаемый Андрей Иванович!

В ответ на Ваше письмо №СТН-01-21-03/21197 от 07.08.2019 сообщая, что филиал АО "Связьтранснефть"-Северо-Кавказское ПТУС" продлевает срок действия технических условий №10-16/1641 от 02.11.2016 на работу в охранной зоне кабелей связи СК ПТУС, пересечение, параллельное следование и вынос кабелей связи по объекту: "МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция" до 08.08.2020.

Директор

Е.Н. Галанов

Исполнитель:
Е.М. Какичев
тел. 6 (271) 28-85, 8 (8617)
60-98-85

Кол-во
листов:
1 из 1



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-СТН/ГТП-500.000-ПЗ



АО «ЧЕРНОМОРТРАНСНЕФТЬ»
Шесхарис, г. Новороссийск, Краснодарский край, Россия, 353911; тел. (8617) 60-34-51; факс: (8617) 64-55-81;
e-mail: chtn@nvr.transneft.ru; ИНН 2315072242; КПП 997250001; ОКПО 00139011

15.08.2019 № ЧТН-01-29-16/22098

Главному инженеру

На № ГП-160-210-1-03/83834 от 05.08.2019

Филиала «Краснодаргипротрубопровод»

Е.П. Близниченко

О продлении срока действия ТУ

Уважаемый Евгений Павлович!

В ответ на Ваше обращение от 05.08.2019 № ГП-160-210-1-03/83834 АО «Черномортранснефть» сообщает о продлении срока действия до 08.08.2020 включительно ранее выданных технических условий по объекту «МН Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция»:

- № 2016-10-023 от 20.10.2016 на пересечение проектируемого участка магистрального нефтепровода с существующей ВЛ-0,4кВ (анодная линия);
- № 2017-02-022 от 17.02.2017 на электроснабжение и ЭХЗ;
- № 2017-07-014 от 18.07.2017 на вынос существующих опор ВЛ 04,4 кВ из зоны демонтажа МН «Грозны-Баку» 148,5 км.

Настоящее письмо является неотъемлемой частью технических условий рег. № 2016-10-023 от 20.10.2016, № 2017-02-022 от 17.02.2017, № 2017-07-014 от 18.07.2017 и актуально при их наличии.

Приложение: по тексту на 7 л. в 1 экз.

Главный инженер

М.В. Кононов

Ю.Г. Кондауров
(6271) 27-73



Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 116
1	-	Зам.	3612-19		10.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	
Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

1

Технические условия АО «Черномортранснефть»	Регистрационный № 2016-10-023	Действительны до 20.10.2018
--	----------------------------------	--------------------------------

Наименование Пересечение проектируемого участка магистрального
технических условий: нефтепровода с существующей ВЛ-0,4кВ (анодная
линия)

Объект МН Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы
проектирования: км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция

1. При проектировании предусмотреть:

1.1. выполнение требований ПУЭ, ПТЭЭП, «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» и других нормативных документов;

1.2. пересечение проектируемого участка нефтепровода с существующей ВЛ-0,4кВ выполнить в соответствии с требованиями п.п.2.5.287-2.5.290 и таблицей 2.5.40 «Правил устройства электроустановок», 7 издание;

2. Рабочие чертежи проекта на пересечение с ВЛ-0,4кВ с указанием пролетов опор места пересечения согласовать с Тихорецким РУМН АО «Черномортранснефть» (352125, Россия, Краснодарский край, г. Тихорецк, ул. Октябрьская, д.93, тел. (86196) 2-62-31, факс (86196) 5-19-32);

3. До начала работ по пересечению существующих коммуникаций, представить на согласование проект производства работ и получить письменное разрешение в Тихорецком РУМН на производства работ в охранной зоне нефтепровода и ВЛ-0,4кВ. Без письменного разрешения производство работ по пересечению запрещается.

4. За 5 суток до начала производства работ по пересечению вызвать представителя Тихорецкого РУМН на места производства работ. Без представителя Тихорецкого РУМН производство работ запрещается.

5. Земляные работы в охранной зоне ВЛ-0,4кВ производить в присутствии представителей Тихорецкого РУМН.

6. Проезд строительной техники под ВЛ-0,4кВ следует производить по временным переездам, обозначенным специальными знаками. До оборудования

Инд. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №
------------------------	--------------	--------------

1	-	Зам.	3612-19	10.19	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

117

Технические условия АО «Черномортранснефть»	Регистрационный № 2016-10-023	Действительны до 20.10.2018
--	----------------------------------	--------------------------------

переездов и обозначение их знаками строительные работы проводить запрещается.

7. Производство и приемку работ выполнять в присутствии представителей независимого технического надзора (по представлению АО «Черномортранснефть» Тихорецкого РУМН).

8. После окончания работ составить совместный акт о выполнении требований настоящих технических условий с представителями Тихорецкого РУМН. Один экземпляр акта представить в ОГЭ Тихорецкого РУМН.

9. Нарушение или невыполнение любого из пунктов настоящих технических условий влечет за собой их аннулирование.

10. Срок действия технических условий 2 года.

Главный инженер



М.В. Кононов

М.М. Калмыков
(6279) 2843

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Лист
1	-	Зам.	3612-19		10.19	118		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

1		
Технические условия АО «Черномортранснефть» от 17.02.2017	Регистрационный № 2017-02-022	Действительны до 17.02.2019

Наименование
технических условий: Электроснабжение и ЭХЗ

Объект проектирования: МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144.
Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН.
Реконструкция

1. Общие технические требования:

1.1 проектом предусмотреть современные решения в области энергосбережения и повышения энергоэффективности проектируемых и реконструируемых объектов, соответствующие требованиям нормативных документов ПАО «Транснефть»;

1.2 в проекте использовать кабели с медными жилами в бронированном исполнении для прокладки в земле и в теле опор освещения.

2. В части электроснабжения проектом предусмотреть:

2.1 электроснабжение реконструируемой площадки линейного узла запорной арматуры 151 км (1 шт.) выполнить по первой категории надежности электроснабжения от существующего ПКУ с одним силовым трансформатором 10/0,4 кВ мощностью 40 кВА;

2.2 подключаемая проектируемая нагрузка не более 5 кВт;

2.3 требуемую категорию надежности электроснабжения обеспечить:

- установкой второго трансформатора 10/0,4 кВ мощностью 40 кВА в существующем БК ПКУ. В проекте использовать сухой трансформатор;

- установкой в существующем ПКУ шкафа АВР-0,4 кВ для выполнения автоматического переключения между существующим и проектируемым источниками электроснабжения (трансформаторами 10/0,4 кВ);

- демонтажем одного из двух АПС на 151 км.

2.4 подключение проектируемого трансформатора по напряжению 10 кВ выполнить от вдольтрассовой ВЛ-10 кВ МН «Грозный-Баку», имеющей два

Инва. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

119

2

Технические условия АО «Черномортранснефть» от 17.02.2017	Регистрационный № 2017-02-022	Действительны до 17.02.2019
---	----------------------------------	--------------------------------

источника питания 10 кВ. Для переключения между источниками электроснабжения 10 кВ в створе вдольтрассовой ВЛ-10 кВ установлены автоматические пункты секционирования, находящиеся в технически исправном состоянии;

2.5 тип опор, марку и сечение провода принять аналогичные существующим. На существующей ВЛ используется провод марки АС сечением 50/8 с креплением посредством стеклянной изоляции к ж.б. опорам на базе стоек СВ 105;

2.6 охранное освещение реконструируемой площадки узла запорной арматуры (1шт.) выполнить светильниками со светодиодными матрицами;

2.7 молниезащиту и заземление проектируемого оборудования выполнить в соответствии с требованиями РД-91.020.00-КТН-021-11 «Нормы проектирования молниезащиты объектов магистральных нефтепроводов и коммуникаций организаций системы «Транснефть» и РД-91.020.00-КТН-259-10 «Нормы и правила проектирования заземляющих устройств объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов организаций системы «Транснефть».

3. В части электрохимической защиты проектом предусмотреть:

3.1 разработку раздела ЭХЗ с соблюдением требований ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» и РД-91.020.00-КТН-234-10 «Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС»;

3.2 электрохимическую защиту заменяемых участков от существующей системы ЭХЗ, без изменения мощности и резервирования станций катодной защиты, количества и состава существующих АЗ УКЗ, посредством врезки в линейную часть существующего МН «Грозный-Баку»;

3.3 обеспечение контролепригодности защищаемого МН с установкой КИП для контроля защитного потенциала;

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 120
			1	-	Зам.	3612-19	
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

3		
Технические условия АО «Черномортранснефть» от 17.02.2017	Регистрационный № 2017-02-022	Действительны до 17.02.2019

3.4 применение КИП из полимерных материалов не поддерживающих горение квадратного сечения из цельнотянутого пластика с крышкой-плакатом, устойчивость КИП на излом должна быть не менее 1,5 кН. Изображение информационных знаков выполнить методом полноцветной печати красками, устойчивыми к ультрафиолетовому излучению и обеспечивающими стойкость изображения к воздействию климатических факторов в течение не менее 10 л с момента начала эксплуатации с гарантийным сроком эксплуатации 5 л. Размещение КИП выполнить вне осваиваемых земель (по возможности);

3.5 размещение КИП на проектируемых участках МН, на пересечениях с трубопроводами, на футлярах, по трассе МН, не реже, чем через 500 м.

4. Нарушение или невыполнение любого из пунктов настоящих технических условий влечет за собой их аннулирование.

5. Срок действия настоящих технических условий два года.

Главный инженер



М.В. Кононов

А.В. Рязанцев
(861-7) 603416

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Лист
1	-	Зам.	3612-19		10.19	121		
Изм.	Копуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

1

Технические условия АО «Черномортранснефть» от 18.07.2017	Регистрационный № 2017-07-014	Действительны до 18.07.2018
---	----------------------------------	--------------------------------

Наименование: Вынос существующих опор ВЛ 0,4 кВ из зоны
технических условий: демонтажа МН «Грозный-Баку» 148,5 км.
Объект проектирования: МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена
трубы км. 148,98-148,01. DN 700. ТРУМН.
Реконструкция

1. Проектирование и работы по строительству выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ «Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание 7», РД-24.040.00-КТН-062-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования», ВСН 51-1-80 «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов и других документов, действующих в системе ПАО «Транснефть».

2. До начала работ совместно с представителями Тихорецкого РУМН АО «Черномортранснефть» определить на месте фактическое местоположение МН.

3. Необходимые дополнительные сведения для проектирования получить в Тихорецком РУМН (352125, Россия, Краснодарский край, г. Тихорецк, ул. Октябрьская, д. 93, тел. (86196) 2-62-31, факс (86196) 5-19-32).

4. Вынести существующие опоры ВЛ 0,4 кВ на регламентное расстояние от демонтируемого МН «Грозный-Баку». Стоки опор ВЛ 0,4кВ принять СВ105, провод - АС 50/8, штыревые стеклянные изоляторы - аналогичные существующим.

5. Предусмотреть установку на опоры переустраиваемого участка ВЛ информационных знаков с необходимыми надписями.

6. Предусмотреть мероприятия по безопасности и сохранности действующих МН при производстве работ в его охранной зоне (в соответствии с ВСН 31-81

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 122
			1	-	Зам.	3612-19	
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Изм.	Колуч.	Лист	№дож	Подпись	Дата	

«Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных нефтепроводов»).

7. Разбивку трассы коммуникаций, земляные, строительные-монтажные работы в охранной зоне магистрального трубопровода производить в присутствии представителя Тихорецкого РУМН. В противном случае производство работ запрещается.

8. После окончания работ составить совместный акт о выполнении требований настоящих технических условий с представителями Тихорецкого РУМН. Один экземпляр акта представить в ОГЭ Тихорецкого РУМН.

9. Нарушение или невыполнение любого из пунктов настоящих технических условий влечет за собой их аннулирование.

10. Срок действия настоящих технических условий 1 год.

Главный инженер



М.В. Кононов

А.В. Рязанцев
(8617) 60-34-16

Инв. № подл.	209377	Подп. и дата		Взам. инв. №	
1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ					Лист
					123

Приложение К
Специальные технические условия



**МИНИСТЕРСТВО
СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО-
КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

(МИНИСТРОЙ РОССИИ)

**ПЕРВЫЙ ЗАМЕСТИТЕЛЬ
МИНИСТРА**

Садовая-Самотечная ул., д. 10/23,
стр. 1, Москва, 127994
тел. (495) 647-15-80, факс (495) 645-73-40
www.minstroyrf.ru

25.12.2017 № *48890-16/03*

На № _____ от _____

АО «Черномортранснефть»

Шесхарис, 11
Краснодарский край,
г. Новороссийск, 353911

Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации рассмотрело документы АО «Черномортранснефть», представленные письмом от 15 ноября 2017 г. № ЧТН-01-31-06/38429 (вх. от 5 декабря 2017 г. № 122087/МС) для согласования специальных технических условий (далее – СТУ) на проектирование объекта МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция по адресу: РФ, Республика Дагестан, Кизилортровский район, и сообщает следующее.

В соответствии с Порядком, утвержденным приказом Минстроя России от 15 апреля 2016 г. № 248/пр «О порядке разработки и согласования специальных технических условий для разработки проектной документации на объект капитального строительства», и приказом Минстроя России от 3 июля 2017 г. № 959/пр «Об организации работы Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации по согласованию специальных технических условий для разработки проектной документации на объект капитального строительства» по результатам рассмотрения представленной документации Минстроем России принято решение о согласовании указанных СТУ.

Приложение: согласованные СТУ 1 книга в 1 экз.

Л.О. Ставицкий

Исп. Толочко Д.Н.
тел.(495) 647-15-80 * 57039

093711

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 124
1	-	Зам.	3612-19		10.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	
Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

1432 / 03 - 17



ГИПРОТРУБОПРОВОД

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ИНСТИТУТ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

ул. Вавилова, д. 24, корп. 1, Москва, Россия, 119334; Тел.: (495) 950-86-50, 950-86-79; Факс: (495) 950-87-56, 950-87-41, (499) 799-82-67;
E-mail: gtp@gtp.transneft.ru; ОКПО 00148406; ОГРН 1027700002660; ИНН/КПП 7710022410/774501001

СОГЛАСОВАНО

ПЕРВЫЙ ЗАМЕСТИТЕЛЬ МИНИСТРА
СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО-
КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

[Signature]
Л. О. СТАВИЦКИЙ

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
АО «Черномортранснефть»

_____ А.В. Зленко

« _____ » _____ 2017 г.

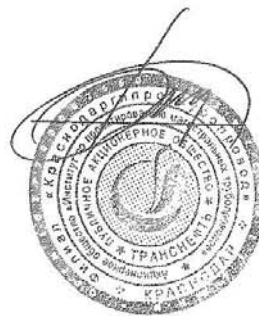
СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на проектирование объекта МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144.
Замена трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция

по адресу: РФ, Республика Дагестан, Кизилортовский район

Разработано:

Главный инженер
Филиала «Краснодаргипротрубопровод»



Е.П. Близниченко

Москва 2017

Инов. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Специальные технические на проектирование объекта МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена
трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция


Список исполнителей СТУ

Исполнители:

Главный инженер проекта
филиала «Краснодаргипротрубопровод»

 А.Д. Волик

Начальник Линейного отдела
филиала «Краснодаргипротрубопровод»

 Е.П. Колобков

Начальник Отдела разработки ООС,
промышленной безопасности и
мероприятий по охране труда и ГО и ЧС
филиала «Краснодаргипротрубопровод»

 С.А. Сухоцкий

Начальник Отдела автоматизации
филиала «Краснодаргипротрубопровод»

 Г.М. Пожидаев

ВРИО начальника Отдела проектов
организации строительства
филиала «Краснодаргипротрубопровод»

 Д.В. Кочура

Инв. № подл.	209377	Подп. и дата		Взам. инв. №	
1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ					Лист
					126

Специальные технические на проектирование объекта МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция

Содержание

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	4
1.1 Наименование и адрес объекта	4
1.2 Сведения об инвесторе (заказчике)	4
1.3 Сведения о генеральной проектной организации	4
1.4 Сведения о разработчике СТУ	4
1.5 Основания для строительства	5
1.6 Основание для разработки СТУ.....	5
1.7 Необходимость разработки СТУ.....	5
1.8 Область применения СТУ	6
1.9 Краткое описание объекта	7
1.10 Перечень вынужденных отступлений и мероприятия, компенсирующие эти отступления	8
1.11 Перечень нормативных правовых актов и нормативных документов.....	11
1.12 Обозначения и сокращения	11
2 ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ РЕШЕНИЯМ И КОМПЕНСИРУЮЩИЕ МЕРОПРИЯТИЯ.....	12
2.1 ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ	12
2.1.1 Общие указания	12
2.1.2 Общие положения.....	12
2.1.3 Классификация и категории магистральных трубопроводов	12
2.1.4 Основные требования к трассе трубопровода.....	12
2.1.5 Конструктивные требования к трубопроводам	13
2.1.6 Подземная прокладка трубопроводов	13
2.1.7 Защита трубопроводов от коррозии.....	13
2.1.8 Трубы и соединительные детали	13
2.2 ТРЕБОВАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ РЕКОНСТРУКЦИИ	13
2.2.1 Контроль качества сварных соединений.....	13
2.2.2 Испытания трубопроводов на прочность и проверка на герметичность	14
2.2.3 Контроль формы поперечного сечения трубопровода после завершения строительно-монтажных работ	14

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
1	-	Зам.	3612-19		10.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подпись	Дата	127	

Специальные технические на проектирование объекта МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Наименование и адрес объекта

Наименование объекта – «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция».

Адрес объекта капитального строительства - Российская Федерация, Республика Дагестан, Кизилюртовский район, г. Кизилюрт, с. Бавтугай, с. Нижний Чирюрт, с.Гельбах.

Объект располагается на земельных участках с кадастровыми номерами: 05:45:000056, 05:06:000030, 05:06:000030:93, 05:06:000030:149, 05:06:000015, 05:06:000033, 05:06:000030.

1.2 Сведения об инвесторе (заказчике)

Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы» (АО «Черномортранснефть»).

ИНН 2315072242.

Р/с: 40702810300060001097, в ОАО Банк ВТБ г. Москва.

К/с: 30101810700000000187.

БИК 044525187.

КПП 230750001.

Адрес: 353911, РФ, Краснодарский край, г. Новороссийск, Шесхарис-11.

Генеральный директор – Зленко Александр Владимирович.

Телефон: 8(8617) 60-34-51, Факс: 8(8617) 64-55-81.

1.3 Сведения о генеральной проектной организации

Генеральная проектная организация: Акционерное общество «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» (АО «Гипротрубопровод»).

Юридический и фактический адрес: 119334, Россия, г. Москва, ул. Вавилова, д. 24, корп. 1.Тел. (495) 950-86-50.

ИНН 7710022410.

Генеральный директор – Горохов Александр Владимирович.

Телефон: (495) 950-87-56.

1.4 Сведения о разработчике СТУ

Филиал акционерного общества «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» (Филиал «Краснодаргипротрубопровод»).

Юридический и фактический адрес: 350020, Россия, г. Краснодар, ул. Рашпилевская 179/1.

ИНН 7710022410.

Директор филиала – Саенко Алексей Геннадьевич.

Телефон: (861) 216-59-90.

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 128
			1	-	Зам.	3612-19	
Изм.	Копуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	

Специальные технические на проектирование объекта МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция

1.5 Основания для строительства

Основанием для строительства объекта является Программа ТПР 2018г., код объекта 04-ТПР-001-00052, задание на проектирование ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15.

1.6 Основание для разработки СТУ

Основанием для разработки СТУ являются:

- пункт 8 статьи 6 Федерального закона РФ от 30 декабря 2009 года № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- пункт 5 Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (утв. постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87);
- Приказ Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 15.04.2016 №248/пр «О порядке разработки и согласования специальных технических условий для разработки проектной документации на объект капитального строительства».
- техническое задание на разработку нормативного документа «Специальные технические условия на проектирование объекта «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция»

1.7 Необходимость разработки СТУ

Проектируемый участок нефтепровода DN700 (148,98 - 148,01 км) с ПК0+00 по ПК1+21,8 проходит по территории населенного пункта с. Бавтугай, возможность прокладки трубопровода за границей с. Бавтугай отсутствует (точка врезки находится в границах населенного пункта, существующий МН пересекает н.п. Бавтугай без возможности его выноса (с юга поселок упирается в Чирюртское вдхр., с севера к поселку примыкает автодорога Р-217, г. Кизилюрт и н.п. Зубугли-Миатли), что является отступлением от требований п.5.4 СП 36.13330.2012 (не допускается прокладка магистральных трубопроводов по территориям населенных пунктов).

Проектируемый участок нефтепровода DN700 (148,98 - 148,01 км) с ПК1+21,8 по ПК3+36 проходит на ненормативном расстоянии от границ населенного пункта с. Бавтугай, что является отступлением от требований п.7.15 СП 36.13330.2012 (расстояния от оси подземных трубопроводов диаметром DN500 до населенных пунктов должны приниматься не менее 150м соответственно).

На участке проектируемого нефтепровода DN700 (148,98 - 148,01 км) с ПК1+21,8 по ПК7+76 невозможно размещение защитных сооружений (амбаров, валов, канав и т.д.) на нормативных расстояниях от существующих инженерных коммуникаций в техническом коридоре ВЛ 10кВ, ВЛ 110кВ, ВЛ 330кВ, газопровод DN1200, а так же по условиям горного рельефа местности (разнонаправленный уклон местности), что является отступлением от требований п.7.22 СП 36.13330.2012 (при прокладке нефтепроводов вблизи

Изм. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№дож	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

129

Специальные технические на проектирование объекта МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция

населенных пунктов, расположенных на отметках ниже этих трубопроводов на расстоянии от них менее 500 м при номинальном диаметре труб DN 700 и менее должно предусматриваться устройство с низовой стороны трубопровода защитного вала или канавы, обеспечивающих отвод разлившегося продукта при аварии в амбары).

Проектируемый узел запорной арматуры DN700 №151/1 на 151 км расположен на территории населенных пунктов с. Нижний Чирюрт, с. Гельбах, возможность прокладки трубопровода за границей с. Нижний Чирюрт, с. Гельбах отсутствует, что является отступлением от требований п.5.4 СП 36.13330.2012 (не допускается прокладка магистральных трубопроводов по территориям населенных пунктов).

Ввиду отсутствия альтернативных вариантов по условиям территориальной стесненности, вынос реконструируемого участка за пределы существующего коридора не представляется возможным.

В связи с вынужденными отступлениями от требований действующей нормативной документации, в соответствии с п. 8 ст. 6 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», п. 5 «Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к ее содержанию», утвержденного постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87, Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 15.04.2016 №248/пр «О порядке разработки и согласования специальных технических условий для разработки проектной документации на объект капитального строительства» требуется разработка специальных технических условий (СТУ) для обеспечения безопасности объекта капитального строительства.

1.8 Область применения СТУ

Настоящие СТУ распространяются на проектирование и строительство объекта «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция».

Границы объекта СТУ:

1. Участок МН «Грозный-Баку» DN700 в границах населенного пункта с.Бавтугай протяженностью 122,1 м с ПК0+0 по ПК1+21,8;
2. Участок МН «Грозный-Баку» DN700 на ненормативном расстоянии от границ населенного пункта с. Бавтугай протяженностью 223,2 м с ПК1+21,8 по ПК3+36;
3. Участок МН «Грозный-Баку» DN700 на расстоянии менее 500 м от границ населенного пункта с. Бавтугай протяженностью 670,2 м с ПК1+21,8 по ПК7+76;
4. Узел запорной арматуры DN700 №151/1 на 151 км в границах населенных пунктов с. Нижний Чирюрт, с. Гельбах (включая заменяемый трубопровод в границах узла).

Общая длина заменяемого по проекту участка нефтепровода МН «Грозный-Баку» DN700 с ПК 0+00 по ПК 17+52, L=1787,5 м, из которых с ПК0+00 по ПК7+76, L=792,3 м по СТУ.

Протяженности участков приведены с учетом удлинения на рельеф



Интв. № подл.	209377
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№дож	Подпись

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Специальные технические на проектирование объекта МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция

местности.

1.9 Краткое описание объекта

В административном отношении участок проектирования МН находится - Российская Федерация, Республика Дагестан, Кизилюртовский район, г. Кизилюрт, с. Бавтугай, с. Нижний Чирюрт, с.Гельбах.

Расстояние от проектируемого участка нефтепровода до ближайшего жилого массива населенного пункта с. Бавтугай составляет 170 м. Расстояние от проектируемого узла запорной арматуры DN700 №151/1 до ближайшего жилого массива населенного пункта (с. Гельбах) составляет 90 м.

Сейсмичность участка по карте В ОСР-97 – 9 баллов шкалы MSK-64.

Согласно ГОСТ Р 27751-2014 объект проектирования относится к повышенному уровню ответственности.

Согласно Федеральному закону №116-ФЗ объект проектирования относится к опасным производственным объектам.

Вид строительства: реконструкция.

МН «Грозный-Баку» проложен в одном техническом коридоре со следующими коммуникациями: кабель СОУ и КА, кабель связи, ВЛ 10кВ, ВЛ 110кВ, ВЛ 330кВ, газопровод DN1200.

Основные характеристики трубопровода МН «Грозный-Баку»:

- пропускная способность – 7,6 млн.т/год;
- диаметр трубопровода – 720 мм;
- рабочее давление - 4,33 МПа;
- перекачиваемая среда – нефть;
- плотность нефти – 852-864 кг/м3;
- температура стенки нефтепровода при эксплуатации составляет от +8°С до +24,6 °С;
- тип изоляции - полиэтиленовая.

По объекту предусмотрено:

1. Замена МН «Грозный-Баку» DN700 на участке 148,98-148,01 км от ПК0+00 до ПК17+52, протяженностью – 1787,5 м;
2. Замена вантузного узла №В146/1 на 146 км в герметичном колодце КВГ;
3. Переоборудование существующего УЗА №151/1 на км 151, включающее в себя вырезку катушек до и после УЗА с существующими вантузами, замена колодцев КИП на герметичные (2 шт.) с монтажом отборов давления (2 шт.), а также монтаж вантузов (2 шт.) в колодцах КВГ (2 шт.).

Протяженности проектируемых участков МН и пикеты расположения оборудования уточняются на стадии разработки проектной документации.

МН «Грозный-Баку» оснащен Системой обнаружения утечек комбинированного типа.



Инва. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№доку	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист
131

Специальные технические на проектирование объекта МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция

1.10 Перечень вынужденных отступлений и мероприятия, компенсирующие эти отступления

Перечень вынужденных отступлений от требований действующих нормативных документов и мероприятия, компенсирующие эти отступления, приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Перечень вынужденных отступлений и мероприятия, компенсирующие эти отступления

№ п/п	Наименование отступления от нормативных требований	Наименование компенсирующего мероприятия	Обоснование необходимости отступления от нормативных требований
1	2	3	4
1	п.5.4 СП 36.13330.2012 не допускается прокладка магистральных трубопроводов по территории населенных пунктов	Участки нефтепровода должны быть отнесены к категории «В». Применение труб классом прочности К56. Повышение требований к значениям ударной вязкости основного металла труб и сварного соединения. Применение труб с защитным полимерным покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98, нанесенным в заводских условиях. Применение 100 % повторного контроля радиографическим методом всех сварных соединений. Увеличение глубины залегания нефтепровода - не менее 1,2 м. Повышение требований к уровню кольцевых напряжений в стенке нефтепровода от рабочего давления. Установка опознавательных знаков на расстоянии не более 100 м друг от друга.	Отсутствие альтернативных вариантов прокладки по условиям территориальной стесненности
2	п.7.15 СП 36.13330.2012 расстояние от	Участки нефтепровода должны быть отнесены к категории «В». Применение труб классом	Отсутствие альтернативных вариантов

2

Изм. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

132

Специальные технические на проектирование объекта МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция

№ п/п	Наименование отступления от нормативных требований	Наименование компенсирующего мероприятия	Обоснование необходимости отступления от нормативных требований
1	2	3	4
	подземных трубопроводов до границ населенных пунктов должны быть не менее 150 м	прочности не ниже К56 Повышение требований к значениям ударной вязкости основного металла труб и сварного соединения. Применение труб с защитным полимерным покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98, нанесенным в заводских условиях. Применение 100 % повторного контроля радиографическим методом всех сварных соединений. Увеличение глубины залегания нефтепровода - не менее 1,2 м. Повышение требований к уровню кольцевых напряжений в стенке нефтепровода от рабочего давления.	прокладки по условиям территориальной стесненности
3	п.7.22 СП 36.13330.2012 (при прокладке нефтепроводов вблизи населенных пунктов, расположенных на отметках ниже этих трубопроводов на расстоянии от них менее 500 м при номинальном диаметре труб DN 700 и менее должно предусматриваться устройство с	Участки нефтепровода должны быть отнесены к категории «В». Применение труб классом прочности не ниже К56 Повышение требований к значениям ударной вязкости основного металла труб и сварного соединения. Применение труб с защитным полимерным покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98, нанесенным в заводских условиях. Применение 100 % повторного контроля радиографическим методом всех сварных соединений. Увеличение глубины залегания нефтепровода - не менее 1,2 м.	Стесненность технического коридора, горный (разнонаправленный) рельеф местности

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
209377

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

133



Специальные технические на проектирование объекта МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция

№ п/п	Наименование отступления от нормативных требований	Наименование компенсирующего мероприятия	Обоснование необходимости отступления от нормативных требований
1	2	3	4
	низовой стороны трубопровода защитного вала или канавы, обеспечивающих отвод разлившегося продукта при аварии в амбары)		

10

Инв. № подл.	209377	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------	--------------	--------------

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

134

Специальные технические на проектирование объекта МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция

1.11 Перечень нормативных правовых актов и нормативных документов

Федеральный закон РФ от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Федеральный закон РФ от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Приказ Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 15.04.2016 №248/пр «О порядке разработки и согласования специальных технических условий для разработки проектной документации на объект капитального строительства».

Приказ Ростехнадзора №520 от 06.11.2013 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов".

СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.

СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы. СНиП III-42-80*.

СП 14.13330.2014 Строительство в сейсмических районах. СНиП II-7-81*.

Правила устройства электроустановок» (ПУЭ). Издание 7.

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

ГОСТ Р 55020-2012 Арматура трубопроводная. Задвижки шиберные для магистральных нефтепроводов. Общие технические условия.

ГОСТ 20295-85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия.

1.12 Обозначения и сокращения

В настоящем документе приняты следующие сокращения:

МН – магистральный нефтепровод;

СТУ – специальные технические условия;

DN - номинальный диаметр трубопровода;

КИП – контрольно-измерительные приборы;

КВГ – колодец вантузный герметичный;

УЗА – узел запорной арматуры;

ВИК - визуальный и измерительный контроль;

УЗК - ультразвуковой контроль;

РГК – радиографический контроль;

ВИП - внутритрубный инспекционный прибор.

рабочее давление - 4,33 МПа;

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 135
			1	-	Зам.	3612-19	
	Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Специальные технические на проектирование объекта МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция

2 ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ РЕШЕНИЯМ И КОМПЕНСИРУЮЩИЕ МЕРОПРИЯТИЯ

2.1 ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ

2.1.1 Общие указания

2.1.1.1 При проектировании объекта наряду с требованиями настоящих СТУ следует соблюдать требования СП 36.13330.2012

2.1.1.2 Для снижения риска возникновения аварийной ситуации на проектируемых участках МН должны быть предусмотрены мероприятия в соответствии с п. 2 и 3 настоящих СТУ, а также Приказа Ростехнадзора №520 от 06.11.2013 г. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов".

2.1.2 Общие положения

2.1.2.1 Допускается прокладка магистральных трубопроводов на территории населенных пунктов и на ненормативном сближении при условии выполнения требований настоящих СТУ.

2.1.3 Классификация и категории магистральных трубопроводов

2.1.3.1 Категория участков проектируемого МН при прокладке в населенном пункте, на ненормативном сближении с ним, на расстоянии менее 500 м от границ населенного пункта должна быть принята не ниже «В».

2.1.4 Основные требования к трассе трубопровода

2.1.4.1 Допускается прокладка магистральных трубопроводов на территории населенных пунктов и на ненормативном сближении подземных трубопроводов DN 700 при условии, что уровень кольцевых напряжений в стенке проектируемых участков нефтепровода от рабочего давления не превышает 30% от нормативного значения предела текучести металла труб.

2.1.4.2 Расстояние от проектируемого участка нефтепровода до ближайшего жилого массива населенного пункта должно составлять не менее 90 м.

2.1.4.3 Конструктивные решения согласно п. 1-3 настоящих СТУ, обеспечивающие надежность и безаварийность нефтепровода, исключают необходимость строительства вдоль нефтепровода защитных сооружений по сбору разлившейся нефти (амбаров, сборников, канав и т.п.).

12

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 136
			1	-	Зам.	3612-19	
Изм.	Копуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	

Специальные технические на проектирование объекта МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция

2.1.5 Конструктивные требования к трубопроводам

2.1.5.1 На трассе трубопровода при прокладке в населенном пункте должна предусматриваться установка опознавательных знаков на расстоянии не более 100 м друг от друга.

2.1.5.2 Для проектируемого узла запорной арматуры на км 151 должно предусматриваться устройство защитного обвалования высотой не менее 0,7м с укладкой противофильтрационного экрана.

2.1.6 Подземная прокладка трубопроводов

2.1.6.1 Заглубление трубопроводов до верха трубы в населенном пункте, на ненормативном сближении с ним и на расстоянии менее 500 м от границ населенного пункта надлежит принимать, не менее 1,2м, за исключение мест подключения к существующим трубопроводам и площадок с технологическим оборудованием в пределах ограждения.

2.1.7 Защита трубопроводов от коррозии

2.1.7.1 Усиленный тип защитного покрытия по ГОСТ Р 51164-98, нанесенного в заводских условиях, следует применять на трубопроводах в пределах населенного пункта, на ненормативном сближении с ним и на расстоянии менее 500 м от границ населенного пункта.

2.1.8 Трубы и соединительные детали

2.1.8.1 Для строительства магистральных трубопроводов должны применяться трубы стальные классом прочности не ниже K56.

2.1.8.2 Ударная вязкость на образцах Шарпи (KCV) основного металла и сварных соединений труб должны быть не менее 78 Дж/см² и 44 Дж/см² соответственно.

2.1.8.3 Ударная вязкость на образцах Менаже (КСУ) основного металла и сварных соединений труб должны быть не менее 64 Дж/см² и 44 Дж/см² соответственно.

2.1.8.4 Процент вязкого волокна в изломе должен быть не менее 60%.

2.2 ТРЕБОВАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ РЕКОНСТРУКЦИИ

2.2.1 Контроль качества сварных соединений

2.2.1.1 Все сварные соединения МН должны быть подвергнуты обязательному контролю следующими неразрушающими методами: 100% ВИК, 100% УЗК; 100% РК.

2.2.1.2. Для участков категории «В» заказчиком или сторонней независимой лабораторией, нанятой заказчиком, в присутствии специалиста строительного контроля дополнительно следует выполнить 100 % контроль сварных соединений радиографическим методом.



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Специальные технические на проектирование объекта МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция

2.2.2 Испытания трубопроводов на прочность и проверка на герметичность

2.2.2.1 Испытание нефтепровода на прочность и проверка на герметичность должны производиться гидравлическим способом в два этапа: первый этап – участок трубопровода с более толстой стенкой в населенном пункте и ненормативном сближении с ним после укладки и засыпки, второй этап - весь смонтированный участок после укладки и засыпки.

Гидравлическое испытание проводят на прочность в течение 24 часов при давлении в нижней точке трубопровода Pзав. (наименьшее из давлений гарантированных заводами заводскими испытательными давлениями на трубы, арматуру, фитинги, узлы и оборудование) и не менее 1,5*Pраб. (рабочее давление) в верхней точке. Проверка на герметичность производится после снижения испытательного давления до Pраб в верхней точке испытательного участка в течение времени, необходимого для осмотра, но не менее 12 часов.

2.2.3 Контроль формы поперечного сечения трубопровода после завершения строительно-монтажных работ

2.2.3.1. Контроль формы поперечного сечения трубопровода должен быть проведен путем пропуска профилемера после гидроиспытаний и очистки полости, с целью выявления и ликвидации перед сдачей трубопровода в эксплуатацию нарушений геометрических размеров внутренней полости, недопустимых отклонений профиля от окружности, допущенных в процессе строительно-монтажных работ, и предотвращения повреждений ВИП при последующем проведении диагностических работ в процессе эксплуатации.



Индв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№дож	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист	138
------	-----

Приложение Л
Обоснование безопасности опасного производственного объекта



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ
И АТОМНОМУ НАДЗОРУ
(РОСТЕХНАДЗОР)**

Северо-Кавказское управление

ул. Ставропольская, д. 4, Краснодар, 350033
Телефон: (861) 214-24-77, Факс: (861) 26-26-100
E-mail: sevkav@gosnadzor.ru
<http://www.sevkav.gosnadzor.ru>
ОКПО 26584470, ОГРН 1022301623684
ИНН/КПП 2310009818/230901001

Генеральному директору
АО "Черномортранснефть"
А.В. Зленко
353911, г. Новороссийск,
Шесхарис

от 01.03.2018г. № 1384 / 26 – 16
На № ЧТН-01-31-09/4952 от 16.02.2018

**УВЕДОМЛЕНИЕ
о внесении сведений**

в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности

Северо-Кавказское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору рассмотрело заявление АО "Черномортранснефть", № ЧТН-01-31-09/4952 от 16.02.2018 о внесении заключения экспертизы промышленной безопасности на обоснования безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов» АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700» (рег. №: А30-00162-0001. Класс опасности - I), № 18/02 от 22.01.2018, подготовленного ООО "УралПромБезопасность", в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности и сообщает.

Заключение экспертизы промышленной безопасности внесено в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности с присвоением регистрационного номера 30-ОБ-03239-2018.

И.о. заместителя руководителя

Д.Н. Минц

П.А. Кондратьев
(861) 255-99-46

П.А. Кондратьев
0. экспертиза 14.01.18

Инов. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

139



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ



614013, Россия, г. Пермь, ул. Академика Королева, 4, тел/факс: (342) 237-80-21
Лицензия Ростехнадзора 00-ДЭ-003170

Заключение № 18/02

экспертизы промышленной безопасности
обоснования безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного
Управления магистральных нефтепроводов»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
«МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы
км. 148.98-148.01. DN700.
(рег. № А30-00162-0001, класс опасности – I)

Рег. № 03-05-03239-2018

Генеральный директор
ООО «УралПромБезопасность»

Н.М.Рябчиков

2018 г.

Отпечатано:
4 экз. –АО «Черномортранснефть»
1 экз. – Экспертной организации



Изм.	Колуч.	Лист	№докум.	Подпись	Дата
1	-	Зам.	3612-19		10.19

Инв. № подл.	209377
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Экспертиза промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы
км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – 1) 2

СОДЕРЖАНИЕ

1. ВВОДНАЯ ЧАСТЬ.....	3
1.1. Основание для проведения экспертизы	3
1.2. Положения нормативных правовых актов в области промышленной безопасности (пункт, подпункт, часть, статья), устанавливающих требования к объекту экспертизы, и на соответствие которым проводится оценка соответствия объекта экспертизы	3
1.3. Сведения об экспертной организации	4
1.4. Сведения об экспертах.....	5
2. ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ ЭКСПЕРТИЗЫ, НА КОТОРЫЕ РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ ДЕЙСТВИЕ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ	5
3. ДАННЫЕ О ЗАКАЗЧИКЕ.....	6
4. ЦЕЛЬ ЭКСПЕРТИЗЫ	6
5. СВЕДЕНИЯ О РАССМОТРЕННЫХ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЕРТИЗЫ ДОКУМЕНТАХ.....	7
6. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И НАЗНАЧЕНИЕ ОБЪЕКТА ЭКСПЕРТИЗЫ.....	7
7. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ	14
8. ВЫВОДЫ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ	37
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	38
ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ПРИ ЭКСПЕРТИЗЕ НОРМАТИВНЫХ ПРАВОВЫХ АКТОВ В ОБЛАСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ.....	38



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

141

Экспертиза промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов» АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – 1) 3

1. ВВОДНАЯ ЧАСТЬ

1.1. Основание для проведения экспертизы

Основанием для проведения экспертизы промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта (далее – ОБ ОПО) «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов» АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – I) является Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ.

Экспертиза проведена в соответствии с требованиями нормативных правовых актов в области промышленной безопасности, приведенных в Приложении 1 к настоящему Заключению.

1.2 Положения нормативных правовых актов в области промышленной безопасности (пункт, подпункт, часть, статья), устанавливающих требования к объекту экспертизы, и на соответствие которым проводится оценка соответствия объекта экспертизы

В настоящем заключении произведена оценка соответствия объекта экспертизы следующим положениям нормативно-правовых актов в области промышленной безопасности:

1. Федеральный закон №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. с Изменениями [1]: ст.1, ст. 3 п.4, ст. 8, ст.9 п.1, ст. 13 п.1.
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта». Утверждены Приказом Ростехнадзора от 15.07.2013 г. № 306 [4]: п.3, 5, 7÷ 18.
3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов». Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 06.11.2013 г. N 520 [7]: п. 4, 10, 12, 17, 20, гл. VII.
4. Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей». Утверждено приказом Федеральной службы



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№дож	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Экспертиза промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов» АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148.98-148.01. DN700. (пер. № А30-00162-0001, класс опасности – 1)

4

по экологическому, технологическому и атомному надзору от 31.03.2016 г. N 137 [8]: гл. II, III, IV, V, Приложения 2, 3, 4.

5. Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах». Утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.04.2016 г. N 144 [6]: гл. II÷V, Приложения 1,2,5 8.
6. «Методика определения расчетных величин пожарного риска на опасных производственных объектах». Утверждены Приказом Министерства РФ по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий от 10.07.09 № 404 [10]: Приложения № 2,3,4.
7. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* [13]: гл. 7, 8;
8. Руководство по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов». Утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 17.06.2016 г. N 228 [11]: гл. I, II, III, V, IV, Приложения №2, 3, 5, 6, 7, 9.
9. Федеральный закон № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» с Изменениями [2]: ст. 93.

1.3. Сведения об экспертной организации

Наименование и организационно-правовая форма организации	Общество с ограниченной ответственностью «УралПромБезопасность»
Лицензия	Лицензия № 00-ДЭ-003170, выдана Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору Российской Федерации 21.07.2004 г., переоформлена 19.09.2016 г.
ИНН	5902145885
Адрес местонахождения	614013, г. Пермь, ул. Академика Королева, 4
Телефон/ факс	(342) 237-80-21
E-mail:	expertiza@uralpb.ru
Генеральный директор	канд. техн. наук Рябчиков Николай Михайлович,



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Инд. № подл.	Взам. инв. №
209377	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

143

Экспертиза промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта
 «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов»
 АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы
 км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – I) 5

ООО «УралПромБезопасность»	Протоколы аттестационной комиссии ЗУУ Ростехнадзора: № 48-15-0289 от 03.02.2015 г., № 48-15-0306 от 04.02.2015 г., № 48-15-1955 от 13.05.2015 г., № 48-15-1957 от 14.05.2015 г., № 48-16-474 от 18.02.2016 г.
----------------------------	--

1.4. Сведения об экспертах

В соответствии с приказом генерального директора ООО «УралПромБезопасность» от 18.12.2017 г. № 148-р экспертизу промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта выполнил:

Лихачев Антон Юрьевич – эксперт в области промышленной безопасности по экспертизе обоснования безопасности опасных производственных объектов магистрального трубопроводного транспорта (область Э5 ОБ, первая категория), удостоверение №АЭ.16.00866.001 (приказ об аттестации №2700-ап от 14.04.2017 г, протокол заседания аттестационной комиссии №16577 от 14.04.2017 г., срок действия до 14.04.2022 г.).

2. ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ ЭКСПЕРТИЗЫ, НА КОТОРЫЕ РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ ДЕЙСТВИЕ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ

Объектом экспертизы промышленной безопасности является обоснование безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов» АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148.98-148.01. DN700.

Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов АО «Черномортранснефть» относится к ОПО I класса опасности в соответствии с Федеральным законом 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1] (регистрационный номер в реестре опасных производственных объектов А30-00162-0001).



Индв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



Экспертиза промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы
км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – 1)

6

3. ДАННЫЕ О ЗАКАЗЧИКЕ

Полное наименование:	Акционерное общество «Черномортранснефть»
Сокращенное наименование:	АО «Черномортранснефть»
Адрес местонахождения	353911, Россия, Краснодарский край, г. Новорос- сийск, Шесхарис
Генеральный директор	Зленко Александр Владимирович
Тел.	+7 (8617) 60-34-51
Факс	+7 (8617) 64-55-81

4. ЦЕЛЬ ЭКСПЕРТИЗЫ

Целью экспертизы обоснования безопасности ОПО является:

- оценка соответствия ОБ ОПО, требованиям нормативно-технических документов по промышленной безопасности;
- оценка полноты и достоверности информации, представленной в обосновании безопасности ОПО;
- оценка полноты и достаточности мероприятий, компенсирующих отступления от норм и правил в области промышленной безопасности;
- оценка обоснованности результатов оценки риска аварий, в том числе адекватности применяемых физико-математических моделей и использованных методов расчетов по оценке риска, правильности и достоверности этих расчетов, а также полноты учета всех факторов, влияющих на конечные результаты;
- оценка учета современного опыта эксплуатации опасных производственных объектов в обосновании безопасности ОПО;
- оценка полноты требований к эксплуатации опасного производственного объекта, установленных в обосновании безопасности.



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

145

Экспертиза промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы
км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – I)

7

5. СВЕДЕНИЯ О РАССМОТРЕННЫХ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЕРТИЗЫ ДОКУМЕНТАХ

На экспертизу заказчиком представлена документация в следующем составе:

№ п/п	Наименование	Примечания
1.	Выписка из реестра членов саморегулируемой организации №001-011117-005 от 01.11.2017. Союз «Проектировщики нефтегазовой отрасли». Регистрационный номер записи в государственном реестре саморегулируемых организаций СРО-П-106-25122009	2 листа
2.	Техническое задание на разработку обоснования безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого районного управления магистральных нефтепроводов (А30-00162-0001)» ТЗ-23.040.01-ЧТН-099-175-ОБ с Приложением	8 листов
3.	Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов» АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – I) (с приложениями 1÷8)	120 листов

6. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И НАЗНАЧЕНИЕ ОБЪЕКТА ЭКСПЕРТИЗЫ

6.1 Обоснование безопасности ОПО выполнено АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» (филиал «Краснодаргипротрубопровод») на основании технического задания на разработку обоснования безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого районного управления магистральных нефтепроводов (А30-00162-0001)» ТЗ-23.040.01-ЧТН-099-175-ОБ.

6.2 АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» является членом Саморегулируемой организации, что подтверждается наличием выписки из



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Инва. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

146

Экспертиза промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы
км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – 1) 8

реестра членов №001-011117-005 от 01.11.2017. Регистрационный номер записи в государственном реестре саморегулируемых организаций СРО-П-106-25122009.

6.3 Разработка обоснования безопасности регламентируется пунктом 4 статьи 3 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

6.4 Обоснование безопасности ОПО разработано для участка магистрального нефтепровода (далее – МН) Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов АО «Черномортранснефть» (в части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку»).

МН «Грозный-Баку» отнесен к I классу опасности в соответствии с Федеральным законом 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1] (регистрационный номер в реестре опасных производственных объектов № А30-00162-0001).

6.5 МН «Грозный-Баку» предназначен для перекачки нефти от НПС «Самур» (352 км) до НПС «Сулак» (144 км) под действием давления, развиваемого насосными агрегатами. Ближайшие к реконструируемому участку существующие узлы запорной арматуры располагаются на км 144 - №144-1 и на км 151 - №151-1.

6.6 Характеристики проектируемого участка нефтепровода:

- пропускная способность – 7.6 млн.т/год;
- рабочее давление – 4.33 МПа;
- диаметр трубопровода – 720 мм;
- перекачиваемая среда – нефть;
- плотность нефти – 852-864 кг/м³;
- температура стенки нефтепровода – от +8°C до +24.6°C;
- тип изоляции – заводская полиэтиленовая.

6.7 Наиболее опасными участками на рассматриваемом объекте являются:

- участок 148.98-148.01 (ПК0-ПК3+36), который проходит в черте с. Бавтугай, а также на расстоянии менее 150 м от проектной границы с. Бавтугай;



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Инд. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

147

Экспертиза промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы
км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – I)

9

- участок 148.98-148.01 (ПК1+21-ПК7+76), который проходит на расстоянии менее 500 м от границ населенного пункта с. Бавтугай (невозможность размещения защитных сооружений (амбаров, валов, канав и т.д.);
- участок замены 2-х вантузов на УЗА №151/1 на 151 км, который проходит в черте с. Нижний Чирюрт и с.Гельбах.

6.8 На составляющей ОПО (МН «Грозный-Баку» – участок км. 201-144) допущены отступления от требований промышленной безопасности, установленных федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности. Перечень указанных отступлений с обоснованием их необходимости и достаточности принятых мер, приведен в табл. 1.

Таблица 1

Перечень отступлений от требований промышленной безопасности, установленных федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности

№ п/п	Краткое описание отступления от требований промышленной безопасности	Положения нормативной документации
1	2	3
1	1. Реконструируемый участок МН «Грозный-Баку» (148,98 - 148,01 км) с ПК0+00 по ПК1+21.8 проходит по территории населенного пункта с. Бавтугай, возможность прокладки трубопровода за границей с. Бавтугай отсутствует (точка врезки находится в границах населенного пункта, существующий МН пересекает н.п. Бавтугай без возможности его выноса (с юга поселок упирается в Чирюртское вдхр. с севера к поселку примыкает автодорога Р-217, г. Кизилюрт и н.п. Зубутли-Миатли).	ФНиП «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» [7], п. 10: <i>Объекты линейной части и площадочные сооружения ОПО МТ следует размещать на безопасных расстояниях до других промышленных и сельскохозяйственных объектов, отдельных зданий и сооружений, жилых, общественно-деловых зон и зон рекреационного назначения, установленных в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации.</i> ФНиП «Правила безопасности для опасных производственных объектов магист-



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Инва. № подл.	Взам. инв. №
209377	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

148

Экспертиза промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы
км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – 1)

10

№ п/п	Краткое описание отступления от требований промышленной безопасности	Положения нормативной документации
1	2	3
	<p>2. Реконструируемый участок МН «Грозный-Баку» (148.98 – 148.01 км) с ПК1+21.8 по ПК3+36 проходит на ненормативном расстоянии от границ населенного пункта с. Бавтугай.</p> <p>3. На участке реконструируемого МН «Грозный-Баку» (148.98 – 148.01 км) с ПК1+21.8 по ПК7+76 невозможно размещение защитных сооружений (амбаров, валов, канав и т.д.) на нормативных расстояниях от существующих инженерных коммуникаций в техническом коридоре ВЛ 10 кВ, ВЛ 110 кВ, ВЛ 330 кВ, газопровод DN1200, а также по условиям горного рельефа местности (разнонаправленный уклон местности).</p> <p>4. Реконструируемый узел запорной арматуры МН «Грозный-Баку» №151/1 на 151 км расположен на территории населенных пунктов с. Нижний Чирюрт, с.Гельбах.</p>	<p>ральных трубопроводов» [7], п. 13: <i>Объекты линейной части и площадочные сооружения ОПО МТ следует размещать с учетом опасности распространения транспортируемых жидких опасных веществ при возможных авариях по рельефу местности и преобладающего направления ветра (по годовой розе ветров) относительно рядом расположенных населенных пунктов, объектов и мест массового скопления людей.</i></p> <p><i>При прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов вблизи населенных пунктов и промышленных предприятий, расположенных на отметках ниже этих трубопроводов на расстоянии от них менее 500 м при диаметре труб 700 мм и менее и 1000 м при диаметре труб свыше 700 мм, проектом должны быть предусмотрены технические решения, исключающие поступление транспортируемой по трубопроводу среды в зону застройки.</i></p> <p>СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* [13], п. 5.4: <i>Не допускается прокладка магистральных трубопроводов по территориям населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, аэродромов,</i></p>



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Инва. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

149

Экспертиза промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта
 «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов»
 АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы
 км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – 1)

II

№ п/п	Краткое описание отступления от требований промышленной безопасности	Положения нормативной документации
1	2	3
		<p><i>железнодорожных станций, морских и речных портов, пристаней и других аналогичных объектов, кроме случаев, изложенных в 5.5</i></p> <p>СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* [13], п. 7.15: <i>Расстояния от оси подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений должны приниматься в зависимости от класса и диаметра трубопроводов, степени ответственности объектов и необходимости обеспечения их безопасности, но не менее значений, указанных в таблице 4.</i></p> <p><i>П. 1 примечаний к табл. 4. Расстояния, указанные в таблице, следует принимать: для городов и других населенных пунктов - от проектной городской черты на расчетный срок 20-25 лет.</i></p> <p>СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* [13], табл.4, п.1: <i>Минимальные расстояния от оси нефтепродуктопроводов до городов и других населенных пунктов; коллективных садов с садовыми домиками, дачных поселков</i></p>

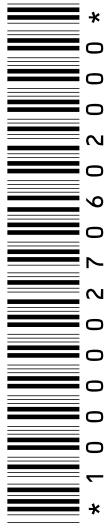


УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
 ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл. 209377
--------------	--------------	------------------------

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



Экспертиза промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы
км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – I)

12

№ п/п	Краткое описание отступления от требований промышленной безопасности	Положения нормативной документации
1	2	3
		<p>должны быть не менее 150 м.</p> <p>СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* [13], п. 5.5: <i>При прокладке магистральных нефтепроводов по территории городов и других населенных пунктов для подключения их к предприятиям по переработке, перевалке и хранению нефти рабочее давление должно быть не более 1.2 МПа</i></p> <p>СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* [13], п. 7.522 <i>При прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов вблизи населенных пунктов и промышленных предприятий, расположенных на отметках ниже этих трубопроводов на расстоянии от них менее 500 м при номинальном диаметре труб DN 700 и менее и 1000 м - при номинальном диаметре труб свыше DN700, должно предусматриваться устройство с низовой стороны трубопровода защитного вала или канавы, обеспечивающих отвод разлившегося продукта при аварии. Сбор разлившегося продукта должен осуществляться в защитные амбары, расположение которых должно исключать попадание продукта в водотоки и на террито-</i></p>



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

151

Экспертиза промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы
км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – 1)

13

№ п/п	Краткое описание отступления от требований промышленной безопасности	Положения нормативной документации
1	2	3
		<i>рию населенных пунктов</i>

6.9 Обоснование безопасности ОПО (объем 120 листов, в том числе 7 рисунков (включая планы, представленные в приложениях), 39 таблиц) структурно состоит из следующих элементов:

- Титульный лист;
- Содержание;
- Раздел 1 «Общие сведения»;
- Раздел 2 «Результаты оценки риска аварии на опасном производственном объекте и связанной с ней угрозы»;
- Раздел 3 «Условия безопасной эксплуатации опасного производственного объекта»;
- Раздел 4 «Требования к эксплуатации, капитальному ремонту, консервации и ликвидации опасного производственного объекта»;
- Приложения 1÷8.

6.10 Обоснование безопасности ОПО содержит:

- результат идентификации опасностей, рассматриваемого объекта, в т.ч. связанных с отступлениями от требований федеральных норм и правил;
- сведения о результатах оценки риска аварии на опасном производственном объекте и связанной с ней угрозы;
- условия безопасной эксплуатации опасного производственного объекта;
- требования к эксплуатации, капитальному ремонту, консервации и ликвидации опасного производственного объекта.

6.11 Обоснование безопасности предназначено для:

- идентификации опасностей эксплуатации ОПО с отступлениями от требований федеральных норм и правил;
- количественной и/или качественной оценки риска эксплуатации ОПО с отступлениями от требований федеральных норм и правил;
- сравнения полученных результатов с существующими величинами допусти-



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Изм. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

152

Экспертиза промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы
км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – 1)

14

мых показателей риска;

- анализа достаточности принятых мер по предупреждению аварий, а также разработки мероприятий, направленных на снижение последствий аварии и размера ущерба, нанесенного в случае аварии на опасном производственном объекте;
- разработки компенсирующих организационно-технических мероприятий, направленных на обеспечение приемлемого уровня риска при эксплуатации ОПО с отступлениями от требований федеральных норм и правил.

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1. Оценки по результатам экспертизы распространяются на решения, представленные в обосновании безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов» АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – I).

7.2. Обоснование безопасности опасного производственного объекта разработано АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов», являющимся членом саморегулируемой организации, что подтверждается наличием выписки из реестра членов СРО №001-011117-005 от 01.11.2017. Регистрационный номер записи в государственном реестре саморегулируемых организаций СРО-П-106-25122009.

7.3. Обоснование безопасности ОПО выполнено АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» (филиал «Краснодаргипротрубопровод») на основании технического задания на разработку обоснования безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого районного управления магистральных нефтепроводов (А30-00162-0001)» ТЗ-23.040.01-ЧТН-099-175-ОБ (п. 12 ФНИП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4]). Техническое задание по своему составу в целом соответствует требованиям п. 12 ФНИП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4].



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Изм. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

153

Экспертиза промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов» АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – I) 15

7.4. Объект экспертизы по своему составу и содержанию соответствует требованиям ФНИП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4]:

7.4.1. Титульный лист ОБ ОПО

На титульном листе обоснования безопасности опасного производственного объекта (ОБ ОПО) указаны сведения, позволяющие идентифицировать опасный производственный объект, организацию, эксплуатирующую объект, разработчика обоснования безопасности и лицо, утвердившее обоснование безопасности. Указан год разработки ОБ ОПО.

Титульный лист ОБ ОПО соответствует требованиям п. 7 ФНИП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4].

7.4.2. Содержание ОБ ОПО

Содержание включает номера и названия разделов, подразделов, пунктов и подпунктов ОБ ОПО с указанием страниц, с которых они начинаются (п. 5 ФНИП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4]).

7.4.3. Раздел 1 ОБ ОПО «Общие сведения»

п. 1.1 ОБ ОПО «Наименование и место нахождения опасного производственного объекта»

Приведено наименование рассматриваемого объекта, класс опасности ОПО в соответствии с Федеральным законом 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1], а также номер регистрации в реестре опасных производственных объектов.

Показано, что ОПО располагается в Республике Дагестан.

п. 1.2 ОБ ОПО «Сведения о генеральном заказчике (застройщике), генеральной проектной организации, разработчике обоснования безопасности»

Приведены сведения о заказчике ОБ ОПО, генеральной проектной организации и разработчике обоснования безопасности в т.ч.:

- полное и сокращенное наименование организации;
- адрес местонахождения;
- контактные данные (телефон, факс);
- сведения о руководителе организации.



Инд. № подл.	209377
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



п. 1.3 ОБ ОПО «Область применения»

Показано, что ОБ ОПО разработано в соответствии с пунктом 4 статьи 3 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1] и требованием п. 12 ФНИП «Правила безопасности опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» [7].

Приведена ссылка на п. 13 и п. 14 ФНИП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4] (допускается разработка Обоснования безопасности не только на опасный производственный объект в целом, но и на его составляющие).

В соответствии с требованиями п. 17 ФНИП «Правила безопасности опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» [7] установлены наиболее опасные участки для рассматриваемых объектов:

- участок 148.98-148.01 (ПК0-ПК3+36), который проходит в черте с. Бавтугай, а также на расстоянии менее 150 м от проектной границы с. Бавтугай;
- участок 148.98-148.01 (ПК1+21-ПК7+76), который проходит на расстоянии менее 500 м от границ населенного пункта с. Бавтугай (невозможность размещения защитных сооружений (амбаров, валов, канав и т.д.);
- участок замены 2-х вантузов на УЗА №151/1 на 151 км, который проходит в черте с. Нижний Чирюрт и с.Гельбах.

Указано, что ОБ ОПО распространяется на входящий в состав ОПО «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН» АО «Черномортранснефть» МН «Грозный-Баку» (участок 148.98-148.01 км).

п. 1.4 ОБ ОПО «Термины и определения»

В подразделе приведены основные термины и определения, встречающиеся в ОБ ОПО, такие как: обоснование безопасности опасного производственного объекта, авария, анализ риска аварии, идентификация опасностей и др. с указанием их источников. Кроме того, приведен список основных сокращений, используемых в ОБ ОПО с их расшифровкой.

п. 1.5 ОБ ОПО «Обозначения и сокращения»

В подразделе приведен список основных сокращений, используемых в ОБ ОПО с их расшифровкой.



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Инва. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№дож	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



* 1 0 0 0 0 0 2 7 0 6 0 2 0 0 0 0 *

Экспертиза промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы
км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – 1) 17

п.1.6 ОБ ОПО «Описание опасного производственного объекта и условий его строительства и эксплуатации, в том числе общая характеристика технологических процессов и описание решений, направленных на обеспечение их безопасности»

В подразделе содержится краткое описание ОПО. Показано, что МН «Грозный-Баку» предназначен для перекачки нефти от НПС «Самур» (352 км) до НПС «Сулак» (144 км) под действием давления, развиваемого насосными агрегатами. Ближайшие к реконструируемому участку существующие узлы запорной арматуры располагаются на км 144 - №144-1 и на км 151 - №151-1. Приведены основные характеристики МН «Грозный-Баку»:

- пропускная способность – 7.6 млн.т/год;
- рабочее давление – 4.33 МПа;
- диаметр трубопровода – 720 мм;
- перекачиваемая среда – нефть;
- плотность нефти – 852-864 кг/м³;
- температура стенки нефтепровода – от +8°C до +24.6°C;
- тип изоляции – заводская полиэтиленовая.

Даны ссылки на соответствующие приложения к ОБ ОПО, содержащие схему продольного профиля линейной части МН «Грозный-Баку, 144-226 км» и технологическую схему участка МН «Грозный-Баку, км.148.98-148.01»

Приведен краткий перечень работ, планирующихся в рамках технического задания № ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15 по объекту «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км.148,98-148,01. DN700.ТРУМН. Реконструкция»:

- замена магистрального нефтепровода (далее МН) «Грозный-Баку» на участке 148.98-148.01 км от ПК0+00 до ПК17+52 протяженностью – 1787.5 м (с учетом удлинения на рельеф 35.5 м);
- замена вантузного узла №В146/1 на 146 км с обустройством колодца КВГ;
- переоборудование УЗА №151/1 на км 151, включающее в себя вырезку катушек до и после УЗА с существующими вантузами, замена колодцев КИП на герметичные (2 шт.) с монтажом отборов давления (2 шт.), а также монтаж вантузов (2 шт.) в колодцах КВГ (2 шт.);
- гидроиспытание построенного участка;
- проведение профилометрии построенного участка;
- очистка и опорожнение трубопровода от воды;



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Инва. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

156

Экспертиза промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов» АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – 1)

18

- установка маркерных пунктов и опознавательных знаков;
- опорожнение замененного участка трубопровода от продукта;
- установка щита-указателя и обустройство окопки на реперах;
- выведение из эксплуатации заменяемого МН «Грозный-Баку» на участке км.148.98-148.01, протяженностью – 1684.5 м.

В табличном виде представлены характеристики вспомогательного оборудования (вантузы, колодцы для установки вантузов).

Показано, что опасным веществом на рассматриваемом объекте является нефть. Приведены основные физико-химические, пожаровзрывоопасные и токсические свойства нефти,

В разделе представлена обзорная схема участка реконструкции с указанием участка проектирования, селитебной территории, проектируемого объекта, кабельных линий, автомобильных дорог и т.д.

Приведено детальное описание места расположения рассматриваемого ОПО, подробные сведения о климатических условиях, сейсмической активности в районе местонахождения объекта.

Представлены основные требования к трубам, применяемым на рассматриваемых участках. Показано, что на участке км.148,98-148,01 (ПК0+00-ПК7+76) и на УЗА №151/1 предусмотрено увеличение глубины до верха трубы – не менее 1.2 м.

Указаны основные условия, необходимые для соблюдения при переходе рассматриваемого объекта через автомобильные дороги и при пересечении подземных коммуникаций.

Приведена краткая характеристика узлов пересечения рассматриваемого участка МН с подземными коммуникациями с указанием номеров пикетов, наименований коммуникаций, углов пересечения проектируемого трубопровода и коммуникаций, сведений о владельцах и т.д.

Приведены гидрографические характеристики водотоков, пересекаемых проектируемым МН.

Описаны основные особенности прокладки МН по косоугру, а также при прокладке трубопровода по направлению уклона местности свыше 20 %.

Защита участка трубопровода от почвенной коррозии предусматривается:

- пассивная – антикоррозионным покрытием наружной поверхности труб и соединительных деталей;
- активная – применением электрохимических средств защиты (ЭХЗ).



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Инд. № подл.	Взам. инв. №
209377	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



Проектом предусмотрены следующие мероприятия, обеспечивающие надежность и устойчивость трубопровода:

- 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;
- применение труб с трехслойным защитным полиэтиленовым покрытием, нанесенным в заводских условиях;
- контроль монтажных сварных соединений методами ВИК, УЗК, РГ.

Указано, что описание решений, направленных на обеспечение безопасности ОПО «МН «Грозный-Баку, км.148.98-148.01», входящего в состав ОПО «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН» АО «Черномортранснефть» представлено в разделе 3.2. ОБ ОПО.

п.1.7 ОБ ОПО «Перечень отступлений от требований ФНП в области промышленной безопасности, содержащий обоснование их необходимости и достаточности принятых мер, а также перечень мероприятий, компенсирующих эти отступления, или недостающие требования промышленной безопасности для данного опасного производственного объекта»

В табличном виде приведено описание отступлений от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности с обоснованием необходимости отступлений и достаточности принятых мер.

Краткий перечень допущенных отступлений от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности приведен в табл. 1 п.п. 6.8 настоящего Заключения.

Представлено описание установленных требований в области промышленной безопасности. Приведено описание фактического состояния рассматриваемых участков МН.

Показано, что альтернативные варианты прокладки реконструируемого участка отсутствуют.

Приведен подробный перечень мероприятий, компенсирующих допущенные отступления:



Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№дож	Подпись

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



Экспертиза промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта
 «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов»
 АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы
 км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – I) 20

- участки реконструируемого нефтепровода при прохождении в населенном пункте и при ненормативном сближении с населенным пунктом отнесены к категории «В»;
- повышение требований к значениям ударной вязкости основного металла труб и сварного соединения;
- применение труб с защитным полимерным покрытием усиленного типа, нанесенным в заводских условиях;
- применение 100 % повторного контроля радиографическим методом всех сварных соединений;
- увеличение глубины залегания нефтепровода – не менее 1.2 м;
- повышение требований к уровню кольцевых напряжений в стенке нефтепровода от рабочего давления;
- установка опознавательных знаков на расстоянии не более 100 м друг от друга;
- при реконструкции МН «Грозный-Баку, км. 148.98-148.01» на участке прохождения МН в населенных пунктах и на участке ненормативного сближения с населенными пунктами применяются электросварные прямошовные трубы, классом прочности не менее К56 с толщиной стенки не менее 13 мм.
- механические свойства основного металла труб соответствуют классу прочности К56;
- значение углеродного эквивалента должно быть не более 0.43;
- контроль обнаружения утечек на участке прохождения МН «Грозный-Баку, км. 148.98-148.01» осуществляется с применением автоматической системы обнаружения утечек.

Организационными мероприятиями предусмотрено:

- комплексная диагностика линейной части службой диагностики производственно-эксплуатационного управления;
- осмотр, обход, объезд трассы с целью своевременного обнаружения выхода нефти, а также с целью контроля состояния охранной зоны и прилегающей территории, выявления факторов, которые могут создавать угрозу безопасности и надежности эксплуатации МН;
- применение переносных газоанализаторов для проведения замеров (контроля) концентраций паров нефти в воздушной среде при возникновении аварийной ситуации;



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
 ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

159

- недопущение возведения строений, выделения участков на следующих расстояниях:
 - с. Бавтугай - менее 170 м от оси МН (участок км. 148,98-148,01 (ПК0-ПК7+76));
 - с.Нижний Чирюрт и с.Гельбах – менее 150 м от оси МН (участок 151 км).

Раздел 1 «Общие сведения» ОБ ОПО соответствует требованиям п. 8 ФНИИП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4].

7.4.4. Раздел 2 ОБ ОПО «Результаты оценки риска аварии и связанной с ней угрозы»

п.2.1 ОБ ОПО «Описание методологии анализа опасностей и оценки риска аварии и связанной с ней угрозы, исходные предположения для проведения анализа риска аварии и связанной с ней угрозы»

В подразделе приведены ссылки на основные нормативно-технические документы, содержащие описание методологии анализа опасностей и оценки риска.

Показано, что оценка степени риска для рассматриваемых участков МН проводилась на основе идентификации опасностей и оценки риска отдельных участков в соответствии с Руководством по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов» [11].

К основным этапам оценки риска отнесены:

- сбор и обобщение информации о состоянии нефтепровода и характеристик трассы, по которой он проложен, с идентификацией опасностей, возникающих при его эксплуатации;
- прогноз частоты утечек (нефтепродуктов) на линейной части и оценку объемов утечки и потерь нефти (технологический риск);
- оценка последствий аварийных утечек (нефтепродуктов) для различных компонентов окружающей природной среды;
- проведение (на основе полученных оценок риска) ранжирования участков трассы нефтепровода по степени опасности и приоритетности мер безопасности (управление риском).

При оценке риска приняты следующие предположения и допущения:



Инв. № подл.	209377
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



Экспертиза промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы
км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – I)

22

- в случае аварии происходит мгновенное (полное или частичное) разрушение оборудования;
- при определении поражения людей были приняты критерии, изложенные в использованных методиках;
- разлив нефти (нефтепродуктов) происходит на неограниченную площадь;
- при расчете зоны поражения при пожаре пролива в обваловании учитывается, что вся жидкая фаза выброса может быть вовлечена в пожар;
- при определении количества поступивших в помещение или окружающую среду веществ, которые могут образовывать горючие паровоздушные смеси учитывается, что испарение происходит с поверхности разлившейся жидкости;
- с целью определения максимальных размеров зон поражения при расчете рассеяния паров приняты наихудшие условия рассеяния;
- предполагалось, что персонал работает посменно в соответствии с режимом работы;
- при анализе последствий аварий были приняты значения, близкие или равные максимально возможным количествам опасных веществ в единице оборудования;
- при определении расстояний, на которых происходит рассеяние до безопасных концентраций, предполагались наихудшие условия, возможные при соответствующих условиях;
- при расчете поражения при пожаре пролива предполагается пролив максимального количества жидкой фазы;
- при оценке вероятности воспламенения облака ТВС и проливов учитывалось присутствие возможных источников воспламенения (искры от механических источников и трения, открытый огонь, разряды статического электричества, электрооборудование, нагретые поверхности и т.д.).

Показано, что принятые допущения при проведении анализа риска максимизируют потенциальную опасность аварии.

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



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Инва. № подл.	Взам. инв. №
209377	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

161

п.2.2 ОБ ОПО «Описание метода анализа условий безопасной эксплуатации»

В подразделе указано, что Метод анализа условий безопасной эксплуатации ОПО МН в части рассматриваемых отступлений включает:

- применение методологии анализа риска;
- анализ опыта эксплуатации подобных объектов согласно п. 15 ФНП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4];
- анализ данных по итогам расследования аварий, инцидентов и несчастных случаев на аналогичных ОПО;
- анализ результатов осуществления производственного контроля, проводимого в рамках системы управления промышленной безопасностью, иных проверок в области промышленной безопасности, а также проверок, проводимых государственными надзорными органами;
- оценку соответствия условий эксплуатации проектной документации.

п.2.3 ОБ ОПО «Исходные данные, их источники, в т.ч. данные по аварийности и надежности»

В подразделе приведен перечень документации, являющейся исходными данными для разработки ОБ ОПО.

п.2.4 ОБ ОПО «Анализ опасностей отклонений технологических параметров от регламентных»

В подразделе показано, что 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.

Приведены основные расчетные зависимости для определения объемов аварийной утечки нефти (Приложение 9 к Руководству по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производ-



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Инва. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

162

ственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов» [11]).

Распределение вероятности возникновения свищей и дефектных отверстий принято в соответствии с п.2 Приложения 6 к Руководству по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов» [11]. Определены эквивалентные площади дефектных отверстий трубопровода диаметром 720 мм.

Описаны алгоритмы и характерные времена обнаружения утечек на МН. Показано, что на МН предусмотрено автоматическое отключение магистральных насосных агрегатов на НПС при существенных изменениях параметров (давления, расхода), поступающих по системе телемеханики. Время прибытия аварийно-восстановительной бригады (АВБ), с учетом размещения АРС и места расположения аварийной утечки, а также способа доставки, не превышает 3 часов.

Указано, что для рассматриваемых объектов рассматриваются четыре варианта аварийных утечек, зависящих от площади дефектных отверстий, т.е. аварийные разгерметизации нефтепродуктопровода через свищ, малую и среднюю трещины и «гилютинный» разрыв.

Для определения максимального объема утечки соответствующие расчеты проводились по наиболее низким точкам рассматриваемых участков.

Приведены расчетные зависимости для определения средневзвешенного по всем вариантам аварийной разгерметизации нефтепровода объема аварийного разлива, а также средней массы потерь нефти. Коэффициент сбора определен в соответствии с п. 34 Руководства по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов» [11].

В табличном виде представлены перечень исходных данных для расчетов объемов аварийных утечек, а также результаты расчета объёмов аварийных утечек нефтепродуктов.

Определены основные сценарии развития возможных аварийных ситуаций на рассматриваемых объектах.

Расчет количественных значений испарения нефти выполнялся в соответствии с Руководством по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ» [9], а также с ФНИП «Общие правила взрывобезопасности



Инд. № подл.	209377
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Экспертиза промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта
 «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов»
 АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы
 км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – I) 25

для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» [5].

Показано, что масса горючего вещества, способного участвовать во взрыве, определялась путем интегрирования концентрации выброшенного при аварии горючего вещества по пространству, ограниченному поверхностями Σ ВКПР и Σ НКПР в соответствии с расчетной зависимостью, приведенной в п. 2.1 Приложения 3 к Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» [5].

Установлено, что на рассматриваемых объектах невозможно образование факельного горения струи жидкости.

Приведено описание различных вариантов развития аварии:

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

Приведено обоснование отсутствия возможности поступления нефти в жилую застройку (населенного с. Бавтугай):

- наличие препятствий за счет искусственных и естественных форм рельефа местности (пересеченная местность, холмистый рельеф местности, искусственные насыпи, перепады высотных отметок);
- наличие пересыхающей канавы, которая служит естественным препятствием на пути стока нефти по направлению к населенному пункту с.Бавтугай;
- наличие аварийно-спасательных формирований, наличие сил и средств для локализации и ликвидации аварийного пролива.



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
 ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Инд. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

164

Разработан ситуационный план с указанием зоны возможного разлива нефти с учетом его распространения по рельефу. Показано, что граница распространения возможного разлива нети находится на расстоянии ≈ 70 м до жилой застройки.

Приведены результаты расчетов площадей разлива для различных вариантов аварийной разгерметизации МН. При определении площадей принималось, что толщина разлива составляет 0.2 м при проливе на неспланированную грунтовую поверхность (Приложение 9 к Руководству по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов» [11]).

В табличном виде представлены результаты оценки количеств опасного вещества, участвующего в аварии и в создании поражающих факторов аварии. Указано, что при определении массы взрывоопасного облака ТВС принимались наихудшие условия рассеивания (скорость ветра на момент аварии составляет 1 м/с, класс устойчивости атмосферы F (инверсия), холмистая местность, тип подстилающей поверхности - грунт).

При оценке зон действия теплового излучения пожара пролива нефти использовались методики приведенные в «Методике определения расчетных величин пожарного риска на опасных производственных объектах» [10]. В табличном виде приведены основные результаты расчета зон действия поражающих факторов при пожаре пролива с указанием сценариев аварийной ситуации, площади и радиуса пролива, размеры зон теплового излучения с различными плотностями теплового потока. Из результатов расчетов видно, что в случае реализации максимальной гипотетической аварии интенсивность теплового излучения, безопасная для человека в брезентовой одежде (4.2 кВт/м²) наблюдается на расстоянии 71 м от границ возможного пожара. Для остальных аварийных ситуаций размер указанной зоны характеризуется существенно меньшими величинами.

При оценке зон воздействия избыточного давления взрыва использовалась методика, изложенная в руководстве по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» [8] и в «Методике определения расчетных величин пожарного риска на опасных производственных объектах» [10].

Приведены исходные предположения, используемые при расчете размеров зон поражения избыточным давлением взрыва (п. 12, 13 руководства по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» [8]).



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
 ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Инва. № подл.	Взам. инв. №
209377	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

В табличном виде приведены основные результаты расчета зон действия поражающих факторов при авариях со взрывом с указанием сценариев аварийной ситуации, характерных величин избыточных давлений и соответствующих им размеров зон.

Из результатов расчетов видно, что при всех сценариях аварийной ситуации избыточное давление взрыва оценивается величинами существенно меньшими 14 кПа.

В случае реализации максимальной гипотетической аварии размер зоны воздействия избыточного давления взрыва 2 кПа (частичное разрушение остекления) наблюдается на расстоянии до 280 м от эпицентра аварии. Для остальных аварийных ситуаций размер указанной зоны характеризуется существенно меньшими величинами.

Определены основные группы реципиентов негативного воздействия аварий на линейной части нефтепродуктопровода:

- персонал, обслуживающий реконструируемый участок МН «Грозный-Баку»;
- персонал, обслуживающий рядом расположенные линейные объекты (кабеля связи, ВЛ, нефтепровод, газопровод DN1200);
- население с. Бавтугай (участок 148.98-148.01 км (ПК0-ПК7+76);
- население с. Гельбах (участок 151 км);
- население с. Нижний Чирюрт (участок 151 км).

Рассчитаны условные вероятности нахождения различных групп реципиентов в зоне действия поражающих факторов аварий.

Проведена оценка взрывоустойчивости зданий жилого массива (с. Бавтугай). Показано, что максимальное давление взрыва в эпицентре потенциального взрыва составляет 6.91 кПа. В соответствии с Приложением 3 ФНИП «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» [5] указанного давления взрыва недостаточно даже для обеспечения легкой степени разрушения кирпичных зданий. При этом менее 5% населения, находящегося в зданиях, может получить легкие травмы от разрушения остекления (табл. 4 Приложения 3 ФНИП «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» [5]).

Показано, что жилая застройка с. Гельбах и с. Нижний Чирюрт находится вне зоны действия поражающих факторов рассмотренных аварий.

В табличном виде приведены результаты расчетов вероятности нахождения персонала и населения в зоне возможного поражения, а также результаты оценки ожидаемого количества пострадавшего персонала и населения при авариях на рассматриваемом объекте.



Инд. № подл.	209377
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

мом объекте. Из приведенных данных следует, что население близлежащих населенных пунктов не пострадает.

Приведены основные расчетные зависимости для определения материального ущерба аварии в соответствии с РД 03-496-02 [12]. Проведена оценка основных составляющих ущерба. В табличном виде представлены результаты расчетов материального ущерба при авариях на различных составляющих МН.

В табличном виде приведена статистика аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах ПАО «Транснефть». Показано, что частота аварийных ситуаций на МН и МН ПАО «Транснефть» соответствует величине $3.1E-05$ 1/(км·год).

Частоты аварийных ситуаций на рассматриваемых объектах определялись при помощи методик, изложенных в Приложениях 5,6 к Руководству по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов» [11].

В табличном виде приведены результаты бальной оценки удельной частоты разгерметизации МН для различных состояний объекта (наличие отступлений от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, реализация мероприятий, компенсирующих допущенные отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности).

Представлены результаты определения удельных вероятностей возникновения аварийных ситуаций.

Вероятности различных вариантов развития аварийных ситуаций (образование пролива с последующим пожаром пролива, образование пролива с последующей локализацией аварии.) определялись при помощи «дерева событий» [6, 11, 23]. «Дерево событий» построено в соответствии с Приложением 3 Руководства по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов» [11].

Условные вероятности возникновения источников зажигания оценивались с использованием данных, приведенных в Приложении 2 Методики определения расчетных величин пожарного риска на опасных производственных объектах [10].

В табличном виде приведены результаты оценки вероятностей различных исходов аварий на рассматриваемых участках для различных состояний объектов (наличие отступлений от требований федеральных норм и правил в области промышленной



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
 ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Изм. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



безопасности, реализация мероприятий, компенсирующих допущенные отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности). Результаты расчетов соответствуют представленным деревьям отказов.

Показано, что наиболее вероятным сценарием развития аварийной ситуации на рассматриваемых объектах является аварийная утечка нефти через дефектное отверстие с последующей локализацией и ликвидацией пролива. При этом возможен разлив нефти и нанесение ущерба окружающей природной среде (почве, атмосферному воздуху).

Приведены расчетные зависимости для оценки различных видов рисков гибели людей (потенциальный и индивидуальный риски) в соответствии с п. 61÷64 Руководства по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов» [11] п. 41, 42, 44 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» [6].

Условная вероятность гибели человека от теплового воздействия пожара, а также от воздействия избыточного давления взрыва рассчитывалась по соответствующим пробит-функциям [6, 8, 10].

Приведены результаты оценки условных вероятностей поражения различных групп реципиентов.

Произведена оценка потенциального, индивидуального и коллективного рисков для всех групп реципиентов при различных состояниях объекта (наличие отступлений от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, реализация мероприятий, компенсирующих допущенные отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности). Индивидуальный риск гибели различных групп реципиентов не превышает 2.19E-09 1/год (жители с. Бавтугай) ÷ 3.76E-08 1/год (обслуживающий персонал) при наличии отступлений от требований федеральных норм и правил и 3.64E-10 1/год (жители с. Бавтугай) ÷ 6.23E-09 1/год (обслуживающий персонал) при условии реализации компенсирующих мероприятий.

Определена степень опасности рассматриваемых участков МН. В соответствии с Приложением 3 к Руководству по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов» [11]. По



Индв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

критериям материального ущерба для рассматриваемых объектов установлена «средняя» степень опасности аварии.

В соответствии с указаниями Руководства по безопасности «Методика установления допустимого риска аварии при обосновании безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса» [25] с использованием всех необходимых коэффициентов установлены допустимые риски аварий:

- допустимый риск гибели персонала от поражающих факторов аварии – $9.2 \text{ E-}06$ 1/год;
- допустимый риск гибели населения от поражающих факторов аварии – $9.2 \text{ E-}08$ 1/год;
- допустимый риск случая возникновения аварии – $4.7\text{E-}05$ 1/(км*год).

Анализ опасностей отклонений технологических параметров от регламентных проводился с использованием «Метода анализа опасностей и работоспособности». Результаты проведенного анализа представлены в табличном виде. Рассмотрены различные виды отклонений технологических параметров (температура, давление, расход нефтепродукта и т.д.) с анализом возможных причин, последствий и указанием необходимых мер безопасности.

При проведении анализа рассмотрены три вида негативных последствий:

- нарушение безопасности (возникновение аварии с материальным);
- нанесение вреда окружающей среде;
- нарушение режима эксплуатации (остановка процесса транспорта, недопоставка продукции, экономические потери).

Рассмотрены различные группы отклонений:

- отклонение технологических параметров процесса транспорта;
- отказы оборудования, общих систем контроля и управления участком трубопровода, средств КИПиА;
- нарушение регламента технического обслуживания.

Анализ опасностей и работоспособности, проведенный в ОБ ОПО, выполнен в соответствии с п.4 Приложения 8 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» [6], Приложением 1 ФНИП «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» [5], ГОСТ Р 51901.11-2005 [26].



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Инд. № подл.	Взам. инв. №
209377	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

169

п.2.5 ОБ ОПО «Результаты идентификации опасности, в том числе по проведению анализа опасностей отклонения технологических параметров от регламентных»

В подразделе проведены результаты, проведенной идентификации опасности.

Приведено описание наиболее опасного и наиболее вероятного сценариев аварий для рассматриваемых объектов.

Показано, что на рассматриваемом участке МН наиболее опасным по последствиям сценарием аварийной ситуации, является авария, развивающаяся по сценарию С2.3 (пожар пролива при "гильотинном" разрыве проектируемого участка МН). При реализации данной аварии возможно наибольшее нанесение ущерба людским и материальным ресурсам, а также компонентам природной среды.

Наиболее вероятной аварийной ситуацией (вероятность реализации максимальна за определенный период времени), является авария, развивающаяся по сценарию С1.4 (разлив нефтепродукта с последующей локализацией и ликвидацией пролива при образовании свища). При реализации данной аварии возможно нанесение ущерба окружающей природной среде (загрязнение почвы, атмосферного воздуха).

Установлено, что существующие подземные коммуникации не получают повреждений при воздействии ударной волны при аварии на реконструируемом участке нефтепровода.

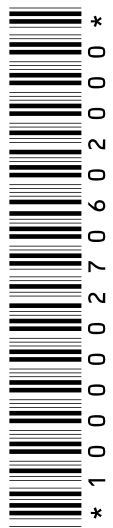
п.2.6 ОБ ОПО «Результаты оценки риска аварии и связанной с ней угрозы»

В разделе приведены ссылки на соответствующие разделы ОБ ОПО, содержащие результаты оценки показателей рисков.

Показано, что значения индивидуального риска гибели персонала объекта и жителей с. Бавтугай, с. Гельбах и с. Нижний Чирюрт при авариях на реконструируемых участках не превышают значения допустимого риска, определенные для соответствующей категории рискующих.

Социальный риск поражения людей на реконструируемых участках МН равен нулю, т.к. количество смертельно пораженных в результате аварии составляет менее десяти человек.

Сделан вывод о том, что предусмотренных компенсирующих мероприятий достаточно для снижения риска возникновения аварии на рассматриваемом участке «МН «Грозный-Баку».



* 1 0 0 0 0 0 2 7 0 6 0 2 0 0 0 0 *

Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Применяемые методы, стадии и подходы качественной и количественной оценки опасностей, описываемые в подразделах 2.1÷2.6 ОБ ОПО соответствуют мировой практике анализа риска ОПО и позволяют достаточно полно оценить уровни рисков при эксплуатации ОПО как при отступлении от требований федеральных норм и правил, так и с учетом реализации компенсирующих мероприятий.

п.2.7 ОБ ОПО «Перечень наиболее значимых факторов риска аварии на опасном производственном объекте и связанной с ней угрозы с учетом специфики конкретного опасного производственного объекта»

В подразделе приведен перечень и описание основных факторов риска аварии на опасном производственном объекте.

Раздел 2 ОБ ОПО «Результаты оценки риска аварии на опасном производственном объекте и связанной с ней угрозы» соответствует требованиям п. 9 ФНИП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4].

7.4.5. Раздел 3 ОБ ОПО «Условия безопасной эксплуатации»

п.3.1 ОБ ОПО «Сведения о режимах нормальной эксплуатации опасного производственного объекта с указанием предельных значений параметров эксплуатации»

В подразделе приведены краткие сведения о режимах нормальной эксплуатации опасного производственного объекта.

- пропускная способность – 7.6 млн.т/год;
- рабочее давление – 4.33 МПа;
- диаметр трубопровода – 720 мм;
- перекачиваемая среда – нефть;
- плотность нефти – 852-864 кг/м³;
- температура стенки нефтепровода – от +8°С до +24.6°С;
- тип изоляции – заводская полиэтиленовая.

Приведены дополнительные требования к прокладываемым МН на участке ненормативного сближения и прохождения трассы по землям населенных пунктов:



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

п.3.2 ОБ ОПО «Перечень организационных и технических мер безопасности (барьеров безопасности), включая сведения о технологических защитах, блокировках, автоматических регуляторах с установками срабатывания»

Раздел содержит подробный перечень и описание следующих решений:

- решения, направленные на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ;
- решения, направленные на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ;
- решения, направленные на обеспечение взрывопожаробезопасности;
- описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности;
- требования к квалификации персонала.

п.3.3 ОБ ОПО «Определение набора параметров и выбор основных показателей безопасной эксплуатации опасного производственного объекта»

Приведено описание набора параметров и основные показатели безопасной эксплуатации.

Основными показателями безопасной эксплуатации опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН» АО «Черномортранснефть» выбраны:

- допустимый риск случая возникновения аварии, км⁻¹·год⁻¹;
- допустимый риск гибели персонала от поражающих факторов аварии на реконструируемых участках, год⁻¹;
- допустимый риск гибели населения от поражающих факторов аварии на реконструируемых участках, год⁻¹.

п.3.4 ОБ ОПО «Оценка значений выбранных показателей до и после отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности»

В табличном виде приведены основные значения выбранных показателей до и после отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности на реконструируемых участках МН «Грозный-Баку».



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Индв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



* 1 0 0 0 0 0 2 7 0 6 0 2 0 0 0 *

п.3.5 ОБ ОПО «Сравнение значений выбранных показателей безопасной эксплуатации опасного производственного объекта с критериями обеспечения безопасной эксплуатации при отступлении от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности»

Проведено сравнение выбранных показателей безопасной эксплуатации опасного производственного объекта с критериями обеспечения безопасной эксплуатации при отступлении от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности.

Показано, что полученные значения показателей безопасной эксплуатации (индивидуальный риск гибели персонала и населения, удельная интенсивность возникновения аварии) не превышают установленных допустимых величин.

п.3.6 ОБ ОПО «Обоснование решения о безопасной эксплуатации опасного производственного объекта»

В разделе содержится вывод о том, что реализация компенсирующих мероприятий обеспечивает снижение значений интенсивности аварий и индивидуального риска ниже допустимых значений показателей риска.

Установлено, что интенсивность аварий на рассматриваемых участках МН «Грозный-Баку» снижается в связи с увеличением глубины залегания трубопровода, увеличением толщины стенки и заменой изношенного участка трубопровода на новый, с повышенными прочностными характеристиками

Раздел 3 ОБ ОПО «Условия безопасной эксплуатации опасного производственного объекта» соответствует требованиям п. 9 ФНИП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4].

7.4.6. Раздел 4. Требования к эксплуатации, капитальному ремонту, консервации и ликвидации опасного производственного объекта

п.4.1 ОБ ОПО «Требования промышленной безопасности, связанные с отступлениями от требований Федеральных норм и правил»

В подразделе приведен краткий перечень основных требований промышленной безопасности, связанных с отступлениями от требований федеральных норм и правил с учетом принятых к реализации компенсирующих мероприятий.



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Инв. № подл.	209377
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

173

п.4.2 ОБ ОПО «Перечень и обоснование достаточности мероприятий, компенсирующих отступления от требований Федеральных норм и правил»

Показано, что перечень и описание основных мероприятий, компенсирующих отступления от требований в области промышленной безопасности, приведены в разделе 1.7 ОБ ОПО.

Сделан вывод о том, что достаточность принятых мер безопасности и мероприятий, компенсирующих отступления, обоснована результатами:

- применения методологии идентификации опасностей и анализа риска;
- анализа опыта эксплуатации подобных объектов;
- анализа данных по расследованию причин возникновения аварий, инцидентов и несчастных случаев на ОПО «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН» АО «Черномортранснефть», а также аналогичных ОПО;
- анализа результатов осуществления производственного контроля, а также иных проверок в области промышленной безопасности;
- анализа результатов проверок государственными надзорными органами;
- оценки соответствия условий эксплуатации проектной документации

Раздел 4 ОБ ОПО «Требования к эксплуатации, капитальному ремонту, консервации и ликвидации опасного производственного объекта» соответствует требованиям п. 9 ФНИП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4].

7.5. Информация, приведенная в обосновании безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов» АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – I), по своей полноте и достоверности соответствует требованиям нормативно-правовых документов, регламентирующих разработку обоснования безопасности опасных производственных объектов.

7.6. Установлено, что принятые проектом компенсирующие мероприятия, достаточны для обеспечения приемлемого уровня безопасности при эксплуатации рассматриваемых объектов при прохождении по территориям населенных пунктов.



Инва. № подл.	209377
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



Экспертиза промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы
км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – I) 36

7.7. При проведении расчетов использовались допущения, приводящие к максимизации возможных последствий рассматриваемых аварийных ситуаций, т.н. «консервативная оценка».

7.8. По результатам проведения экспертизы промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов» АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – I) установлено:

- информация, представленная в обосновании безопасности, достоверна и приведена в объеме, достаточном для целей ОБ ОПО;
- объем и полнота мероприятий, компенсирующих отступления от норм и правил в области промышленной безопасности, достаточны для целей ОБ ОПО;
- результаты оценки риска аварий обоснованы;
- методы расчетов по оценке риска, а также применяемые физико-математические модели адекватны, результаты расчетов достоверны;
- факторы, влияющие на конечные результаты, учтены в полном объеме;
- при разработке ОБ ОПО учтен современный опыт эксплуатации ОПО;
- требования к эксплуатации опасного производственного объекта, установленные в обосновании безопасности, достаточны.

7.9. Разделы ОБ ОПО содержат достаточный объем сведений и соответствуют требованиям ФНИП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4].



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 175
1	-	Зам.	3612-19		10.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	
Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Экспертиза промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы
км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – 1) 37

8. ВЫВОДЫ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ

Обоснование безопасности опасного производственного объекта соответствует требованиям промышленной безопасности.

Эксперт:

Эксперт 1 категории Э5ОБ

(удостоверение №АЭ.16.00866.001)



А. Ю. Лихачев



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№дож	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

176

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ПРИ ЭКСПЕРТИЗЕ НОРМАТИВНЫХ ПРАВОВЫХ АКТОВ В ОБЛАСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

1. Федеральный закон № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». Принят Государственной думой 20.06.1997 г., Утвержден Президентом Российской Федерации 21.07.97 г., с Изменениями.
2. Федеральный закон №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». Принят Государственной Думой 4.07.08 г. Одобрен Советом Федерации 11 07.08 г., с Изменениями.
3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности». Утверждены Приказом Ростехнадзора от 14.11.2013 г. № 538.
4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта». Утверждены Приказом Ростехнадзора от 15.07.2013 г. № 306.
5. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств». Утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.03.2013 г. N 96.
6. 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. № 114.
7. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов». Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 06.11.2013 г. N 520.
8. Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей». Утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 31.03.2016 г. N 137.
9. Руководство по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ». Утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 20 апреля 2015 г. N 158.
10. «Методика определения расчетных величин пожарного риска на опасных производственных объектах». Утверждены Приказом Министерства РФ по делам гражд-



Инд. № подл.	209377
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



данской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий от 10.07.09 № 404:

11. Руководство по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов». Утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 17.06.2016 г. N 228.
12. РД 03-496-02 «Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах». Утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 29.10.02 N 63.
13. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.
14. ГОСТ Р. 12.3.047-2012. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
15. Защита объектов народного хозяйства от оружия массового поражения: Справочник / Г.П. Демиденко, Е.П. Кузьменко, П.П. Орлов; Под ред. Г.П. Демиденко. Киев: Высш. шк., 1989. 287 с.
16. Е. Дж. Хенли, Х. Кумамото. Надежность технических систем и оценка риска. Пер. с англ. Под ред. В.С. Сыромятникова.
17. Международный стандарт МЭК 1025, 1990г. Анализ диагностического дерева отказов (FTA).
18. Международный стандарт МЭК 812, 1985г. Техника анализа надежности систем. Метод анализа вида и последствий отказов (FMEA).
19. ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике. Основные понятия, термины и определения.
20. Справочник по надежности. Пер. с англ. Под ред. Б.Р.Левина. В 3-х томах. М.:Мир, 1969.
21. ГОСТ Р 51901-2002. Управление надежностью. Анализ риска технологических систем.
22. ГОСТ Р 54142-2010. Менеджмент рисков. Руководство по применению организационных мер безопасности и оценки рисков. Методология построения универсального дерева событий.



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
 ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Инд. № подл.	Взам. инв. №
209377	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

178

Экспертиза промышленной безопасности обоснования безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого Районного Управления магистральных нефтепроводов»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы
км. 148.98-148.01. DN700. (рег. № А30-00162-0001, класс опасности – 1) 40

23. Белов П.Г. Системный анализ и моделирование опасных процессов в техносфере: Учеб. пособие для студентов высших учебных заведений. – М.: Издательский центр «Академия», 2003. – 512 с.
24. Горский В.Г., Моткин Г.А., Петрунин В.А., Терещенко Г.Ф., Шаталов А.А., Швецова-Шиловская Т.Н. Научно-методические аспекты анализа аварийного риска. — М.: Экономика и информатика, 2002. –260 с.
25. Руководство по безопасности «Методика установления допустимого риска аварии при обосновании безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса». магистральных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 23 августа 2016 г №349.
26. ГОСТ Р 51901.11-2005 (МЭК 61882:2001). Менеджмент риска. Исследование опасности и работоспособности. Прикладное руководство



УРАЛПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Инва. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

179



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«АКЦИОНЕРНАЯ КОМПАНИЯ ПО ТРАНСПОРТУ НЕФТИ «ТРАНСНЕФТЬ»

ФИЛИАЛ «КРАСНОДАРГИПРОТРУБОПРОВОД»

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ИНСТИТУТ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

УТВЕРЖДАЮ



Генеральный директор
АО «Черномортранснефть»

А.В. Зленко

2017 г.

**ОБОСНОВАНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ
ОПАСНОГО ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА
«УЧАСТОК МАГИСТРАЛЬНОГО
НЕФТЕПРОВОДА ТИХОРЕЦКОГО РАЙОННОГО УПРАВЛЕНИЯ
МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ» АО «ЧЕРНОМОРТРАНСНЕФТЬ».
В ЧАСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ
УЧАСТКА «МН «ГРОЗНЫЙ-БАКУ». УЧАСТОК КМ. 201-144. ЗАМЕНА ТРУБЫ
КМ. 148,98-148,01. DN 700»**

Рег. №: А30-00162-0001

Класс опасности: I

Адрес: Российская Федерация, Республика Дагестан

Разработано:

Главный инженер филиала
«Краснодаргипротрубопровод»

Е.П. Близниченко

М.П.

Краснодар 2017

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопровод»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

Содержание

1	Общие требования.....	5
1.1	Наименование и место нахождения ОПО.....	5
1.2	Сведения о генеральном заказчике (застройщике), генеральной проектной организации, разработчике обоснования безопасности.....	5
1.3	Область применения.....	6
1.4	Термины и определения.....	8
1.5	Обозначения и сокращения.....	10
1.6	Описание ОПО и условий его строительства и эксплуатации, в том числе общая характеристика технологических процессов и описание решений, направленных на обеспечение их безопасности.....	10
1.7	Перечень отступлений от требований ФНП в области промышленной безопасности, содержащий обоснование их необходимости и достаточности принятых мер, а также перечень мероприятий, компенсирующих эти отступления, или недостающие требования промышленной безопасности для данного ОПО.....	21
2	Результаты оценки риска аварии на ОПО и связанной с ней угрозы.....	27
2.1	Описание методологии анализа опасностей и оценки риска аварии и связанной с ней угрозы, исходные предположения для проведения анализа риска аварии и связанной с ней угрозы.....	27
2.2	Описание метода анализа условий безопасной эксплуатации.....	31
2.3	Исходные данные и их источники, в том числе данные по аварийности и надежности.....	31
2.4	Анализ опасностей отклонений технологических параметров от регламентных.....	31
2.5	Результаты идентификации опасности, в том числе по проведению анализа опасностей отклонений технологических параметров от регламентных.....	83
2.6	Результаты оценки риска аварии и связанной с ней угрозы.....	83
2.7	Перечень наиболее значимых факторов риска аварии на ОПО и связанной с ней угрозы с учетом специфики конкретного ОПО.....	84
3	Условия безопасной эксплуатации.....	85
3.1	Сведения о режимах нормальной эксплуатации с указанием предельных значений параметров эксплуатации.....	85
3.2	Перечень организационных и технических мер безопасности (барьеров безопасности), включая сведения о технологических защитах, автоматических регуляторах с установками срабатывания, перечень систем противоаварийной автоматической защиты, контролируемые ими параметры, установки срабатывания систем противоаварийной автоматической защиты; требования к квалификации персонала.....	86
3.2.1	Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ.....	86
3.2.2	Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ.....	87
3.2.3	Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности.....	89
3.2.4	Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности.....	90

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

3

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

181



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

3.2.5	Требования к квалификации персонала.....	92
3.3	Определение набора параметров и выбор основных показателей безопасной эксплуатации	97
3.4	Оценка значений выбранных показателей до и после отступлений от требований ФНП в области промышленной безопасности.....	97
3.5	Сравнение значений выбранных показателей безопасной эксплуатации с критериями обеспечения безопасной эксплуатации при отступлении от требований ФНП в области промышленной безопасности.....	97
3.6	Обоснование решения о безопасной эксплуатации.....	98
4	Требования к эксплуатации, капитальному ремонту, консервации и ликвидации «ОПО «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого районного управления магистральных нефтепроводов» АО «Черномортранснефть»	99
4.1	Требования промышленной безопасности, связанные с отступлениями от требований ФНП в области промышленной безопасности, их недостаточностью или отсутствием.....	99
4.2	Перечень и обоснование достаточности мероприятий, компенсирующих отступления от требований ФНП в области промышленной безопасности.....	100
	Приложение 1 Перечень источников.....	101
	Приложение 2 Копия выписки из реестра членов саморегулируемой организации	104
	Приложение 3 Схема продольного профиля, технологическая схема и ситуационный план линейной части МН «Грозный-Баку, 144-226 км» с указанием рассматриваемого участка	
	Приложение 4 Технологическая схема участка МН «Грозный-Баку, км. 148,98-148,01»	107
	Приложение 5 Ситуационный план с указанием распределения потенциального территориального риска гибели людей при реализации наиболее опасной аварии на реконструируемом участке нефтепровода	108

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргазотрубопровод»

4

Изм. № подл.	209377	Подп. и дата	Взам. инв. №	
1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ				Лист
				182



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»*

1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

1.1 Наименование и место нахождения ОПО

Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН» АО «Черномортранснефть» в части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700» (далее — Обоснование безопасности) разработано для опасного производственного объекта (далее — ОПО) объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН» АО «Черномортранснефть» АО «Черномортранснефть».

Регистрационный номер ОПО: А30-00162-0001, I класс опасности, находится по адресу: Российская Федерация, Республика Дагестан.

1.2. Сведения о генеральном заказчике (застройщике), генеральной проектной организации, разработчике обоснования безопасности

Генеральный заказчик (застройщик):

Акционерное общество «Черномортранснефть» (АО «Черномортранснефть»).

ИНН: 2315072242.

ОГРН 1022302384136

Почтовый адрес: 353911, Краснодарский край, г.Новороссийск, Шесхарис-11.

Тел./Факс: +7 (8617) 25-25-13 / +7 (8617) 25-14-01.

E-mail: toagu@nvr.oilnet.ru.

Генеральный директор: Зленко Александр Владимирович.

Генеральная проектная организация:

Акционерное общество «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» (АО «Гипротрубопровод»).

ИНН: 7710022410.

ОГРН 1027700002660

Адрес: Россия, 119334, г. Москва, ул. Вавилова, д. 24, корп. 1.

Тел.: (495) 950-86-50, факс: (495) 950-87-56.

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

Генеральный директор – Горохов Александр Владимирович.

Разработчик Обоснования безопасности:

Акционерное общество «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» (АО «Гипротрубопровод»).

ИНН: 7710022410.

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

5

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 183
1	-	Зам.	3612-19		10.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»*

Адрес: Россия, 119334, г. Москва, ул. Вавилова, д. 24, корп. 1.
Тел.: (495) 950-86-50, факс: (495) 950-87-56.
E-mail: gtp@gtp.transneft.ru.
Генеральный директор – Горохов Александр Владимирович.
Филиал «Краснодаргипротрубопровод»
Юридический адрес: 350020, РФ, г. Краснодар, ул. Раппаппелевская, д.179/1.
ИНН 7710022410.
ОГРН 1027700002660
Телефон: 8(861) 216-59-60.
Директор – Саенко Алексей Геннадьевич.

Выписка из реестра членов саморегулируемой организации Союз "Проектировщики нефтегазовой отрасли" ("Союзнефтегазпроект") № 001-011117-005 от 01.11.2017 г. приведена в приложении 2 Обоснования безопасности.

1.3. Область применения

Настоящее Обоснование безопасности ОПО «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН» АО «Черномортранснефть» в части реконструкции участка «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700», разработано в соответствии с пунктом 4 статьи 3 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» /1/ и требованием п. 12 ФНП «Правила безопасности опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» /4/.

В соответствии с п. 12 ФНП «Правила безопасности опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» /4/: «При отсутствии установленных требований по безопасным расстояниям или невозможности их соблюдения эти требования должны быть определены в обосновании безопасности опасного производственного объекта».

Положениями п. 13 и п. 14 ФНП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» /3/ допускается разработка Обоснования безопасности не только на опасный производственный объект в целом, но и на его составляющие.

Согласно п. 17 ФНП «Правила безопасности опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» /4/: «В составе ОПО МТ должны быть определены наиболее опасные участки (участки, расположенные вблизи населенных пунктов; переходы через автомобильные и железные дороги; переходы через естественные и искусственные водные объекты; участки, проходящие в особых природных условиях и по землям особо охраняемых природных территорий; участки высокой и повышенной коррозионной опасности), по которым проектной документацией должны быть предусмотрены дополнительные меры, направленные на снижение риска аварий». Наиболее опасные участки реконструкции:

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

6

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 184			
			1	-	Зам.	3612-19		10.19		
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Лист 184



**Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»**

- участок 148,98-148,01 (ПК0-ПК3+36), который проходит в черте с. Бавтугай, а также на расстоянии менее 150 м от проектной границы с. Бавтугай;

- участок 148,98-148,01 (ПК1+21-ПК7+76), который проходит на расстоянии менее 500 м от границ населенного пункта с. Бавтугай (невозможность размещения защитных сооружений (амбаров, валов, канав и т.д.);

- участок замены 2-х вантузов на УЗА №151/1 на 151 км, который проходит в черте с. Нижний Чирюрт и с.Гельбах.

Для данных участков реконструкции разработаны «Специальные технические условия на проектирование объекта «МН «Грозный-Баку». Участок км.201-144. Замена трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция».

В соответствии с п. 4 статьи 3 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» /1/ АО «Черномортранснефть» принято решение о разработке Обоснования безопасности ОПО «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН» АО «Черномортранснефть» в рамках проекта ««МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция».

Настоящее Обоснование Безопасности содержит отсутствующие (новые) требования в области промышленной безопасности, приведенные в разделе 1.7 настоящего документа, и распространяется на входящий в состав ОПО «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН» АО «Черномортранснефть» МН «Грозный-Баку» (участок 148,98-148,01 км).

Настоящее Обоснование безопасности разработано в рамках подготовки проектной документации по объекту «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция» и содержит отсутствующие (новые) требования в области промышленной безопасности, приведенные в разделе 1.7 настоящего документа. Данное Обоснование безопасности распространяется на участок реконструкции МН «Грозный-Баку», входящий в состав ОПО «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН» АО «Черномортранснефть» проходящий по территории и на ненормативном сближении с населенными пунктами с.Бавтугай, с.Нижний Чирюрт, с.Гельбах.

Настоящее Обоснование безопасности подлежит применению по назначению после проведения экспертизы промышленной безопасности и внесения заключения экспертизы промышленной безопасности в Реестр заключений экспертизы промышленной безопасности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (далее – Ростехнадзор), а также реализации мер безопасности указанных в настоящем документе.

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

7

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 185
1	-	Зам.	3612-19		10.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

1.4. Термины и определения

Авария	Разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.
Анализ риска	Метод идентификации опасностей и оценка риска аварии на ОПО для отдельных лиц или групп людей, имущества или окружающей природной среды.
Внутритрубная диагностика	Комплекс работ, обеспечивающий получение информации о дефектах, сварных швах, особенностях трубопровода и их местоположении с использованием внутритрубных инспекционных приборов, в которых реализованы различные виды неразрушающего контроля, для выявления на основе этой информации наличия и характера дефектов.
Идентификация опасностей аварии на ОПО	Процесс выявления и признания, что опасности аварии на опасном производственном объекте существуют и определения их характеристик.
Категория трубопровода	Для МН категория трубопровода или его участка, которая соответствует таблице 1 СП 36.13330.2012 /9/.
Недопустимые дефекты	Дефекты, которые в техническом отчете по результатам ВТД МНПП оценены как дефекты, подлежащие незамедлительному ремонту согласно ГОСТ 31447-2012.
Обоснование безопасности	Документ, содержащий сведения о результатах оценки риска аварии на ОПО и связанной с ней угрозы, условия безопасной эксплуатации опасного производственного объекта, требования к эксплуатации, капитальному ремонту, консервации и ликвидации ОПО.
Опасный производственный объект	Предприятия или их цехи, участки, площадки, а также иные производственные объекты, указанные в Приложении 1 к Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» /1/.
Оценка риска аварии на опасных производственных объектах	Процесс, используемый для определения вероятности (или частоты) и степени тяжести последствий реализации опасностей аварии для здоровья человека, имущества и (или) окружающей среды. Оценка риска включает анализ вероятности (или частоты), анализ последствий и их сочетания.

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

8

Взам. инв. №						
Подп. и дата						
Инв. № подл.	209377					
1	-	Зам.	3612-19	10.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись		Дата



Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН» АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

Приемлемый (допустимый) риск аварии	Совокупность значений показателей и признаков опасности аварии, воспринимаемых рискующими в качестве их допустимой нормы. Первоначальной количественной оценкой приемлемого риска служат значения фонового риска аварии для различных отраслей промышленности и транспорта.
Промышленная безопасность	Состояние защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на опасных производственных объектах и последствий указанных аварий.
Риск аварии	Мера опасности, характеризующая возможность возникновения аварии на опасном производственном объекте и тяжесть ее последствий.
Риск аварии на опасном производственном объекте до отступления от требований ФНП (R _р)	Значение риска аварии, оцененное для опасного производственного объекта в условиях соблюдения на объекте требований, установленных в ФНП в области промышленной безопасности
Риск аварии на опасном производственном объекте до отступления от требований ФНП (R _{об})	Значение риска аварии, оцененное для опасного производственного объекта в условиях реализации отступлений от требований, установленных в ФНП в области промышленной безопасности и компенсирующих мер безопасности
Техническое диагностирование	Комплекс мероприятий по определению технического состояния трубопровода и защитного футляра на заданном участке трассы, характера, места обнаруженных дефектов и предоставлению данных для последующего анализа с целью определения причин возникновения дефектов, назначения ремонта и/или установления срока безопасной эксплуатации трубопровода до проведения очередного комплекса таких мероприятий по ГОСТ Р 54907-2012
Фоновый риск аварии на опасном производственном объекте нефтегазового комплекса (R _ф)	Значение риска аварии, определенное на основании статистических данных об авариях и инцидентах на рассматриваемом объекте за последние 3-5 лет, либо оценка соответствующего значения R _р , R _{нг} , R _{гп} в установленном порядке

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» филиал «Краснодаргазотрубопровод»

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН» АО «Черномортранснефт». В части реконструкции участка МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

Фоновый риск аварии на опасном производственном объекте нефтегазового комплекса (R_{фг}) Значение риска аварии, определенное на основании статистических данных Ростехнадзора об аварийности и травматизме за последние 3-5 лет

1.5. Обозначения и сокращения

- АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом
ВИК – визуальный и измерительный контроль
ВЛ – воздушные линии электропередачи
ГПС – головная перекачивающая станция
МДП – местный диспетчерский пункт
МН – магистральный нефтепровод
МНПП – магистральный нефтепродуктопровод
НПС – нефтеперекачивающая станция
ОПО – опасный производственный объект
ПДК – предельно допустимые концентрации
ПНБ – перевалочная нефтебаза
ПГО – подвижная группа охраны
ПКУ – пункт контроля и управления
РДП – региональный диспетчерский пункт
РУМН – районное управление магистральных нефтепроводов
САР – система автоматического регулирования
СДКУ – система диспетчерского контроля и управления
СОД – система очистки и диагностики
СТУ – специальные технические условия
ТДП – территориальный диспетчерский пункт
УЗА – узел запорной арматуры
ФНП – Федеральные нормы и правила
ЦРС – центральная ремонтная служба

1.6. Описание опасного производственного объекта и условий его строительства и эксплуатации, в том числе общая характеристика технологических процессов и описание решений, направленных на обеспечение их безопасности

1.6.1 Реконструируемый участок МН "Грозный-Баку, 148,98-148,01 км" входит в состав опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» филиал «Краснодаргазотрубопровод» 10

Table with 2 columns: Взам. инв. №, Подп. и дата, Инв. № подл. 209377

Table with 6 columns: Изм., Колуч., Лист, № док., Подпись, Дата. Values: 1, -, Зам., 3612-19, 10.19

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



**Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»**

Тихорецкого районного управления магистральных нефтепроводов» (регистрационный номер в государственном реестре ОПО – А30-00162-0001) АО «Черномортранснефть».

МН «Грозный-Баку» предназначен для перекачки нефти от НПС «Самур» (352 км) до НПС «Сулак» (144 км) под действием давления, развиваемого насосными агрегатами.

Ближайшие к реконструируемому участку существующие узлы запорной арматуры располагаются на км 144 - №144-1 и на км 151 - №151-1.

Основные характеристики МН «Грозный-Баку»:

- пропускная способность – 7,6 млн.т/год;
- рабочее давление – 4,33 МПа;
- диаметр трубопровода – 720 мм;
- перекачиваемая среда – нефть;
- плотность нефти – 852-864 кг/м³;
- температура стенки нефтепровода – от +8°С до +24,6°С;
- тип изоляции - заводская полиэтиленовая.

Схема продольного профиля линейной части МН «Грозный-Баку, 144-226 км» с указанием рассматриваемого участка представлена в приложении 3.

Технологическая схема участка МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01» представлена в приложении 4.

1.6.2 В соответствии с заданием на проектирование № ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15 по объекту «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция», входящего в состав ОПО, на участке реконструкции будет производиться:

- замена магистрального нефтепровода (далее МН) «Грозный-Баку» на участке 148,98-148,01 км от ПК0+00 до ПК17+52 протяженностью – 1787,5 м (с учетом удлинения на рельеф 35,5 м);
- замена вантузного узла №В146/1 на 146 км с обустройством колодца КВГ;
- переоборудование УЗА №151/1 на км 151, включающее в себя вырезку катушек до и после УЗА с существующими вантузами, замена колодцев КИП на герметичные (2 шт.) с монтажом отборов давления (2 шт.), а также монтаж вантузов (2 шт.) в колодцах КВГ (2 шт.);
- гидроиспытание построенного участка;
- проведение профилометрии построенного участка;
- очистка и опорожнение трубопровода от воды;
- установка маркерных пунктов и опознавательных знаков;
- опорожнение замененного участка трубопровода от продукта;
- установка щита-указателя и обустройство окошки на реперах;
- выведение из эксплуатации заменяемого МН «Грозный-Баку» на участке км.148,98-148,01, протяженностью – 1684,5 м.

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

11

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 189
			1	-	Зам.	3612-19	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

В таблице 1 представлены сведения по реконструируемому участку МН «Грозный-Баку».

Таблица 1 - Сведения по реконструируемому участку МН «Грозный-Баку».

Наименование оборудования, материал	Кол-во, шт. (м)	Расположение	Назначение	Количество опасного вещества, т	Технические характеристики
Проектируемый участок МН "Грозный-Баку, км. 148,98-148,01"					
Трубопровод Материал: сталь	1787,5	Кизилюртовский район Республики Дагестан	Транспортирование нефти	593,450	Д=720 мм; Р _{проект} = 4,33 МПа

Техническая характеристика вспомогательного оборудования рассматриваемого участка МН «Грозный-Баку» приведена в таблице 2.

Таблица 2 - Техническая характеристика вспомогательного оборудования

УЗА на км 151 МН «Грозный-Баку»	
Вантуз с условным проходом DN150 узла линейной задвижки (2 шт.)	
- марка	ВАНТУЗ-720-(13К56)-150-6,3-С-У1
- номинальное давление	PN 6,3 МПа
- тип соединения с трубопроводом	Под приварку
- исполнение по сейсмичности	В сейсмостойком исполнении С
- климатическое исполнение	У1
Колодцы (2 шт.) КВГ для установки вантузов на трубопроводе диаметром 720 мм с заводской изоляцией и с заводской внутренней изоляцией	
- марка	КТ-720-Н1100-СЛ-КИП7-М6,0-С-УХЛ1
Вантуз на км 146 МН «Грозный-Баку»	
- марка	ВАНТУЗ-720-(8К56)-150-6,3-С-У1
- номинальное давление	PN 6,3 МПа
- тип соединения с трубопроводом	Под приварку
- исполнение по сейсмичности	В сейсмостойком исполнении С
- климатическое исполнение	У1
Колодец (1 шт.) КВГ для установки вантузов на трубопроводе диаметром 720 мм с заводской изоляцией и с заводской внутренней изоляцией	
- марка	КВГ-720-С-УХЛ1

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

12

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

190



Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН» АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

Опасным веществом, обращающимся на реконструируемом участке МН "Грозный-Баку, 148,98-148,01" является нефть. Нефть - это легко воспламеняющаяся жидкость, представляющая собой смесь углеводородов различного состава, содержащая также сернистые, азотистые, кислородные и другие соединения. В воде нефть практически не растворима.

Сведения о степени опасности и характере воздействия нефти на организм человека и окружающую среду, в том числе при возникновении аварии приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Сведения о степени опасности и характере воздействия нефти на организм человека и окружающую среду, в том числе при возникновении аварии

Наименование опасного вещества	Степень опасности и характер воздействия вещества на организм человека и окружающую среду, в том числе при возникновении аварии
Нефть	<p>Нефть представляет собой маслянистую жидкость от светло-бурого до черного цвета с характерным запахом. Основными компонентами нефти являются углеводороды (алканы, циклоалканы, арены и углеводороды смешанного строения), кислородсодержащие, сернистые, азотистые соединения, смолисто-асфальтовые вещества и минеральные компоненты.</p> <p>Нефть относится к горючим жидкостям, температура вспышки не менее -35 °С, температура самовоспламенения не менее 250 °С, концентрационные пределы воспламенения паров нефти в смеси с воздухом составляют 1,1÷1,26...6,5 %.</p> <p>Вследствие высокой взрывопожароопасности, все операции с нефтью, а также все работы в пределах зон опасности следует производить при строгом соблюдении требований промышленной, пожарной и электробезопасности.</p> <p>По степени воздействия на организм человека нефть относят к 3-му классу опасности при перекачке и отборе проб (ПДК аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны - не более 10 мг/м³), к 4-му классу опасности при хранении и лабораторных испытаниях (ПДК по углеводородам алифатическим предельным C1÷C10 в пересчете на углерод - не более 900/300 мг/м³), ко 2-му классу опасности при содержании в нефти сероводорода (дигидросульфида) с массовой долей более 20 млн⁻¹ (ПДК сероводорода (дигидросульфида) в смеси с углеводородами C1÷C5 - не более 3 мг/м³). Пары нефти оказывают наркотическое воздействие на организм человека, действуют на центральную нервную систему, сердечнососудистую систему и кроветворные органы. Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния. Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок. При образовании и взрыве паровоздушных смесей поражающими факторами для людей являются поражение ударной волной и получение травм различной степени тяжести, при пожаре – ожоги, отравления токсичными продуктами горения и термического разложения.</p> <p>Негативное воздействие нефти на окружающую среду проявляется в загрязнении атмосферы, почвы и грунтов, подземных и поверхностных вод. Взаимодействие летучих углеводородов, входящих в состав нефти, окислов азота и ультрафиолетового излучения приводит к фотохимическому загрязнению атмосферы и повреждению растительности. Попадание нефти на почву и в водные объекты приводит к снижению продуктивности почв, потере потребительских свойств воды, гибели флоры и фауны.</p>

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» филиал «Краснодаргипротрубопровод»

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН» АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

1.6.3 В административном отношении реконструируемый участок МН «Грозный-Баку, км. 148,98-148,01» расположен в Республике Дагестан, Кизилортовский район. Обзорная схема участка реконструкции приведена на рисунке 1.

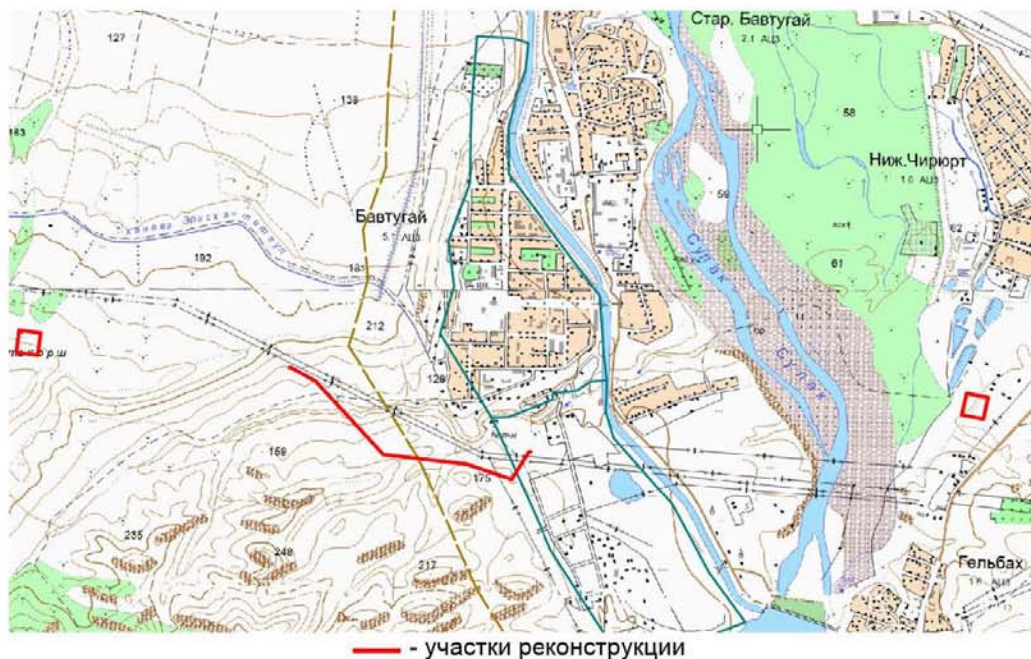


Рисунок 1 – Обзорная схема участков реконструкции

Климат района континентальный. По климатическому районированию для строительства район относится к подрайону Ш-Б.

Среднегодовая температура воздуха составляет 10,2 °С. Максимальная температура приходится на июль-август месяцы, и достигают 40,6 °С, минимальная температура отмечается в феврале месяце и составляет минус 28,1 °С.

На территории участка реконструкции 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 – Ш (неподтопленные);
- район по условиям развития процесса – Ш-А (неподтопляемые в силу геологических, гидрогеологических, топографических и других естественных причин);

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» филиал «Краснодаргипротрубопровод»

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата



Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН» АО «Черномортранснефт». В части реконструкции участка МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

- участок по времени развития процесса – III-A-1 (подтопление отсутствует и не прогнозируется в будущем).

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;
- 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.

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.

Сейсмичность территории по карте ОСР-2015-В составляет 9 баллов.

1.6.4 Магистральный нефтепровод «Грозный-Баку» относится к классу сооружений КС-3 (согласно ГОСТ 27751-2014) с повышенным уровнем ответственности.

В соответствии с требованиями с п. 6 СП 36.13330.2012 реконструируемый участок МН «Грозный-Баку» DN700 относится к II классу.

Укладка участка нефтепровода на всём протяжении подземная в существующем техническом коридоре в отдельной траншее.

Категории магистрального трубопровода и его участков назначены в соответствии с табл. 2 и 3 СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы», табл. 7.4 и 7.5 РД-24.040.00-КТН-062-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти (нефтепродуктов) и нефтепродуктов. Магистральные нефтепродуктопроводы. Нормы проектирования».

Для строительства нефтепровода принято:

- для участка км.148,98-148,01 от ПК 0+00 до ПК 3+36 и участков замены вантузов на 151 км, попадающих под действие специальных технических условий категории "В" принята труба электросварная прямошовная, диаметром 720 мм толщиной стенки 13 мм, класса прочности К56, второго уровня качества соответствующая требованиям ОТТ-23.040.00-КТН-135-15;
- на участке км.148,98-148,01 прокладки В категории от ПК 3+36 до ПК 7+76 принята труба электросварная прямошовная, диаметром 720 мм толщиной стенки 8 мм, класса прочности К56, второго уровня качества соответствующая требованиям ОТТ-23.040.00-КТН-135-15;
- на участке км.148,98-148,01 прокладки II категории от ПК 7+76 до ПК 17+52 и участка замены вантуза на 146 км принята труба электросварная прямошовная, диаметром 720 мм толщиной стенки 8 мм, класса прочности К56, второго уровня качества соответствующая требованиям ОТТ-23.040.00-КТН-135-15.

Величина заглубления нефтепродуктопровода принята в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012, СП 86.13330.2014, РД-24.040.00-КТН-062-14 на землях

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» филиал «Краснодаргипротрубопровод»

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»*

несельскохозяйственного назначения - не менее 0,8 м, на пахотных и орошаемых землях - не менее 1,0 м при пересечении пересыхающего ручья траншейным методом – не менее 1,0 м от дна водотока и не менее 1,0 м от предельного профиля размыва дна с учетом балластирующего устройства.

Также предусмотрено увеличение глубины до верха трубы на участке км.148,98-148,01 (ПК0+00-ПК7+76) - не менее 1,2 м и на УЗА №151/1 - не менее 1,2 м.

1.6.5 При переходе через полевые дороги предусмотрена подземная прокладка трубопровода открытым способом с устройством переездов.

При переходе 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 (предусмотрен допуск не менее +5 см согласно п.17.6.3 СП 86.13330.2014), а в выемках и на нулевых отметках — не менее 1,0 м;
- засыпка трубопровода последовательно в пределах насыпи дороги, а затем по всей его длине;
- уплотнение грунта за пределами земляной насыпи дороги под трубопроводом в границах перехода до величины не менее 0,9 естественной плотности грунта;
- уплотнение грунта рабочего слоя автодороги в соответствии с требованиями СП 34.13330.2012.

– 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.

1.6.6 Обозначение линейной части нефтепровода информационными, опознавательными и пр. знаками выполнено в соответствии с требованиями ОР-23.040.00-КТН-128-15, РД-01.075.00-КТН-186-16.

Трасса нефтепровода на местности обозначается километровыми и опознавательными знаками со щитами-указателями. Опознавательные знаки устанавливаются в пределах прямой видимости, но не реже, чем через 500 м, и на углах поворота. На участке прохождения нефтепровода ПК0+00-ПК3+36 по территории населенного пункта опознавательные знаки необходимо установить не реже чем через 100 м.

При пересечении с подземными коммуникациями трасса магистрального трубопровода обозначается щитами указателями «Землю не копать» и знаком «Пересечение коммуникаций» с указанием охранной зоны нефтепровода, устанавливаемые по обе стороны пересечения на оси пересекаемой коммуникации на границе охранной зоны магистрального трубопровода (25 м от пересечения), а также устанавливаемый в 2 м от оси коммуникации и от оси нефтепровода опознавательный знак "Охранная зона магистрального нефтепровода".

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

16

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 194		
			1	-	Зам.	3612-19		10.19	
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



**Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»**

Необходимо обозначить трассу нефтепровода опознавательными знаками высотой от 1,5 до 2 м с табличками для указания фактической глубины заложения коммуникаций в количестве предусмотренных проектом пересечений и необходимым для обозначения трассы действующих МН и коммуникаций связи.

Информационные, опознавательные и предупреждающие знаки со щитами-указателями необходимо изготовить в заводских условиях из треугольного высокопрочного пластикового профиля.

1.6.7 Строительство трубопровода на участках переходов подземных коммуникаций, выполняется открытым способом.

При переходе трубопровода через подземные коммуникации соблюдены следующие условия:

- в соответствии с СП 36.13330.2012, РД-24.040.00-КТН-062-14 минимально допустимое расстояние в свету между реконструируемым нефтепроводом и пересекаемыми подземными кабелями и силовыми кабелями напряжением до 35 кВ должно составлять не менее 0,5 м;
- при пересечении кабель вскрывается на величину, позволяющую свободно заключить его в защитный футляр из двух швеллеров;
- в соответствии с СП 36.13330.2012, РД-24.040.00-КТН-062-14 минимально допустимое расстояние в свету между реконструируемым нефтепроводом и пересекаемыми трубопроводами должно составлять не менее 0,6 м, а угол пересечения не менее 60 °;
- все земляные работы в месте пересечения производятся вручную;
- способ прокладки нефтепровода при пересечении с существующими подземными коммуникациями – протаскиванием с предварительной футеровкой деревянной рейкой.

В таблице 4 представлена краткая характеристика пересечений МН подземных коммуникаций.

Таблица 4 - Краткая характеристика пересечений МН подземных коммуникаций

№ п/п	Пикетное значение	Угол пересечения	Наименование, назначение	Организация (наименование и адрес)	Материал трубы, диаметр
1	0+21.3	60*	кабель связи МКБ 4*4*1,2	АО «Связьтранснефть» Северо-Кавказкое ПТУС, РФ, 353911, Краснодарский край, г. Новороссийск, ул. Волочаевская, 124, тел.: 8 (8617)60-30-57	гл.0.8
2	1+48.5	60	газопровод «Моздок-Казимагомед» в.д.	ООО «Газпром трансгаз Махачкала» РФ, 367030, Республика Дагестан, г. Махачкала, ул. О. Булача, тел.: 8 (8722)51-93-43	ст.1200 гл.1.0
3	1+54.5	60	кабель связи 2МКБ4*4*1,2	ООО «Газпром трансгаз Махачкала» 367030, Республика Дагестан, г. Махачкала, ул. О. Булача, тел.: 8 (8722)51-93-43	гл.0.8

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

17

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

195



Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН» АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

№ п/п	Пикетное значение	Угол пересечения	Наименование, назначение	Организация (наименование и адрес)	Материал трубы, диаметр
4	17+31.0	32*	кабель связи МКБ 4*4*1,2	АО «Черномортранснефть» 353911, РФ, Краснодарский край, г. Новоросийск, Шехарис, тел.: 8 (8617) 60-34-51	гл. 0.8

1.6.8 Величина заглубления нефтепровода принята в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012, СП 86.13330.2014, РД-24.040.00-КТН-062-14 при пересечении пересыхающих ручьев траншейным методом – не менее 1,0 м от дна и не менее 1,0 м от предельного профиля размыва дна с учетом балластирующего устройства.

Ширина траншеи по дну принята:

- 3,1 м на участках подводной траншеи по дну с учетом применения балластирующих устройств, технологии разработки траншеи, гидрологического режима реки, способа укладки трубопровода в соответствии с п. 3.1 ВСН 010-88 и п. 7.3 РД-75.200.00-КТН-012-14.

Балластировка трубопровода выполнена в соответствии с требованиями п. 8.30, 8.31 СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*» и принята в соответствии с РД-91.200.00-КТН-044-11 «Регламент применения балластирующих устройств при проектировании и строительстве магистральных трубопроводов»:

– на переходе через пересыхающий ручей, предусмотрена установка утяжелителей железобетонных кольцевых типа КБУ-720 по ОТТ 75.180.00-КТН-047-11 «Железобетонные/бетонные балластирующие устройства. Общие технические требования».

Для защиты береговых и приурезных участков пересыхающих ручьев от значительных деформаций в период эксплуатации трубопровода предусматривается устройство берегоукрепления без изменения геометрических характеристик профиля русла водотока.

Характеристики водотоков, пересекаемых реконструируемым нефтепроводом приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Характеристики водотоков, пересекаемых МН

№ п/п	Наименование водотока	Куда впадает	ПК	Плюсовка	Ширина водоохранной зоны, м	Отметка ур овня воды	Ширина в межень, м	Глубина, м	Средняя скорость течения, м/с	Примечание
1	Ручей б/н	-	4	2,7	-	прсх	прсх	прсх	нб	-
2	Ручей б/н	-	4	26,4	-	прсх	прсх	прсх	нб	-
3	Ручей б/н	-	11	82,4	-	прсх	прсх	прсх	нб	-

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

Полки предусматриваются за счет срезки и подсыпки грунта.

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» филиал «Краснодаргипротрубопровод»

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-КТН/ГТП-500.000-ПЗ



**Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»**

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.

При продольном уклоне рельефа более 15° выполняется укрепление полок и откосов геотехнической решеткой с засыпкой ячеек щебнем разных фракций по слою нетканого геотекстильного материала. Нижняя часть геотехнической решетки заполняется щебнем фракции 20-40, а верхняя часть обсыпается щебнем фракции 40-70.

Крепление георешеток выполняется анкерами из арматуры А-I диаметром 12 мм. В нижней части откоса устраивается траншея глубиной 0,5 м.

Георешетка укладывается с запуском в траншею с последующей засыпкой грунтом.

На склонах для защиты валика нефтепровода выше зоны затопления применяется закрепление грунтовой поверхности противозрозионным материалом – биоматом.

Биомат представляет собой рулонный биоразлагаемый двухслойный материал, содержащий смесь семян растений, влагоудерживающие компоненты и удобрения, способствующий созданию искусственного дернового покрова с высокой механической прочностью, повышая устойчивость грунтовых поверхностей к эрозии.

При подземной прокладке нефтепровода в траншее биомат укладывается на всю ширину грунтов обратной засыпки и на прилегающую к траншее естественную поверхность (на расстояние 1,0 м от края траншеи). Полотна биомата следует укладывать в поперечном (относительно траншеи или обваловки) направлении, "внахлест" (величина нахлеста составляет 0,2 м).

Дополнительно полотна биомата крепятся к грунтовому основанию с помощью металлических скоб (из арматурных стержней диаметром 6 класса А I) длиной 0,5 м.

Для дополнительной фиксации положения полотен биомата, создания благоприятного температурно-влажностного режима и повышения эффективности применения биомата, его присыпают слоем местного грунта толщиной 0,02...0,03 м.

Укрепление валиков каменной наброской выполняется на склонах с уклоном более 0,03 до отметки поверхности равной 1 % уровню вероятности затопления паводковыми водами с превышением этой отметки на 0,5 м. Отсыпка производится на ширину раскрытия траншеи, принятой равной 5,0 м, и сопредельной территории шириной в 1,0 м в обе стороны от траншеи.

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

19

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 197
1	-	Зам.	3612-19		10.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		



**Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»**

Для перехвата потока поверхностных вод, идущих со склона к нефтепроводу применяется

Для организации водоперепуска гальвег ложбины или балки в самой нижней части укрепляется каменной наброской фракцией 40-70 мм на участке шириной 20 м.

Под крепление грунт основания заменяется на глубину 0,2 м каменной наброской, которое укладывается на геотекстильное полотно. Верх укрепления должен совпадать с естественной поверхностью земли. Фракция крупнообломочного каменного материала должна соответствовать ГОСТ 8267-93 марки не менее 400, морозостойкости F100, по истираемости И1, по водостойкости В1, по пластичности ПЛ1.

Наброска выполняется заподлицо с поверхностью земли без нарушения рельефа, с целью недопущения подпруживания потока.

1.6.10 Защита участка трубопровода от почвенной коррозии предусматривается:

- пассивная - антикоррозионным покрытием наружной поверхности труб и соединительных деталей;

- активная - применением электрохимических средств защиты (ЭХЗ).

Проектом предусмотрены следующие мероприятия, обеспечивающие надежность и устойчивость трубопровода:

- 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;

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

- контроль монтажных сварных соединений методами ВИК, УЗК, РГ.

После завершения строительно-монтажных работ на участке МН осуществляется гидроиспытание.

1.6.11 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 и перемычек из естественного глинистого грунта. Границы участков с продольным уклоном свыше 20 % приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Ведомость участков с продольными уклонами более 20 %

№ п/п	Начало участка, км	Пикет	Плюсовка	Конец участка, км	Пикет	Плюсовка	Протяженность, м	Продольный уклон, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0,15	1	48,50	0,15	1	54,50	6,00	30

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

20

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

198



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

№№ п/п	Начало участка, км	Пикет	Плюсовка	Конец участка, км	Пикет	Плюсовка	Протяженность, м	Продольный уклон, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	0,20	2	3,50	0,26	2	64,30	60,80	36-55
3	0,27	2	67,60	0,40	4	0,00	132,40	24-51
4	0,41	4	5,60	0,41	4	10,20	4,60	170
5	0,41	4	13,90	0,42	4	23,60	9,70	78
6	0,43	4	30,10	0,45	4	54,70	24,60	45
7	0,47	4	74,00	0,48	4	76,90	2,90	48
8	0,55	5	45,00	0,55	5	51,20	6,20	32
9	0,79	7	91,30	0,84	8	39,70	48,40	20-51
10	0,85	8	45,70	0,87	8	66,90	21,20	20-25
11	0,90	9	0,00	0,94	9	36,80	36,80	22
12	1,02	10	15,50	1,02	10	21,70	6,20	32
13	1,03	10	26,40	1,10	11	0,00	73,60	27-45
14	1,16	11	60,00	1,17	11	70,70	10,70	40
15	1,19	11	93,40	1,20	12	0,00	6,60	62
16	1,23	12	26,70	1,23	12	30,70	4,00	105
17	1,25	12	47,90	1,25	12	52,60	4,70	23
18	1,26	12	57,70	1,26	12	60,60	2,90	21
19	1,30	13	0,00	1,38	13	81,00	81,00	22-27
20	1,40	14	0,00	1,58	15	78,80	178,80	22-38
						Итого	722,00	

При прокладке нефтепровода по направлению уклона местности от 11° до 20° предусмотрено устройство противоэрозионных экранов с шагом 20 м.

На уклонах местности свыше 20° и при прокладке в щебенистых грунтах на уклонах от 11° до 20° предусмотрены противоэрозионные перемычки из мешков, укладываемых поперек траншеи с шагом 15 м и 20 м соответственно.

Места установки перемычек: ПК2+20, ПК2+35, ПК2+50, ПК2+80, ПК3+00, ПК3+20, ПК3+40, ПК3+60, ПК3+80, ПК3+95, ПК4+50, ПК8+15,5, ПК8+30,5, ПК9+9,7, ПК10+35, ПК10+55, ПК10+75, ПК10+95, ПК13+15, ПК13+35, ПК13+55, ПК13+75, ПК13+95, ПК14+15, ПК14+35, ПК14+55, ПК14+75, ПК14+95, ПК15+10, ПК15+10, ПК15+30, ПК15+50, ПК15+70.

Описание решений, направленных на обеспечение безопасности участка реконструкции МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01», входящего в состав ОПО «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН» АО «Черномортранснефть» представлено в разделе 3.2. настоящего Обоснования безопасности.

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

21

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

199



**Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»**

1.7. Перечень отступлений от требований ФНП в области промышленной безопасности, содержащий обоснование их необходимости и достаточности принятых мер, а также перечень мероприятий, компенсирующих эти отступления, или недостающие требования промышленной безопасности для данного опасного производственного объекта

Участок реконструкции МН «Грозный-Баку» проходит по территориям населенных пунктов с.Бавтугай, с.Нижний Чирюрт и с.Гельбах.

В федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности отсутствуют требования промышленной безопасности к прокладке участка МН по территории населенных пунктов.

Сведения о необходимости введения новых требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Сведения о необходимости введения новых требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности

№ п/п	Нормативный документ (ФНП, Правила безопасности, Руководство по безопасности)	Положения документа	Необходимость введения новых требований ФНП и правил в области промышленной безопасности	Обоснование достаточности принятых мер, мероприятия, компенсирующие отступления	Документы, используемые для обоснования вновь установленных требований
1	Приказ Ростехнадзора от 06.11.2013 N 520 "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов" (Зарегистрировано в Минюсте России 16.12.2013 N 30605)	п. 12. При отсутствии установленных требований по безопасным расстояниям или невозможности их соблюдения эти требования должны быть определены в обосновании безопасности опасного производственного объекта. п.13 Объекты линейной части МТ следует	Невозможность выдержать нормированные минимальные расстояния от осей МН до границ населенного пункта обусловлено расположением следующих участков реконструкции в границах населенного пункта: -148,98-148,01 км (ПК0-ПК3+36); - 151 км. На участке реконструкции нефтепровода DN700 (148,98 -	Достаточность принятых мероприятий, компенсирующих отступления, обоснована оценкой риска аварий и связанных с ними угроз, выполненной в разделе 2 настоящего Обоснования безопасности	Специальные технические условия (СТУ) по объекту: «МН «Грозный-Баку». Участок км.201-144. Замена трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция».

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргазотрубопровод»

22

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.
209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

200



**Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефт». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»**

N п/п	Нормативный документ (ФНП, Правила безопасности, Руководство по безопасности)	Положения документа	Необходимость введения новых требований ФНП и правил в области промышленной безопасности	Обоснование достаточности принятых мер, мероприятия, компенсирующие отступления	Документы, используемые для обоснования вновь установленных требований
		размещать с учетом опасности распространения транспортируемых жидких опасных веществ при возможных авариях по рельефу местности и преобладающего направления ветра (по годовой розе ветров) относительно рядом расположенных населенных пунктов, объектов и мест массового скопления людей.	148,01 км) с ПК1+21,8 по ПК7+76 невозможно размещение защитных сооружений (амбаров, валов, канав и т.д.) на нормативных расстояниях от существующих инженерных коммуникаций в техническом коридоре ВЛ 10кВ, ВЛ 110кВ, ВЛ 330кВ, газопровод DN1200, а также по условиям горного рельефа местности (разнонаправленный уклон местности).		

Требования в области промышленной безопасности

Согласно пункта 4 статьи 3 Федерального закона от № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1] в случае, если при реконструкции опасного производственного объекта не установлены требования федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, то лицом, осуществляющим подготовку проектной документации на реконструкцию опасного производственного объекта, могут быть установлены требования промышленной безопасности к его эксплуатации в обосновании безопасности опасного производственного объекта.

ФНП «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» /4/:

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

23

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

201



**Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»**

- п. 12. При отсутствии установленных требований по безопасным расстояниям или невозможности их соблюдения эти требования должны быть определены в обосновании безопасности опасного производственного объекта.

- п. 13. Объекты линейной части МТ следует размещать с учетом опасности распространения транспортируемых жидких опасных веществ при возможных авариях по рельефу местности и преобладающего направления ветра (по годовой розе ветров) относительно рядом расположенных населенных пунктов, объектов и мест массового скопления людей.

При прокладке нефтепроводов вблизи населенных пунктов, расположенных на отметках ниже этих трубопроводов на расстоянии от них менее 500 м при диаметре труб 700 мм и менее проектом должны быть предусмотрены технические решения, исключающие поступление транспортируемой по трубопроводу среды в зону застройки.

Фактическое состояние

Реконструируемый участок МН «Грозный-Баку» (148,98 - 148,01 км) с ПК0+00 по ПК1+21,8 проходит по территории населенного пункта с. Бавтугай, возможность прокладки трубопровода за границей с. Бавтугай отсутствует (точка врезки находится в границах населенного пункта, существующий МН пересекает н.п. Бавтугай без возможности его выноса (с юга поселок упирается в Чирюртское вдхр. с севера к поселку примыкает автодорога Р-217, г. Кизилюрт и н.п. Зубутли-Миатли).

Реконструируемый участок МН «Грозный-Баку» (148,98 - 148,01 км) с ПК1+21,8 по ПК3+36 проходит на ненормативном расстоянии от границ населенного пункта с. Бавтугай.

На участке реконструируемого МН «Грозный-Баку» (148,98 - 148,01 км) с ПК1+21,8 по ПК7+76 невозможно размещение защитных сооружений (амбаров, валов, канав и т.д.) на нормативных расстояниях от существующих инженерных коммуникаций в техническом коридоре ВЛ 10кВ, ВЛ 110кВ, ВЛ 330кВ, газопровод DN1200, а также по условиям горного рельефа местности (разнонаправленный уклон местности);

Реконструируемый узел запорной арматуры МН «Грозный-Баку» №151/1 на 151 км расположен на территории населенных пунктов с. Нижний Чирюрт, с.Гельбах.

В соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации, в частности, в соответствии с требованиями п.7.15 СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*», который является документом в области стандартизации, в котором содержатся технические правила и описание процессов проектирования, производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации продукции, определено, что расстояния от оси подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений должны приниматься в зависимости от класса и диаметра трубопроводов, степени ответственности

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

24

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 202
			1	-	Зам.	3612-19	
Изм.	Копуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	



**Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефт». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»**

объектов и необходимости обеспечения их безопасности, но не менее значений, указанных в таблице 4 данного документа.

В таблице 8 приведены расстояния до населенных пунктов согласно СП 36.13330.2012.

Таблица 8 - Минимальные расстояния от оси трубы до различных объектов

Наименование элемента, от которого определено расстояние	Наименование объекта, до которого определено расстояние	Обозначение (наименование) документа, регламентирующего расстояние	Требуемое расстояние до ближайшего населенного пункта, м	Расстояние до ближайшего жилого массива населенного пункта /расстояние до границы объекта, м
Проектируемый участок МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01» (ПК0+00-ПК3+36)	с.Бавтугай	п. 5,4, 7.15 СП 36.13330.2012	150	170/ проходит по землям населенного пункта, ненормативное сближение
Проектируемый участок МН «Грозный-Баку, км.151»	с.Нижний Чирюрг	п. 5,4, 7.15 СП 36.13330.2012	150	450/ проходит по землям населенного пункта
Проектируемый участок МН «Грозный-Баку, км.151»	с.Гельбах	п. 5,4, 7.15 СП 36.13330.2012	150	608/ проходит по землям населенного пункта

Основание возможности и необходимости введения новых требований

Необходимость введения новых требований промышленной безопасности вызвана требованием пункта 4 статьи 3 Федерального закона от № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» в связи с отсутствием требований федеральных норм и правил в области промышленной в части прокладки участка МН по территории населенных пунктов.

Меры безопасности

Учитывая отсутствие требований федеральных норм и правил в области промышленной в части прокладки участка МНПП по территории населенного пункта в качестве новых требований к действующей нормативной документации и мероприятий по защите, минимизации возникновения аварийных ситуаций предусматривается:

- участки реконструируемого нефтепровода при прохождении в населенном пункте и при ненормативном сближении с населенным пунктом отнесены к категории «В»;
- повышение требований к значениям ударной вязкости основного металла труб и сварного соединения;
- применение труб с защитным полимерным покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98, нанесенным в заводских условиях;
- применение 100 % повторного контроля радиографическим методом всех сварных соединений;
- увеличение глубины залегания нефтепровода - не менее 1,2 м;
- повышение требований к уровню кольцевых напряжений в стенке нефтепровода от рабочего давления;

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

25

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 203
			1	-	Зам.	3612-19	
Изм.	Копуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»*

- установка опознавательных знаков на расстоянии не более 100 м друг от друга;
- при реконструкции МН «Грозный-Баку, км. 148,98-148,01» на участке прохождения МН в населенных пунктах и на участке ненормативного сближения с населенными пунктами применяются электросварные прямошовные трубы, классом прочности не менее К56 по ГОСТ 31447 с толщиной стенки не менее 13 мм. Механические свойства основного металла труб соответствуют требованиям ГОСТ 31447 для класса прочности К56. Значение углеродного эквивалента должно быть не более 0,43 при определении по СП 36.13330.2012. Контроль обнаружения утечек на участке прохождения МН «Грозный-Баку, км. 148,98-148,01» осуществляется с применением автоматической системы обнаружения утечек.

Организационными мероприятиями предусмотрено:

- комплексная диагностика линейной части службой диагностики производственно-эксплуатационного управления;
- осмотр, обход, объезд трассы с целью своевременного обнаружения выхода нефти, а также с целью контроля состояния охранной зоны и прилегающей территории, выявления факторов, которые могут создавать угрозу безопасности и надежности эксплуатации МН;
- применение переносных газоанализаторов для проведения замеров (контроля) концентраций паров нефти в воздушной среде при возникновении аварийной ситуации;
- недопущение возведения строений, выделения участков на следующих расстояниях:
 - с. Бавтугай - менее 130 м от оси МН (участок км. 148,98-148,01 (ПК0-ПК7+76));
 - с. Нижний Чирюрт и с. Гельбах – менее 90 м от оси МН (участок 151 км).

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргазотрубопровод»

26

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №	© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» филиал «Краснодаргазотрубопровод»				26
1	-	Зам.	3612-19		10.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	
Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		Лист 204



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

2. РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ РИСКА АВАРИИ И СВЯЗАННОЙ С НЕЙ УГРОЗЫ

2.1 Описание методологии анализа опасностей и оценки риска аварии и связанной с ней угрозы, исходные предположения для проведения анализа риска аварии и связанной с ней угрозы

Методология анализа опасностей и оценки риска, применяемая для обоснования введения отсутствующих требований в области промышленной безопасности, изложена в следующих документах:

- 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) /17/;
- Руководство по безопасности «Методика установления допустимого риска аварий при обосновании безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса» (утверждена приказом Ростехнадзора от 23.08.2016 г. № 349) /21/;
- Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности» (утверждена приказом Ростехнадзора от 29.06.2016 г. № 272) /23/;
- Руководство по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ» (утверждена приказом Ростехнадзора от 20.04.2015 г. № 158) /22/;
- Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» (утверждено приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 г. № 137) /17/;
- 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) /6/;
- РД-13.020.00-КТН-148-11 «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах» /20/;
- Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, утвержденная приказом МЧС России от 10.07.09 № 404 /5/;
- Руководство по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ» (утверждена приказом Ростехнадзора от 20.04.2015 г. № 158) /22/;

Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах" (утверждено приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 г. № 144) /17/ устанавливает общие требования к процедуре и оформлению результатов

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргазпротрубопровод»

27

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 205		
			1	-	Зам.	3612-19		10.19	
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-КТН/ГТП-500.000-ПЗ



**Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»**

анализа риска. В качестве основы методологии экспертной оценки рекомендованы взаимосвязанные количественные и качественные показатели вероятности и тяжести последствий события (отказа).

Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» (утверждено приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 г. № 137) /7/ позволяет оценить размеры зон поражения с учетом реальных режимов энерговыделения в облаках углеводородных газов, сероводорода и паров нефти. При типичных источниках воспламенения в облаке ТВС возникает высокоскоростное горение. Сгорание облаков ТВС в зависимости от степени загромождения и вида углеводородов может происходить с видимой скоростью от 100 до 300 м/с.

Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов /6/ включают методику расчета количества разлившейся нефти (нефтепродуктов) (нефтепродуктов) на линейной части магистральных нефтепроводов, а также методику оценки частоты возможных сценариев аварий и показателей риска аварии на магистральных нефтепроводах.

Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах /5/ устанавливает требования к расчету последствий сценариев аварии с образованием пожара пролива.

Руководство по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ» (утверждена приказом Ростехнадзора от 20.04.2015 г. № 158) /22/ устанавливает требования к расчету концентрации, массы паров нефти (нефтепродуктов) во взрывоопасных пределах.

Анализ риска линейной части МН имеет свои особенности, поэтому для разработки методики основными источниками информации являлась техническая документация и данные по аварийности ПАО «Транснефть» и Ростехнадзора России, а также литературные источники. Оценка степени риска трассы нефтепродуктопровода проводилась на основе идентификации опасностей и оценки риска отдельных участков в соответствии с Руководством 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). Указанные методики дают основу для разработки приоритетных мероприятий по повышению промышленной безопасности нефтепроводов.

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

- 1) интенсивность разгерметизации нефтепровода, п аварий в год;
- 2) ожидаемый объем разлива нефти для единичной длины трубопровода, тонн в год;

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

28

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 206			
			1	-	Зам.	3612-19		10.19		
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Лист 206



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»*

3) ожидаемый экономический ущерб, руб.

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

- сбор и обобщение информации о состоянии нефтепровода и характеристик трассы, по которой он проложен, с идентификацией опасностей, возникающих при его эксплуатации;
- прогноз частоты утечек нефти на линейной части и оценку объемов утечки и потерь нефти (технологический риск);
- оценку последствий аварийных утечек нефти для различных компонентов окружающей природной среды;
- проведение (на основе полученных оценок риска) ранжирования участков трассы нефтепровода по степени опасности и приоритетности мер безопасности (управление риском).

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

- проектной документации;
- материалов инженерных изысканий;
- данных экологического обследования нефтепровода;
- 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 наилучшие условия рассеяния;
- предполагалось, что персонал работает посменно в соответствии с режимом работы;
- при анализе последствий аварий были приняты значения, близкие или равные максимально возможным количествам опасных веществ в единице оборудования;
- при определении расстояний, на которых происходит рассеяние до безопасных концентраций, предполагались наилучшие условия, возможные при соответствующих условиях;

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргазотрубопровод»

29

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 207
			1	-	Зам.	3612-19	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»*

- 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. 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.

Расчеты по определению объемов аварийных утечек на линейной части объекта, массы потерянной нефти, выполнены по сертифицированной программе «OIL SPILL», ЦИЭКС 55000-01.10 (сертификат соответствия № РОСС RU.03 ЭЧ16.Н 0083).

Расчеты зон действия поражающих факторов возможных аварий на объекте выполнены с использованием программного комплекса для оценки последствий аварий с выбросом опасных веществ «ТОКСИ+Risk» (сертификат соответствия № РОСС RU.СП22.Н00066 рег. № 0995688).

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргазпротрубопровод»

30

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 208
1	-	Зам.	3612-19		10.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	
Изм.	Колуч.	Лист	№дож	Подпись	Дата		



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

2.2. Описание метода анализа условий безопасной эксплуатации

Метод анализа условий безопасной эксплуатации ОПО МН в части рассматриваемых отступлений включает:

- применение методологии анализа риска в части обоснования введения отсутствующих требований в области промышленной безопасности согласно п. 2.1;
- анализ опыта эксплуатации подобных объектов согласно п. 15 ФНП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» /3/;
- анализ данных по итогам расследования аварий, инцидентов и несчастных случаев на аналогичных ОПО;
- анализ результатов осуществления производственного контроля, проводимого в рамках системы управления промышленной безопасностью, иных проверок в области промышленной безопасности, а также проверок, проводимых государственными надзорными органами;
- оценку соответствия условий эксплуатации проектной документации.

2.3. Исходные данные и их источники, в том числе данные по аварийности и надежности

Исходными данными являются:

- декларация промышленной безопасности /18/;
- проектные решения /8/;
- данные об опыте безопасной эксплуатации аналогичных ОПО;
- статистические данные Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзора) о авариях на линейной части МН;
- результаты осуществления производственного контроля и иных проверок в области промышленной безопасности;
- результаты проверки условий эксплуатации ОПО, обслуживаемых Тихорецким районным управлением магистральных нефтепроводов, государственными надзорными органами.

2.4. Анализ опасностей отклонений технологических параметров от регламентных

2.4.1 Анализ опасностей и оценка риска с учетом введения новых (отсутствующих) требований в области промышленной безопасности, в части минимально допустимых расстояний от ОПО до промышленных и сельскохозяйственных объектов, отдельных зданий

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

31

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 209
			1	-	Зам.	3612-19	
Изм.	Копуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»*

и сооружений, жилых, общественно-деловых зон и зон рекреационного назначения

Анализ опасностей и оценка риска с учетом принимаемых мер (барьеров) безопасности (в том числе компенсирующих мероприятий), связанных с введением новых (отсутствующих) требований в области промышленной безопасности, в части минимально допустимых расстояний от ОПО до промышленных и сельскохозяйственных объектов, отдельных зданий и сооружений, жилых, общественно-деловых зон и зон рекреационного назначения, проведен в соответствии с нормативными документами, приведенными в п. 2.1.

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

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

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; 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.);

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

32

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 210			
			1	-	Зам.	3612-19		10.19		
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Лист
										210



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

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 (нефтепродуктов) из нефтепровода за время t_2 определяется как сумма объемов V_i нефти (нефтепродуктов), 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 (нефтепродуктов) 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:

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

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

$D_{вн}$ - внутренний диаметр нефтепровода.

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

Для определения аварийных объемов утечки нефти, была выполнена серия численных

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

33

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

211



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»*

гидравлических расчетов для участков нефтепровода. Расчеты проводились для режима нормальной эксплуатации.

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

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

Таблица 9- Зависимость вероятности утечки из отверстий

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

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

- свищ - 4,4 см²;
- малая трещина – 27,695 см²;
- средняя трещина – 172,323 см²;
- 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. Для контроля герметичности МН «Грозный-Баку» используется комбинированная система обнаружения утечек (СОУ) - программно-аппаратный комплекс, функционирующий совместно с СДКУ.

При падении давления более чем 0,05 МПа, не обоснованных технологическими причинами, управляющий диспетчер ТДП (РДП) должен незамедлительно приступить к остановке нефтепровода. При «гильотинном разрыве», учитывая резкое падение давления (до гидростатического) время обнаружения утечки составляет не более 1 минуты. 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 (принято

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

34

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

212



**Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»**

согласно таблице 6.2 п.6.1.11 ОТТ-23.060.30-КТН-108-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти (нефтепродуктов) и нефтепродуктов. Задвижки шибберные. Общие технические требования»).

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 реконструируемого 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 нефтепродукта.

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

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

Расчеты по определению объемов аварийных утечек на линейной части объекта, массы потерянной нефти, выполнены по сертифицированной программе «OIL SPILL», ЦИЭКС 55000-01.10 (сертификат соответствия № РОСС RU.03 ЭЧ16.Н 0083).

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

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

где: V_k – общий объем аварийной утечки нефти (нефтепродуктов), определенный для трех вариантов аварийной разгерметизации («свищ», малая и средняя трещины, «гильотинный» разрыв) по каждой локальной секции, м³;

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

Вероятности утечки нефти из дефектных отверстий с четырьмя характерными

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

35

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

213



**Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»**

размерами приняты в соответствии с 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). Из анализа аварийных утечек нефти (нефтепродуктов) 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:

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

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

ρ – плотность нефти, 852-864 $кг/м^3$;

$K_{сб}$ – 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) реконструируемой трассы МН коэффициент сбора определяется следующим образом:

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

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

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

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

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

Исходные данные для расчетов объемов аварийных утечек на реконструируемых участках нефтепровода приведены в таблице 10.

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

36

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

214



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефт». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

Таблица 10 – Исходные данные для расчетов аварийных утечек

Показатель	Значение
Диаметр номинальный нефтепровода, мм	720
Фактическая пропускная способность, млн.т./год	7,6
Давление на рассматриваемом участке нефтепровода, МПа	4,33
Плотность нефти, т/м ³	0,852-0,864
Площадь дефектного отверстия: - при «свище» (см ²) - при гильотинном разрыве (см ²)	4,4 688,523
Время отключения насосов, мин	2
Время закрытия задвижек, сек	300
Время обнаружения утечки, мин	1-60
Коэффициент сбора, Ксб	0,75

Результаты расчета объемов аварийных утечек нефти на реконструируемом объекте приведены в таблице 11.

Таблица 11 - Результаты расчета объемов аварийных утечек нефти на реконструируемом 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	
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)	30	618	1482	1698	329	71
151 км	16	73	440	866	95	21

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

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

37

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

215



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

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 → испарение и формирование взрывопожароопасного облака паровоздушных смесей нефти → загрязнение парами нефти окружающей среды.

Сценарий 2.1 (С2.1) - 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 2.2 (С2.2) - 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 2.3 (С2.3) - 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 2.4 (С2.4) - разгерметизация магистрального нефтепровода (образование гильотинного разрыва) → разлив нефти → загрязнение почвы → испарение и формирование взрывопожароопасного облака паровоздушных смесей нефти → загрязнение парами нефти окружающей среды.

Расчет количественных значений испарения нефти выполнялся в соответствии с Руководством по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ» (утверждена приказом Ростехнадзора России от 20 апреля 2015 г. № 158) и Приложением 2 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств" (утверждены приказом Ростехнадзора России от 11.03.2013 г. №96).

Масса горючего вещества, способного участвовать во взрыве m_r (кг), определяется путем интегрирования концентрации выброшенного при аварии горючего вещества по пространству, ограниченному поверхностями $\sum_{вкпв}$ и $\sum_{нкпв}$, по формуле:

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

38

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №				
1	-	Зам.	3612-19		10.19	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ					Лист	
					216	



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

$$m_z = \iiint_{\Sigma_{\text{НКП}} \sim V \sim \Sigma_{\text{ВКП}}} c(x, y, z, t_0) dx dy dz$$

где:

x, y, z - пространственные переменные;

$\Sigma_{\text{ВКП}}$ и $\Sigma_{\text{НКП}}$ - поверхности в пространстве достижения соответственно верхнего и нижнего концентрационных пределов; c(x, y, z, t₀) - распределение концентрации в момент времени t₀, кг/м³;

t₀ - момент времени воспламенения, с.

Если в результате расчета по формуле в первичном облаке во взрывоопасных пределах окажется масса больше 10% всей массы топлива, находящейся в первичном облаке, то масса топлива во взрывоопасных пределах первичного облака принимается равной 10% всей массы топлива, находящейся в первичном облаке.

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.

При пожаре разлива происходит массовый выброс угарного газа, диоксида серы, двуокиси азота, сажи, углекислого газа, а также продуктов термического пиролиза нефти. Рассеяние этих веществ в атмосфере, как правило, не приводит к летальным исходам среди населения, но может потребовать эвакуацию населения в силу временного превышения ПДК. Как правило, зона превышения ПДК имеет размер от 100 до 200 м в зависимости от условий состояния атмосферы. Поэтому интоксикация людей продуктами горения нефти, со смертельным исходом, является маловероятным, и ввиду незначительного риска этого фактора подобные сценарии в дальнейшем не рассматриваются.

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

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргазотрубопровод»

39

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 217			
			1	-	Зам.	3612-19		10.19		
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Лист 217



**Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефт». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»**

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

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.

При возможных авариях произойдет загрязнение земной поверхности. Приближенная оценка площади загрязнения земной поверхности выполнена в соответствии с Руководством 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). Согласно данному методическому руководству для приближенной оценки площадей аварийных разливов на неограниченную поверхность, толщину слоя разлива нефтепродукта допускается принимать равной 0,2 м при проливе на неспланированную грунтовую поверхность.

Результаты расчетов площади разлива приведены в таблице 12.

Таблица 12 - Результаты расчетов площади разлива

Расчетный участок нефтепровода	Площадь разлива, м ²		Радиус разлива, м	
	свиц	гильотинный разрыв	свиц	гильотинный разрыв
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)	150	8490	7	52
151 км	80	4330	5	37

Количество опасного вещества, участвующего в авариях и в создании поражающих факторов аварии на реконструируемом участке нефтепровода, приведено в таблице 13.

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

40

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
209377

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

218



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

Таблица 13 - Количество опасного вещества, участвующего в аварии и в создании поражающих факторов аварии

№ сценария	Последствия	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, участвующее в аварии, т
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)			
Дефектное отверстие "свищ" (наиболее вероятная авария)			
C1.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	0,014*
C1.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	0,014*
C1.3	пожар-пролива	тепловое излучение	25,920
C1.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	25,920
Гильотинный разрыв (наиболее опасная авария)			
C2.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	0,795*
C2.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	0,795*
C2.3	пожар-пролива	тепловое излучение	1467,072
C2.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	1467,072
151 км			
Дефектное отверстие "свищ" (наиболее вероятная авария)			
C1.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	0,010*
C1.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	0,010*
C1.3	пожар-пролива	тепловое излучение	13,824
C1.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	13,824
Гильотинный разрыв (наиболее опасная авария)			
C2.1	взрыв паровоздушного облака	ударная волна	0,405*
C2.2	пожар-вспышка	высокотемпературные продукты горения	0,405*
C2.3	пожар-пролива	тепловое излучение	748,224
C2.4	загрязнение окружающей среды	интоксикация	748,224

*- Для расчета массы испарившейся нефти, участвующее в создании поражающих факторов использовался программный комплекс для оценки последствий аварий с выбросом опасных веществ "ТОКСИ +Риск " (сертификат соответствия № РОСС RU.СП22.Н00066 рег.№0995688), в котором реализовано руководство по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ» (утверждена приказом Ростехнадзора от 20.04.2015 г. №158).

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

41

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

219



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

Ниже произведены расчеты зон действия теплового излучения пожара пролива нефти. 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.).

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 приняты в соответствии с Приложением 5 Руководства 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) и представлены таблице 14.

Таблица 14 - Предельно допустимая интенсивность теплового излучения пожаров проливов 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

Данные о размерах вероятных зон действия поражающих факторов пожара на реконструируемом участке нефтепровода при реализации возможных сценариев аварии приведены в таблице 15.

Таблица 15 - Основные результаты расчета зон действия поражающих факторов при пожаре пролива

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
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)					
C1.3	150	35	18	13	9
C2.3	8490	134	71	52	в очаге пожара
151 км					
C1.3	80	28	15	10	7
C2.3	4330	100	51	37	в очаге пожара

Расчет избыточного давления взрыва проведен в соответствии с Руководством по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных»

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

42

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
209377

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

220



**Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефт». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»**

смесей» (утверждено приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 г. № 137).

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

- класс окружающего пространства - 4 (слабозагроможденное или свободное пространство);
- класс горючего вещества 3 (подготовленная к транспорту нефть);
- класс чувствительности вещества – средне-чувствительное;
- удельная теплота сгорания топлива – 41000000 Дж/кг;
- облако ТВС находится у поверхности земли.

Детерминированные критерии поражения человека и возгорания горючих материалов приняты в соответствии с Приложением 5 Руководства 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) и представлены в таблице 16.

Таблица 16 - Предельно допустимое избыточное давление при сгорании паровоздушной смеси в открытом пространстве

Уровни разрушения зданий	Избыточное давление, кПа
Полное разрушение зданий	>100
Тяжелые повреждения, здание подлежит сносу	70
Средние повреждения, возможно восстановление здания	28
Разрушение оконных проемов, легкобросаемых конструкций	14
Частичное разрушение остекления	2

Данные о размерах вероятных зон действия поражающих факторов при взрыве паровоздушной смеси на реконструируемых участках нефтепровода приведены в таблице 17. Таблица 17 - Основные результаты расчета зон действия поражающих факторов при авариях с взрывом

Номер сценария аварийной ситуации	Размер зоны действия поражающих факторов при воздействии избыточного давления взрыва, м				
	100 кПа	70 кПа	28 кПа	14 кПа	2 кПа
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)					
C1.1	-	-	-	-	20
C2.1	-	-	-	25	346
151 км					
C1.1	-	-	-	-	16
C2.1	-	-	-	-	218

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 (утвержденная приказом № 404 МЧС РФ от 10 июля 2009 г.).

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

43

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
209377

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

221



**Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкий РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»**

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

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

Номер сценария	Размер зоны поражения высокотемпературными продуктами сгорания
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)	
C1.2	15
C2.2	58
151 км	
C1.2	14
C2.2	46

Потенциальными реципиентами негативного воздействия аварий на линейной части нефтепровода являются:

- персонал, обслуживающий реконструируемый участок МН «Грозный-Баку»;
- персонал, обслуживающий рядом расположенные линейные объекты (кабели связи, ВЛ, нефтепровод, газопровод DN1200);
- население с.Бавтугай (участок 148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76));
- население с.Гельбах (участок 151 км);
- население с.Нижний Чирюрт (участок 151 км).

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

Осуществление управления процессом транспортировки нефти по реконструируемому участку нефтепровода осуществляется из помещений управления, расположенных в операторных НПС «Самур» (352 км) и НПС «Сулак» (144 км). Помещения управления (операторные) не попадают в зоны действия поражающих факторов (ударная волна, тепловое излучение) от аварий на реконструируемой линейной части МН «Грозный-Баку», что соответствует требованиям п.10.4 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств».

Для обслуживания 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

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргазотрубопровод»

44

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 222			
			1	-	Зам.	3612-19		10.19		
			Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Лист 222



**Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»**

проведении планового обхода трассы.

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/ч.

Производственный персонал может попасть в зону действия поражающих факторов возможных аварий на реконструируемом 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:

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

где: $P_{п\%}$ - число рабочих дней в году, принимается равным 261 день для персонала АРС, 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);

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

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

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

Согласно п.42 Руководства 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) условная вероятность нахождения производственного персонала без постоянного пребывания (ЛАЭС объекта) принимается равным 0,08.

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

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

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

45

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 223
			1	-	Зам.	3612-19	
	Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



**Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»**

При аварии на реконструируемом участке МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01» в зоны действия поражающих факторов промышленные предприятия и организации на которых организованы постоянные рабочие места не попадают.

Ближайшее расстояние от участка 148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76) до ближайшего жилого массива с.Бавтугай составляет 170 метров. В соответствии с результатами расчетов, представленными в таблицах 15, 17, 18 жилая застройка с.Бавтугай попадает в зону действия поражающих факторов (избыточное давление взрыва) при аварии на реконструируемом участке нефтепровода. В соответствии с таблицей № 3 приложения № 3 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств" для кирпичных зданий слабое разрушения для данных зданий возможно при воздействии ударной волны 10-20 кПа.

Ближайшее расстояние от участка (151 км) до ближайшего жилого массива с.Гельбах составляет 608 м. В соответствии с результатами расчетов, представленными в таблицах 15, 17, 18 максимальное расстояние воздействия ударной волны (максимальная зона воздействия 2 кПа - зона частичного разрушения остекления) при наиболее опасном сценарии аварийной ситуации для ближайшего жилого массива составляет 218 м. Таким образом жилая застройка с.Гельбах, расположена на безопасном расстоянии от объекта и не попадает в зоны поражения.

Ближайшее расстояние от участка (151 км) до ближайшего жилого массива с.Нижний Чирюрт составляет 450 м. В соответствии с результатами расчетов, представленными в таблицах 15, 17, 18 максимальное расстояние воздействия ударной волны (максимальная зона воздействия 2 кПа - зона частичного разрушения остекления) при наиболее опасном сценарии аварийной ситуации) для ближайшего жилого массива составляет 218 м. Таким образом жилая застройка с.Нижний Чирюрт, расположена на безопасном расстоянии от объекта и не попадает в зоны поражения.

Сведения о воздействии избыточного давления взрыва на жилые здания приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Степень разрушения здания

Расчетный участок	Отдаленность зданий от места аварии/характер застройки	Максимальное значение избыточного давления взрыва на здание, кПа	Степень разрушения здания
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)	170 м (жилой массив с.Бавтугай)/кирпичная застройка	3,9	-

В соответствии с таблицей № 3 приложения № 3 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств" и таблицей 19 настоящей записки для зданий, расположенных в жилой

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

46

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 224
			1	-	Зам.	3612-19	
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	



**Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»**

застройке с.Бавтугай обеспечиваются условия взрывоустойчивости при аварии на реконструируемом участке нефтепровода.

Количество пострадавших людей, находящихся в здании, в зависимости от степени разрушения здания от воздействия ударной волны определено согласно Руководству 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).

Зависимость условной вероятности поражения человека с разной степенью тяжести от степени разрушения здания приведена в таблице 20.

Таблица 20 - Зависимость условной вероятности поражения человека с разной степенью тяжести от степени разрушения здания

Тяжесть поражения	Степень разрушения			
	Полное	Сильное	Среднее	Слабое
Смертельное	0,6	0,49	0,09	0
Тяжелые травмы	0,37	0,34	0,1	0
Легкие травмы	0,03	0,17	0,2	0,05

В соответствии с таблицей 20 при аварии на реконструируемом участке 148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76) население с.Бавтугай, находящееся в зданиях на территории жилой застройки, не пострадает.

Остальные места нахождения людей удалены от нефтепровода на значительном расстоянии.

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.

В населенных пунктах, расположенных вдоль трассы МН, серьезное поражение населения (в т.ч. смертельное) исключено. При крупных авариях с возгоранием возможно лишь воздействие продуктов горения, однако при принятии соответствующих мер предупредительного характера оно не приведет к сколько-нибудь серьезным последствиям.

Согласно Руководству 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) величина избыточного давления на фронте ударной волны 5 кПа принимается безопасной для человека. Сведения по расстояниям при которых достигается величина избыточного давления взрыва на фронте ударной волны 5 кПа при реализации наиболее опасной аварии на реконструируемом участке МН «Грозный-Баку» приведены таблице 21.

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

47

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

225



**Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»**

Таблица 21 – Сведения по расстояниям при которых достигается величина избыточного давления взрыва на фронте ударной волны 5 кПа

Расчетный участок	Расстояние, при котором достигается величина избыточного давления взрыва на фронте ударной волны 5 кПа (безопасное расстояние)
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)	130
151 км	90

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

Результаты расчетов вероятности нахождения персонала и населения в зоне возможного поражения приведены в таблице 22. Ожидаемое количество пострадавшего персонала и населения при аварии на реконструируемом объекте приведено в таблице 23. Таблица 22 - Результаты расчетов вероятности нахождения персонала и населения в зоне возможного поражения

Расчетный участок МН	Вероятность нахождения в зоне действия поражающих факторов				
	Обслуживающего персонала ЛАЭС	Обслуживающего персонала ПГО СБ	Население с.Бавтугай (жилая застройка)	Население с.Гельбах, с.Нижний Чирюрт (жилая застройка)	Персонала рядом расположенной организации
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)	0,08	0,08	1	-	0,08
151 км	0,08	0,08	-	-	0,08

Таблица 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	Население с.Бавтугай (жилая застройка)	Население с.Гельбах, с.Нижний Чирюрт (жилая застройка)	Персонала рядом расположенной организации	Максимальное количество пострадавших
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)						
Наиболее вероятная авария (образование "свища")						
C1.1	0	0	-	-	0	0
C1.2	0	0	-	-	0	0
C1.3	0	0	-	-	0	0
C1.4	-	-	-	-	-	-
Наиболее опасная авария (гильотинный разрыв)						
C2.1	2	1	0	-	2	5

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

48

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.
209377

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

226



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

Сценарий аварийной ситуации	Ожидаемое количество пострадавших не более, чел.					
	Обслуживающего персонала ЛАЭС	Обслуживающего персонала ПГО СБ	Население с.Бавтугай (жилая застройка)	Население с.Гельбах, с.Нижний Чирюрт (жилая застройка)	Персонала рядом расположенной организации	Максимальное количество пострадавших
C2.2	2	0	0	-	2	4
C2.3	1	0	0	-	1	2
C2.4	-	-	-	-	-	-
151 км						
Наиболее вероятная авария (образование "свища")						
C1.1	0	0	-	-	0	0
C1.2	0	0	-	-	0	0
C1.3	0	0	-	-	0	0
C1.4	-	-	-	-	-	-
Наиболее опасная авария (гильотинный разрыв)						
C2.1	2	1	-	0	2	5
C2.2	2	0	-	0	2	4
C2.3	0	0	-	0	0	0
C2.4	-	-	-	-	-	-

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 Руководству 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).

На реконструируемом 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:

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

49

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

227



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»*

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

где Π_a – полный ущерб от аварии, руб.; $\Pi_{п.п.}$ – прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект, руб.; $\Pi_{л.а.}$ – затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии, руб.; $\Pi_{сэ}$ – социально-экономические потери (затраты, понесенные вследствие гибели и травматизма людей), руб.; $\Pi_{н.в.}$ – косвенный ущерб, руб.; $\Pi_{экол}$ – экологический ущерб (урон, нанесенный объектам окружающей природной среды), руб.; $\Pi_{в.т.р.}$ – 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 $\Pi_{л.а.}$, 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 «Черномортранснефть» обслуживающего персонала, потери от выбытия трудовых ресурсов можно принять равным нулю.

Оценка возможного экологического ущерба от загрязнения окружающей среды нефтью при возникновении аварийной ситуации на реконструируемом участке нефтепровода выполнена согласно Руководства по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

50

Изм. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

228



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов».

Экологический ущерб при аварии на линейной части МН $У_{\Sigma}$, 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:

$$У_{\Sigma} = У_{зем} + У_{атм} + У_{вод}$$

- где $У_{зем}$ - ущерб окружающей среде при загрязнении почв, руб;
 $У_{атм}$ - ущерб окружающей среде при загрязнении атмосферы, руб;
 $У_{вод}$ - 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 нефти (нефтепродуктов) $У_{зем}$, млн. руб., определяется по формуле:

$$У_{зем} = С_{ХВ} \cdot S \cdot K_r \cdot K_{исх} \cdot T_x,$$

- где $С_{ХВ}$ – степень химического загрязнения, $С_{ХВ} = 6$;
 S – площадь загрязненного участка, m^2 ;
 K_r – показатель в зависимости от глубины химического загрязнения или порчи почв, $K_r = 1$;

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

T_x – такса для исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту окружающей среды, при химическом загрязнении почв, руб./ m^2 , $T_x = 700$ руб./ m^2 (для зоны горного Северного Кавказа).

Оценка ущерба окружающей среде от загрязнения атмосферы

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

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

$$У_{атм} = 5 \cdot \Sigma (C_i \cdot M_i)$$

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

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

51

Инд. № подл.	Взам. инв. №
209377	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

229



**Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»**

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 сгоревшего 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 СН ₃ СООН)	- 0,0150 т.

При аварии на реконструируемом участке МН «Грозный-Баку, км. 148,98-148,01» загрязнение водных объектов не происходит.

Результаты расчета экологического ущерба при возникновении наиболее опасной и наиболее вероятной аварии приведены в таблице 24.

Результаты расчета экономического ущерба при возникновении наиболее опасной и наиболее вероятной аварии приведены в таблице 25.

Таблица 24 - Результаты расчета экологического ущерба

Сценарий аварийной ситуации	Размер ущерба, млн.руб			
	Загрязнение атмосферного воздуха	Загрязнение почвы	Загрязнение водного объекта	Итого
148,98-148,01 км (ШК0-ШК7+76)				
Дефектное отверстие "свищ"				
C1.1	0,001	1,008	-	1,009
C1.2	0,001	1,008	-	1,009
C1.3	0,001	1,008	-	1,009
C1.4	0,0001	1,008	-	1,008
Гильотинный разрыв				
C2.1	0,049	57,053	-	57,102
C2.2	0,049	57,053	-	57,102
C2.3	0,049	57,053	-	57,102
C2.4	0,004	57,053	-	57,057
151 км				
Дефектное отверстие "свищ"				
C1.1	0,001	0,538	-	0,539
C1.2	0,001	0,538	-	0,539
C1.3	0,001	0,538	-	0,539
C1.4	0,0001	0,538	-	0,538
Гильотинный разрыв				
C2.1	0,025	29,098	-	29,123
C2.2	0,025	29,098	-	29,123

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

52

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

230



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефт». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

Сценарий аварийной ситуации	Размер ущерба, млн.руб			
	Загрязнение атмосферного воздуха	Загрязнение почвы	Загрязнение водного объекта	Итого
C2.3	0,025	29,098	-	29,123
C2.4	0,002	29,098	-	29,100

Таблица 25 - Результаты расчета экономического ущерба

Сценарий аварийной ситуации	Размер ущерба, млн.руб				
	Прямой ущерб	Расходы на ликвидацию (локализацию аварии)	Социально-экономические потери	Косвенный ущерб	Итого
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+36)					
Дефектное отверстие "свищ"					
C1.1	0,700	0,070	0	-	0,770
C1.2	0,700	0,070	0	-	0,770
C1.3	0,700	0,070	0	-	0,770
C1.4	0,700	0,070	0	-	0,770
Гильотинный разрыв					
C2.1	39,611	3,961	10,0	-	53,572
C2.2	39,611	3,961	8,0	-	51,572
C2.3	39,611	3,961	4,0	-	47,572
C2.4	39,611	3,961	0	-	43,572
151 км					
Дефектное отверстие "свищ"					
C1.1	0,373	0,037	0	-	0,770
C1.2	0,373	0,037	0	-	0,770
C1.3	0,373	0,037	0	-	0,770
C1.4	0,373	0,037	0	-	0,770
Гильотинный разрыв					
C2.1	20,202	2,020	10,0	-	32,222
C2.2	20,202	2,020	8,0	-	30,222
C2.3	20,202	2,020	0	-	22,222
C2.4	20,202	2,020	0	-	22,222

Под "оценкой риска" понимается процесс, используемый для определения вероятности

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

53

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.
209377

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

231



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»*

(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 участка МН проводилась на основе идентификации опасностей и оценки риска участка по Руководству 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 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.

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

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

В соответствии с данными Ростехнадзора (информационные бюллетени 2004г – 2016г, официальный сайт Ростехнадзора (<http://www.gosnadzor.ru>) и протяженности эксплуатируемых МН и МНПП, составлена статистика аварий и их классификация по причинам за последние 5 лет на МН и МНПП ПАО «Транснефть» (www.transneft.ru), которая представлена в таблице 26.

Таблица 26 - Статистика аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

54

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 232
1	-	Зам.	3612-19		10.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефт». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

ПАО «Транснефть»

Годы	Показатель			Причины аварии					
	Протяженность эксплуатируемых МН и МНПП ПАО «Транснефть», км	Число аварий	Приведенное число аварий к 1000 км	Коррозия	Заводской дефект	Брак СМР	Механическое повреждение трубопроводов	Прочие, включая ошибки эксплуатации	Несанкционированные взрывы
2012	72864	5	0,069	1	-	2	1	1	-
2013	72995	3	0,041	-	2	-	1	-	-
2014	72181	-	-	-	-	-	-	-	-
2015	71179	2	0,028	2	-	-	-	-	-
2016	70628,3	1	0,014	-	-	-	1	-	-

Использование новых технологий внутритрубной диагностики нефтепроводов и проведение выборочных ремонтов дефектных участков по данным диагностики позволило кардинальным образом уменьшить количество аварий, и, тем самым, существенно повысить уровень промышленной и экологической безопасности нефтепроводов ПАО «Транснефть».

За последние 5 лет по МН и МНПП ПАО «Транснефть» количество аварий составило в среднем 2,2 аварии в год, что соответствует величине $3,1 \times 10^{-5} 1/(\text{км} \cdot \text{год})$.

В зависимости от совокупности конкретных значений различных факторов влияния, имеющих место на рассматриваемых участках трассы, интенсивность аварийных отказов на них 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 квл, показывающего, во сколько раз удельная частота (вероятность) аварий на участке λ_n отличается от среднестатистической для данной трассы $\bar{\lambda}$:

$$\lambda_n = \bar{\lambda} \times k_{БЛ} \times k_{ин}$$

Коэффициент прочности $k_{ин}$ определяется как величина обратная отношению действительного запаса прочности МН на рассматриваемом участке к значению коэффициента запаса прочности для МН (принимается равным 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 $k_{БЛ}$. Расчет коэффициента $k_{БЛ}$ производится с использованием балльной оценочной системы для проектируемых МН в соответствии с Приложением № 5 к

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

55

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

233



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефт». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

Руководству 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).

Оценка локальной частоты $\lambda_{л}$ для рассматриваемых участков приведена в таблицах 27, 28.

Таблица 27 - Оценка локальной частоты $\lambda_{л}$ участка (ПК0-ПК7+36)

Обозначение и наименование фактора влияния	Доля группы факторов, р	Доля факторов в группе, q	Содержание исходной информации	Бальная оценка		Примечание	
				Участок трассы МН 148,98-148,01 км ПК0-ПК7+36)			
				С учетом введения новых требований безопасности	Без учета введения новых требований безопасности		
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: - с учетом компенсирующих мероприятий - 1,2 м; - без учета компенсирующих мероприятий - 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 трехкилометровой зоне более 50 чел./км ²
			Проведение в охранной зоне		1	1	Низкая (указанные работы несут

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргазотрубопровод»

56

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.
209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

234



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефт». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

Обозначение и наименование фактора влияния	Доля группы факторов, р	Доля факторов в группе, q	Содержание исходной информации	Бальная оценка			
				Участок трассы МН 148,98-148,01 км ПК0-ПК7+36)		Примечание	
				С учетом введения новых требований безопасности	Без учета введения новых требований безопасности		
			МН строительных и других работ			эпизодический характер)	
			Наличие коммуникаций иной ведомственной принадлежности и в охранной зоне МН	2	2	Трасса 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	-	-	Отсутствуют	
F13	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
F21	Коррозионная активность грунта	0,1	0,5	Удельное сопротивление грунта рг, кислотность грунта рН, деятельность микроорганизмов	10	10	В зависимости от свойств грунтов по данным изыскательских работ

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

57

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.
209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

235



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефт». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

Обозначение и наименование фактора влияния	Доля группы факторов, р	Доля факторов в группе, q	Содержание исходной информации	Бальная оценка			
				Участок трассы МН 148,98-148,01 км ПК0-ПК7+36)		Примечание	
				С учетом введения новых требований безопасности	Без учета введения новых требований безопасности		
F22	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 нефтепровода, в основном, проходит в одном техническом коридоре с действующими коммуникациями: – кабели связи; – ВЛ.
F31	Вероятность перемещений грунта или размыва подводного перехода	0,1	0,2	Сведения о фактах перемещений грунта или наличии размывов	10	10	Согласно данным инженерных изысканий
F32	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"
F33	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
F34	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

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

58

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

236



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефт». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

Обозначение и наименование фактора влияния	Доля группы факторов, р	Доля факторов в группе, q	Содержание исходной информации	Балльная оценка			
				Участок трассы МН 148,98-148,01 км ПК0-ПК7+36)		Примечание	
				С учетом введения новых требований безопасности	Без учета введения новых требований безопасности		
F41	Отношение фактической толщины стенки трубы к требуемой	0,1	0,35	Расчетное и фактическое значения толщины стенки трубы браш и факт	0,75	10	$\delta_{факт} / \delta_{расч} = 1,74$ (с учетом компенсирующих мероприятий); $\delta_{факт} / \delta_{расч} = 1$ (без учета компенсирующих мероприятий);
F42	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
F43	Возможность возникновения гидравлических ударов	0,1	0,15	Качественная оценка возможности возникновения гидравлических ударов	4	4	Средняя или низкая вероятность гидравлических ударов
F44	Системы телемеханики и автоматики (СТА)	0,1	0,2	Технические характеристики и 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 в случае недопустимого повышения давления. На МН имеются системы обнаружения утечек.

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргазотрубопровод»

59

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.
209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

237



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефт». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

Обозначение и наименование фактора влияния	Доля группы факторов, р	Доля факторов в группе, q	Содержание исходной информации	Бальная оценка			
				Участок трассы МН 148,98-148,01 км ПК0-ПК7+36)		Примечание	
				С учетом введения новых требований безопасности	Без учета введения новых требований безопасности		
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							
Бальная оценка участка F _n					4,67	5,07	
Бальная оценка среднестатистического эксплуатируемого МН, В _{ср}					3		
Коэффициент влияния K _{вп,л}					1,56	1,69	
Среднестатистическая частота аварии λ×10 ⁵ , 1/(км×год)					3,1		

Таблица 28 - Оценка локальной частоты λ_n участка (151 км)

Обозначение и наименование фактора влияния	Доля группы факторов, р	Доля факторов в группе, q	Содержание исходной информации	Бальная оценка			
				Участок трассы МН (151 км)		Примечание	
				С учетом введения новых требований безопасности	Без учета введения новых требований безопасности		
F ₁₁	Минимальная глубина заложения подземного МН	0,6	0,4	Фактическая толщина слоя грунта h, м, над верхней образующей самого мелкозаглубле	0,498	0,83	Заглубление: - с учетом компенсирующих мероприятий - 1,2 м; - без учета компенсирующих

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

60

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

238



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

Обозначение и наименование фактора влияния	Доля группы факторов, р	Доля факторов в группе, q	Содержание исходной информации	Бальная оценка			
				Участок трассы МН (151 км)		Примечание	
				С учетом введения новых требований безопасности	Без учета введения новых требований безопасности		
			нного отрезка в пределах рассматриваемого участка МН			мероприятий – 0,8 м.	
F12	Уровень антропогенной активности	0,6	0,2	Плотность населения (Н _{нас}) в среднем на участке МН в трехкилометровой полосе вдоль трассы	3	3	Плотность населения в трехкилометровой 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 и в охранной зоне МН	2	2	Трасса нефтепровода, в основном, проходит в одном техническом коридоре с действующими коммуникациями - трубопроводы различного диаметра, подземные и надземные линии электропередачи и связи.
				Наличие участков автомобильных и железных дорог в охранной зоне МН	0	0	Наличие или отсутствие
				Интенсивность судоходства	-	-	Отсутствуют
F13	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	5	5	Объект

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргазотрубопровод»

61

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.
209377

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

239



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефт». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

Обозначение и наименование фактора влияния	Доля группы факторов, p	Доля факторов в группе, q	Содержание исходной информации	Бальная оценка			
				Участок трассы МН (151 км)		Примечание	
				С учетом введения новых требований безопасности	Без учета введения новых требований безопасности		
			МН			располагается в Северо – Кавказском округе	
F21	Коррозионная активность грунта	0,1	0,5	Удельное сопротивление грунта ρ_g , кислотность грунта pH, деятельность микроорганизмов	10	10	В зависимости от свойств грунтов по данным изыскательских работ
F22	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 нефтепровода, в основном, проходит в одном техническом коридоре с действующими коммуникациями: - кабели связи; - ВЛ.
F31	Вероятность перемещений грунта или размыва подводного перехода	0,1	0,2	Сведения о фактах перемещений грунта или наличии размывов	10	10	Согласно данным инженерных изысканий
F32	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"
F33	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
F34	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

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргазпротрубопровод»

62

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
209377

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

240

Формат А4



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефт». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

Обозначение и наименование фактора влияния	Доля группы факторов, p	Доля факторов в группе, q	Содержание исходной информации	Балльная оценка			
				Участок трассы МН (151 км)		Примечание	
				С учетом введения новых требований безопасности	Без учета введения новых требований безопасности		
			Мониторинг деформации грунта и перемещений нефтепровода	1	1	С помощью неподвижных реперов	
F41	Отношение фактической толщины стенки трубы к требуемой	0,1	0,35	Расчетное и фактическое значения толщины стенки трубы брасч и бфакт	0,75	10	$\delta_{\text{факт}} / \delta_{\text{брасч}} = 1,74$ (с учетом компенсирующих мероприятий); $\delta_{\text{факт}} / \delta_{\text{брасч}} = 1$ (без учета компенсирующих мероприятий);
F42	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
F43	Возможность возникновения гидравлических ударов	0,1	0,15	Качественная оценка возможности возникновения гидравлических ударов	4	4	Средняя или низкая вероятность гидравлических ударов
F44	Системы телемеханики и автоматики (СТА)	0,1	0,2	Технические характеристики и 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 в случае недопустимого повышения давления. На МН имеются системы обнаружения утечек.
F51	Категория	0,1	0,15	Сведения о	9	9	По ведомости

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

63

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.
209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

241

Формат А4



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефт». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

Обозначение и наименование фактора влияния	Доля группы факторов, р	Доля факторов в группе, q	Содержание исходной информации	Бальная оценка		
				Участок трассы МН (151 км)		Примечание
				С учетом введения новых требований безопасности	Без учета введения новых требований безопасности	
участка по сложности производства работ			сложности условий строительного освоения трассы МН			раскладки труб
ИТОГО по участку						
Бальная оценка участка F_n				4,72	5,12	
Бальная оценка среднестатистического эксплуатируемого МН, $B_{ср}$				3		
Коэффициент влияния $k_{вп,н}$				1,57	1,71	
Среднестатистическая частота аварии $\lambda \times 10^5, 1/(\text{км} \times \text{год})$				3,1		

Удельные вероятности возникновения аварийных ситуаций для участков реконструкции приведены в таблице 29.

Таблица 29 - Удельные вероятности возникновения аварийных ситуаций

Наименование участка	Базовая частота разгерметизации $\text{км}^{-1} \cdot \text{год}^{-1}$	Коэффициент влияния, $K_{вп}$	Коэффициент, учитывающий способ прокладки $K_{кп}$	Вероятность разгерметизации, $\text{км}^{-1} \cdot \text{год}^{-1}$	Вероятность образования свища, $\text{км}^{-1} \cdot \text{год}^{-1}$	Вероятность образования малой трещины, $\text{км}^{-1} \cdot \text{год}^{-1}$	Вероятность образования средней трещины, $\text{км}^{-1} \cdot \text{год}^{-1}$	Вероятность гильотинового разрыва, $\text{км}^{-1} \cdot \text{год}^{-1}$
Без учета введения новых требований безопасности								
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)	$3,1 \cdot 10^{-5}$	1,30	1	$5,24 \cdot 10^{-5}$	$3,67 \cdot 10^{-5}$	$8,65 \cdot 10^{-6}$	$5,51 \cdot 10^{-6}$	$1,57 \cdot 10^{-6}$
151 км	$3,1 \cdot 10^{-5}$	1,71	1	$5,29 \cdot 10^{-5}$	$3,70 \cdot 10^{-5}$	$8,73 \cdot 10^{-6}$	$5,55 \cdot 10^{-6}$	$1,59 \cdot 10^{-6}$

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

64

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

242



**Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефт». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»**

Наименование участка	Базовая частота разгерметизации, км ⁻¹ ·год ⁻¹	Коэффициент влияния, К _в	Коэффициент, учитывающий способ прокладки, К _п	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 образования гильотинного разрыва, км ⁻¹ ·год ⁻¹
С учетом введения новых требований безопасности								
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)	3,1·10 ⁻⁵	1,16	1	4,83·10 ⁻⁵	3,38·10 ⁻⁵	7,96·10 ⁻⁶	5,07·10 ⁻⁶	1,45·10 ⁻⁶
151 км	3,1·10 ⁻⁵	1,57	1	4,87·10 ⁻⁵	3,41·10 ⁻⁵	8,04·10 ⁻⁶	5,12·10 ⁻⁶	1,46·10 ⁻⁶

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

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

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

При построении логического "дерева событий" и оценке частоты реализации аварийных ситуаций используются условные вероятности реализации различных ветвей логического дерева событий и перехода аварии на ту или иную стадию развития. Условные вероятности реализации аварийной ситуации определены на основе рекомендуемых условных вероятностей, приведенных в Руководстве 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).

Частоты возникновения аварий на линейной части МН, а также частоты реализации различных сценариев аварий на рассматриваемых участках трубопровода рассчитывались исходя из определенной интенсивности аварий и условных вероятностей реализации различных сценариев аварий (для наиболее вероятной и наиболее опасной аварии), в соответствии с деревьями событий для МН (рисунки 2 и 3).

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

65

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									243
1	-	Зам.	3612-19				10.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

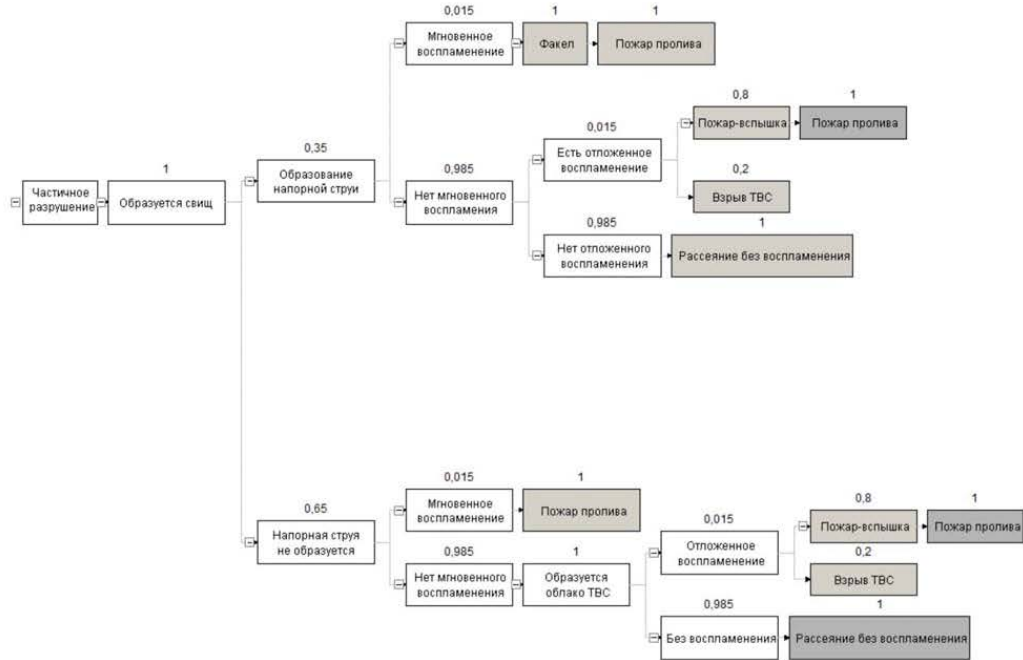


Рисунок 2 - "Дерево событий" при возникновении аварийных ситуаций на линейной части МН (наиболее вероятная авария (дефектное отверстие «свищ»))

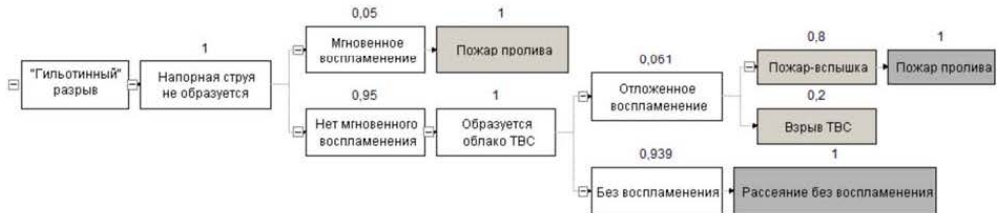


Рисунок 3 - "Дерево событий" при возникновении аварийных ситуаций на линейной части МН (наиболее опасная авария (гильотинный разрыв))

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

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефт». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

приведены в таблице 30.

Таблица 30 - Вероятности развития аварийных ситуаций по рассматриваемым сценариям на участках реконструкции

Наименование участка	Вероятность развития сценария аварийной ситуации, 1/(км·год)				
	Образование пролива без воспламенения (с последующей локализацией аварии)	Образование пролива/ мгновенное воспламенение	Образование пролива/взрыв облака ТВС	Образование пролива/пожар-вспышка	Образование пролива/пожар пролива
Без учета введения новых требований безопасности					
Наиболее вероятная авария (образование свища)					
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)	$3,60 \cdot 10^{-5}$	$5,51 \cdot 10^{-7}$	$1,10 \cdot 10^{-7}$	$4,38 \cdot 10^{-7}$	$4,38 \cdot 10^{-7}$
151 км	$3,63 \cdot 10^{-5}$	$5,55 \cdot 10^{-7}$	$1,11 \cdot 10^{-7}$	$4,42 \cdot 10^{-7}$	$4,42 \cdot 10^{-7}$
Наиболее опасная авария (образование гильотинного разрыва)					
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)	$1,40 \cdot 10^{-6}$	$7,87 \cdot 10^{-8}$	$1,82 \cdot 10^{-8}$	$7,29 \cdot 10^{-8}$	$7,29 \cdot 10^{-8}$
151 км	$1,42 \cdot 10^{-6}$	$7,93 \cdot 10^{-8}$	$1,84 \cdot 10^{-8}$	$7,36 \cdot 10^{-8}$	$7,36 \cdot 10^{-8}$
С учетом введения новых требований безопасности					
Наиболее вероятная авария (образование свища)					
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)	$3,31 \cdot 10^{-5}$	$5,07 \cdot 10^{-7}$	$1,01 \cdot 10^{-7}$	$4,03 \cdot 10^{-7}$	$4,03 \cdot 10^{-7}$
151 км	$3,34 \cdot 10^{-5}$	$5,12 \cdot 10^{-7}$	$1,02 \cdot 10^{-7}$	$4,07 \cdot 10^{-7}$	$4,07 \cdot 10^{-7}$
Наиболее опасная авария (образование гильотинного разрыва)					
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)	$1,29 \cdot 10^{-6}$	$7,24 \cdot 10^{-8}$	$1,68 \cdot 10^{-8}$	$6,71 \cdot 10^{-8}$	$6,71 \cdot 10^{-8}$
151 км	$1,30 \cdot 10^{-6}$	$7,31 \cdot 10^{-8}$	$1,69 \cdot 10^{-8}$	$6,78 \cdot 10^{-8}$	$6,78 \cdot 10^{-8}$

Результаты вероятности развития сценариев аварийной ситуации на реконструируемом участке нефтепровода показали, что наиболее вероятным сценарием развития аварийной ситуации (вероятность реализации максимальна за определенный период времени) 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.

Величину потенциального риска вдоль оси однониточного трубопровода $R_{пот}(x_0, t_0)$,

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

67

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

245



**Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»**

год⁻¹, в определенной точке с координатами (x₀, r₀), где координата x₀ – координата вдоль оси трубопровода, км, r₀ – координата по оси, перпендикулярной оси трубопровода, расположенной на расстоянии r₀, км от оси ОПО МН определяют по формуле:

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

где $\lambda(x)$ – удельная частота разгерметизации ЛЧ ОПО МН в точке с координатой x вдоль оси ОПО МН, год⁻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;

$v_{\text{уяз}}^{kj}$ – 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 нефтепроводах" (принимается коэффициент уязвимости равным 1).

$\Phi_k(x_0, r_0)$ – количество поражающих факторов, которые могут действовать одновременно при реализации k-го сценария количество поражающих факторов, в точке с координатами (x₀, r₀);

$Q_{\text{пор}}^{kj}(x, x_0, r_0)$ – условная вероятность поражения человека в точке территории с координатой (x₀, r₀) 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 инициирующих событий с использованием метода анализа «дерева событий». Дерево событий приведено на рисунках 2 и 3.

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 30.

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:

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

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

где

где ΔP – избыточное давление, Па;

I – импульс волны давления, Па·с.

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргазпротрубопровод»

68

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 246			
			1	-	Зам.	3612-19		10.19		
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Лист 246



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

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.

$$t = t_0 + \frac{x_6}{v_{cp}};$$

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

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

v – скорость движения человека, м/с (принята 5 м/с).

Значения пробит функции меньше или равные нулю соответствуют 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 /17/.

Условная вероятность поражения человека, попавшего в зону воздействия высокотемпературных продуктов сгорания равна 1, за пределами этой зоны условная вероятность поражения человека принимается равной 0 /6/.

Значения условной вероятности поражения человека избыточным давлением при наиболее опасной аварии приведены в таблице 31.

Таблица 31 - Условная вероятность поражения человека избыточным давлением

Наименование показателя	Расстояние, м					
	25	50	70	100	150	200
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+36)						
Расчетное значение избыточного давления, кПа	12,66	9,85	7,76	5,81	4,07	3,12
Импульс волны давления, Па·с	10940,95	5986,03	4185,42	2854,01	1852,17	1367,43
Значение пробит-функции	4,29	3,74	3,22	2,59	1,81	1,23
Условная вероятность поражения	0,24	0,10	0,04	0,00	0,00	0,00
151 км						
Расчетное значение избыточного давления, кПа	9,87	6,74	5,18	3,82	2,64	2,02
Импульс волны давления, Па·с	6897,3	3411,05	2377,6	1622,96	1056,4	781,69
Значение пробит-функции	3,75	2,91	2,34	1,67	0,87	0,28
Условная вероятность поражения	0,11	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00

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

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

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

69

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

247



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

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

где t – эффективное время экспозиции, с.

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

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

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

v – скорость движения человека, м/с (принята 5 м/с).

Значения условной вероятности поражения человека тепловым излучением при наиболее опасной аварии приведены в таблице 32.

Таблица 32 - Значения условной вероятности поражения человека тепловым излучением

Наименование участка	Расстояние до безопасной зоны, м	Эффективное время экспозиции, с	Значение пробит-функции	Условная вероятность поражения
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)	76	20	2,89	0,02
151 км	56	16	2,32	0,00

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

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

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

70

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

248



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

где $R(j)$ – величина потенциального риска в j -ой области территории, год⁻¹;
 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. Результаты расчета вероятности присутствия работника (населения) приведены в таблице 22 настоящего Обоснования безопасности.

Индивидуальный риск для населения и иных объектов с размещением людей определяется в соответствии с вышеприведенной формулой, заменяя слово "работник", на слово "население", и принимая коэффициент уязвимости равным одному. Если не представляется возможным оценить вероятность присутствия жителя в каждой области территории, величина индивидуального риска принимается равной значению потенциального риска в жилой, общественно – деловой или рекреационной зоне.

Процесс транспортировки нефти по линейной части нефтепровода производится автоматизировано. Трубопровод проложен в охранной зоне. 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 реконструируемых участков приведены в таблице 33.

Таблица 33 - Расчетные значения потенциального, индивидуального и коллективного рисков при реализации наиболее опасной аварии

Расчетный участок МН	Обслуживающего персонала ЛАЭС	Обслуживающего персонала ПГО СБ	Население с.Бавтугай (жилая застройка)	Население с.Гельбах, с.Нижний Чирюрт (жилая застройка)	Персонал рядом расположенной организации
Без учета введения новых требований безопасности					
Потенциальный риск, год⁻¹					
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)	8,37E-08	8,37E-08	0,00	0,00	8,37E-08
151 км	8,31E-08	8,31E-08	0,00	0,00	8,31E-08
Индивидуальный риск, год⁻¹					
148,98-148,01 км (ПК0-	6,69E-09	6,69E-09	0,00	0,00	6,69E-09

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

71

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

249



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

Расчетный участок МН	Обслуживающего персонала ЛАЭС	Обслуживающего персонала ПГО СБ	Население с.Бавтугай (жилая застройка)	Население с.Гельбах, с.Нижний Чирюрт (жилая застройка)	Персонал рядом расположенной организации
ПК7+76)					
151 км	6,65E-09	6,65E-09	0,00	0,00	6,65E-09
Коллективный риск, чел/год					
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)	1,82E-07	1,82E-08	0,00	0,00	1,82E-07
151 км	1,84E-07	1,84E-08	0,00	0,00	1,84E-07
С учетом введения новых требований безопасности					
Потенциальный риск, год⁻¹					
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)	7,70E-08	7,70E-08	0,00	0,00	7,70E-08
151 км	7,65E-08	7,65E-08	0,00	0,00	7,65E-08
Индивидуальный риск, год⁻¹					
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)	6,16E-09	6,16E-09	0,00	0,00	6,16E-09
151 км	6,12E-09	6,12E-09	0,00	0,00	6,12E-09
Коллективный риск, чел/год					
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)	1,68E-07	1,69E-08	0,00	0,00	1,69E-07
151 км	1,69E-07	1,69E-08	0,00	0,00	1,69E-07

Ситуационный план с указанием распределения потенциального территориального риска гибели людей при реализации наиболее опасной аварии на реконструируемом участке нефтепровода приведен в приложении 5.

Рекомендуемые критерии степени опасности аварий для линейной части МН приняты в соответствии с Руководством по безопасности аварий для линейной части МН приняты в соответствии с Руководством 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) приведены в таблице 34.

Таблица 34 - Критерии степени опасности аварий на линейной части МН

Сравнительная степень опасности аварии на участке	Типовые показатели риска аварии на ЛЧ МН	
	удельные ожидаемые потери нефти (нефтепродуктов) при аварии	удельный ожидаемый экологический ущерб от аварии R _{э1000} , млн. руб./ (1000 км/год)

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

72

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

250



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефт». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

ЛЧМН	R _{м.1000} , т/(1000 км·год)	
«Малая»	менее 4	менее 1
«Средняя»	4 –40	1 – 10
«Высокая»	40 –400	10 – 100
«Чрезвычайно высокая»	более 400	более 100

В соответствии с Руководством 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) для реконструируемых участков МН "Грозный-Баку" рассчитаны показатели риска аварий для имущества и окружающей среды для наиболее опасной аварии. Результаты приведены в таблице 35.

Таблица 35 - Показатели риска аварий для имущества и окружающей среды для наиболее опасной аварии

Наименование участка	Интенсивность аварий, км ⁻¹ ·год ⁻¹	Удельная интенсивность аварий, 1/(1000 км·год)	Удельные ожидаемые потери нефти (нефтепродуктов) 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)
Без учета введения новых требований безопасности					
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)	5,24E-05	0,052	89,03	2,81	2,99
151 км	5,29E-05	0,053	45,81	1,70	1,54
С учетом введения новых требований безопасности					
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)	4,83E-05	0,048	81,95	2,59	2,76
151 км	4,87E-05	0,049	42,20	1,57	1,42

В соответствии с Руководством 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) определена степень опасности рассматриваемых участков МН "Грозный-Баку" (таблица 36).

Таблица 36 - Степень опасности рассматриваемых участков

Наименование участка	Степень опасности аварии
----------------------	--------------------------

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

73

Инв. № подл. 209377
Подп. и дата
Взам. инв. №

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

251



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

	удельные ожидаемые потери нефти (нефтепродуктов) при аварии $R_{м1000}$, т/(1000 км·год)	удельный ожидаемый экологический ущерб от аварии $R_{э1000}$, млн. руб./(1000 км·год)
Без учета введения новых требований безопасности		
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)	средняя	средняя
151 км	средняя	средняя
С учетом введения новых требований безопасности		
148,98-148,01 км (ПК0-ПК7+76)	средняя	средняя
151 км	средняя	средняя

В соответствии с типовыми критериями оценки степени риска (таблица 34) участки реконструкции по удельным ожидаемым потерям нефти относятся к степени опасности «Средняя», по удельному ожидаемому экологическому ущербу от аварий относится к степени опасности «Средняя». В соответствии с Руководством 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), необходимость разработки рекомендаций по снижению риска аварии безусловна только для чрезвычайно опасных участков и составляющих МН. Для среднеопасных участков МН необходимость разработки рекомендаций обусловлена имеющимися ресурсами на внедрение дополнительных мероприятий (мер, групп мер) обеспечения безопасности технического и (или) организационного характера.

В соответствии с Руководством по безопасности "Методика установления допустимого риска аварии при обосновании безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса" (утверждены приказом Ростехнадзора от 23 августа 2016 г. N 349) для реконструируемых участков МН определены допустимые риски гибели человека в случае возникновения аварии.

Допустимый риск от аварии для рассматриваемого объекта составляет

$$R_d = R_\Phi / K_3,$$

где:

- R_Φ - фоновый риск аварии на опасном производственном объекте;
- K_3 - эмпирический коэффициент запаса на неопределенность компенсации увеличения опасности аварии при отступлении от требований промышленной безопасности, установленных федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности, их недостаточности и (или) отсутствия, величина которого установлена в /21/.

В качестве показателей риска аварий для установления допустимого риска принимался индивидуальный риск гибели населения, персонала.

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

74

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

252



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»*

В соответствии с /21/ при установлении допустимого риска гибели людей при аварии для опасного производственного объекта, на котором в обосновании безопасности устанавливаются новые требования промышленной безопасности, рекомендуется применять дополнительный понижающий коэффициент, равный 5. При установлении допустимого риска аварии риск гибели для населения рекомендуется выбирать в 100 раз меньше риска гибели для персонала.

Согласно таблице № 3-1 приложения 3 /21/ ежегодный риск гибели людей при аварии на ОПО нефтегазового комплекса в среднем за 2011-2015 гг. достигал 92 погибших на 1 млн. рискующих, т.е. уровень риска $R_{дв}=4,5$ дБР.

Согласно п. 10.2 /21/ в качестве фоновых рисков аварий ($R_{нг}$) на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса рекомендуется использовать данные Ростехнадзора об аварийности и травматизме. Анализ статистических данных об авариях и инцидентах на объектах МН и МНПП ПАО «Транснефть» за последние 5 лет по количеству аварий составило в среднем 2,2 аварии в год, что соответствует величине $3,1 \times 10^{-5}$ 1/(км·год) (согласно таблицы 23 настоящего Обоснования безопасности). Согласно п.12.3 /21/ рекомендуется использовать оценочное значение фонового риска по отрасли ($R_{нг}$) в качестве фонового риска на рассматриваемом опасном производственном объекте ($R_{ф}$), соответственно принимаем $R_{ф} = R_{нг}$.

Согласно таблице № 4-3 приложения № 4 /21/ коэффициент запаса (КЗ) для установления допустимого риска случая возникновения аварии для рассматриваемого объекта составляет 1,7.

Дополнительный понижающий коэффициент для рассматриваемого объекта составляет 3.

Допустимый риск гибели персонала (Л/АЭС, ПГО) от поражающих факторов аварии на реконструируемом участке составляет:

$$R_{д}=9,2 \times 10^{-6} / 2 / 5 = 9,2 \times 10^{-7} \text{ год}^{-1}$$

Допустимый риск гибели населения от поражающих факторов аварии на реконструируемом участке составляет:

$$R_{д}=9,2 \times 10^{-7} \text{ год}^{-1} / 100 = 9,2 \times 10^{-9} \text{ год}^{-1}$$

2.4.2 Анализ опасностей отклонений технологических параметров процесса от регламентных с использованием методологии анализа опасности и работоспособности

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргазотрубопровод»

75

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 253			
			1	-	Зам.	3612-19		10.19		
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Лист 253



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»*

(АОР)

Анализ опасностей отклонений технологических параметров процесса транспорта дизельного топлива от регламентных выполнен в соответствии с приложением №8 к РБ «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» /17/.

Результаты анализа опасностей отклонений технологических параметров процесса от регламентных с использованием методологии анализа опасности и работоспособности (АОР) представлены в таблице 37.

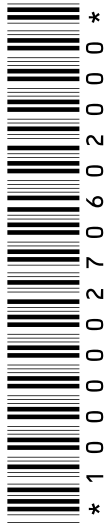
При этом рассмотрены три вида негативных последствий:

- нарушение безопасности (возникновение аварии с материальным ущербом);
- нанесение вреда окружающей среде;
- нарушение режима эксплуатации (остановка процесса транспорта, недопоставка продукции, экономические потери).
- нарушение режима эксплуатации (остановка процесса транспорта, недопоставка продукции, экономические потери).

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

76

Взам. инв. №						
Подп. и дата						
Инв. № подл.	209377					
1	-	Зам.	3612-19	10.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись		Дата



Обновление безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РЭМЗ АО «Ипрантранснефть». В части реконструкции участка МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

№ п/п	Технологический параметр / система / оборудование	Отклонение параметра / нарушения / отказы	Причина	Последствия	Меры (барьеры) безопасности
1	2	3	4	5	6
2. Отказы оборудования, общих систем контроля и управления участком трубопровода, средств КИПиА					
5	Трубопровод DN 700, Pраб<4,33 МПа	Повреждение/ Отказ	1. Внешние антропогенные воздействия. 2. Коррозия (почвенная коррозия). 3. Некачественное выполнение строительно-монтажных работ. 4. Дефекты тела трубы и сварных швов (вмятины, потери металла, расслоения, трещины).	Безопасность: Нарушение целостности трубопровода, разгерметизация, утечка нефти, воспламенение паров нефти, пожар пролива, термическое поражение людей Окружающая среда: Утечка нефти, загрязнение почвы, воздуха Эксплуатация: нарушение технологического режима, экономические потери	1. Трубопровод категории В принят с коэффициентом условий работы 0,66. 2. Трубопровод предусмотрен с полимерным защитным покрытием усиленного типа, классом прочности не ниже К56. 3. Уровень кольцевых напряжений в трубопроводе не должен превышать 30 % нормативного предела текучести металла труб. 4. Установлены охранные зоны. 5. Установлены опознавательные знаки. 6. Информирование населения о местах расположения коммуникаций. 7. Для трубопроводов в пределах населенного пункта и на ненормативном сближении с ним толщина стенки труб должна составлять 13 мм.
6	Запорная арматура DN 700 (задвижка шпёрная DN700 PN 6,3 МПа с электроприводом)	Повреждение/ Отказ	1. Внешние антропогенные воздействия. 2. Некачественное выполнение строительно-монтажных работ. 3. Негерметичность затвора. 4. Отсутствие хода задвижки (заклинивание)	Безопасность: Нарушение целостности арматуры DN 700, разгерметизация, утечка нефти, пожар пролива, термическое поражение людей Окружающая среда: Утечка нефти, загрязнение почвы, воздуха Эксплуатация: нарушение технологического режима, экономические потери	1. Переключение для организации перекачки нефти по временным схемам Оперативный ремонт оборудования ЛАЭС НПС «Самур». 3. Узел запорной арматуры (далее УЗА) размещен в колодце, с заводским антикоррозионным покрытием с датчиком давления, сигнализатором затопления, открытия колодца. 4. УЗА оборудованы средствами сигнализации прохождения СОУ. 5. Периодическая проверка службой ЛАЭС полного открытия/закрытия запорной арматуры, состояния выключателей, прожакка фланцевых соединений.
7	Сигнализатор давления	Повреждение/ Отказ	1. Внешние антропогенные воздействия. 2. Некачественное выполнение строительно-монтажных работ.	Безопасность: незначительные	1. Контроль давления по дублирующим средствам измерения и

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» филиал «Краснодарскитрубопровод»

79



Обновление безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РЭМЗ АО «Ипрантранснефть». В части реконструкции участка МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

№ п/п	Технологический параметр / система / оборудование	Отклонение параметра / нарушения / отказы	Причина	Последствия	Меры (барьеры) безопасности
1	2	3	4	5	6
			3. Негерметичность соединения.	Окружающая среда: незначительные Эксплуатация: незначительные	контроля. 2. Оперативный ремонт оборудования линейной аварийно-эксплуатационной службой НПС «Самур». 3. Размещение устройства в колодце из трубы.
8	Электро-контактный манометр	Повреждение/ Отказ	1. Внешние антропогенные воздействия. 2. Некачественное выполнение строительно-монтажных работ. 3. Негерметичность соединения.	Безопасность: незначительные Окружающая среда: незначительные Эксплуатация: незначительные	1. Контроль давления по дублирующим средствам измерения и контроля. 2. Оперативный ремонт оборудования линейной аварийно-эксплуатационной службой НПС «Самур». 3. Размещение устройства в колодце из трубы.
9	Датчик преобразователя давления	Повреждение/ Отказ	1. Внешние антропогенные воздействия. 2. Некачественное выполнение строительно-монтажных работ. 3. Негерметичность соединения.	Безопасность: незначительные Окружающая среда: незначительные Эксплуатация: незначительные	1. Контроль давления по дублирующим средствам измерения и контроля. 2. Оперативный ремонт оборудования линейной аварийно-эксплуатационной службой НПС «Самур». 3. Размещение устройства в колодце из трубы.
10	Повреждение импульсной линии	Повреждение/ Отказ	1. Внешние антропогенные воздействия. 2. Некачественное выполнение строительно-монтажных работ. 3. Негерметичность соединения.	Безопасность: незначительные Окружающая среда: незначительные Эксплуатация: незначительные	1. Контроль давления по дублирующим средствам измерения и контроля. Оперативный ремонт оборудования линейной аварийно-эксплуатационной службой НПС «Самур». 3. Размещение линии в колодце из трубы.
13	Система обнаружения утечек (СОУ)	Ложные срабатывания. Непатная ситуация. Отказ		Безопасность: утечка, разгерметизация, авария Окружающая среда: Утечка дизельного топлива, загрязнение почвы, воздуха Эксплуатация: нарушение технологического режима, экономические потери	1. Срочный анализ (средствами автоматизированной системы управления технологическим процессом (далее АСУ ТП)) давлений на выходе НПС и по всем контрольным пунктам (далее КП) линейной части технологического участка МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01». 2. При отклонении (см. п. 1 данной таблицы) установившегося давления от расчетного (согласно карты технологического режима) - немедленно, в режиме телеуправления

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» филиал «Краснодарскитрубопровод»

80

Взам. инв. №
Инв. № подл.
209377
Подп. и дата

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



Обновление безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РЭМШ АО «Иркутсктранснефть». В части реконструкции участка МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

№ п/п	Технологический параметр / система / оборудование	Отклонение параметра / нарушения / отказы	Причина	Последствия	Меры (барьеры) безопасности
13	Система автоматического регулирования давления (САРД)	Ложные срабатывания. Непштатная ситуация. Отказ	1. Неправильность привода заслонки. 2. Неправильность заслонки регулятора давления, негерметичность в внешней среде по корпусу, по разьему, сальниковому уплотнению.	Безопасность: гидродудар, разгерметизация, авария. Окружающая среда: Утечка нефти, загрязнение почвы, воздуха Эксплуатация: нарушение технологического режима, экономические потери	остановка перекачки на технологическом участке МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01». Срабатывание всех отсекающих задвижек. 1. Переход на резервную линию САРД. 2. Возможность оперативного перевода САРД на «местный» режим управления. 3. Оперативный ремонт оборудования линейной аварийно-эксплуатационной службой НПС «Самур».
14	Электроснабжение потребителей НПС и линейного участка	Отключение (потеря напряжения). Непштатная ситуация. Отказ	1. Отключение одного ввода в ЗРУ-10 кВ с отказом работы АВР. 2. Полное исчезновение оперативного тока присоединений ЗРУ-10 кВ. 3. Отключение двух источников электроснабжения. 4. Повреждение кабельных или воздушных линий электропередачи 6 (10) кВ.	Безопасность: отключение систем контроля и управления трубопровода, запорной арматуры, разгерметизация, авария Окружающая среда: Утечка нефти, загрязнение почвы, воздуха Эксплуатация: нарушение технологического режима, экономические потери	1. Секционирование обесточенной секции шин ЗРУ-6(10) кВ в ручном режиме с рабочей секции шин ЗРУ-6(10) кВ. 2. Переход на резервные линии электропередачи. 3. Перекачка нефти по временным схемам или остановка технологического участка. 4. Оперативный ремонт оборудования линейной аварийно-эксплуатационной службой НПС «Самур».
3. Нарушение регламента технического обслуживания					
15	Эксплуатационная документация	Отсутствие или несвоевременное обновление (актуализация) технической и оперативной документации	Отсутствие должного контроля за внесением изменений и актуализации документации со стороны ответственных лиц объекта (персонал, руководство соответствующих производственных служб, лица, ответственного за Систему управления промышленной безопасностью).	Безопасность: создание предпосылок для нарушения промышленной безопасности объекта, нарушения нормального технологического процесса, ошибок действия персонала, возможного развития аварийной ситуации.	1. На объекте внедрена Система управления промышленной безопасностью. 2. На объекте разработаны и присутствуют: - схемы обслуживаемых участков; - технологические регламенты эксплуатации; - инструкции по оперативному управлению; - технические паспорта;

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» филиал «Краснодарскнефтепровод»

81



Обновление безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РЭМШ АО «Иркутсктранснефть». В части реконструкции участка МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

№ п/п	Технологический параметр / система / оборудование	Отклонение параметра / нарушения / отказы	Причина	Последствия	Меры (барьеры) безопасности
16	Осмотры, обслуживание и ремонт	Отсутствие соблюдения графика проведения мероприятий. Отсутствие мероприятий	Отсутствие должного контроля за формированием графика и его реализации со стороны ответственных лиц объекта (персонал, руководство соответствующих производственных служб, лица, ответственного за Систему управления промышленной).	Безопасность: нарушение требований промышленной безопасности объекта, нарушения нормального технологического процесса, ошибок действия персонала, возможное развитие аварийной ситуации. Окружающая среда: Утечка нефти, загрязнение почвы, воздуха Эксплуатация: нарушение технологического режима, экономические потери	1. На объекте внедрена Система управления промышленной безопасностью. 2. На объекте разработаны и реализованы: - план-график осмотров (обход, облет) обслуживаемых участков; - план-график текущих и капитальных ремонтов; - план-график диагностирования трубопроводов; - план-график проведения экспертиз промышленной безопасности технических устройств. 3. Назначены ответственные лица и периодичность отчетов по реализованным мероприятиям.
17	Качество профилактических работ и ремонта	Низкое качество работ	1. Низкая квалификация обслуживающего и ремонтного персонала. 2. Плохое оснащение персонала механизированными устройствами и приспособлениями для проведения работ. 3. Низкое качество применяемого оборудования, изделий и материалов.	Безопасность: нарушение требований промышленной безопасности объекта, нарушения нормального технологического процесса, ошибок действия персонала, возможное развитие аварийной ситуации. Окружающая среда: Утечка нефти, загрязнение почвы, воздуха	1. Персонал, выполняющий работы по обслуживанию и ремонту имеет соответствующую профессиональную подготовку, соответствующую специфике проводимым работам. 2. Персонал оснащен всем необходимым оборудованием и инструментом. 3. Контроль качества приобретаемых и применяемых оборудования, изделий и материалов.

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» филиал «Краснодарскнефтепровод»

82

Взам. инв. №
Инв. № подл.
Подп. и дата
209377

1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



Обновление безопасности опасного производственного объекта «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РЭМЗ АО «Черноморнефтегаз». В части реконструкции участка МП «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

№ п/п	Технологический параметр / система / оборудование	Отклонение параметра / нарушения / отказы	Причина	Последствия	Меры (барьеры) безопасности
1	2	3	4	5	6
18	Качество связи	Отсутствие наличия средств связи. Низкая надежность связи	1. Отсутствие устойчивого сигнала используемого оператора связи. 2. Отсутствие или низкая оснащенность устройствами связи (сотовыми телефонами, радиостанциями, стационарными телефонами). 3. Ошибки персонала.	Эксплуатация: нарушение технологического режима, экономические потери Безопасность: нарушение требований промышленной безопасности объекта, нарушения нормального технологического процесса, ошибки действий персонала, возможное развитие аварийной ситуации. Окружающая среда: Утечка нефти, загрязнение почвы, воздуха Эксплуатация: нарушение технологического режима, экономические потери	1. На объекте обеспечивается надежная связь между полевым персоналом (обходчиками, линейными работниками) и диспетчером НПС «Самур». 2. Персонал оснащен радиостанциями в необходимом количестве. 3. Площадки НПС оборудованы всеми средствами связи (стационарными, мобильными, радиостанциями) обеспечивающие надежную связь с персоналом, вышестоящим центром управления, пожарными частями, аварийно-спасательными формированиями и иными службами.
19	Квалификация персонала	Низкий уровень обучения персонала	1. Отсутствие программы обучения персонала знаниям и навыкам. 2. Отсутствие аттестаций по проверке персонала знаний и навыков. 3. Отсутствие учений по проверке профессиональной противопожарной подготовке персонала.	Безопасность: нарушение требований промышленной безопасности объекта, нарушения нормального технологического процесса, ошибки действий персонала, возможное развитие аварийной ситуации. Окружающая среда: Утечка нефти, загрязнение почвы, воздуха Эксплуатация: нарушение технологического режима, экономические потери	1. На объекте проводится вводный инструктаж, первичный инструктаж на рабочем месте, инструктаж по пожарной безопасности. 2. Разработаны и реализуются программы обучения, стажировки и проверки знаний в комиссии Ростехнадзора. 3. Персонал проходит профессиональную и противопожарную подготовку в специализированных учебных заведениях. 4. Проводятся программы повышения квалификации. 5. Проводятся командно-штабные учения, учебно-тренировочные занятия по реагированию, устранению аварий. 6. Проводится проверка знаний персонала по ПЛА и ПЛАРН.

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» филиал «Краснодарспротрубопровод»

83

Инов. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

258

Формат А4



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»*

2.5. Результаты идентификации опасности, в том числе по проведению анализа опасностей отклонений технологических параметров от регламентных

Основные опасности, связанные с эксплуатацией ОПО на участках прохождения МН в границах населенных пунктов с.Бавтугай, с.Гельбах и с.Нижний Чирюрт относятся к разгерметизации МН, и связанной с ним вероятностью возникновения пожаров, взрывов.

На реконструируемых участках МН "Грозный-Баку" наиболее опасным по последствиям сценарием аварийной ситуации, является авария, развивающаяся по сценарию С2.1 (взрыв паровоздушного облака при "гильотинном" разрыве участка МН). При реализации данной аварии возможно наибольшее нанесение ущерба людским и материальным ресурсам, а также компонентам природной среды. При реализации данной аварии максимальное количество пострадавших составит - 5 человек.

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

В районе объекта расположены существующие подземные сооружения (кабели связи, МН «Грозный-Баку», газопровод) которые попадают в возможные зоны поражения от участка МН "Грозный-Баку". Максимальная зона воздействия 14 кПа (таблица 17). В соответствии с таблицей № 3 приложения № 3 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств" существующие подземные коммуникации могут получить слабое разрушение при избыточном давлении ударной волны 400-600 кПа. На основании выше изложенного, существующие подземные коммуникации не получают повреждений при воздействии ударной волны при аварии на реконструируемом участке нефтепровода. Слой грунта защищает существующие сооружения от действия поражающих факторов при аварии на реконструируемом участке нефтепровода.

84

2.6. Результаты оценки риска аварии и связанной с ней угрозы

В соответствии с анализом риска, проведенным в разделе 2.4, его значения соответствуют приемлемому риску эксплуатации ОПО на критических участках МН при условии выполнения компенсирующих мероприятий (мер безопасности).

В соответствии с результатами расчетов, по оценке рисков для реконструируемого участка МН "Грозный-Баку", представленными в таблице 33 п.2.4 настоящего Обоснования

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

84

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 259
			1	-	Зам.	3612-19		10.19	
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148, 98-148,01»*

безопасности значения индивидуального риска гибели персонала объекта и населения жилых зон с.Бавтугай, с.Гельбах и с.Нижний Чирюрт при авариях на реконструируемом МН "Грозный-Баку" не превышают значения допустимого риска, определенные в соответствии с /21/ ($9,2 \times 10^{-7}$ год⁻¹ и $9,2 \times 10^{-9}$ год⁻¹ соответственно).

На основании таблицы 33 и п.16 /21/ можем сделать вывод, что разработанных мер безопасности в области промышленной безопасности достаточно, так как было выполнено условие, когда оцененные показатели опасности с учетом новых требований безопасности ($R_{об}$), не превышают допустимого риска аварии ($R_{об}$).

Таким образом, предусмотренных мер безопасности достаточно для снижения риска возникновения аварии на рассматриваемом участке МН «Грозный-Баку»

2.7. Перечень наиболее значимых факторов риска аварии на ОПО и связанной с ней угрозы с учетом специфики конкретного ОПО

Наиболее значимые факторы, влияющие на показатели риска на ОПО (критических участках МН) являются:

- высокое давление, при котором проходят технологические процессы, способствует тому, что любые повреждения оборудования могут стать причиной разгерметизации оборудования с выбросом опасных веществ, образованием загазованности, возникновением взрывов ТВС, пожаров разлигия;
- коррозийная активность обращающихся в техпроцессе веществ (особенно при наличии влаги) создает дополнительную опасность разгерметизации системы;
- сложный фракционный состав нефти приводит к образованию широкого спектра опасных вторичных продуктов сгорания, основными из которых являются: окись углерода, двуокись углерода, углерод, двуокись азота, двуокись серы, органические кислоты;
- конструктивно-технологический фактор, связанный с физическим износом технологического оборудования;
- человеческий фактор, приводящий к разрушению технологического оборудования в результате ошибочных действий персонала;
- повышенная плотность и приближенность к ОПО отдельных жилых зданий и сооружений.
- наличие современных средств управления процессом перекачки нефти и систем диагностики состояния технологического процесса позволяет обеспечить эксплуатацию декларируемого объекта без постоянного присутствия персонала, тем самым снизить значения показателей риска для персонала;
- наличие высоконадежных систем обеспечения безопасности (Система диспетчерского контроля и управления технологическим процессом, параметрическая система обнаружения утечек) позволяют значительно снизить вероятность возникновения

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

85

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 260			
			1	-	Зам.	3612-19		10.19		
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Лист 260



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148, 98-148,01»*

аварий на реконструируемом объекте и максимально быстро обеспечить локализацию и снижение последствий возможных аварий.

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

86

Инв. № подл.	209377	Подп. и дата	Взам. инв. №	
1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ				Лист
				261



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148, 98-148,01»

3. УСЛОВИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.1 Сведения о режимах нормальной эксплуатации с указанием предельных значений параметров эксплуатации

В режиме нормальной эксплуатации ОПО на критических участках МН предусмотрено:

- пропускная способность – 7,6 млн.т/год;
- рабочее давление на участке замены нефтепровода – 4,33 МПа;
- диаметр трубопровода – 720 мм;
- температура стенки нефтепровода – от +8°С до +24,6°С;
- тип изоляции - заводская полиэтиленовая.

Основные параметры для режима нормальной эксплуатации на участке ненормативного сближения и прохождения трассы по землям населенных пунктов:

1) Категория участков МН при прокладке в населенном пункте, на ненормативном сближении с ним, на расстоянии менее 500 м от границ населенного пункта принимается не ниже «В».

2) Ударная вязкость на образцах Шарпи (KCV) основного металла и сварных соединений труб должны быть не менее 78 Дж/см² и 44 Дж/см² соответственно.

3) Ударная вязкость на образцах Менаже (KCU) основного металла и сварных соединений труб должны быть не менее 64 Дж/см² и 44 Дж/см² соответственно.

4) Процент вязкого волокна в изломе должен быть не менее 60%.

5) В процессе эксплуатации должна проводиться внутритрубная диагностика нефтепровода с периодичностью, обеспечивающей обнаружение дефектов нефтепровода до наступления опасности его разгерметизации, но не реже одного раза в шесть лет.

6) Испытание нефтепровода на прочность и проверка на герметичность должны производиться гидравлическим способом согласно п.19.5 СП 86.13330.2014 в три этапа: первый этап - до укладки в кожух перехода через автомобильную дорогу, второй этап - участок с более толстой стенкой категории В после засыпки, третий этап - весь смонтированный участок после засыпки.

Нормальная эксплуатация технологического участка МН сводится к поддержанию заданного режима работы и контролю за его техническими параметрами. Технологический режим должен обеспечивать перекачку нефти с требуемой производительностью, с наименьшими эксплуатационными затратами.

Согласно разделу 2 данного Обоснования безопасности отступления не вносят дополнительный риск при эксплуатации ОПО МН на критических участках, обслуживаемых Тихорецким районным управлением магистральных нефтепроводов.

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

87

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 262			
			1	-	Зам.	3612-19		10.19		
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Лист 262



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148, 98-148,01»

3.2 Перечень организационных и технических мер безопасности (барьеров безопасности), включая сведения о технологических защитах, блокировках, автоматических регуляторах с установками срабатывания

3.2.1. Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ

В целях исключения разгерметизации оборудования и предупреждения аварийных выбросов нефтепродукта ежегодно разрабатываются планы по обследованию переходов, диагностированию МН, а также планы технического перевооружения, реконструкции, капитального и планово-предупредительного ремонтов.

Для исключения разгерметизации линейной части МН и предупреждения аварийных выбросов нефти предусмотрено следующее:

1) конструкционные материалы, применяемые для изготовления МН, по коррозионной стойкости, стойкости к эрозионному износу и работоспособности, соответствуют условиям эксплуатации;

2) защита МН от эрозии внутренней поверхности труб осуществляется обеспечением оптимальных скоростей движения нефтепродукта с учетом сечения трубопровода, гидравлических сопротивлений, физических параметров продукта перекачки при данной температуре и параметров насосного оборудования;

3) комплексная защита МН от коррозии осуществляется защитными покрытиями нормального и усиленного типа и средствами электрохимической защиты, представляющей собой систему установок катодной защиты на всем протяжении МН;

4) тип изоляционных покрытий МН выбран исходя из условий прочности и сохранности покрытия при температуре транспортируемого нефтепродукта, а также в зависимости от конкретных условий прокладки и эксплуатации МН;

5) для исключения возможности повреждения МН при проведении сельскохозяйственных и других работ вокруг него предусмотрена охранная зона, в пределах которой порядок производства земляных работ регламентируется Правилами охраны магистральных трубопроводов;

6) комплексная диагностика линейной части службой диагностики производственно-эксплуатационного управления;

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

8) укладка пересекаемых действующих подземных кабелей в защитные футляры из швеллеров с предварительным заключением кабелей в разрезные полиэтиленовые трубы;

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

88

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 263			
			1	-	Зам.	3612-19		10.19		
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Лист 263



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148, 98-148,01»*

9) устройство постоянных дорожных переездов через трубопровод на пересечении с существующими полевыми дорогами с устройством основания из ПГС и покрытием из железобетонных дорожных плит;

Комплексная диагностика линейной части включает в себя 4-уровневый диагностический контроль:

– I уровень - профилометрический контроль на наличие дефектов и особенности геометрии (наличие вмятин, гофр);

– II уровень - ультразвуковая дефектоскопия (обнаружение потерь металла, механические повреждения, расслоение металла стенки трубы);

– III уровень - магнитная дефектоскопия (выявление дефектов кольцевых швов, поперечных трещин, трещиноподобных дефектов);

– IV уровень - ультразвуковая дефектоскопия (обнаружение продольных трещин в теле трубы и трещиноподобных дефектов в продольных сварных швах).

10) Техническим обслуживанием, производством текущих и капитальных ремонтов, обеспечением сохранности линейной части и вдольтрассовых сооружений магистрального нефтепровода занимаются центральная ремонтная служба (ЦРС) и линейные аварийно-эксплуатационные службы, оснащенные необходимой техникой, оборудованием и материалами.

11) Проведение гидроиспытаний вновь врезанного участка трубопровода при замене участка нефтепровода.

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

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

13) Оснащение нефтеперекачивающих станций МН системой АВР (автоматического включения резервного перекачивающего насосного агрегата на полностью открытые приёмно-выкидные задвижки), обеспечивающей стабильный режим перекачки. Для предотвращения превышения допустимого давления при переходных режимах и сокращения числа циклов нагружения магистрального нефтепровода (малоциклового нагружения) на всех НПС установлены САР давления.

3.2.2. Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ

Для предупреждения развития промышленных аварий и локализации выбросов нефти на линейной части МН предусмотрено следующее:

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

89

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №				
1	-	Зам.	3612-19		10.19	
Изм.	Копуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ					Лист	
					264	



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148, 98-148,01»*

– с целью своевременного обнаружения аварий участка магистрального нефтепровода оборудованы системой обнаружения утечек, которая позволяет обнаружить как саму утечку, так и место ее возникновения на стационарных и нестационарных режимах работы МН;

– с целью своевременной локализации аварии вся трасса участка МН секционирована телеуправляемыми задвижками, позволяющими произвести отключение любого участка как дистанционно с помощью электропривода, так и вручную по месту;

– наличие в Тихорецком РУМН аварийно-восстановительных служб, закрепленных за определенными участками МН, для контроля за сохранностью линейной части МН и своевременного обнаружения выхода нефти;

– осмотр, обход, объезд трассы с целью своевременного обнаружения выхода нефти, а также с целью контроля состояния охранной зоны и прилегающей территории, выявления факторов, которые могут создавать угрозу безопасности и надежности эксплуатации МН*;

– установка на всем протяжении МН запорной арматуры с электроприводом дистанционного управления, закрытие которой позволяет отключить поврежденный участок МН;

– установка опознавательных-предупредительных знаков по всей трассе МН, а также оборудование знаками безопасности и предупреждающими плакатами участков пересечения с автомобильными, газопроводами и другими инженерными коммуникациями;

– система обнаружения утечек нефти (СОУ) на МН, позволяющая своевременно определить место нарушения герметичности МН;

– имеются в наличии нефтесборщики, боновые ограждения и необходимое количество сорбентов для локализации и сбора нефти на сухопутных участках трассы и на переходах МН через водные преграды. Собранная нефть закачивается в отремонтированный МН или вывозится на ближайшую НПС. Материалы, используемые для очистки грунта и водоемов, после пропитывания их нефтью направляются на утилизацию;

- телемеханизация линейной части магистрального нефтепровода позволяет осуществлять:

- контроль величины давления на участке магистрального нефтепровода (до и после линейных задвижек), защитного потенциала на трубе;

- телеуправление линейными задвижками;

- телесигнализацию состояния: линейных задвижек; открытия будок ПКУ, крышек колодцев, калиток ограждений узлов ЛЗ; датчиков прохождения О и ДУ;

- при возникновении аварийной утечки из МН система СДКУ (телемеханики) позволяет диспетчерам Тихорецкого РУМН совместно с диспетчером АО «Черномортранснефть» оперативно провести оценку ситуации и принять решение об

* Обход трассы – ежедневно. Облет трассы вертолетом – 2÷5 раз в неделю, в паводковый период – не менее 3-х раз в неделю.

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

90

Инд. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ

Лист

265



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148, 98-148,01»*

остановке нефтепровода и локализации аварийного участка путем дистанционного закрытия линейных задвижек с двух сторон на аварийном участке.

- оперативный круглосуточный контроль режима перекачки по нефтепроводу с целью устранения случаев разгерметизации нефтепровода.

3.2.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности

Для обеспечения взрывопожаробезопасности на участке МН предусмотрены следующие решения:

- ежегодно проводится уведомление населения и организаций о расположении трассы нефтепровода, правилах поведения и ведения работ в зоне их прохождения путем публикации объявлений в региональных и территориальных средствах массовой информации. Организациям, производящим работы в охранной зоне нефтепровода, без разрешения или с нарушением условий согласований, выдаются предписания, запрещающие дальнейшее производство работ;

- при производстве работ в охранной зоне нефтепровода сторонними организациями представителем Тихорецкого РУМН осуществляется надзор за выполнением условий, определенных при согласовании производства работ в охранной зоне;

- контроль качества и технологии выполняемых работ при капитальном ремонте МН осуществляет служба технического надзора;

- периодическая вырубка кустарника и другой растительности в пределах охранной зоны МН;

- предупреждение постороннего вмешательства (криминальных врезок) в работу МН, выявление мест криминальных врезок и их исполнителей осуществляется патрульными группами службы безопасности на объектах Тихорецкого РУМН, оснащенными автотранспортом, вооружением и средствами связи. Постоянно осуществляется авиапатрулирование линейной части специалистами службы безопасности и Тихорецкого РУМН;

- устройство защитных сооружений от разлива при авариях на линейной части МН с целью предотвращения попадания нефти на территорию населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, водоемов и возможного загорания;

- применение взрывозащищенного электрооборудования (электроприводов задвижек, установок катодной защиты и др.);

- оборудование средствами молниезащиты и защиты от статического электричества;

- применение устройств защиты производственного оборудования от повреждений и аварий, исключаящих выход горючих веществ, установка отключающих, отсекающих и других устройств;

- применение электрооборудования, соответствующего классу пожароопасной и (или) взрывоопасной зоны, категории и группе взрывоопасной смеси;

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

91

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 266
			1	-	Зам.	3612-19	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148, 98-148,01»*

- - применение в конструкции быстродействующих средств защитного отключения электроустановок и других устройств, исключающих появление источников зажигания;
- - применение оборудования и режимов проведения технологического процесса, исключающих образование статического электричества;
- - поддержание безопасной температуры нагрева веществ, материалов и поверхностей, которые контактируют с горючей средой;
- - применение искробезопасного инструмента при работе с легковоспламеняющимися жидкостями;
- - ликвидация условий для теплового, химического и (или) микробиологического самовозгорания обрабатываемых веществ, материалов и изделий;
- - применение переносных газоанализаторов для проведения замеров (контроля) концентраций паров нефти в воздушной среде при возникновении аварийной ситуации;
- пожарная безопасность при проведении аварийно-ремонтных и эксплуатационных работ на линейной части (трассе) нефтепровода обеспечивается боевым пожарным расчетом на пожарной автоцистерне, заполненной пенообразователем, или другой пожарной техникой.

Все проекты для строительства новых и реконструкции устаревших объектов предварительно проходят пожарно-техническую экспертизу. В АО «Черномортранснефть» создана система по обеспечению пожарной безопасности, согласно которой общее руководство работ по обеспечению пожарной безопасности на объекте возложено на руководителя Тихорецкого РУМН, руководителей НПС (ЛПДС) и производителей работ.

Непосредственное руководство организацией работ по обеспечению пожарной безопасности, а именно разработкой инженерно-технических противопожарных мероприятий, осуществлением контроля за их выполнением и выполнением предписаний органов Государственного пожарного надзора, организации обучения рабочих и инженерно-технических работников (далее ИТР) по пожарно-техническому минимуму, организации работы пожарно-технической комиссии возлагается на главного инженера Тихорецкого РУМН, руководителей НПС (ЛПДС) и отдел пожарной безопасности.

Ответственность за пожарную безопасность объекта, выполнение планов противопожарных мероприятий, укомплектованность противопожарным инвентарем и средствами пожаротушения, их содержание в готовности к использованию возлагается приказом по НПС (ЛПДС) на руководителей объекта.

Организована телефонная связь НПС (ЛПДС) с пожарными командами других организаций и Государственной пожарной службой МЧС России.

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

92

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 267
1	-	Зам.	3612-19		10.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	
Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148, 98-148,01»*

3.2.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности

Контроль и управление технологическим и производственным процессами транспортировки нефти по реконструируемому участку МН в режиме реального времени обеспечивает СДКУ (система диспетчерского контроля и управления). СДКУ состоит из территориально распределённых программно-аппаратных комплексов, объединённых каналами передачи данных и взаимодействующих с системами автоматики и телемеханики.

Контроль и управление технологическим и производственным процессами в рамках СДКУ выполняется из диспетчерских пунктов:

- из ЦДП ПАО «Транснефть» - оперативный контроль и планирование работы;
- из ТДП «Новороссийск» - оперативный контроль;
- из РДП ТРУМН - оперативный контроль и дистанционное управление;
- из МДП - оперативный контроль и управление технологическим оборудованием.

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

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

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) обеспечивает:

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

Телемеханизация линейной части нефтепровода обеспечивает:

- выполнение функций контроля диспетчерскими пунктами фактических параметров работы линейной части МН на соответствие нормативно-технологическим параметрам;

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

93

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 268
			1	-	Зам.	3612-19	
Изм.	Копуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148, 98-148,01»*

Результаты проверки знаний оформляются протоколом. Каждому работнику, прошедшему проверку знаний, выдается удостоверение, подтверждающее допуск к работе. Допуск к самостоятельной работе осуществляется приказом.

Обучение проводится по специально разработанным программам. Проверка знаний осуществляется по специально разработанным вопросам, в которые включены вопросы по знанию производственных инструкций, инструкций по охране труда, пожарной безопасности, проведению работ повышенной опасности, газоопасных и огневых работ по занимаемой должности или профессии.

Обучение по охране труда руководителей и работников проводится в объеме должностных обязанностей при поступлении на работу в течение первого месяца и в последующем не реже одного раза в три года.

Вновь назначенные на должность руководители и специалисты допускаются к самостоятельной работе после изучения ими в течение одного месяца с момента назначения на должность:

- должностных обязанностей, в том числе по охране труда;
- действующих правил, регламентов, других нормативных актов, регламентирующих порядок организации работ по охране труда;
- условий труда на вверенных им объектах (структурных подразделениях);
- показателей производственного травматизма и профзаболеваемости на вверенных им объектах (структурных подразделениях).

Обучение по охране труда и периодические проверки знаний руководителей и специалистов осуществляется при повышении их квалификации по специальности, либо на курсах безопасности труда целевого назначения, но не реже одного раза в три года в учебных центрах ПАО «Транснефть» и других уполномоченных учебных центрах.

Руководители, инженерно-технические работники и специалисты структурных подразделений, ответственные за подготовку и проведение работ по нарядам-допускам проходят обучение с периодичностью не реже одного раза в три года на курсах целевого назначения в учебных центрах ПАО «Транснефть».

Обучение и проверка знаний рабочих основных профессий в области безопасности проводится в объеме квалификационных требований в соответствии с РД 03-20-2007 [30]. Подготовка вновь принятых рабочих основных профессий проводится в организациях (учреждениях), реализующих программы профессиональной подготовки, дополнительного профессионального образования, начального профессионального образования, в соответствии с лицензией на право ведения образовательной деятельности.

Очередная (периодическая) проверка знаний производственных инструкций и инструкций по охране труда по профессиям и видам выполняемых работ у рабочих основных профессий проводится не реже одного раза в 12 месяцев.

В соответствии с РД 03-19-2007 «Положение об организации работы по подготовке и аттестации специалистов организаций, поднадзорных Федеральной службе по

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

95

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 270			
			1	-	Зам.	3612-19		10.19		
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Лист 270



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148, 98-148,01»*

экологическому, технологическому и атомному надзору» /28/, РД 03-20-2007 «Положение об организации обучения и проверки знаний рабочих организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору» /29/ обучению и аттестации в области промышленной безопасности подлежат руководители и специалисты предприятий системы ПАО «Транснефть», осуществляющие деятельность по проектированию, строительству, эксплуатации, консервации и ликвидации опасного производственного объекта, а также по изготовлению, монтажу, наладке, ремонту, обследованию, техническому освидетельствованию, реконструкции и эксплуатации сооружений и технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах.

Аттестация руководителей, членов аттестационной комиссии АО «Черномортранснефть» проводится в Центральной аттестационной комиссии Ростехнадзора. Аттестация руководителей и членов аттестационных комиссий структурных подразделений проводится в аттестационной комиссии АО «Черномортранснефть».

Аттестация по промышленной безопасности руководителей и специалистов по характеру и времени проведения подразделяется на первичную, периодическую и внеочередную.

Первичная аттестация специалистов проводится не позднее одного месяца:

- при назначении на должность;
- при переводе на другую работу, если при осуществлении должностных обязанностей на этой работе требуется проведение аттестации по другим областям аттестации;
- при переходе из одной организации в другую, если при осуществлении должностных обязанностей на работе в данной организации требуется проведение аттестации по другим областям аттестации при переходе из одной организации в другую.

В случае изменения учредительных документов и/или штатного расписания организации ранее аттестованные специалисты, должностные обязанности которых не изменились, первичной аттестации не подлежат.

Периодическая аттестация руководителей и членов аттестационных комиссий АО «Черномортранснефть» в Центральной аттестационной комиссии Ростехнадзора проводится не реже, чем один раз в пять лет.

Периодическая аттестация руководителей и специалистов АО «Черномортранснефть», руководителей и членов аттестационных комиссий филиалов АО «Черномортранснефть», руководителей отделов (служб) и специалистов филиалов АО «Черномортранснефть», а также структурных подразделений филиалов АО «Черномортранснефть» проводится не реже чем один раз в три года.

Внеочередной аттестации в Центральной аттестационной комиссии Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору подлежат руководитель и/или лица, на которых возложена ответственность за безопасное ведение работ на объекте, на котором произошли авария или несчастный случай со смертельным исходом.

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

96

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 271		
			1	-	Зам.	3612-19		10.19	
			Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148, 98-148,01»*

На основании отраслевого регламента «Порядок проведения учебно-тренировочных занятий в ПАО «Транснефть» на предприятии проводится производственно-техническое обучение персонала методам и приемам предупреждения, локализации и ликвидации возможных аварий, инцидентов и отказов на объектах магистральных трубопроводов в случае их возникновения, а также проверки готовности оперативного, оперативно-ремонтного и эксплуатационно-ремонтного персонала к действиям в аварийных ситуациях в виде учебно-тренировочных занятий (далее УТЗ). Проведение УТЗ направлено на решение следующих основных задач:

а) приобретение, закрепление, совершенствование, проверка практических навыков у эксплуатационно-ремонтного, оперативно-ремонтного и оперативного персонала по:

- отработке оповещения должностных лиц, надзорных органов и сторонних организаций при возникновении аварии, инцидента, отказа, передачи информации между РДП, территориальным диспетчерским пунктом (ТДП), центральным диспетчерским пунктом (ЦДП) ПАО «Транснефть»;

- сбору и доставке к месту возникновения, локализации, ликвидации последствий аварии, инцидента, отказа необходимых сил и средств;

- локализации, ликвидации аварии, инцидента, отказа и их последствий;

- применению средств индивидуальной защиты;

- отработке оповещения персонала о возникновении аварии, инцидента, отказа, эвакуации из опасной зоны персонала, не задействованного в работах по ликвидации аварии;

- эвакуации условно пострадавших из опасной зоны, оказанию им первой доврачебной помощи;

- взаимодействию между организациями, подразделениями, службами, участвующими в УТЗ по ликвидации аварии, инцидента, отказа и их последствий;

б) проверка способности эксплуатационного и оперативного персонала самостоятельно или в составе бригады производить поиск неисправностей, предупреждать развитие аварий, инцидентов, отказов, обеспечивать их ликвидацию в кратчайшие сроки;

в) проверка соответствия времени, затрачиваемого персоналом на выполнение отдельных этапов и всего комплекса работ по полному устранению аварии, инцидента, отказа, установленным нормативам;

г) проверка способности персонала правильно и оперативно применять на практике знания нормативной, технической и эксплуатационной документации;

д) проверка соблюдения мер промышленной, пожарной, экологической безопасности, охраны труда, электробезопасности и безопасности дорожного движения;

е) оценка правильности использования технических устройств, машин, механизмов, оборудования, инструмента, средств ликвидации разливов нефти;

ж) определение необходимых организационных и технических мероприятий, направленных на совершенствование выполняемых работ при ликвидации аварийных ситуаций;

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргазпротрубопровод»

97

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 272
			1	-	Зам.	3612-19	
Изм.	Копуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148, 98-148,01»*

Кроме обучения и проверки знаний по общим правилам безопасного производства строительно-монтажных работ, инженерно-технические работники и рабочие подрядчика, должны пройти вводный инструктаж по охране труда, пожарной безопасности и первичный инструктаж по обеспечению безопасности производства работ на объектах магистральных трубопроводов.

3.3. Определение набора параметров и выбор основных показателей безопасной эксплуатации

При эксплуатации МН необходимо выполнение всех требований законодательных и иных нормативных правовых актов, а также нормативных технических документов в области промышленной безопасности.

Требование Приказа Ростехнадзора от 06.11.2013 N 520 "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов" /4/ по обеспечению безопасного расстояния до магистрального трубопровода обусловлено возможностью полного (гильотинного) разрыва трубопровода, а в случае дальнейшей эскалации аварии – взрыва облака ТВС, пожара.

Исходом данной аварии являются гибель людей от действия поражающих факторов (избыточного давления ударной волны взрыва, теплового излучения пожара пролива), в соответствии с чем, наиболее чувствительными показателями безопасной эксплуатации для рассматриваемого участка МН принимается индивидуальный риск гибели людей (персонала, населения) и удельная частота аварий.

Выбранные показатели являются наиболее чувствительными и адекватно характеризуют безопасность ОПО.

3.4. Оценка значений выбранных показателей до и после отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности

Показатели безопасной эксплуатации МН, обслуживаемого Тихорецким районным управлением магистральных нефтепроводов, в целом не изменились в худшую сторону при установлении новых требований в области промышленной безопасности.

3.5. Сравнение значений выбранных показателей безопасной эксплуатации с критериями обеспечения безопасной эксплуатации при отступлении от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргазпротрубопровод»

99

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 274			
			1	-	Зам.	3612-19		10.19		
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Лист
										274



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148, 98-148,01»*

В соответствии с анализом риска, проведенным в разделе 2.4 Обоснования безопасности, введение новых (отсутствующих) требований в области промышленной безопасности, при условии выполнения компенсирующих мероприятий (мер безопасности), не окажет негативного воздействия на безопасность эксплуатации ОПО «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН» АО «Черномортранснефть» на критических участках.

Показатели безопасной эксплуатации МН в целом соответствуют критериям обеспечения безопасной эксплуатации.

3.6. Обоснование решения о безопасной эксплуатации

С учетом результатов:

- 1) применения методологии идентификации опасностей и анализа риска;
- 2) анализа опыта эксплуатации подобных объектов согласно п. 15 ФНП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» /3/;
- 3) анализа данных по расследованию причин возникновения аварий, инцидентов и несчастных случаев на МН Тихорецкого РУМН, а также аналогичных ОПО;
- 4) анализа результатов осуществления производственного контроля, а также иных проверок в области промышленной безопасности;
- 5) анализа результатов проверок государственными надзорными органами;
- 6) оценки соответствия условий эксплуатации проектной документации;

Можно сделать вывод об обоснованности решений о безопасной эксплуатации ОПО «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН» АО «Черномортранснефть» на контрольных участках, обслуживаемых Тихорецким РУМН, при установлении новых требований в области промышленной безопасности.

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

100

Изм. № подл.	209377	Подп. и дата	Взам. инв. №	
1	-	Зам.	3612-19	10.19
Изм.	Копуч.	Лист	№ док.	Подпись
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ				Лист
				275



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

4. ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ, КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ, КОНСЕРВАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ ОПО «УЧАСТОК МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ТИХОРЕЦКОГО РАЙОННОГО УПРАВЛЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ» АО «ЧЕРНОМОРТРАНСНЕФТЬ»

4.1. Требования промышленной безопасности, связанные с отступлениями от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, их недостаточностью или отсутствием

Отсутствующие требования в области промышленной безопасности представлены в таблице 38.

Таблица 38 - Отсутствующие требования в области промышленной безопасности

Требования ФНП	Новые требования в области промышленной безопасности, устанавливаемые для ОПО нефтегазового комплекса, ранее отсутствовавшие в ФНП	Мероприятия, направленные на обеспечение безопасности ОПО нефтегазового комплекса при применении новых требований в области промышленной безопасности
В федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности отсутствуют требования промышленной безопасности к прокладке участка МН по территории населенных пунктов, а также в одном техническом коридоре существующих коммуникаций и к пересечению с существующими коммуникациями.	Допускается прокладка реконструируемого участка МН "Грозный-Баку, км.148,98-148,01» входящего в состав ОПО «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого районного управления магистральных нефтепроводов» АО «Черномортранснефть», по территории с.Бавтугай, с.Нижний Чирюрт, с.Гельбах.	Участки реконструируемого нефтепровода при прохождении в населенном пункте и при ненормативном сближении с населенным пунктом отнесены к категории «В». Повышение требований к значениям ударной вязкости основного металла труб и сварного соединения. Применение труб с защитным полимерным покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98, нанесенным в заводских условиях. Применение 100 % повторного контроля радиографическим методом всех сварных соединений. Увеличение глубины залегания нефтепровода - не менее 1,2 м. Повышение требований к уровню кольцевых напряжений в стенке нефтепровода от рабочего давления. Установка опознавательных знаков на расстоянии не более 100 м друг от друга. При реконструкции МН «Грозный-Баку, км. 148,98-148,01» на участке прохождения МН в населенных пунктах и при ненормативном сближении с населенным пунктом применяются электросварные прямошовные трубы, классом прочности не менее К56 по ГОСТ 31447 с толщиной стенки не менее 13 мм. Механические свойства основного металла труб соответствуют требованиям ГОСТ 31447 для класса прочности К56. Значение углеродного эквивалента должно быть не более 0,43 при определении по СП

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргазпрофтебурпровод»

101

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 276			
			1	-	Зам.	3612-19		10.19		
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Лист 276



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

Требования ФНП	Новые требования в области промышленной безопасности, устанавливаемые для ОПО нефтегазового комплекса, ранее отсутствовавшие в ФНП	Мероприятия, направленные на обеспечение безопасности ОПО нефтегазового комплекса при применении новых требований в области промышленной безопасности
		<p>36.13330.2012. Контроль обнаружения утечек на участке прохождения МН «Грозный-Баку, км. 148,98-148,01» осуществляется с применением автоматической системы обнаружения утечек.</p> <ul style="list-style-type: none"> - комплексная диагностика линейной части службой диагностики производственно-эксплуатационного управления; - осмотр, обход, объезд трассы с целью своевременного обнаружения выхода нефти, а также с целью контроля состояния охранной зоны и прилегающей территории, выявления факторов, которые могут создавать угрозу безопасности и надежности эксплуатации МН; - применение переносных газоанализаторов для проведения замеров (контроля) концентраций паров нефти в воздушной среде при возникновении аварийной ситуации; - недопущение возведения строений, выделения участков на следующих расстояниях: <ul style="list-style-type: none"> - с. Бавтугай - менее 130 м от оси МН (участок км. 148,98-148,01 (ПК0-ПК7+76)); - с.Нижний Чирюрт и с.Гельбах – менее 90 м от оси МН (участок 151 км).

4.2. Перечень и обоснование достаточности мероприятий, компенсирующих отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности

Основные мероприятия, компенсирующие отступления от требований в области промышленной безопасности, приведены в разделе 1.7.

Достаточность принятых мер безопасности и мероприятий, компенсирующих отступления, обоснована результатами:

- 1) применения методологии идентификации опасностей и анализа риска;
- 2) анализа опыта эксплуатации подобных объектов согласно п. 15 ФНП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» /3/;
- 3) анализа данных по расследованию причин возникновения аварий, инцидентов и несчастных случаев на ОПО «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН» АО «Черномортранснефть», а также аналогичных ОПО;
- 4) анализа результатов осуществления производственного контроля, а также иных проверок в области промышленной безопасности;

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

102

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 277			
			1	-	Зам.	3612-19		10.19		
			Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Лист 277



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148, 98-148,01»

- 5) анализа результатов проверок государственными надзорными органами;
- 6) оценки соответствия условий эксплуатации проектной документации.

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

103

Инв. № подл.	209377	Подп. и дата		Взам. инв. №	
1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ					Лист
					278



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148, 98-148,01»

Приложение 1

ПЕРЕЧЕНЬ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ.
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Об утверждении руководства по безопасности "методические рекомендации по разработке обоснования безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса», утвержденные приказом Ростехнадзора от 30.09.2015 № 387.
3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта», утвержденные приказом Ростехнадзора от 15.07.2013 № 306, зарегистрированные в Минюсте РФ 20.08.2013 № 29581.
4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов», утвержденные приказом Ростехнадзора от 06.1.2013 № 520, зарегистрированные в Минюсте РФ 16.12.2013 № 30605.
5. Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах. Утверждена приказом МЧС России от 10.07.2009 № 404, зарегистрировано в Минюсте России 17.08.2009, регистрационный № 14541 (с изменениями на 14.12.2010).
6. Руководство по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов», утвержденное приказом Ростехнадзора от 17.06.2016 г. №228.
7. Руководство по безопасности. "Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей" (утверждена приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 г. № 137).
8. Проектная документация «МН «Грозный-Баку». Участок км.201-144. Замена трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция».
9. СП 36.13330.2012. Свод правил. Магистральные трубопроводы.
10. СП 125.13330.2012. Свод правил. Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов.
11. СП 86.13330.2014. Свод правил. Магистральные трубопроводы.
12. ГОСТ Р 54907-2012. Магистральный трубопроводный транспорт нефти (нефтепродуктов) и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные положения
13. ГОСТ 31447-2012. Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргазотрубопровод»

104

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 279
			1	-	Зам.	3612-19	
	Изм.	Копуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148, 98-148,01»*

14. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные общие требования к защите от коррозии.

15. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия.

16. ГОСТ Р 54145-2010 «Менеджмент рисков. Руководство по применению организационных мер безопасности и оценки рисков. Общая методология».

17. Руководство по безопасности "Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах", приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144.

18. Декларация промышленной безопасности опасного производственного объекта АО "Черноморские магистральные нефтепроводы" "Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого районного управления магистральных нефтепроводов" (регистрационный номер заключения экспертизы промышленной безопасности № 14-ДБ-(МТ)2874-2011).

19. Постановление Правительства Российской Федерации от 13.09.2016 № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах».

20. РД-13.020.00-КТН-148-11 «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах».

21. Руководство по безопасности «Методика установления допустимого риска аварий при обосновании безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса» (утверждена приказом Ростехнадзора от 23.08.2016 г. № 349).

22. Руководство по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ» (утверждена приказом Ростехнадзора от 20.04.2015 г. № 158).

23. Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности» (утверждена приказом Ростехнадзора от 29.06.2016 г. № 272).

24. ГОСТ 12.0.004-2015 «Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения».

25. РД-13.100.00-КТН-048-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Система управления охраной труда».

26. РД-13.100.00-КТН-160-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Система управления промышленной безопасностью ПАО «Транснефть».

27. ОР-03.180.00-КТН-003-12 «Порядок организации обучения и проверки знаний работников организаций системы «Транснефть» по вопросам промышленной, пожарной безопасности и охраны труда».

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

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргазпротрубопровод»

105

Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 280			
			1	-	Зам.	3612-19		10.19		
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-КТН/ГТП-500.000-ПЗ	Лист 280



*Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148, 98-148,01»*

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

30. ОР-03.100.30-КТН-154-13 «Порядок проведения учебно-тренировочных занятий в ОАО «АК «Транснефть»».

31. Федеральный закон № 68-ФЗ от 21.12.1994 «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

32. Постановление Правительства Российской Федерации № 547 от 04.09.2003 «О подготовке населения в области защиты от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргазотрубопровод»

106

Изм. № подл.	209377	Подп. и дата	Взам. инв. №
1	-	Зам.	3612-19
Изм.	Копуч.	Лист	№ док.
			Подпись
			Дата
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ			
			Лист
			281



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
«Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
МН «Грозный-Баку, км.148, 98-148,01»

Приложение 2



«СОЮЗНЕФТЕГАЗПРОЕКТ»
С О Ю З « П Р О Е К Т И Р О В Ш Ч И К И Н Е Ф Т Е Г А З О В О Й О Т Р А С Л И »

ОГРН 1097799023200 ИНН 7736122018 КПП 771501001
Место нахождения (юридический адрес): 127254, Москва, ул. Добролюбова, д.16, корп.1
Почтовый адрес: 127254, Москва, ул. Добролюбова, д.16, корп.1
Тел.(499)799-81-81, факс (499)799-81-82, E-mail: npsngp@npsngp.ru

Утверждена
Приказом Федеральной службы
по экологическому, технологическому
и атомному надзору
от 16 февраля 2017 г. № 58

ВЫПИСКА
ИЗ РЕЕСТРА ЧЛЕНОВ САМОРЕГУЛИРУЕМОЙ ОРГАНИЗАЦИИ

01.11.2017
(дата)

001-011117-005
(номер)

Союз «Проектировщики нефтегазовой отрасли»
(полное наименование саморегулируемой организации)

127254, г.Москва, ул.Добролюбова, дом 16, корпус 1, <http://www.npsngp.ru/>

(адрес места нахождения, адрес официального сайта
в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет")

СРО-П-106-25122009

(регистрационный номер записи в государственном реестре
саморегулируемых организаций)

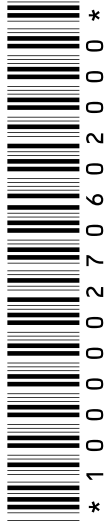
№ п/п	Наименование	Сведения
1	Сведения о члене саморегулируемой организации: идентификационный номер налогоплательщика, полное и сокращенное (при наличии) наименование юридического лица, адрес места нахождения, фамилия, имя, отчество индивидуального предпринимателя, дата рождения, место фактического осуществления деятельности, регистрационный номер члена саморегулируемой организации в реестре членов и дата его регистрации в реестре членов	ИНН: 7710022410, Акционерное общество «Институт по проектированию магистральных трубопроводов», АО «Гипротрубопровод», 119334, РФ, г. Москва, ул. Вавилова, д. 24, корп. 1 Регистрационный номер: 1 Дата регистрации в реестре: 30.12.2009
2	Дата и номер решения о приеме в члены саморегулируемой организации, дата вступления в силу решения о приеме в члены саморегулируемой организации	Протокол № 2 от 17.11.2009 Дата вступления в силу: 17.11.2009
3	Дата и номер решения об исключении из членов саморегулируемой организации, основания исключения	
4	Сведения о наличии у члена саморегулируемой организации права соответственно выполнять инженерные изыскания, осуществлять подготовку проектной документации, строительство, реконструкцию, капитальный ремонт объектов капитального строительства по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, подготовку проектной	а) в отношении объектов капитального строительства (кроме особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, объектов использования атомной энергии);

1

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
филиал «Краснодаргипротрубопровод»

107

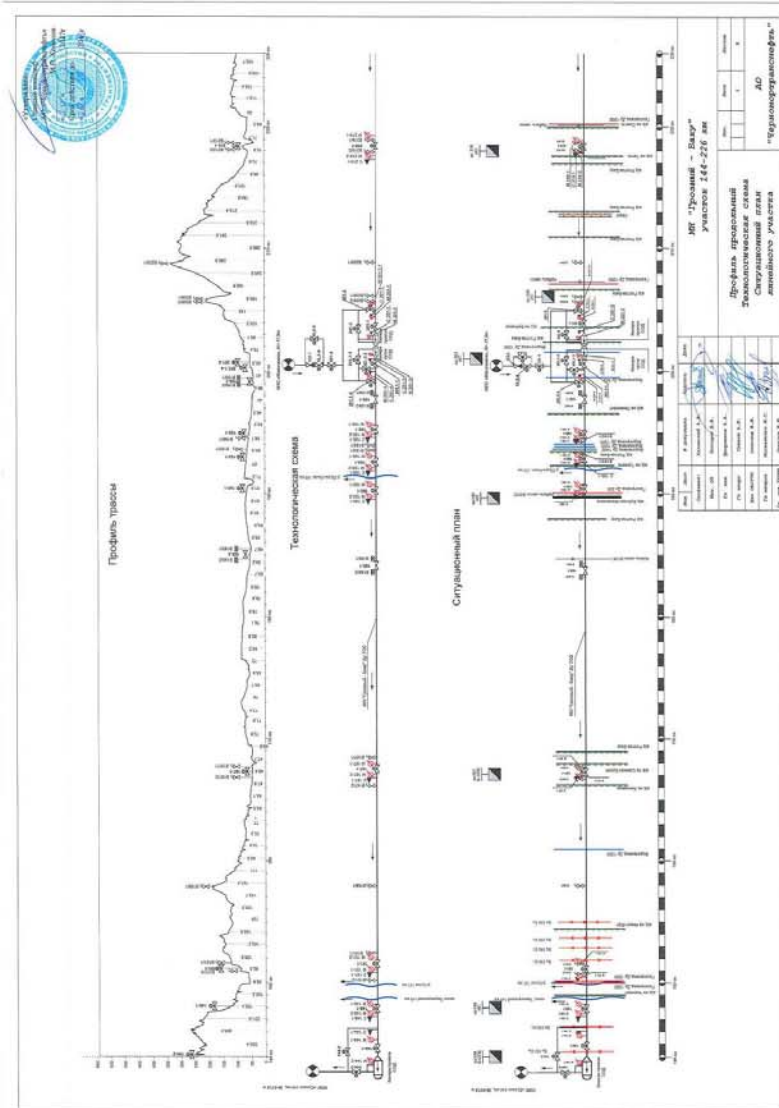
Инв. № подл. 209377	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 282			
			1	-	Зам.	3612-19		10.19		
			Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ	Лист 282



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
 «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
 АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
 МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

Приложение 3

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



Инв. № подл.	209377
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
 филиал «Краснодаргипротрубопровод»

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

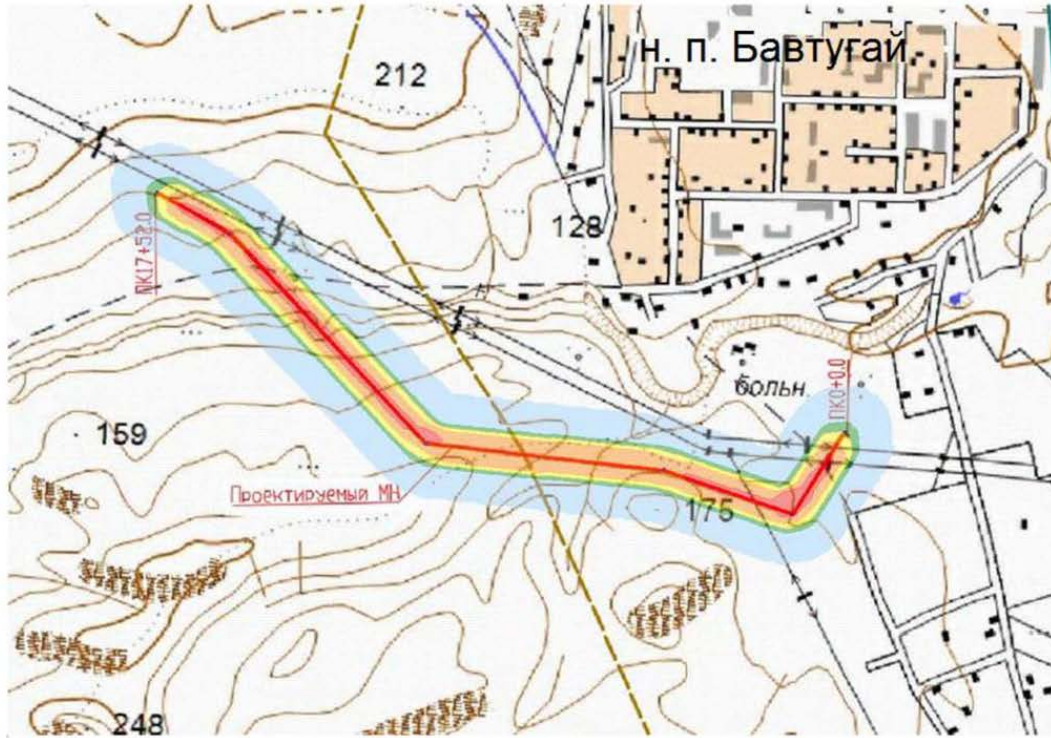
Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ



Обоснование безопасности опасного производственного объекта
 «Участок магистрального нефтепровода Тихорецкого РУМН»
 АО «Черномортранснефть». В части реконструкции участка
 МН «Грозный-Баку, км.148,98-148,01»

Приложение 5

Ситуационный план с указанием распределения потенциального территориального риска гибели людей при реализации наиболее опасной аварии на реконструируемом участке нефтепровода



№	уровень	цвет	интервал
1	1,000 e-09	blue	1,000E-009 - 6,581E-006
2	6,581 e-06	green	6,581E-006 - 1,316E-005
3	1,316 e-05	yellow	1,316E-005 - 1,974E-005
4	1,974 e-05	orange	1,974E-005 - 2,632E-005
5	2,632 e-05	red	2,632E-005 - 3,290E-005

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209377

© АО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов»
 филиал «Краснодаргипротрубопровод»

111

1	-	Зам.	3612-19		10.19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ