

## ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»



ФИЛИАЛ  
«КРАСНОДАРГИПРОТРУБОПРОВОД»

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ИНСТИТУТ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

**Заказчик – АО «Черномортранснефть»**

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

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного  
объекта. Искусственные сооружения**

**Часть 1. Линейная часть**

**Книга 1. Текстовая часть**

**Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1**

**Том 3.1.1**

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	2257-19		02.07.19
2	3590-19		01.10.19

**ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»**



**ФИЛИАЛ  
«КРАСНОДАРГИПРОТРУБОПРОВОД»**

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ИНСТИТУТ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

**Заказчик – АО «Черномортранснефть»**

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

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного  
объекта. Искусственные сооружения**

**Часть 1. Линейная часть**

**Книга 1. Текстовая часть**

**Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1**

**Том 3.1.1**

Главный инженер филиала

Е.П. Близниченко

Главный инженер проекта

А.Д. Волик

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	2257-19		02.07.19
2	3590-19		01.10.19

Филиал «Краснодаргипротрубопровод»

№ КТ-160/361/

Дата: « 16 » 12 2017 г.

Листов всего: \_\_\_\_\_

2019

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.

**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
	<b>В части технологических и конструктивных решений по магистральным и промысловым трубопроводам</b>			
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.)	<b>Замечание принято.</b>  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»
2.	Не приведены антисейсмические мероприятия, примененные при прокладке трубопровода (кроме расчета) (п. 9.4.2 СП 36.13330.2012)	<b>Замечание принято.</b>  Раздел 14 тома 3.1.1 дополнен описанием антисейсмических мероприятий при прокладке трубопровода. (Майснер В.В. (861) 216-59-84 доб. 5209)	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1 лист 34	п. 9.4.2 СП 36.13330.2012
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.	<b>Замечание принято.</b>  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
	<b>В части обеспечения промышленной безопасности опасных производственных объектов</b>			
3.	Определены не все наиболее опасные участки проектируемого магистрального нефтепровода, например переходы через оучьи и автомобильные дороги, соответственно для тих участков не разработаны специальные меры безопасности, снижающие риск аварии.	Замечание принято. Раздел 36 тома 3.1.1 дополнен описанием опасных участков проектируемого МН в части переходов через ручей и автодорогу. Добавлено описание специальных мер безопасности, снижающих риск аварии. (Майснер В.В. (861) 216-59-84 доб. 5209)	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1 лист 57	п.п. 17, 20 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» (далее ФНиП «ПБОПОМТ»)


№ п/п	Содержание замечания	Ответ по замечанию	Номер листа, раздела	Ссылка на НД
	<b>В части мероприятий по санитарно-эпидемиологической безопасности</b>			
1.	Текстовая часть не содержит сведений о санитарно-бытовом обеспечении рабочих по эксплуатационному обслуживанию объектов проектирования	Замечание принято. Раздел 11.10 тома 3.1.1 дополнен сведениями о санитарно-бытовом обеспечении рабочих по эксплуатационному обслуживанию объектов проектирования. (Майснер В.В. (861) 216-59-84 доб. 5209)	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1 лист 31	Часть 2 статьи 12 Федерального закона от 30.03.1999 N 52-ФЗ, пункт 5.1, 5.10 СП 2.2.1.1312-03, пункты 1.3, 8.5, 8.6, 8.8, 8.9 СанПин 2.2.3.1384-03, пункт 5.4, пункт 5.19 СП 44.13330.2011, абзац 6 ст. 209 Трудового кодекса РФ от 30.12.201 № 197-ФЗ

Главный инженер проекта

А.Д. Волик


Разрешение	Обозначение	<b>Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1</b>		
<b>3590-19</b>	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
2	Обл., титул  1-149	<p align="center"><b>Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1</b></p> <p>Добавить запись в таблицу регистрации изменений. Листы заменить.</p> <p>Раздел 14 дополнить антисейсмическими мероприятиями. Добавить раздел 11.10. Раздел 36 дополнить описанием опасных участков проектируемого трубопровода. Листы заменить. Изменение выполнить на основании замечаний ФАУ «ГЛАВГОСЭКСПЕРТИЗА РОССИИ» письмо №01635-19/СГЭ-20292/901 от 20.09.2019.</p>	-  5	

Согласовано	01.10.19
	Шевченко
Н.КОНТР.	

Изм. внес	Майснер	01.10.19	 <p align="center"> <b>Филиал «Краснодаргипротрубопровод» Линейный отдел</b> </p>	Лист	Листов
Составил	Майснер	01.10.19			
ГИП	Волик	01.10.19			
УТВ.	Апанаев	01.10.19			1


Разрешение		Обозначение			<b>Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1</b>	
<b>2257-19</b>		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		<b>Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1</b>				
	Обл., титул	Добавить запись в таблицу регистрации изменений. Листы заменить.			-	
	1-149	В связи с прохождением МН в границах ООПТ выполнить демонтаж всего участка.			5	
	150	Лист аннулировать.			-	
Изменение выполнить на основании замечаний Департамента Росприроднадзора по СКФО письмо №17-11/3839 от 01.07.2019.						

Согласовано			
		Шевченко	
	Н.КОНТР.		

Изм. внес	Майснер		02.07.19	 <p>Филиал «Краснодаргипротрубопровод» Линейный отдел</p>	Лист	Листов
Составил	Майснер		02.07.19			
ГИП	Волик		02.07.19			
УТВ.	Апанаев		02.07.19			1

## СОДЕРЖАНИЕ

1	Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка строительства.....	5
2	Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта (сейсмичность, мерзлые грунты, опасные геологические процессы и др.) .....	10
3	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта.....	12
4	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта .....	14
5	Сведения о категории и классе линейного объекта .....	15
6	СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТНОЙ МОЩНОСТИ (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта .....	16
7	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта (в том числе надежность, устойчивость, экономичность, возможность автоматического регулирования, минимальность выбросов (сбросов) загрязняющих веществ, компактность, использование новейших технологий).....	17
8	Перечень мероприятий по энергосбережению.....	19
9	Обоснование количества и типов оборудования в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта.....	20
10	Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест .....	21
11	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта .....	24
12	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта.....	32
13	Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность .....	33
14	Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях.....	34
15	Описание технологии процесса транспортирования продукта .....	36

Взам. инв. №									
	Подп. И дата								
2		-	Зам.	3590-19		01.10.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1		
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19				
Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата				
Инв. № подл. 209388	Разраб.	Майснер			01.10.19	Стадия	Лист	Листов	
	Проверил	Смоляный			01.10.19				ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ. ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ
	Нач. отд.	Колобков			01.10.19				
	Н. контр.	Шевченко			01.10.19				
	ГИП	Волик			01.10.19	 Филиал «Краснодаргипротрубопровод»			

16 Сведения о проектной пропускной способности трубопровода по перемещению продукта..... 37

17 Характеристика параметров трубопровода ..... 38

18 Обоснование диаметра трубопровода..... 39

19 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении ..... 40

20 Описание системы работы клапанов – регуляторов..... 41

21 Обоснование необходимости использования антифрикционных присадок 42

22 Обоснование толщины стенки труб в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации..... 43

23 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности, пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов ..... 44

24 Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них..... 45

25 Обоснование выбора технологии транспортирования продукции на основе сравнительного анализа (экономического, технического, экологического) других существующих технологий..... 46

26 Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, в том числе задвижек, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием..... 47

27 Сведения о числе рабочих мест и их оснащенности, включая численность аварийно-вспомогательных бригад и водителей специального транспорта .... 48

28 Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды, и других материалов на технологические нужды ..... 49

29 Описание системы управления технологическим процессом..... 50

30 Описание системы диагностики состояния трубопровода ..... 51

31 Перечень мероприятий по защите трубопровода от снижения (увеличения) температуры продукта выше (ниже) допустимой..... 52

32 Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению ..... 53

34 Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов. Перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов) ..... 55

35 Оценка возможных аварийных ситуаций ..... 56

36 Сведения об опасных участках на трассе трубопровода и обоснование выбора размера защитных зон..... 57

37 Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий, в том числе план по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов ..... 62

38 Описание проектных решений по прохождению трассы трубопровода (переход водных преград, болот, пересечение транспортных коммуникаций, прокладка трубопроводов в горной местности и по территориям, подверженным воздействию опасных геологических процессов) ..... 63

Инв. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата
209388	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1



39 Обоснование безопасного расстояния от оси магистрального трубопровода до населенных пунктов, инженерных сооружений (мостов, дорог), а также при параллельном прохождении магистрального трубопровода с указанными объектами и аналогичными по функциональному назначению трубопроводами ..... 71

40 Обоснование надежности и устойчивости трубопровода и отдельных его элементов ..... 74

41 Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопровод. Сведения о принятых расчетных сочетаниях нагрузок..... 75

42 Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопровода, по нагрузке, по грунту и другим параметрам..... 76

43 Основные физические характеристики СТАЛИ труб, принятые для расчета ..... 77

44 Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны, расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопровода..... 78

45 Обоснование пространственной жесткости конструкций (во время транспортировки, монтажа (строительства) и эксплуатации) ..... 79

46 описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве ..... 80

47 Описание конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке трубопроводов по трассе с крутизной склонов более 15 градусов..... 81

48 Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках.... 82

49 Описание конструктивных решений при прокладке трубопровода по обводненным участкам, на участках болот, участках, где наблюдаются осыпи, оползни, участках подверженных эрозии, при пересечении крутых склонов, промоин, а также при переходе малых и средних рек..... 83

50 описание принципиальных конструктивных решений балансировки трубы трубопровода с применением утяжелителей охватывающего типа (вес комплекта, шаг установки и другие параметры)..... 84

51 обоснование выбранных мест установки сигнальных знаков на берегах водоемов, лесосплавных рек и других водных объектов ..... 85

52 Основные требования к сварке и контролю сварных стыков..... 86

53 Изоляция трубопровода ..... 87

54 Сведения о ПРОВЕДЕНИИ ИСПЫТАНИЙ ТРУБОПРОВОДА ПОСЛЕ ЗАВЕРШЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫХ РАБОТ, ВКЛЮЧАЮЩИЕ ОЧИСТКУ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ ТРУБОПРОВОДА, ПРОВЕРКУ ТРУБОПРОВОДА НА ПРОЧНОСТЬ И ГЕРМЕТИЧНОСТЬ, ПРОВЕДЕНИЕ ПРОФИЛЕМЕТРИИ И ДИАГНОСТИКИ, ОСВОБОЖДЕНИЕ ТРУБОПРОВОДА ОТ ОПРЕССОВОЧНОЙ ВОДЫ ..... 89

55 выведение из эксплуатации МН ..... 95

56 Подключение участка замены к действующему трубопроводу ..... 97

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №
		Подп. и дата

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**57 ОПИСАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ И ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА НА ОБЪЕКТ ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И ГРУЗОВ ..... 99**

**58 Перечень ссылочных нормативных документов..... 100**

    Приложение А ..... 107

    Приложение Б ..... 119

    Приложение В ..... 123

    Приложение Г ..... 129

    Приложение Д ..... 130

    Приложение Е ..... 131

    Приложение И ..... 132

    Приложение К ..... 134

    Приложение Л ..... 136

    Приложение М ..... 137

**Таблица регистрации изменений (текстовый документ)..... 153**

Инв. № подл. 209388	Подп. и дата		Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

# 1 СВЕДЕНИЯ О ТОПОГРАФИЧЕСКИХ, ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ, МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ УЧАСТКА СТРОИТЕЛЬСТВА

## 1.1 Общие сведения

Настоящий раздел выполнен на основании задания на проектирование № ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15 и акта предпроектного обследования по объекту «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция», выданным АО «Черномортранснефть».

Проект соответствует заданию на проектирование, выданным техническим условиям, требованиям технических регламентов, стандартов, сводов правил и других документов, содержащих установленные требования.

Инженерные изыскания на объекте выполнены ООО «ОргНефтеСтрой» в июне-июле 2016 г.

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

- замена магистрального нефтепровода (далее МН) «Грозный-Баку» на участке 148,98-148,01 км от ПК0+00 до ПК17+52, начало – секция 154470, конец – секция 156030, 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 окопки на реперах №5901 и №5902;
- выведение из эксплуатации заменяемого МН «Грозный-Баку» на участке км.148,98-148,01, протяженностью – 1684,5 м.

1.1.2 Подключение в существующий МН «Грозный-Баку» выполняется:

- на прямолинейном участке - начало ПК0+00 в 82 м против хода движения нефти от километрового указателя «149 км» (657,02 м по ходу нефти от маркера №80 (149 км)), секция 156030 существующего МН «Грозный-Баку»;
- на прямолинейном участке - конец ПК17+52 находится в 46 м по ходу движения нефти от километрового указателя «147 км», секция 154470 существующего МН «Грозный-Баку».

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №
		Подп. и дата

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

### 1.2 Топографические условия

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.

Проезд к площадке реконструкции возможен в любое в время года.

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

Естественный рельеф площадки реконструкции–горный. Абсолютные отметки поверхности колеблются от 98,8м до 236,0м над уровнем моря. Антропогенные формы рельефа представлены откосами и выемками под существующий нефтепровод и вдольтрассовые объекты.

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

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

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

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №
		Подп. и дата

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

### 1.3 Инженерно-геологические условия

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.

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

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №	
		Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**1.4 Гидрогеологические условия**

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 Метеорологические и климатические условия участка**

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°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.

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

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

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 – 1.5.

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

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 (°С)

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 (°С)

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

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

Взам. инв. №	209388	Инв. № подл.

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

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 м<sup>2</sup> горизонтальной поверхности земли принимается равным по II району 1,2 (120) кПа (кгс/м<sup>2</sup>).

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 принято равным 0,48 (48) кПа (кгс/м<sup>2</sup>).

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 гололеда (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.

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**2 СВЕДЕНИЯ ОБ ОСОБЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА, ПРЕДОСТАВЛЯЕМОГО ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА (СЕЙСМИЧНОСТЬ, МЕРЗЛЫЕ ГРУНТЫ, ОПАСНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ И ДР.)**

**Эндогенные процессы**

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

Исходная (фоновая, I<sub>ф</sub>) 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: ΔI<sub>мсж</sub> = 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.

**Экзогенные процессы**

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

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

Инва. № подл.	209388	Взам. инв. №	
		Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1



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.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

### 3 СВЕДЕНИЯ О ПРОЧНОСТНЫХ И ДЕФОРМАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ ГРУНТА В ОСНОВАНИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

В соответствии с полевым описанием грунтов, лабораторными данными, ГОСТ 20522-2012 и классификацией по ГОСТ 25100-2011, на участке работ выделено один слой и пять инженерно-геологических элемента (ИГЭ):

- Слой 1 – почвенно-растительный слой (pdQIV);
- ИГЭ 1 – супесь твердая (dQIV);
- ИГЭ 2 – суглинок твердый (dQIV);
- ИГЭ 3 – глина твердая (dQIV);
- ИГЭ 4 – галечниковый грунт (aQIV);
- ИГЭ 5 – гравийный грунт (aQIV).

Нормативные и расчетные значения показателей физико-механических свойств грунтов приведены в таблице 3.1

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Таблица 3.1 - Нормативные и расчетные значения физико-механических свойств грунтов

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19	
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	

Таблица с нормативными и расчетными значениями характеристик грунтов по ИГЭ

Результаты статистической обработки	Влажность природная, д.е.		Плотность				Коэффициент водопоглощения, д.е.	Повышатель грубости, д.е.	Пористость, %	Коэффициент пористости при W, д.е.	Пределы пластичности, д.е.		Число пластичности	Тангенс угла внутреннего трения	Угол внутр. трения, градус	Сцепление, кПа	Модуль деформации в состоянии естественной влажности, МПа	Пределы прочности		Коэффициент набухания, д.е.	Коэффициент истончения, д.е.	Наименование грунта	
	W	$\rho_s$	$\rho$	$\rho_d$	$S_r$	$I_p$					$W_L$	$W_p$						$R_c$	$R_c$				
	г/см <sup>3</sup>	г/см <sup>3</sup>	г/см <sup>3</sup>	г/см <sup>3</sup>	г/см <sup>3</sup>	г/см <sup>3</sup>					г/см <sup>3</sup>	г/см <sup>3</sup>						г/см <sup>3</sup>	г/см <sup>3</sup>				
Кол-во определенных	20	20	18	18	18	20	18	18	20	20	20	20	18	18	18	18							
Нормативное значение, Хп	0,067	2,70	1,73	1,62	0,27	-1,79	40,12	0,67	0,22	0,17	0,060	0,497	26,00	14,00	5,90								
Коэф. Вариации, V	0,07	0,00	0,02	0,01	0,10	-0,23	0,02	0,04	0,05	0,07	0,14	0,040	0,03	0,15	0,13								
Миним. Значение	0,061	2,70	1,70	1,60	0,24	-2,68	37,04	0,59	0,209	0,140	0,040	0,466	25,00	10,00	4,61								
Макс. Значение	0,078	2,70	1,83	1,70	0,34	-0,99	40,74	0,69	0,242	0,184	0,069	0,510	27,00	18,00	7,06								
X, расчетное значение при $\alpha=0,85$			1,70										26,00	12,00									
X, расчетное значение при $\alpha=0,95$			1,69										25,00	10,00									
Кол-во определенных	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	2								
Нормативное значение, Хп	0,099	2,72	1,76	1,61	0,38	-0,75	41,19	0,70	0,28	0,17	0,10	0,400	23,00	29,70	19,85*								
Коэф. Вариации, V	0,080	0,00	0,03	0,02	0,13	-0,41	0,05	0,10	0,11	0,15	0,14	0,070	0,06	0,09									
Миним. Значение	0,08	2,70	1,61	1,47	0,25	-1,40	37,87	0,61	0,20	0,10	0,08	0,384	21,00	26,00	19,10*								
Макс. Значение	0,11	2,72	1,87	1,69	0,47	-0,09	49,82	0,99	0,33	0,20	0,13	0,466	25,00	35,00	20,60*								
X, расчетное значение при $\alpha=0,85$			1,73										21,00	27,00	19,85*								
X, расчетное значение при $\alpha=0,95$			1,71										21,00	25,00	19,85*								
Кол-во определенных	16	16	14	14	14	16	14	14	16	16	16	10	10	10	2								
Нормативное значение, Хп	0,16	2,74	2,16	1,86	0,93	-0,39	32,00	0,47	0,41	0,23	0,18	0,400	21,40	81,10	22,40*								
Коэф. Вариации, V	0,07	0,00	0,03	0,04	0,09	-0,16	0,07	0,12	0,03	0,05	0,02	0,080	0,07	0,02									
Миним. Значение	0,14	2,74	1,92	1,66	0,67	-0,52	29,56	0,42	0,39	0,21	0,17	0,344	19,00	78,00	22,1*								
Макс. Значение	0,18	2,74	2,21	1,93	1,03	-0,28	39,42	0,65	0,44	0,26	0,19	0,424	23,00	84,00	22,7*								
X, расчетное значение при $\alpha=0,85$			2,14										20,00	79,00	22,40*								
X, расчетное значение при $\alpha=0,95$			2,13										19,00	78,00	22,40*								
Кол-во определенных	10				15	10				10	10	10			2					15	15		
Нормативное значение, Хп	0,13				0,41	-0,24				23,00	14,00	0,08		20,50	51,20	34*				0,63	0,27		
Коэф. Вариации, V	0,13				0,14	-0,70				0,06	0,08	0,10								0,08	0,08		
Миним. Значение	0,09				0,25	-0,53				0,21	0,12	0,07								0,55	0,23		
Макс. Значение	0,15				0,48	0,00				0,25	0,16	0,09								0,71	0,30		
X, расчетное значение при $\alpha=0,85$																							
X, расчетное значение при $\alpha=0,95$																							
Кол-во определенных	15				14	15				15	15	15			2					14	14		
Нормативное значение, Хп	0,08				0,46	-1,08				0,22	0,15	0,07		27,80	72,50	44*				0,59	0,25		
Коэф. Вариации, V	0,14				0,12	-0,36				0,10	0,07	0,15								0,04	0,09		
Миним. Значение	0,05				0,30	-1,80				0,19	0,14	0,05								0,55	0,22		
Макс. Значение	0,11				0,53	-0,50				0,27	0,18	0,10								0,63	0,29		
X, расчетное значение при $\alpha=0,85$																							
X, расчетное значение при $\alpha=0,95$																							

\* - модуль деформации принятый по штамповым испытаниям в природном состоянии

По ИГЭ-1 – физико-механические характеристики грунтов приняты по лабораторным данным.

По ИГЭ-2 – физические и прочностные характеристики грунтов приняты по лабораторным данным, деформационные – по результатам штамповых испытаний.

По ИГЭ-3 – физические и прочностные характеристики грунтов приняты по лабораторным данным, деформационные – по результатам штамповых испытаний.

По ИГЭ-4 – физические характеристики грунтов приняты по лабораторным данным, прочностные характеристики – по методике ДальНИИС, деформационные – по результатам штамповых испытаний.

По ИГЭ-5 – физические характеристики грунтов приняты по лабораторным данным, прочностные характеристики – по методике ДальНИИС, деформационные – по результатам штамповых испытаний.

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №
		Подп. и дата

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

### 4 СВЕДЕНИЯ ОБ УРОВНЕ ГРУНТОВЫХ ВОД, ИХ ХИМИЧЕСКОМ СОСТАВЕ, АГРЕССИВНОСТИ ПО ОТНОШЕНИЮ К МАТЕРИАЛАМ ИЗДЕЛИЙ И КОНСТРУКЦИЙ ПОДЗЕМНОЙ ЧАСТИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

На момент изысканий (июнь-июль месяц 2016 г.) подземные воды в пределах изыскиваемого участка пробуренными скважинами не вскрыты.

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

### 5 СВЕДЕНИЯ О КАТЕГОРИИ И КЛАССЕ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

5.1 Магистральный нефтепровод «Грозный-Баку» относится к классу сооружений КС-3 (согласно ГОСТ 27751-2014) с повышенным уровнем ответственности.

5.2 В соответствии с требованиями с п.6.2.1 СП 36.13330.2012 проектируемый нефтепровод DN700 относится к II классу.

5.3 Укладка проектируемого участка нефтепровода на всём протяжении предусматривается подземная в существующем техническом коридоре в отдельную траншею.

5.4 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-23.040.00-КТН-084-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть магистрального трубопровода. Нормы проектирования».

5.5 В связи с прохождением трассы в пределах существующего технического коридора на всем протяжении категория трубопровода принята не ниже II в соответствии с таблицей 3 п.26 СП 36.13330.2012 и таблицей 7.5 п.20 РД-23.040.00-КТН-084-18.

5.6 Проектируемый участок нефтепровода ПК0+00 – ПК 3+36 отнесен к категории В, как участок расположенный в черте с. Бавтугай.

5.7 Проектируемый участок нефтепровода ПК 3+36 – ПК7+76 отнесен к категории В, как участок на расстоянии менее 500м от границ населенного пункта с. Бавтугай.

5.8 Проектируемые участки замены вантузов на УЗА № 151/1 отнесены к категории В, как участки расположенные в черте с. Нижний Чирюрт.

5.9 Проектируемый участок замены вантуза № В146-1 отнесен к категории II в соответствии с таблицей 3 п.26 СП 36.13330.2012 и таблицей 7.5 п.20 РД-23.040.00-КТН-084-18.

5.10 Трубопровод:

- категории В принят с коэффициентом условий работы 0,66 в (соответствии СТУ);
- II (второй) категории принят с коэффициентом условий работы 0,825.

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №
		Подп. и дата

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**6 СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТНОЙ МОЩНОСТИ (ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ, ГРУЗООБОРОТЕ, ИНТЕНСИВНОСТИ ДВИЖЕНИЯ И ДР.) ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА**

6.1 Параметры проектируемого МН «Грозный-Баку»:

- пропускная (проектная) способность – 7,6 млн.т/год;
- проектное давление – 4,33 МПа;
- диаметр трубопровода – 720 мм;

6.2 При реконструкции МН параметры перекачки не изменяются.

6.3 Характеристика участка МН «Грозный-Баку» приведена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Характеристика участка МН «Грозный-Баку»

Характеристика	До реконструкции	После реконструкции
протяженность участка, м	1684,5	1787,5
год ввода в эксплуатацию	1983	2019
перекачиваемая среда	нефть	нефть
проектное давление на выходе НПС «Самур», МПа	4,33	4,33
проектная пропускная способность, млн.тн/год	7,6	7,6
диаметр трубопровода, мм	720	720
толщина стенки, мм	7, 8	8, 13
марка стали	17ГС	определяется заводом-изготовителем проката согласно ОТТ-23.040.00-КТН-135-15
класс прочности стали	K52	K56
предел текучести, МПа	355	410
предел прочности, МПа	510	550
тип трубы	-	прямошовная
категория участка нефтепровода	III	II, B
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-25.220.60-КТН-103-15
температура стенки нефтепровода, °С	от +8,0 до +24,8	от +8,0 до +24,8
плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	852-864	852-864
уровень ответственности проектирования	повышенный	повышенный

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №	
		Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**7 ПОКАЗАТЕЛИ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА (В ТОМ ЧИСЛЕ НАДЕЖНОСТЬ, УСТОЙЧИВОСТЬ, ЭКОНОМИЧНОСТЬ, ВОЗМОЖНОСТЬ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ, МИНИМАЛЬНОСТЬ ВЫБРОСОВ (СБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ, КОМПАКТНОСТЬ, ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НОВЕЙШИХ ТЕХНОЛОГИЙ)**

Реконструкция участка МН «Грозный-Баку» DN700 выполняется с целью повышения надежности нефтепровода при дальнейшей его эксплуатации и снижения вероятности возникновения аварийной ситуации.

В соответствии с п. 14.2 Задания на проектирование ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15 на проектируемом участке МН «Грозный-Баку» DN700 выполняется замена вантуза №146/1 на 146 км и обустройство 2-х вантузов и 2-х отборов давления в колодцах на УЗА №151/1 на 151 км.

Характеристики проектируемого участка МН «Грозный-Баку» DN700 приняты с учетом п.13.1 Задания на проектирование:

- перекачиваемая среда – нефть
- пропускная способность 7,6 млн.т/год;
- проектное давление нефтепровода 4,33 МПа;
- диаметр – 720 мм.

Технологическое оборудования и устройства представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 Перечень оборудования и устройств

Местоположение, км	Задвижка			Колодец КИП			Вантуз		
	ПК+	№ по схеме	Кол-во	ПК+	№ по схеме	Кол-во	ПК+	№ по схеме	Кол-во
151	-	-	-	-	КТ151/1 КТ151/2	2	-	В151/1 В151/2	2
146	-	-	-	-	-	-	-	В146/1	1

Принципиальная технологическая схема проектируемого участка МН «Грозный-Баку» DN 700 приведена на листе 1 графической части Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.2.

Техническая характеристика основного и вспомогательного оборудования приведена в таблице 7.2.

Объект принадлежит к объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на безопасность.

Опасные природные процессы и явления техногенных воздействий отсутствуют.

Помещения с постоянным пребыванием людей отсутствуют.

Изм. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Таблица 7.2 Техническая характеристика основного и 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	КВГ-720-С-УХЛ1
Отбор давления узла линейной задвижки (1 шт.)	
Колодец (2 шт.) для трубопровода диаметром 720 для установки узла отбора давления с заводским антикоррозионным покрытием с датчиком давления, сигнализатора затопления, открытия колодца.	
- марка	КТ-720-Н1100-СЛ-КИП7-М6,0-С-УХЛ1
Колодец (1 шт.) для трубопровода диаметром 720 для установки узла отбора давления и сигнализатора прохождения СОД с заводским антикоррозионным покрытием с датчиком давления, сигнализатора затопления, открытия колодца и прохождения СОД.	
- 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

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1



### 8 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ

- 8.1 Мероприятиями по энергосбережению при транспортировке нефти являются:
- реконструкция трубопровода;
  - сокращения потерь нефти;
  - внедрение автоматизированных систем управления и телемеханизации;

Уменьшение потерь энергии перекачиваемой нефти обеспечивает подземная прокладка проектируемого участка нефтепровода.

Проектом предусмотрены следующие мероприятия, обеспечивающие надежность и устойчивость проектируемого 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.

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**9 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ОБОРУДОВАНИЯ В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА**

9.1 Грузоподъемное оборудование, транспортные средства и механизмы, применяемые при строительстве проектируемого участка представлены в разделах «Проект организации строительства» и «Проект организации работ по сносу (демонтажу) линейного объекта».

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

### 10 СВЕДЕНИЯ О ЧИСЛЕННОСТИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ ПЕРСОНАЛА С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛО И ОСНАЩЕННОСТЬ РАБОЧИХ МЕСТ

10.1 Численность обслуживающего персонала проектируемого оборудования определяется, исходя из режима работы объекта, сменности и условий труда персонала, в соответствии с требованиями РД-03.100.30-КТН-069-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое обслуживание и ремонт. Нормативы численности работников подразделений организаций системы "Транснефть", осуществляющих выполнение работ», осуществляющих выполнение работ», РД-03.100.30-КТН-082-13 «Техническое обслуживание и ремонт. Типовые штатные расписания подразделений организаций системы «Транснефть», осуществляющих выполнение работ», ОР-03.100.30-КТН-110-10 «Положение о линейной эксплуатационной службе».

10.2 Проектируемые сооружения функционируют в автоматическом режиме и не требуют постоянного присутствия персонала. Осмотр, обслуживание и ремонт производятся периодически по утверждённым графикам ТО и ТР.

10.3 Проектируемый участок входит в состав линейной части магистрального нефтепровода, обслуживание которого осуществляет линейная аварийно-эксплуатационная служба (ЛАЭС) №11м «Сулак».

10.4 Численность и профессионально-квалификационный состав персонала не меняется. Профессионально-квалификационный состав ЛАЭС приведен в таблице 10.1. Данные по профессионально-квалификационному составу ЛАЭС приняты согласно Приложения К.

10.5 Линейная аварийно-эксплуатационная служба занимается выполнение технического обслуживания и текущего ремонта объектов линейной части МН в том числе:

- установка указательных и предупредительных знаков в охранной зоне линейной части МН, в том числе обновление надписей;
- техническое обслуживание запорной арматуры, электроприводов, камер приема-пуска СОД, защитных сооружений, переходов МН через естественные и искусственные препятствия;
- устранение размывов и оголений МН;
- проверка запорной арматуры на полное открытие и закрытие;
- проверка на срабатывание конечных и путевых выключателей и их регулировка;
- покраска задвижек, трубопроводных узлов надземных трубопроводов;
- ремонт колодцев и ограждений линейных задвижек;
- замена аккумуляторных батарей в сигнальных устройствах на переходах через судоходные реки;
- проверка смотровых и отводных колодцев на переходах через железные и автомобильные дороги;
- ремонт обвалований защитных сооружений, ремонт водопропускных труб,
- освобождение амбаров и защитных сооружений от воды;
- расчистка трассы МН от поросли;
- открытие шурфов для определения и уточнения высотного и планового положения нефтепровода;
- ремонт изоляции в местах выхода нефтепровода из земли;
- монтаж защитных коверов вантузов, узлов отбора давления, сигнализаторов прохождения ОУ и т.д.;

Инов. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

- текущий ремонт вдольтрассовых дорог, переездов через МН (подсыпка грунтом, щебнем, планировка);
- подсыпка и планировка грунта на незаглубленных участках нефтепровода;
- обследование и патрулирование охранной зоны МН;
- выдача предупреждений землепользователям о прохождении МН;
- контроль за производством работ в охранной зоне МН.

Обеспечение очистки внутренней полости трубопровода и проведение внутритрубной диагностики в том числе:

- запасовка и выемка ОУ и ВИС;
- сопровождение ОУ и ВИС.

10.6 Численность и профессионально-квалификационный состав персонала с распределением по группам производственных процессов не меняется, приведен в таблице 10.1 и 10.2.

Таблица 10.1 - Численность и профессионально-квалификационный состав персонала ЛАЭС с распределением по группам производственных процессов

Наименование подразделения, должности	Группа производственного процесса по СНИП 2.09.04-87	Всего, чел.	В том числе в наибольшую смену, чел.	Продолжительность рабочего дня, час.	Пол работников (м/ж)
<b>Линейная аварийно-эксплуатационная служба</b>					
Начальник	1а	1	1	8	м
Заместитель начальника	1а	1	1	8	м
Мастер	1а	2	2	8	м
Трубопроводчик линейный	1в	5	5	8	м
Электрогазосварщик	1в	1	1	8	м

10.7 Число и оснащенность рабочих мест персонала приведено в таблице 10.2

Таблица 10.2 Число и оснащенность рабочих мест персонала ЛАЭС

№п/п	Наименование подразделения, должности	Оснащение рабочего места
<b>Линейная аварийно-эксплуатационная служба</b>		
1	Начальник ЛАЭС	Рабочий стол - 3 шт.
2	Заместитель начальника ЛАЭС	
3	Мастер ЛАЭС	Компьютер - 3 шт.
		Телефон - 2 шт.
		Радиостанция (носимая) - 3 шт.
		Шкафы для документов
		Шкаф для переодевания
4	Трубопроводчик линейный	Ручной слесарный инструмент
		Электрифицированный инструмент
		Оборудование для вырезки окон труб
		Оборудование для холодной врезки труб

Инв. № подл. 209388  
 Подп. и дата  
 Взам. инв. №

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

№п/п	Наименование подразделения, должности	Оснащение рабочего места
		Оборудование и инструмент для проведения ремонтных работ на нефтепроводе
		Станция компрессорная
		Нефтесборное оборудование
5	Электрогазосварщик	Ручной слесарный инструмент
		Электрифицированный инструмент
		Электрогазосварочное оборудование

Участие в ликвидации аварий, отказов и несанкционированных врезок, в том числе:

- оперативное оповещение, сбор и выезд персонала ЛАЭС для определения места повреждения;
- отключение поврежденного участка МН (закрытие и обтяжка задвижек);
- определение места повреждения;
- обозначение и ограждение границ повреждения и загрязненного участка;
- очистка замазученной территории;
- очистка загрязненной нефтью водной поверхности;
- утилизация нефтешламов;
- рекультивация загрязненной почвы.

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

# 11 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

## 11.1 Охрана и условия труда работников

11.1.1 Охрана труда – система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические и реабилитационные мероприятия.

11.1.2 Условия труда – совокупность факторов производственной среды и трудового процесса, оказывающих влияние на работоспособность и здоровье работника.

11.1.3 Безопасные условия труда – такие условия труда, при которых воздействие на работников вредных и опасных производственных факторов исключено, либо уровни их воздействия не превышают установленных нормативов.

11.1.4 Охрана и условия труда отражаются в коллективном и трудовом договорах.

11.1.5 Управление охраной труда на предприятии должно включать решение следующих задач:

- организацию и осуществление обучения работающих безопасности труда и пропаганды вопросов охраны труда;
- обеспечение безопасности производственного оборудования, строительных машин и механизмов;
- обеспечение безопасности производственных процессов;
- обеспечение безопасности зданий и сооружений;
- соблюдение правил пожарной безопасности (постановление Правительства РФ от 25.04.2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»);
- осуществление нормализации санитарно-гигиенических условий труда;
- обеспечение работающих средствами индивидуальной защиты;
- расследование и учет несчастных случаев и причин травматизма;
- обеспечение оптимальных режимов труда и отдыха работающих;
- организацию лечебно-профилактического обслуживания работающих;
- обеспечение санитарно-бытового обслуживания работающих;
- решение вопросов предоставления льгот и компенсаций работающим во вредных условиях;
- профессиональный отбор работающих по отдельным специальностям;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №
		Подп. и дата

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**11.2 Опасные и вредные производственные факторы неблагоприятного воздействия на работников**

11.2.1 Работающие на магистральном нефтепроводе могут быть подвержены воздействию различных физических и химических опасных и вредных производственных факторов.

11.2.2 Основные физические опасные и вредные производственные факторы:

- взрыво- и пожароопасность нефтепродуктов;
- токсичность паров нефтепродуктов;
- неблагоприятные метеорологические условия в рабочей зоне;
- воздействие на организм человека электрического тока, электромагнитного поля;
- недостаточная освещенность рабочей зоны.

11.2.3 Основным опасным и вредным химическим фактором является токсичность нефти и их паров.

При несоблюдении требований безопасности могут возникнуть пожары и взрывы, которые приводят к авариям, термическим ожогам и травмированию работников.

При загорании нефтепродуктов основным средством тушения является воздушно-механическая пена средней и низкой кратности, получаемая из рабочих растворов фторсодержащих пленкообразующих пенообразователей.

Еще одним вредным фактором, влияющим на обслуживающий персонал, является электрический ток.

Проходя через живой организм, электрический ток производит действие:

- термическое – ожоги определённых участков, нагрев кровеносных сосудов, крови, нервов;
- электролитическое – разложение крови и других органических жидкостей;
- биологическое – раздражение и возбуждение живых тканей организма, что сопровождается произвольными судорожными сокращением мышц, в том числе мышц сердца и лёгких.

В результате воздействия электрического тока возникают различные нарушения в организме, вплоть до полной остановки работы сердца и легких.

Воздействие электрического тока приводит к двум видам поражений: электрическим травмам и электрическим ударам.

Основными мерами защиты от поражения электрическим током являются:

- обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением для случайного прикосновения, устранение опасности поражения при появлении напряжений на корпусах, кожухах;
- защитное заземление, зануление, защитное отключение;
- использование низких напряжений;
- применение двойной изоляции.

11.2.4 Психофизиологические факторы:

- тяжесть трудового процесса (вынужденная, фиксированная рабочая поза, работа на высоте, связанная с вынужденным напряжением мышц верхнего плечевого пояса; перенос тяжестей в процессе ремонта, перенос рабочего инструмента на место ремонтных работ; локально-мышечное напряжение при выполнении мелких ремонтных движений; значительные перемещения в пространстве, обусловленные техпроцессом и т.д.);

- напряженность трудового процесса (обусловлена характером выполняемой работы; сенсорными нагрузками; эмоциональными нагрузками – степень ответственности за результат собственной деятельности, значимость ошибки, степень риска для собственной жизни, степень ответственности за безопасность других лиц; режимом работы).

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209388

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Подтверждение классов условий труда для разработки мероприятий по улучшению условий труда и обеспечению льгот и компенсаций работникам осуществляется на основании результатов специальной оценки условий труда.

### 11.3 Санитарно-гигиенические требования к условиям труда работников

11.3.1 Исходным документом, определяющим гигиенические требования по предотвращению воздействия на работающих вредных производственных факторов и охрану окружающей среды с целью улучшения условий труда и состояния здоровья работающих, является Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения».

На основании данного Федерального закона разработаны основные нормативные документы и санитарно-эпидемиологические правила, регулирующие отношения в области гигиены труда.

К неблагоприятным факторам окружающей среды относятся:

- физические – температура, влажность, скорость движения воздуха, освещение (естественное, искусственное);
- химические – химические вещества, сложные химические смеси;
- факторы трудового процесса – тяжесть, напряженность труда.

Санитарно-эпидемиологическое благополучие работников должно обеспечиваться посредством создания благоприятного микроклимата в производственных помещениях, а также проведением мероприятий по улучшению условий труда работников.

### 11.4 Производственный шум и вибрация

11.4.1 При использовании машин, механизмов и оборудования, работа которых сопровождается шумом, допустимые уровни звукового давления на постоянных рабочих местах не должны превышать значений, предусмотренных требованиями СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и СП 51.13330.2011.

Условия работы по обслуживанию участка МН «Грозный-Баку» после работ по реконструкции не сопровождаются шумом, а шумовые характеристики необходимого для работы оборудования и инструментов не превышают предельно допустимых нормативов. Поэтому дополнительные мероприятия для снижения шума не предусмотрены.

11.4.2 Уровень общей вибрации должен соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.012-2004. Производственное оборудование, генерирующее вибрацию, должно также соответствовать требованиям санитарных норм СН 2.2.4/2.1.8.566-96 и СанПиН 2.2.2.540-96.

### 11.5 Воздух рабочей зоны

11.5.1 Производственные процессы, проводятся непрерывным замкнутым циклом в герметичной аппаратуре, исключая выделение вредных веществ в воздух рабочей зоны.

На открытой территории выделяющиеся газы, содержащиеся в нефтепродуктах, быстро рассеиваются, поэтому содержание их в воздухе рабочей зоны не должно превышать величин ПДК согласно ГОСТ 12.1.005-88 и ГН 2.2.5.3532-18.

Работы необходимо проводить с применением средств индивидуальной защиты органов дыхания, кожи, глаз.

### 11.6 Режим труда и отдыха

Изн. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата
209388	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1



11.6.1 Производительность труда, точное и полное выполнение работником производственных операций в значительной степени зависит от режима труда и отдыха.

11.6.2 Режим труда и отдыха устанавливается с учетом специфики технологии и организации производства коллективным договором или правилами внутреннего трудового распорядка на предприятии на основании действующего Трудового кодекса РФ и отражается в регламентированном графике работы.

График должен предусматривать продолжительность рабочей недели (пятидневная с двумя выходными днями, шестидневная с одним выходным днем, рабочая неделя с предоставлением выходных дней по скользящему графику), работу с ненормированным рабочим днем для отдельных категорий работников, продолжительность ежедневной работы (смены), время начала и окончания работы, время перерывов в работе, число смен в сутки, чередование рабочих и нерабочих дней. Также график работы предусматривает закрепление оборудования в течение длительного времени за определенным работником (бригадой), нормальную передачу смен и т.д.

Режим работы для персонала ЛПДС, обслуживающий объект реконструкции, установлен в одну смену с продолжительностью ежедневной работы 8 часов.

В соответствии с ТК РФ (статья 107) работникам, обслуживающим объект реконструкции, предоставляются следующие виды времени отдыха:

- перерывы в течение рабочего дня (смены);
- ежедневный (междусменный) отдых;
- выходные дни (еженедельный непрерывный отдых);
- нерабочие праздничные дни;
- отпуска.

В течение смены предусмотрен перерыв для отдыха и питания. Конкретная продолжительность и время предоставления перерыва устанавливаются правилами внутреннего трудового распорядка или по соглашению между работником и работодателем. Для персонала, где по условиям работы предоставление перерыва для отдыха и приема пищи невозможно, работнику предоставляется возможность отдыха и приема пищи в рабочее время.

Для работающих на открытом воздухе предусмотрены перерывы для обогрева и отдыха, в соответствии со ст. 109 Трудового кодекса РФ.

Продолжительность ежедневного (междусменного) отдыха определяется правилами внутреннего трудового распорядка, графиком сменности и предоставляется работнику после отработанного рабочего времени (смены).

Организация работы в выходные и праздничные дни осуществляется в соответствии с трудовым законодательством.

Каждому работнику предоставляется ежегодный оплачиваемый отпуск продолжительностью 28 календарных дней с сохранением места работы (должности) и среднего заработка.

По соглашению между работником и работодателем ежегодный оплачиваемый отпуск может быть разделен на части. При этом хотя бы одна из частей этого отпуска должна быть не менее 14 календарных дней.

Обеспечение работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты

11.6.3 При работах с нефтью следует применять специальную одежду в соответствии с:

- Трудовым кодексом РФ (с изменениями);
- приказом Минздравсоцразвития РФ от 01.06.2009 г. № 290н;
- приказом Минздравсоцразвития РФ от 09.12.2009 г. № 970н;
- приказом Минтруда России от 09.12.2014 997н.

Инва. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата
209388	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Действие Правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты распространяется на работников всех организаций, независимо от форм их собственности и организационно-правовых форм, профессии и должности которых предусмотрены в Типовых отраслевых нормах бесплатной выдачи работникам специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты, утверждаемых приказами Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации.

Некоторые особенности выдачи СИЗ по типовым нормам представлены в приложении к приказу Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 09.12.2009 г. № 970н.

Приобретение и применение средств индивидуальной защиты для работников, обслуживающих МН «Грозный-Баку» на участке реконструкции, осуществляется в соответствии с техническими требованиями ОТТ-13.340.20-КТН-132-17, специальной одежды – в соответствии с ОТТ-13.340.10-КТН-046-17, специальной обуви – в соответствии с ОТТ-13.340.50-КТН-047-17.

При выполнении различного вида работ на МН «Грозный-Баку» необходимо использование дополнительных СИЗ:

- для защиты органов дыхания от паров и аэрозолей в воздухе рабочей зоны – СИЗ органов дыхания;
- для защиты глаз от пыли, брызг, едких веществ, отлетающих частиц при ремонте – защитные очки;
- при работе с полимерными композициями – средства защиты рук и др.

Обувь работников, обслуживающих участок реконструкции, не должна иметь стальных накладок и гвоздей.

Спецодежда не должна накапливать статическое электричество.

Учет спецодежды, спецобуви и других СИЗ должен производиться по личным карточкам.

Все работники должны быть ознакомлены с условиями обеспечения и применения спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты.

Выдаваемые работникам средства индивидуальной защиты должны быть проверены и испытаны в установленном порядке.

Используемые при ведении технологического процесса средства индивидуальной защиты должны быть указаны в инструкциях по охране труда.

Персонал должен быть обеспечен спецодеждой и спецобувью, не стесняющей движения во время работы. Загрязненная спецодежда должна своевременно сдаваться в чистку.

Для замены спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты, сдаваемых в стирку, химчистку и ремонт, работодатель обязан предусмотреть соответствующий их запас.

Ответственным за своевременное обеспечение работников спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты является работодатель.

Спецодежду и спецобувь следует хранить в специальных шкафах изолированно от уличной одежды.

Для хранения спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты предусматриваются шкафчики для хранения спецодежды из расчета шкафчик на два отделения (чистой и грязной одежды) на два человека. Для каждого работника предусмотрен индивидуальный шкафчик.

В соответствии с приказом Минздравсоцразвития РФ от 17.12.2010 г. № 1122н «Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи работникам смывающих и (или) обезвреживающих средств и стандарта безопасности труда «Обеспечение работников смывающими и (или) обезвреживающими средствами» работникам ЛПДС выдается: мыло в количестве 300 г в месяц, защитные кремы гидрофильного действия – 100 мл,

Инва. № подл.	209388	Взам. инв. №
		Подп. и дата

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

очищающая паста для рук – 200 мл, регенерирующий восстанавливающий крем для рук – 100 мл.

**11.7 Медицинское обслуживание**

11.7.1 В соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации (статья 213) работники, занятые на работах с вредными и (или) опасными условиями труда проходят за счет средств работодателя обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические медицинские осмотры (обследования).

Так как работа на проектируемом объекте относится к работе с тяжелыми и вредными условиями труда, проектом предусматривается проведение предварительных и периодических медицинских осмотров персонала в соответствии с приказом Минздравсоцразвития РФ от 12.04.2011 г. № 302н «Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и Порядка проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда» (приложение № 3).

11.7.2 Предварительные медицинские осмотры проводятся с целью определения пригодности этих работников к выполнению поручаемой работы.

Целью периодических медицинских осмотров является:

- динамическое наблюдение за состоянием здоровья работников, своевременное выявление заболеваний, начальных форм профессиональных заболеваний, ранних признаков воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов на состояние здоровья работников, формирования групп риска по развитию профессиональных заболеваний;
- выявление заболеваний, состояний, являющихся медицинскими противопоказаниями для продолжения работы, связанной с воздействием вредных и (или) опасных производственных факторов, а также работ, при выполнении которых обязательно проведение предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников в целях охраны здоровья населения, предупреждения возникновения, и распространения заболеваний;
- своевременное проведения профилактических и реабилитационных мероприятий, направленных на сохранение здоровья и восстановление трудоспособности работников;
- своевременное выявление и предупреждение возникновения и распространения инфекционных и паразитарных заболеваний;
- предупреждение несчастных случаев на производстве.

11.7.3 Периодичность осмотров (которая определена один раз в период от 6 месяцев до 5 лет) и участие в них врачей-специалистов определяется в соответствии с приказом Минздравсоцразвития РФ от 12.04.2011 г. № 302н «Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и Порядка проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда».

Периодические медицинские осмотры (обследования) работников могут проводиться досрочно в соответствии с медицинским заключением или по заключению территориальных органов Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека с обязательным обоснованием причины досрочного (внеочередного) осмотра (обследования).

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Порядок проведения предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников проводится в соответствии с приложением № 3 приказа Минздравсоцразвития РФ от 12.04.2011 г. № 302н.

Предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования) работников проводятся медицинскими организациями, имеющими лицензию на указанный вид деятельности.

11.7.4 Работодатель определяет контингенты и составляет поименный список лиц, подлежащих периодическим медицинским осмотрам (обследованиям), с указанием участков, цехов, производств, вредных работ и вредных и (или) опасных производственных факторов, оказывающих воздействие на работников, и после согласования с территориальными органами Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека, направляет его за два месяца до начала осмотра в медицинскую организацию, с которой заключен договор на проведение периодических медицинских осмотров (обследований).

Работник информируется о результатах проведенного медицинского осмотра (обследования).

В случае, если при проведении периодического медицинского осмотра (обследования) возникают подозрения на наличие у работника профессионального заболевания, медицинская организация направляет его в установленном порядке в центр профпатологии на экспертизу для установления связи заболевания с профессией.

В производственных помещениях предусмотрено наличие аптек, укомплектованных медикаментами, для оказания первой доврачебной помощи.

Финансирование мероприятий по проведению периодических медицинских осмотров осуществляется за счет средств работодателя.

**11.8 Обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний**

11.8.1 В соответствии с Федеральным законом «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» необходимо осуществлять обязательное страхование обслуживающего персонала за причинение вреда жизни, здоровью в случае аварии на опасных производственных объектах.

Федеральным законом «О страховых тарифах на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний на 2015 год и плановый период 2016 и 2017 годов» предусмотрены конкретные размеры дифференцированных страховых тарифов.

В трудовых договорах с работниками должно быть зафиксировано право работника на возмещение ущерба, причиненного его жизни и здоровью при выполнении им обязанностей по трудовому договору.

Кроме того, в соответствии со статьей 18 Федерального закона «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» граждане Российской Федерации имеют право на получение компенсаций и социальных гарантий за ущерб, причиненный их здоровью при выполнении обязанностей в ходе ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Расследование и учет несчастных случаев осуществляется в соответствии с «Постановлением об особенностях расследования несчастных случаев на производстве в отдельных отраслях и организациях» (постановление Минтруда РФ от 24.10.2002 г. № 73 «Об утверждении форм документов, необходимых для расследования и учета несчастных случаев на производстве, и положения об особенностях расследования несчастных случаев на производстве в отдельных отраслях и организациях» (приложение № 2). Порядок расследования несчастных случаев на производстве

Инд. № подл.	209388	Взам. инв. №	
		Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

основан на требованиях статей 2291, 2292 Трудового кодекса РФ и РД-13.100.00-КТН-048-15.

**11.9 Финансирование мероприятий по улучшению условий и охраны труда на проектируемых объектах**

11.9.1 Статьей 226 Трудового кодекса РФ предусмотрено финансирование мероприятий по улучшению условий и охраны труда работодателями в размере не менее 0,2 % суммы затрат на производство продукции (работ, услуг).

Кроме того, финансирование мероприятий по улучшению условий и охраны труда осуществляется за счёт страховых взносов по обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Приказом Минтруда России от 10.12.2012 N 580н (ред. от 20.02.2014) утверждены «Правила финансового обеспечения в 2012 г. предупредительных мер по сокращению производственного травматизма и профессиональных заболеваний работников и санаторно-курортного лечения работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными производственными факторами».

Работник не несёт расходы на финансирование мероприятий по улучшению условий и охраны труда (пункт 5 статья 226 Трудового кодекса РФ).

**11.10 Санитарно-бытовое обеспечение рабочих по эксплуатационному обслуживанию проектируемых объектах**

На основании требований санитарных норм работающие службы ЛАЭС обеспечиваются бытовыми помещениями в административно-бытовом корпусе на территории ЛПДС «Сулак» - гардеробными, душевыми, санузлами в соответствии с группой производственных процессов.

Для питания в обеденный перерыв в помещении разогрева и приема пищи предусмотрено бытовое оборудование, обеденная и кухонная мебель для хранения, разогрева и приема пищи. Для питьевого водоснабжения в помещениях комнаты приема пищи установлены кулеры горячей и холодной воды.

Предрейсовое и послерейсовое медицинское освидетельствование водителей предусматривается ежедневно медработником в существующем медпункте в административном корпусе ЛПДС в целях выявления признаков воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов, состояний и заболеваний, препятствующих выполнению трудовых обязанностей, в том числе алкогольного, наркотического или иного токсического опьянения и остаточных явлений такого опьянения.

Один раз в 2 года работники обязаны проходить медицинские осмотры в специализированной клинике по договору.

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №
		Подп. и дата

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**12 ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ, АВТОМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ И КАЧЕСТВА РАБОТЫ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА**

12.1 Основной задачей автоматизации технологических процессов комплекса трубопроводов является разработка надежных, высокоэффективных и отвечающих современным требованиям систем контроля, автоматизации, управления процессами и защиты персонала, оборудования, сооружений и окружающей среды.

12.2 Проектируемый участок входит в линейную часть МН «Грозный-Баку», с существующей системой автоматизации. Эксплуатация МН «Грозный-Баку» осуществляется в автоматическом режиме управления.

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

### 13 ОПИСАНИЕ РЕШЕНИЙ ПО ОРГАНИЗАЦИИ РЕМОНТНОГО ХОЗЯЙСТВА, ЕГО ОСНАЩЕННОСТЬ

13.1 Участок проектирования входит в состав линейной части МН «Грозный-Баку», в состав которого входят существующие ремонтные хозяйства. Организация и оснащённость ремонтного хозяйства данным проектом не предусматривается.

13.2 Техническое обслуживание оборудования проектируемых узлов линейной запорной арматуры в процессе эксплуатации осуществляется существующими службами ЛАЭС №11м НПС «Сулак».

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

## 14 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ В СЛОЖНЫХ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

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

Исходная (фоновая, 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: ΔIмсж = 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.

Расчет толщины стенки проектируемого нефтепровода выполнен с учетом сейсмических воздействий.

**Дополнительно к антисейсмическим мероприятиям и техническим решениям, повышающим сейсмостойкость трубопровода, относятся:**

- все монтажные сварные соединения трубопровода подвергаются радиографическому контролю;
- уплотнение дна траншеи перед укладкой трубопровода в соответствии с требованиями п. 7.4.15.7 РД-23.040.00-КТН-084-18 (до коэф. 0,85);
- обеспечивается дополнительный запас прочности при расчете прочности и устойчивости трубопровода;
- в части контроля герметичности трубопровода действует автоматическая система обнаружения утечек (СОУ) с передачей сигнала диспетчеру в ТРУМН;
- использование автоматизированной системы управления, время передачи управляющей команды на любой телемеханизированный технологический объект не превышает двух секунд;
- проведение внутритрубной диагностики участков линейной части МН в процессе эксплуатации, обеспечивающей обнаружение дефектов трубопроводов до наступления опасности его разгерметизации.

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

14.3 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.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209388

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1



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

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

Проектом предусматривается инженерная защита и укрепление склонов на участках развития процессов овражно-балочной и линейной эрозии. Технические решения по устройству инженерной защиты приведены в разделе 38.5 и на планах проектируемого МН в графической части.

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).

На участках перехода пересыхающих водотоков принята балластировка трубы кольцевыми железобетонными утяжелителями типа КБУ в соответствии с СП 36.13330.2012, РД-91.200.00-КТН-044-11. Расчет балластировки выполнен согласно требованиям СП 36.13330.2012, РД-91.200.00-КТН-044-11 и представлен в приложении Е. Более подробно требования к балластирующим устройством приведены в разделе 50.

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

### 15 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ПРОДУКТА

15.1 Работы производятся на существующем МН «Грозный-Баку». Изменение характеристик и технологии процесса транспортирования нефти не производится в соответствии с техническим заданием на проектирование ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15.

МН «Грозный-Баку» предназначен для перекачки нефти от НПС «Самур» (352 км) до НПС «Сулак» (144 км) под действием давления, развиваемого насосными агрегатами.

Инв. № подл. 209388	Взам. инв. №
	Подп. и дата

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

### 16 СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТНОЙ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ТРУБОПРОВОДА ПО ПЕРЕМЕЩЕНИЮ ПРОДУКТА

16.1 В соответствии с п.13 требования задания на проектирование ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15 пропускная способность участка DN 700 составляет 7,6 млн.т/год.

16.2 Согласно табл. 6.2 РД-23.040.00-КТН-062-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования», пропускная способность магистрального нефтепровода диаметром 720 мм составляет 23,2 млн.т/год, что обеспечивает требуемую пропускную способность 7,6 млн.т/год, необходимости в резервном оборудовании нет.

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

### 17 ХАРАКТЕРИСТИКА ПАРАМЕТРОВ ТРУБОПРОВОДА

17.1 Основные параметры проектируемого МН «Грозный-Баку»:

- пропускная способность – 7,6 млн.т/год;
- диаметр трубопровода – 720 мм;
- проектная толщина стенки трубопроводов категории В (участок ПК 0+00 – ПК 7+76) - 13 мм;
- проектная толщина стенки трубопроводов II категории (участок ПК 7+76 – ПК 17+52) - 8 мм;
- проектная толщина стенки трубопровода участка замены вантузов на 146 км - 8 мм;
- проектная толщина стенки трубопровода участков замены вантузов на 151 км - 13 мм;
- класс прочности - K56;
- проектное давление – 4,33 МПа;
- перекачиваемая среда - нефть;
- плотность нефти – 852-864 кг/см<sup>3</sup>;
- тип изоляции - заводская полиэтиленовая.

17.2 Нормативный (расчетный) срок безопасной эксплуатации заменяемого участка нефтепровода, не подвергаемого эксплуатационным нагрузкам, определяется на основании единых норм амортизационных отчислений на восстановление основных фондов. Для трубопроводного магистрального транспорта норма амортизационных отчислений составляет 3,0, т.е. нормативный (расчетный) срок безопасной эксплуатации заменяемого участка нефтепровода составляет 33 года (общероссийский классификатор основных фондов ОК 013-2014).

Инв. № подл.	209388						Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1						Лист												
													2						01.10.19						38
													1						02.07.19						
Взам. инв. №							Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата													
Подп. и дата																									

### 18 ОБОСНОВАНИЕ ДИАМЕТРА ТРУБОПРОВОДА

18.1 В связи с тем, что производится реконструкция существующего участка МН, не связанная с изменением конструктивных особенностей трубопровода, условный диаметр трубопровода принят, аналогично существующему диаметру заменяемого участка нефтепровода.

18.2 В соответствии с заданием на проектирование ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15 наружный диаметр проектируемого участка МН соответствует диаметру существующего и равен 720 мм.

Инв. № подл. 209388	Подп. и дата		Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**19 СВЕДЕНИЯ О РАБОЧЕМ ДАВЛЕНИИ И МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМОМ РАБОЧЕМ ДАВЛЕНИИ**

19.1 Согласно задания на проектирование ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15 с учетом письма АО «Черномортранснефть» от 27.12.2016 № ЧТН-01-28-05/47492 (Приложение Л) рабочее давление составляет 4,33 МПа.

19.2 Максимально допустимое рабочее давление секции (несущая способность секции) проектируемого трубопровода из труб диаметром 720 мм с толщиной стенки 13 мм, классом прочности K56, категории "B" трубопровода составляет 7,67МПа.

19.3 Максимально допустимое рабочее давление секции (несущая способность секции) проектируемого трубопровода из труб диаметром 720 мм с толщиной стенки 8 мм, классом прочности K56, II категории трубопровода составляет 5,82 МПа.

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

### 20 ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ РАБОТЫ КЛАПАНОВ – РЕГУЛЯТОРОВ

20.1 На участке, подлежащем реконструкции, установка системы клапанов-регуляторов не предусматривается.

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**21 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АНТИФРИКЦИОННЫХ ПРИСАДОК**

21.1 Для обеспечения объема перекачки по МН «Грозный-Баку» заданием на проектирование ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15 применение антифрикционной присадки не предусматривается.

Инв. № подл. 209388	Взам. инв. №
	Подп. и дата

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1



**22 ОБОСНОВАНИЕ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ ТРУБ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ПАДЕНИЯ РАБОЧЕГО ДАВЛЕНИЯ ПО ДЛИНЕ ТРУБОПРОВОДА И УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

Толщина стенки труб нефтепровода определена исходя из величины максимального рабочего давления – 4,3 МПа, с учетом проверок на прочность подземных трубопроводов в соответствии с СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*», РД-23.040.00-КТН-084-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть магистрального трубопровода. Нормы проектирования» и с учетом письма АО «Черномортранснефть» от 10.11.2016 № ЧТН-01-28-05/40900 (Приложение Д).

- С учетом выше указанных требований для строительства нефтепровода принята:
- для участка от ПК 0+00 до ПК 7+76 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 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.

Расчет толщины стенки представлен в Приложении А.

Согласование принятых толщин стенок АО «Черномортранснефть» представлено в Приложении И.

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**23 ОБОСНОВАНИЕ МЕСТ УСТАНОВКИ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ С УЧЕТОМ РЕЛЬЕФА МЕСТНОСТИ, ПЕРЕСЕКАЕМЫХ ЕСТЕСТВЕННЫХ И ИСКУССТВЕННЫХ ПРЕГРАД И ДРУГИХ ФАКТОРОВ**

23.1 В соответствии с п.14 задания на проектирование ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15 установка новых узлов запорной арматуры не требуется.

23.2 Ближайшие к реконструируемому участку существующие узлы запорной арматуры располагаются на км 144 - №144-1 и на км 151 - №151-1.

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**24 СВЕДЕНИЯ О РЕЗЕРВНОЙ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ТРУБОПРОВОДА И РЕЗЕРВНОМ ОБОРУДОВАНИИ И ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ НЕОБХОДИМОСТИ В НИХ**

24.1 Задание на проектирование ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15 не содержит требований по обеспечению резервной пропускной способности МН «Грозный-Баку» на участке проектирования, в связи с чем резервная пропускная способность проектом не предусмотрена.

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**25 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ПРОДУКЦИИ НА ОСНОВЕ СРАВНИТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА (ЭКОНОМИЧЕСКОГО, ТЕХНИЧЕСКОГО, ЭКОЛОГИЧЕСКОГО) ДРУГИХ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ**

25.1 Технология транспортирования нефти по МН «Грозный-Баку» DN 700 обеспечивает производительность 7,6 млн. т/год.

25.2 Задание на проектирование ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15 не содержит требований по выбору технологии транспортирования продукта по МН «Грозный-Баку» на основе сравнительного анализа других существующих технологий.

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**26 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБРАННОГО КОЛИЧЕСТВА И КАЧЕСТВА ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ЗАДВИЖЕК, ЕГО ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК, А ТАКЖЕ МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЕМ**

26.1 В соответствии с заданием на проектирование ТЗ-75.200.00-КТН-047-15 и письмом АО «Черномортранснефть» от 02.09.2016 № КТН-01-28-05/31350 предусмотрен демонтаж УЗА на 148 км. Ближайшие к реконструируемому участку существующие узлы запорной арматуры располагаются на км 144 - №144-1 и на км 151 - №151-1.

26.2 В соответствии с заданием на проектирование ТЗ-75.200.00-КТН-047-15, предусмотрена замена вантуза №146/1 на 146 км и обустройство 2-х вантузов на существующем УЗА №151/1 на 151 км.

26.3 На 146 км устанавливается вантуз ВАНТУЗ-720-(8К56)-150-6,3-С-У1 с условным проходом DN 700x150, с номинальным давлением PN 6,3 МПа, в сейсмостойком исполнении С. Вид климатического исполнения У, с заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-113-14. Присоединяемая труба - 720x8 мм с классом прочности К56, по ОТТ-23.040.00-КТН-135-15. Рабочая среда – нефть.

26.4 На 151 км устанавливаются вантузы ВАНТУЗ-720-(13К56)-150-6,3-С-У1 с условным проходом DN 700x150, с номинальным давлением PN 6,3 МПа, в сейсмостойком исполнении С. Вид климатического исполнения У, с заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-113-14. Присоединяемая труба - 720x13 мм с классом прочности К56, по ОТТ-23.040.00-КТН-135-15. Рабочая среда – нефть.

Вантуз состоит из следующих конструктивных элементов:

- запорная арматура;
- вантузного тройника с приваренным к нему патрубком и фланцем;
- герметизирующей пробки в комплекте с уплотнительными кольцами;
- фланцевой заглушки с контрольным шаровым краном;
- комплекта фланцевых уплотнительных элементов;
- комплекта крепежных деталей.

Вантуз устанавливается вертикально под прямым углом к оси трубопровода, располагается в подземном металлическом колодце

Вантуз поставляется комплектно заводского изготовления в соответствии с ОТТ-23.040.01-КТН-219-16.

На 146 км устанавливается Колодец КВГ-720-С-УХЛ1 для установки вантуза на трубопровод DN 700. С заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-113-14. Сейсмостойкого исполнения, устанавливаемый в районе с сейсмичностью до 9 баллов включительно. Вид климатического исполнения УХЛ1. Колодец для установки вантуза изготавливается в соответствии с ОТТ-23.040.00-КТН-199-12.

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

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

Обустройство площадок узлов запорной арматуры приведено в разделе 4.3 «Конструктивные и объемно-планировочные решения»

Перечень оборудования и устройств приведен на листах графической части.

Инва. № подл.	209388	Взам. инв. №	
		Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-КТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

## 27 СВЕДЕНИЯ О ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ЧИСЛЕННОСТЬ АВАРИЙНО-ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ БРИГАД И ВОДИТЕЛЕЙ СПЕЦИАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА

27.1 Общие сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала, число и оснащенность рабочих мест при строительстве приведены в томах «Проект организации строительства», «Проект организации работ по сносу (демонтажу) линейного объекта».

27.2 В результате реконструкции магистрального нефтепровода численность и квалификационный состав персонала, обслуживающего участок реконструируемого МН «Грозный-Баку» во время эксплуатации, не меняется. Обслуживание трубопровода осуществляется эксплуатационным персоналом ЛАЭС №11 НПС «Сулак», штатная численность которых соответствует нормативной численности, утвержденной ПАО «Транснефть».

27.3 Новые постоянные и временные рабочие места, рабочие зоны и зоны обслуживания в результате реконструкции трубопровода не организуются.

Инв. № подл. 209388	Подп. и дата		Взам. инв. №		Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1	Лист 48	
	2	-	Зам.	3590-19			01.10.19
	1	-	Зам.	2257-19			02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата		

**28 СВЕДЕНИЯ О РАСХОДЕ ТОПЛИВА, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ВОДЫ, И ДРУГИХ МАТЕРИАЛОВ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НУЖДЫ**

28.1 Для технологических нужд необходима электроэнергия. Основным показателем, характеризующим степень использования электроэнергии, является электроемкость. Изменение электроемкости продукции связано с влиянием ряда факторов, действующих в условиях производства. Уровень данного показателя зависит от прогрессивности применяемого на предприятии энергопотребляющего оборудования, фактического объема выпущенной продукции, уровня использования производственных мощностей и величины непроизводительных потерь электроэнергии.

Мероприятиями по экономии электроэнергии являются:

- применение кабелей с медными жилами, выбор сечения и способа их прокладки способствуют малым потерям напряжения.
- применения трехслойного усиленного антикоррозионного покрытия наружной поверхности труб (пассивная защита);
- применение электрохимических средств защиты нефтепровода от коррозии (активная защита).

Совместное применение активных и пассивных средств защиты проектируемого нефтепровода приводит к более долгому безаварийному сроку службы, снижению затрат на ремонт и обслуживание нефтепровода, что обеспечивает экономию энергетических ресурсов.

28.2 Описание сведений о расходе топлива, электроэнергии, воды, и других материалов при выполнении строительно-монтажных работ на участке проектирования представлено в разделах Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПОС1, ПОС2, ПОД.

Инва. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**29 ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ**

29.1 Работы производятся на существующем МН «Грозный-Баку» с существующей системой автоматизации. Изменение характеристик и технологии процесса транспортирования нефтепродукта не производится в соответствии с техническим заданием на проектирование ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15.

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1



### 30 ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА

30.1 Техническое диагностирование МН выполняется с целью определения его фактического состояния и возможности дальнейшей эксплуатации.

АО «Черномортранснефть», эксплуатирующее МН, имеет право привлекать по договору для диагностических работ специализированные предприятия, имеющие лицензию Госгортехнадзора России на данный вид деятельности.

Решение по обеспечению приспособленности МН к техническому диагностированию принимается АО «Черномортранснефть», эксплуатирующее данный нефтепровод, совместно с организацией, выполняющей диагностические работы, по результатам экспертно-инженерной оценки и технического задания на диагностирование.

Регламент диагностирования технического состояния объектов МН (сроки, объемы, порядок организации работ) определяется действующими нормативно-техническими документами по технической диагностике.

30.2 Основным назначением технических средств диагностирования является обеспечение выполнения следующих задач:

- определение технического состояния диагностируемого участка МН;
- поиск дефектов и повреждений;
- сбор данных для прогнозирования работоспособности и определение остаточного ресурса;
- контроль (при необходимости) качества работ, выполненных при капитальном ремонте и реконструкции МН.

30.3 Диагностирование обследуемого участка МН производится в несколько этапов:

- первым и обязательным этапом диагностического обследования МН является оценка контроле пригодности выбранного участка путем пропуска по нему автономного прибора, предназначенного для выявления, измерения и определения местоположения геометрических дефектов;
- после обработки результатов первого этапа диагностического обследования участка МН по установленным критериям оценки его работоспособности принимается решение либо о необходимости его восстановления согласно требованиям НТД, либо о проведение дальнейшего (углубленного) обследования, в т.ч. со вскрытием трубопровода.

Инв. № подл.							209388	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1						Лист				
							Взам. инв. №							Подп. и дата	Лист			
	2	-	Зам.	3590-19		01.10.19	1	-	Зам.	2257-19		02.07.19	Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

### 31 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЗАЩИТЕ ТРУБОПРОВОДА ОТ СНИЖЕНИЯ (УВЕЛИЧЕНИЯ) ТЕМПЕРАТУРЫ ПРОДУКТА ВЫШЕ (НИЖЕ) ДОПУСТИМОЙ

31.1 Прокладываемые участки нефтепровода, уложенные на проектную глубину, не требуют дополнительных мероприятий для соблюдения оптимальных температурных режимов.

31.2 В ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15 не предусмотрены мероприятий по защите трубопровода от снижения (увеличения) температуры продукта выше (ниже) допустимой.

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**32 ОПИСАНИЕ ВИДА, СОСТАВА И ОБЪЕМА ОТХОДОВ, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ**

32.1 Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению представлены томе 7.1 Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ООС1.1 «Часть 1. Мероприятия по охране окружающей среды».

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**33 СВЕДЕНИЯ О КЛАССИФИКАЦИИ ТОКСИЧНОСТИ ОТХОДОВ, МЕСТАХ И СПОСОБАХ ИХ ЗАХОРОНЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С УСТАНОВЛЕННЫМИ ТЕХНИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ**

33.1 Сведения о классификации токсичности отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями представлены в томе 7.1 Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ООС1.1 «Часть 1. Мероприятия по охране окружающей среды».

Инв. № подл.	209388
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**34 ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ СНИЖЕНИЯ УРОВНЯ ТОКСИЧНЫХ ВЫБРОСОВ, СБРОСОВ. ПЕРЕЧЕНЬ МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ АВАРИЙНЫХ ВЫБРОСОВ (СБРОСОВ)**

34.1 Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов) представлены в томе 7.1.1 Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ООС1.1 «Часть 1. Мероприятия по охране окружающей среды».

Инв. № подл.	209388
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

### 35 ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

35.1 Оценка возможных аварийных ситуаций приведена в томе 7.1.1 Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ООС1.1 «Часть 1. Мероприятия по охране окружающей среды» и в томе 10.2 Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ГОЧС «Часть 2. Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

### 36 СВЕДЕНИЯ ОБ ОПАСНЫХ УЧАСТКАХ НА ТРАССЕ ТРУБОПРОВОДА И ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РАЗМЕРА ЗАЩИТНЫХ ЗОН

36.1 При разработке проектной документации учтены требования Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов», утв. приказом Ростехнадзора от 06.11.2013 №520.

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

- участок МН «Грозный-Баку» DN700 в границах населенного пункта с.Бавтугай протяженностью 122,1 м с ПК0+0 по ПК1+21,8;
- 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;
- 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;
- узел запорной арматуры DN700 №151/1 на 151 км в границах населенных пунктов с. Нижний Чирюрт, с. Гельбах (включая заменяемый трубопровод в границах узла).

Также опасными участками проектируемого трубопровода являются переходы через пересыхающие ручьи, переходы через полевые дороги. В соответствии с требованиями п. 20 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» предусмотрены специальные меры безопасности, снижающие риск аварии: увеличение толщины стенки трубопровода до 13 мм; повышение требований к типу защитного покрытия (принято заводское трехслойное полиэтиленовое покрытие на основе экструдированного полиэтилена); ведение мониторинга технического состояния трубопровода; устройство инженерной защиты на водотоках; устройство постоянных переездов через трубопровод на дорогах, увеличение глубины залегания проектируемого трубопровода на пересечении с полевой дорогой не менее 1,4 м.

Опасными участками в зоне производства работ по строительству трубопровода являются взаимные пересечения с существующими коммуникациями при выполнении монтажных работ. Для исключения возможности повреждения трубопроводов "Правилами охраны магистральных трубопроводов" устанавливается охранная зона вдоль трассы нефтепродуктопровода в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны. При взаимном пересечении проектируемого трубопровода с существующими коммуникациями расстояние в свету между коммуникациями соответствует требованиям нормативной документации и техническим условиям владельцев коммуникаций. Для исключения возможности повреждения кабеля вдоль кабеля устанавливается охранная зона в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 2 м от оси кабеля с каждой стороны. При вскрытии кабеля при монтажных работах проектом предусмотрена его защита кожухом из швеллера.

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.

В соответствии с требованиями п. 20 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» для наиболее опасных участков объектов

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №	
		Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

линейной части проектной документацией предусмотрены следующие специальные меры безопасности, снижающие риск аварии:

1. Повышение категории МН (категория В в черте населенного пункта);
2. Специальные требования к толщине стенки трубопровода (не менее 13 мм, относительно расчетной 7,4 мм), кольцевым напряжениям (не более 30% нормативного предела текучести металла труб);
3. Увеличение минимальной глубины заложения трубопровода (не менее 1,2 м относительно нормативной 0,8 м);
4. Специальные требования к объему неразрушающего контроля (200% РГК относительно нормативных 100%);
5. Специальные требования к материалам труб и соединительных деталей проектируемого трубопровода (класс прочности К56);
6. Требования к минимально допустимым расстояниям до зданий, сооружений и объектов инфраструктуры;
7. Специальные требования к материалам труб и соединительных деталей проектируемого трубопровода;
8. Требования по прокладке МН вблизи существующего технического коридора коммуникаций;
9. Специальные требования к системе защиты от коррозии;
10. Специальные требования к установке опознавательных знаков.

**Специальными техническими условиями предусмотрено:**

**1) Общие организационные мероприятия:**

- получение разрешений на производство работ в охранной зоне коммуникаций от эксплуатирующих организаций, согласование ППР с организациями, эксплуатирующими соседние и пересекаемые коммуникации и сооружения;

- выделение полосы отвода для проведения строительно-монтажных (демонтажных) работ, исключающее возможность движения строительной техники по коммуникациям. В местах пересечения коммуникаций временными проездами для строительно-монтажной техники предусмотреть временные переезды на песчаном основании, покрытые железобетонными дорожными плитами;

- организация связи с диспетчером Тихорецкого РУМН АО «Черномортранснефть», Северо-Кавказским ПТУС АО «Связьтранснефть»;

- нанесение на вешки (высотой 1,5...2,0 м) результатов измерений фактической глубины заложения существующих коммуникаций (от поверхности земли до верхней образующей трубы). Вешки забиваются по оси трубопроводов через 50 м, а при неровном рельефе – через 25 м, а также устанавливаются в местах изменений рельефа, в вершинах углов поворотов трассы и в местах пересечения с другими подземными коммуникациями, на границах разработки грунта вручную, перед началом и концом вскрышных работ, в опасных местах (недостаточное заглубление и т.п.);

- уточнение места расположения подземных сооружений связи по всей длине действующих подземных сооружений в зоне производства работ с обозначением вешками высотой 1,5-2 м, которые устанавливаются: на прямых участках трассы через 10-15 м; у всех точек отклонений от прямолинейной оси трассы более чем на 0,5 м; на всех поворотах трассы; а также на границах раскрытия грунта, где работы должны выполняться ручным способом;

- на участках, где действующие коммуникации заглублены менее, чем на 0,8 м, должны быть установлены знаки с надписями, предупреждающими об особой опасности;

- проведение работ в светлое время суток;

- наличие строительного контроля производства работ на все время проведения работ по реконструкции;

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1



- постоянное присутствие пожарного поста при проведении работ и аварийно-восстановительной бригады на близлежащей НПС;
- присутствие представителей АО «Черномортранснефть», Северо-Кавказского ПТУС АО «Связьтранснефть» во время проведения строительно-монтажных (демонтажных) работ;
- движение строительной техники строго в границах полосы отвода земли;
- организация круглосуточной охраны объекта в период строительно-монтажных и демонтажных работ, исключающая нахождение посторонних лиц на участках производства работ;
- разработка плана ликвидации аварии;
- патрулирование трассы участка трубопровода с периодичность не реже 2 раз в неделю с целью контроля состояния трубопровода и охранной зоны;
- выполнение работ, предусмотренных программой мониторинга технического состояния МН и окружающей среды, специально разработанной для нефтепровода; контролем величины и состояния заглубления МН;
- комплексный контроль целостности МН, в том числе с использованием показаний расходомеров, приборов индикации утечки и т.п.;
- проведение в процессе эксплуатации внутритрубной диагностики с периодичностью, обеспечивающей обнаружение повреждения внутренней поверхности рабочего трубопровода до наступления опасности разгерметизации этого трубопровода;
- публикацию информации о прохождении МН, вручение уведомлений владельцам коммуникаций и сооружений по мерам сохранности сооружений и оборудования нефтепровода, по мерам безопасности, а также действиям людей в случае аварии на нефтепроводе, находящихся в зоне минимально-допустимых расстояний;
- ввод запрета на движение автотранспорта и людей, не принимающих участие в строительно-монтажных (демонтажных) работах в пределах технического коридора вдоль проектируемого участка МН. Во избежание случайного прохода посторонних лиц на место производство работ предусматривается установка шлагбаумов, опознавательных знаков и наблюдателей в местах пересечения технического коридора (вдоль проектируемого участка МН) с грунтовыми дорогами.

**2) Технические мероприятия:**

- прокладку нефтепровода выполняется только подземно;
- на участках прокладки по территориям населенных пунктов, ненормативного сближения с населенными пунктами выполняется контроль сварных швов нефтепровода методами ВИК, УЗК в объеме 100 % подрядчиком, методом РК - подрядчиком в объеме 100 %, внутритрубными инспекционными приборами – в объеме не менее 100%, а также заказчиком или сторонней ЛНК, аттестованной в соответствии с требованиями нормативных документов, не выполнявшей первичный РК контроль, в присутствии специалиста строительного контроля в объеме 100% стыков (дублирующий контроль);
- проектируемые участки нефтепровода отнесены к категории «В» в соответствии с п.6.3 Табл.1 СП 36.13330.2012;
- коэффициент условий работы трубопровода принят равным 0,66;
- уровень кольцевых напряжений в стенках проектируемых участков нефтепровода от избыточного давления не превышает 30% от нормативного значения предела текучести металла труб;
- минимальная глубина заложения проектируемых участков нефтепровода (от поверхности земли до верхней образующей МН) не менее 1,2 м для участка ПК0+00 – ПК7+76 и не менее 1,1м для участка замены вантузов на 151 км в пределах ограждения УЗА.

**3) Конструктивные требования:**

Инва. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата
209388	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

- на участках прокладки нефтепровода в границах населенного пункта, а также на участках ненормативного сближения с границами населенных пунктов проектными решениями предусмотрено увеличение толщины стенки нефтепровода до величины, при которой уровень кольцевых напряжений в стенках проектируемых участков нефтепровода от избыточного давления не будет превышать 30% от нормативного значения предела текучести металла труб;

- на участках прокладки нефтепровода в границах населенного пункта проектными решениями предусмотрена установка опознавательных знаков на расстоянии не более 100 м друг от друга по всей длине проектируемого нефтепровода.

**5) Требования к переходам через естественные и искусственные преграды:**

- при пересечении проектируемым нефтепроводом некатегоризированных дорог (лесные, полевые и т.п.) нефтепровод защищен на всю ширину дороги дорожными бетонными плитами с насыпным грунтом. При этом расстояние от верхней образующей до верха бетонной плиты должно составлять не менее 1,4 м. Место переезда необходимо обозначено знаками, а также сделаны плавные въезд/съезд с уклоном 1:10;

- на участках, прокладываемых по территории населенного пункта и на участках ненормативного сближения с границами населенных пунктов, при пересечении с автомобильными дорогами устанавливаются дорожные знаки, запрещающие остановку транспорта ближе 150 м от оси нефтепровода с каждой стороны;

**6) Требования к автоматизированной системе управления технологическим процессом и системе обнаружения утечек:**

- в диспетчерской ТРУМН должен осуществляться круглосуточный непрерывный контроль за работой МН «Грозный-Баку» и основными эксплуатационными параметрами;

- осуществлена переукладка кабеля СОУИКА в одну траншею с проектируемыми участками МН;

- после завершения строительных работ проектируемых участков МН предусмотрена комплексная проверка действующих СОУ и СОУИКА (после переукладки кабеля СОУИКА в одну траншею с проектируемыми участками МН);

- комплекс технических средств охраны УЗА и ПКУ обеспечен передачей сигналов диспетчеру ТРУМН о проникновении на территорию УЗА, контроль вскрытия колодцев УЗА и двери блок-контейнера ПКУ.

**7) Требования к трубам и соединительным деталям проектируемого трубопровода:**

- для строительства проектируемых участков МН применить прямошовные трубы DN700 мм с одним продольным швом из стали контролируемой прокатки классом прочности не ниже K56 при этом:

- для изготовления труб должны быть используются спокойные стали;

- механические свойства труб должны имеют следующие параметры: временное сопротивление должно быть не менее 550 МПа, предел текучести – не менее 410 МПа, относительное удлинение – не менее 20%;

- ударная вязкость основного металла труб на образцах с острым надрезом составляет не менее 69 Дж/см<sup>2</sup> при температуре испытания, равной минимальной температуре стенки трубы при эксплуатации;

- содержание примесей в металле труб: углерода - не более 0,120 %; серы – не более 0,008 %; фосфора – не более 0,015 %; азота – не более 0,010 % и кремния - не более 0,450 %;

- величина эквивалента углерода (Сэкв) и параметр стойкости против растрескивания (Rст) не должны превышать 0,43 и 0,24, соответственно.

- все применяемые соединительные детали и отводы должны быть изготовлены в заводских условиях и иметь прочностные характеристики не ниже характеристик, используемых труб для строительства МН.

Инва. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

8) требования к защите от коррозии:

- для проектируемых участков принятой категории «В» предусмотрено применение труб с заводским трехслойным полиэтиленовым покрытием специального исполнения (тип конструкции №1 по ГОСТ Р 51164-98) толщиной не менее 2,5 мм на основе экструдированного полиэтилена для предотвращения коррозии;
- проверка сплошности изоляционного покрытия искровым дефектоскопом;
- пооперационный контроль качества нанесения защитного покрытия на участки сварных стыков;
- оценка состояния изоляционного покрытия методом катодной поляризации.

9) требования к эксплуатации:

- замену покрытий и ремонт мест повреждений осуществлять по технической документации, разработанной производителем, согласно ГОСТ Р 51164-98. В качестве материалов для ремонта заводского покрытия использовать термоплавкие и мастичные ремонтные заполнители, жидкие ремонтные системы и термоусаживающиеся манжеты.
- в процессе эксплуатации должна проводить внутритрубную диагностику участков линейной части МН с периодичностью, обеспечивающей обнаружение дефектов трубопроводов до наступления опасности его разгерметизации, но не реже одного раза в шесть лет.
- проводить регулярные осмотры участка МН линейными обходчиками, а также авиапатрулирование участка МН с периодичностью не менее 2 раза в неделю.
- в случае аварии утилизация загрязненного грунта должна осуществляться посредством механического сбора специальным оборудованием. Сжигание нефти на месте не допускается.
- время поступления любого сообщения с телемеханизированных объектов МН на уровень диспетчера РДП не превышает двух секунд. Время передачи управляющей команды на любой телемеханизированный технологический объект не превышает двух секунд.
- в случае отказа или неисправности существующих систем СОУ и/или СОУиКА осуществляется непрерывный контроль круглосуточными обходами МН «Грозный-Баку» бригадами ЛЭС (ЛАЭС), СБ и др. до момента полного устранения причин, вызвавших отказ или неисправность СОУ и/или СОУиКА, и запуск на нормативный (в соответствии с требованиями инструкций заводов изготовителей, нормативных документов и отраслевых регламентов) режим эксплуатации.
- строительно-монтажные работы на проектируемых участках магистрального нефтепровода «Грозный-Баку» вблизи действующих трубопроводов проводятся при строгом согласовании с эксплуатирующей организацией.

Принятые сценарии, результаты расчета по объему аварийного разлива нефти и объемы приведены в томе 10.1.2 Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ДПБ.2 "Расчетно-пояснительная записка".

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №
		Подп. и дата

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

### 37 ПЕРЕЧЕНЬ ПРОЕКТНЫХ И ОРГАНИЗАЦИОННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПЛАН ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

37.1 Мероприятия, состав аварийных средств для ликвидации возможного аварийного разлива нефти на участке линейной части МН должны соответствовать существующему у Заказчика «Плану по ликвидации возможных аварий на линейной части магистральных нефтепроводов».

37.2 В случае повреждения трубопровода или при обнаружении выхода нефти или нефтепродуктов при выполнении работ, руководитель работ обязан:

- прекратить все работы в охранной зоне трубопровода;
- заглушить все работающие механизмы в зоне аварии;
- вывести персонал из зоны аварии и организовать охрану зоны аварии для предотвращения доступа посторонних лиц;
- отвести технические средства на безопасное расстояние вне зоны аварии;
- известить оператора НПС или диспетчера РНУ об аварии;
- оградить место аварии аварийными знаками, флажками;
- до прибытия на место аварии руководителя аварийной бригады действовать согласно оперативной части «Плана по ликвидации возможных аварий на ЛЧ МН».
- по прибытии на место аварии руководителя аварийной бригады выполнять его распоряжения, согласно «Плану по ликвидации возможных аварий на ЛЧ МН».

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

### 38 ОПИСАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО ПРОХОЖДЕНИЮ ТРАССЫ ТРУБОПРОВОДА (ПЕРЕХОД ВОДНЫХ ПРЕГРАД, БОЛОТ, ПЕРЕСЕЧЕНИЕ ТРАНСПОРТНЫХ КОММУНИКАЦИЙ, ПРОКЛАДКА ТРУБОПРОВОДОВ В ГОРНОЙ МЕСТНОСТИ И ПО ТЕРРИТОРИЯМ, ПОДВЕРЖЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЮ ОПАСНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ)

#### 38.1 Основные проектные решения при прокладке трубопровода

Для участков из труб 720x13 мм минимально допустимый радиус упругого изгиба принят 1600 м в соответствии с таблицей 9.3 СП 86.13330.2014, таблицей 1 РД-93.010.00-КТН-011-15 и выполненным расчетом.

Для участков из труб 720x8 мм минимально допустимый радиус упругого изгиба принят 700 м в соответствии с таблицей 9.3 СП 86.13330.2014, таблицей 1 РД-93.010.00-КТН-011-15 и выполненным расчетами.

Помимо упругого изгиба, для поворотов трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях применяются отводы холодного гнутья с унифицированным радиусом 35 м и отводы с радиусом 5 DN, изготовленные с помощью индукционного нагрева.

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

#### 38.2 Переходы через полевые дороги открытым способом

38.2.1 При проектировании переходов через полевые дороги предусмотрена подземная прокладка трубопровода открытым способом с устройством переездов. На время производства строительно-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 x 2 x 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.

Переход через полевую дорогу открытым способом представлен графической части тома Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.2.

#### 38.3 Пересечения с существующими коммуникациями

38.3.1 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-23.040.00-КТН-084-18, ПУЭ 7 изд. и технических условий на пересечение от владельцев пересекаемых коммуникаций см. том Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПЗ.

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Ведомости пересечений подземных и надземных коммуникаций по участкам представлены в таблицах 38.1, 38.2.

Таблица 38.1 Ведомость пересечений 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-Кавказское 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
4	17+31.0	32*	кабель связи МКБ 4*4*1,2	АО «Черномортранснетъ» 353911, РФ, Краснодарский край, г. Новороссийск, Шесхарис Тел.: 8 (8617) 60-34-51	гл. 0.8

\* - согласно ТУ АО «Связьтранснефть» от 02.11.2016 № 10-16/1641 в проекте предусмотрен вынос данных кабелей, см. раздел ИЛО4.5.

Таблица 38.2 - Ведомость пересечений надземных коммуникаций

Местоположение по трассе, ПК	Отметка земли	Наименование линии	Число пересекаемых проводов,	Угол пересечения градусы	Расстояние от оси трассы до левой опоры пересекаемой линии, м	Расстояние от оси трассы до правой опоры пересекаемой	Высота нижнего провода в точке пересечения, м	Высота верхнего провода левого столба	Владелец, адрес, телефон, факс
0+54.0	114.47	ВЛ-110	5	63	254.1	90.5	21.0	22.5	ОАО"МРСК Северного Кавказа"-Дагэнерго"

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Местоположение по трассе, ПК	Отметка земли	Наименование линии	Число пересекаемых проводов,	Угол пересечения градусы	Расстояние от оси трассы до левой опоры пересекаемой линии м	Расстояние от оси трассы доправой опоры пересекаемой	Высота нижнего провода в точке пересечения м	Высота верхнего провода левого столба	Владелец, адрес, телефон, факс
		кВ							367000, РФ, Республика Дагестан, г. Махачкала. ул. Дахадаева, д.73 «А» Тел.: 8 (8793) 34-66-80
0+87.1	116.70	ВЛ-0.4 кВ	1	68	13.7	52.9	7.0	8.2	АО «Черномортрансетъ» 353911, РФ, Краснодарский край, г. Новороссийск, Шесхарис Тел.: 8 (8617) 60-34-51
0+88.7	116.70	ВЛ-330 кВ	5	64	227.1	80.9	14.2	15.7	ООО «ФСК ЕЭС» Каспийское ПМЭС 367009, РФ, Республика Дагестан, г. Махачкала, ул. Керимова, 7 Тел.: 8 (8722) 69-56-62
1+06.5	116.12	ВЛ-110 кВ	3	60	106.5	74.9	7.0	7.8	ОАО"МРСК Северного Кавказа"-Дагэнерго" 367000, РФ, Республика Дагестан, г. Махачкала. ул. Дахадаева, д.73 «А» Тел.: 8 (8793) 34-66-80
1+31.8	117.33	ВЛ-10 кВ	3	83	18.4	24.5	7.0	7.7	ООО«Газпром трансгаз Махачкала» РФ, 367030, Республика Дагестан, г. Махачкала, ул. О. Булача, Тел.: 8 (8722)51-93-43

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-23.040.00-КТН-084-18 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;

Инва. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

- при пересечении кабель вскрывается на величину, позволяющую свободно заключить его в защитный футляр из двух швеллеров;
- в соответствии с СП 36.13330.2012, РД-23.040.00-КТН-084-18 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 проезды 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.

В 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.

Проектная документация на пересечение и параллельное следование с кабелями связи АО «Связьтранснефть» согласована с собственником (Приложение Г).

На участке проектирования пересечения с надземными коммуникациями отсутствуют.

### 38.4 Переход малого водотока

Участок трубопровода на переходе через пересыхающие ручьи не относится к подводным переходам и малым водотока согласно п.3.16 СП36.13330.2012, п.3.67 РД-23.040.00-КТН-084-18, п. 3.49 РД-75.200.00-КТН-012-14 (прсх согласно Приложения А ЧТН-29-9/1-2016/ОНС-ИИ1-Т).

Характеристики водотоков, пересекаемых проектируемым нефтепроводом приведены в таблице 38.2.

Переход через пересыхающий ручей проектируется в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012, СП 86.13330.2014, РД-93.010.00-КТН-011-15, РД-23.040.00-КТН-084-18, ВСН 010-88, РД-75.200.00-КТН-012-14.

Таблица 38.3 - Характеристики водотоков, пересекаемых МН

№ п/п	Наименование водотока	Куда впадает	ПК	Плюсовка	Ширина водоохранной зоны, м	Отметка уровня воды	Ширина в межах, м	Глубина, м	Средняя скорость течения, м/с	Примечание
2	-	Зам.	3590-19			01.10.19				
1	-	Зам.	2257-19			02.07.19				

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209388



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	-	1 1	82,4	-	прсх	прсх	прсх	нб	

Величина заглубления нефтепровода принята в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012, СП 86.13330.2014, РД-23.040.00-КТН-084-18 при пересечении балки Водяной траншейным методом – не менее 1,0м от дна реки и не менее 1,0м от предельного профиля размыва дна с учетом балластирующего устройства.

Ширина траншеи на участке перехода водотока назначается с учетом режима водной преграды, метода разработки, способа укладки и наличия балластировки, представлена в графической части.

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.

Крутизна откосов на переходе через водную преграду принята в соответствии со СНиП 12-04-2002 п.5, СП 86.13330.2014, РД-23.040.00-КТН-084-18 и РД-93.010.00-КТН-011-15.

Для защиты береговых и приустьевых участков пересыхающих ручьев от значительных деформаций в период эксплуатации трубопровода предусматривается устройство берегоукрепления без изменения геометрических характеристик профиля русла водотока.

В соответствии с п. 5.3 РД-93.010.00-КТН-011-15 строительство трубопровода производится специализированными строительно-монтажными организациями, определенными заказчиком и прошедшими процедуру допуска подрядных организаций к производству работ по строительству, техническому перевооружению, реконструкции, капитальному и текущему ремонту, ремонтно-эксплуатационным нуждам объектов ОСТ в соответствии с требованиями ОР-13.100.00-КТН-030-12, ОР-91.010.00-КТН-035-18.

### 38.5 Конструктивные решения по инженерной защите трассы магистрального нефтепровода

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

Полки предусматриваются за счет срезки и подсыпки грунта.

Для обеспечения беспрепятственного стока поверхностных вод с полки продуктопровода 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;

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №	
		Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

- 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.

В проекте большое значение уделено вопросам поверхностного водоотвода с полок нефтепровода по водоотводным канавам, укрепленным геотехнической решеткой.

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 0.5м.

Георешетка укладывается с запуском в траншею с последующей засыпкой грунтом.

38.5.2 На склонах для защиты валика нефтепровода выше зоны затопления применяется закрепление грунтовой поверхности противоэрозионным 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 нефтепродуктопровода 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 следует крепить к грунтовому основанию с помощью металлических скоб (из арматурных стержней Ø6 класса А I) длиной 0,5 м.

Для дополнительной фиксации положения полотен биомата, создания благоприятного температурно-влажностного режима и повышения эффективности применения биомата, его следует присыпать слоем местного грунта толщиной 0,02...0,03 м.

Схема укладки и крепления полотен биомата при подземной прокладке нефтепродуктопровода приведена на листе 30 графической части. Это решение используется на необводненных и незаболоченных участках. По трассе нефтепровода биомат используется для защиты грунтов валика на склонах, где уклоны поверхности больше 0,03.

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.

Для перехвата потока поверхностных вод, идущих со склона к нефтепроводу применяется

38.5.3 Для организации водоперепуска тальвег 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

Инв. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата
209388	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

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, в целях недопущения подпруживания потока. Схема водоперепуска при подземной прокладке нефтепродуктопровода приведена на листе 29 графической части.

Технико-экономические показатели по приведены в таблице 38.3

Таблица 38.4 Технико-экономические показатели

Пикет	Укрепление валика биоматом	Водоперепуск к каменной наброской фр.40-70мм (h=0,2м)	Устройство полки	Засыпка пониженных мест рельефа
	Площадь, м2	Площадь, м2	Протяженность, м	Объем, м3
ПК 1+60– ПК 2+03,5	-	-	43,50	-
ПК 2+03.5– ПК 2+55	375,00	-	-	-
ПК 2+55– ПК 3+56	-	-	101,00	-
ПК 3+56– ПК 3+98,5	520,00	-	-	-
ПК 3+98,5– ПК 4+31	-	600,00	-	-
ПК 4+31– ПК 5+45	-	-	124,00	-
ПК 5+45– ПК 5+54	81,00	-	-	-
ПК 5+65– ПК 6+48,3	-	-	83,30	-
ПК 7+91,3– ПК 10+45	-	-	253,7	-
ПК 10+45 – ПК 10+85	365,00	-	-	-
ПК 11+71 – ПК 12+31	-	1360,00	-	460,00
ПК 12+95- ПК 13+20	-	-	25,00	-
ПК 13+20- ПК 13+54	365,00	-	-	-
ПК 13+86 – ПК 14+40	438,00	-	-	-
ПК 14+40– ПК 15+70	-	-	130,00	-

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №	
		Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**39 ОБОСНОВАНИЕ БЕЗОПАСНОГО РАССТОЯНИЯ ОТ ОСИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА ДО НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ, ИНЖЕНЕРНЫХ СООРУЖЕНИЙ (МОСТОВ, ДОРОГ), А ТАКЖЕ ПРИ ПАРАЛЛЕЛЬНОМ ПРОХОЖДЕНИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА С УКАЗАННЫМИ ОБЪЕКТАМИ И АНАЛОГИЧНЫМИ ПО ФУНКЦИОНАЛЬНОМУ НАЗНАЧЕНИЮ ТРУБОПРОВОДАМИ**

39.1 Согласно материалов инженерных изысканий ведомость населённых пунктов, попадающих в километровую зону проектируемого МН представлена в таблице 39.1.

Таблица 39.1 Ведомость населённых пунктов, попадающих в километровую зону проектируемого МН

№ п / п	Участок трассы				Наименование населенного пункта	Расстояние от оси трассы, м		Направление уклона		Административная принадлежность
	км		ПК			влево (м)	вправо (м)	к населенному пункту	от населенного пункта	
	от	до	от	до						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	0	0,1	0	1+21,8	с. Бавтугай	-	-	+	-	Республика Дагестан, г. Кизилюрт, с. Бавтугай
2	0,1	1,7	1+21,8	17+52,0	-	-	-	-	-	Республика Дагестан, Кизилюртовский район

В связи с невозможностью устройства защитных сооружений против разлива нефти (обусловлено невозможностью разместить защитный амбар на нормативных расстояниях от существующих инженерных коммуникаций (100 м до МГ «Моздок-Казимагомед» DN1200; 60 м до ВЛ330 кВ; охранные зоны частично накладываются друг на друга), а также по условиям рельефа местности (разнонаправленный уклон до 400 ‰, перепад высот до 12.0 м)) на участке прохождения проектируемого магистрального нефтепровода на расстоянии менее 500 м от населённого пункта и на отметках выше него в рамках разработанных СТУ для данных участков предусмотрены компенсирующие мероприятия.

В связи с выявлением недостаточности требований действующей нормативной документации в соответствии с п. 5 «Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к ее содержанию», утвержденного Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87, и в соответствии с п. 1 приложения к Приказу Министра регионального развития Российской Федерации № 36 от 01.04.2008г.,

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209388

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

разработаны специальных технических условий (СТУ). Перечень вынужденных отступлений от требований действующих нормативных документов и мероприятия, компенсирующие эти отступления, приведены в таблице 39.2

Таблица 39.2 – Перечень вынужденных отступлений и мероприятия, компенсирующие эти отступления

№ п/п	Наименование отступления от нормативных требований	Наименование компенсирующего мероприятия
1	2	3
1	п.5.4 СП 36.13330.2012 не допускается прокладка магистральных трубопроводов по территории населенных пунктов	<p>Участки нефтепровода должны быть отнесены к категории «В».</p> <p>Применение труб классом прочности К56.</p> <p>Повышение требований к значениям ударной вязкости основного металла труб и сварного соединения.</p> <p>Применение труб с защитным полимерным покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98, нанесенным в заводских условиях.</p> <p>Применение 100 % повторного контроля радиографическим методом всех сварных соединений.</p> <p>Увеличение глубины залегания нефтепровода - не менее 1,2 м.</p> <p>Повышение требований к уровню кольцевых напряжений в стенке нефтепровода от рабочего давления.</p> <p>Установка опознавательных знаков на расстоянии не более 100 м друг от друга.</p>
2	п.7.15 СП 36.13330.2012 расстояние от подземных трубопроводов до границ населенных пунктов должны быть не менее 150 м	<p>Участки нефтепровода должны быть отнесены к категории «В».</p> <p>Применение труб классом прочности не ниже К56</p> <p>Повышение требований к значениям ударной вязкости основного металла труб и сварного соединения.</p> <p>Применение труб с защитным полимерным покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98, нанесенным в заводских условиях.</p> <p>Применение 100 % повторного контроля радиографическим методом всех сварных соединений.</p> <p>Увеличение глубины залегания нефтепровода - не менее 1,2 м.</p> <p>Повышение требований к уровню кольцевых напряжений в стенке нефтепровода от рабочего давления.</p>
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	<p>Участки нефтепровода должны быть отнесены к категории «В».</p> <p>Применение труб классом прочности не ниже К56</p> <p>Повышение требований к значениям ударной вязкости основного металла труб и сварного соединения.</p>

Инва. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

№ п/п	Наименование отступления от нормативных требований	Наименование компенсирующего мероприятия
1	2	3
	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)	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.

Требования, установленные специальными техническими условиями приведены в разделе 36.

Инд. № подл.	209388
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

### 40 ОБОСНОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ ТРУБОПРОВОДА И ОТДЕЛЬНЫХ ЕГО ЭЛЕМЕНТОВ

40.1 Для обоснования конструкционной надежности и устойчивости трубопровода был проведен прочностной расчет магистрального нефтепровода в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012 и РД-23.040.00-КТН-084-18. Рассчитанный трубопровод при использовании условий коэффициента запаса обладает достаточным запасом прочности и устойчивости.

Расчет представлен в Приложении А.

На участке ПК7+76-ПК17+52 и участке замены вантуза на 146 км расчёт показал возможность применения трубы 720x8 с прокладкой трубопровода во всем указанном температурном диапазоне и радиусом упругого изгиба не менее 700 м.

На участке ПК0+00-ПК7+76 и участке замены вантузов на 151 км расчёт показал возможность применения трубы 720x13 с прокладкой трубопровода во всем указанном температурном диапазоне и радиусом упругого изгиба не менее 1600 м.

40.2 Защита проектируемого 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 проектируемого 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.

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №
		Подп. и дата

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1



**41 СВЕДЕНИЯ О НАГРУЗКАХ И ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ТРУБОПРОВОД.  
СВЕДЕНИЯ О ПРИНЯТЫХ РАСЧЕТНЫХ СОЧЕТАНИЯХ НАГРУЗОК**

41.1 Расчетные нагрузки, воздействия приняты в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012.

Перечень основных нагрузок и воздействий приведен в таблице 41.1.

Таблица 41.1 Основные нагрузки и воздействия

Характер нагрузки и Воздействия	Нагрузка и воздействие
Постоянные	Масса (собственный вес) нефтепровода и обустройств Воздействие предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб и др.)
Временные длительные	Внутреннее давление в нефтепроводе  Масса продукта или воды Температурные воздействия
Кратковременные	Нагрузки и воздействия, возникающие при пропуске очистных устройств Нагрузки и воздействия, возникающие при испытании трубопроводов

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**42 СВЕДЕНИЯ О ПРИНЯТЫХ ДЛЯ РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТАХ НАДЕЖНОСТИ ПО МАТЕРИАЛУ, ПО НАЗНАЧЕНИЮ ТРУБОПРОВОДА, ПО НАГРУЗКЕ, ПО ГРУНТУ И ДРУГИМ ПАРАМЕТРАМ**

42.1 Для расчетов трубопровода на прочность и устойчивость в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012 приняты следующие коэффициенты:

- $m = 0,825$  – коэффициент условий работы трубопровода II категории;
- $m = 0,66$  – коэффициент условий работы трубопровода категории В;
- $k_1 = 1,4$  – коэффициент надежности по материалу;
- $k_2 = 1,15$  – коэффициент надежности по материалу;
- $k_n = 1,1$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Значения характеристик грунтов приняты по данным инженерных изысканий с учетом прогнозирования их свойств в процессе эксплуатации.

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №	
		Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**43 ОСНОВНЫЕ ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СТАЛИ ТРУБ, ПРИНЯТЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА**

43.1 Нормативные механические характеристики основного металла принятых труб при испытании образцов на растяжение приведены в таблице 43.1.

Отношение предела текучести к временному сопротивлению разрыву ( $\sigma_T / \sigma_B$ ) основного металла труб не должно превышать 0,9. Значение эквивалента углерода  $S_e$  и параметра стойкости против растрескивания  $R_{st}$ , характеризующих свариваемость стали, не должны превышать 0,42 и 0,23. Требования к химическому составу и структуре металла, применяемого для изготовления труб, должны соответствовать ОТТ-23.040.00-КТН-135-15.

Таблица 43.1 Нормативные механические характеристики

Диаметр, мм	Класс прочности	Временное сопротивление, МПа	Предел текучести, МПа	Расчетная толщина стенки, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Ударная вязкость KCV, Дж/см <sup>2</sup> , не менее		Ударная вязкость KCU, Дж/см <sup>2</sup> , не менее		Коэффициент надежности по материалу, K1
						основного металла труб	сварного шва	основного металла труб	сварного шва	
720	K56	550	410	5,94	8	49 (-20°C)	34 (-20°C)	44 (-60°C)	39 (-60°C)	1,4
720	K56	550	410	7,4	13	49 (-20°C)	34 (-20°C)	44 (-60°C)	39 (-60°C)	1,4

Инов. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**44 ОБОСНОВАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ГАБАРИТНЫМ РАЗМЕРАМ ТРУБ, ДОПУСТИМЫМ ОТКЛОНЕНИЯМ НАРУЖНОГО ДИАМЕТРА, ОВАЛЬНОСТИ, КРИВИЗНЫ, РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ, ПОДТВЕРЖДАЮЩИЕ ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ ТРУБОПРОВОДА**

44.1 Длина поставляемых изготовителем труб должна находиться в пределах от 10,00 до 12,20 м в соответствии с ОТТ-23.040.00-КТН-135-15.

Предельные отклонения по толщине стенки труб должны соответствовать следующим значениям:

- плюсовой допуск должен соответствовать допускам по ГОСТ 19903-2015 для максимальной ширины проката нормальной точности;
- минусовой допуск не должен превышать 5 % от номинальной толщины стенки, но не более 0,8 мм.

Отклонение профиля наружной поверхности трубы от окружности в зоне сварного соединения на концевых участках длиной по 200 мм и по дуге периметра 200 мм не должно превышать 0,15 % номинального диаметра.

Отклонение от перпендикулярности торца трубы относительно образующей (косина реза) не должно превышать 1,6 мм.

Кривизна труб не должна превышать 1,5 мм на 1 м длины, а общая кривизна – 0,2% длины трубы.

Предельные отклонения от номинального наружного диаметра на концах труб на длине не менее 200 мм от торца должны быть ± 1,5 мм для труб диаметром 720 мм.

Овальность труб, а именно отношение разности между наибольшим и наименьшим диаметрами к номинальному диаметру, не должен превышать 1% по концам труб с толщиной стенки менее 20 мм.

Качество наружной и внутренней поверхности металла труб должно соответствовать требованиям ОТТ-23.040.00-КТН-135-15.

Трубы на заводах изготовителях должны пройти приемку техническим надзором заказчика.

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**45 ОБОСНОВАНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ ЖЕСТКОСТИ КОНСТРУКЦИЙ (ВО ВРЕМЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ, МОНТАЖА (СТРОИТЕЛЬСТВА) И ЭКСПЛУАТАЦИИ)**

45.1 Для обеспечения пространственной жесткости заменяемого трубопровода во время транспортировки, монтажа (строительства) и эксплуатации должны выполняться требования ТУ изготовителя, а также технологических карт и нормативных документов на соответствующие виды работ.

Размещение и крепление в полувагоне труб диаметром 720 мм с покрытием.

В полувагон загружают восемь труб. На каждой трубе должно быть надето два технологических кольца из резины, расположенных на расстоянии 1,5-2 м от концов труб. К бортам устанавливают четыре вертикальные стойки размером 15x150x1900 мм. Стойки крепят к инвентарным бортовым скобам пеньковым канатом (концами). Нижние три трубы укладывают на две деревянные подкладки размером 25x200x2800 мм, положенные поперек вагона. Для предотвращения продольных перемещений труб в полувагоне устраивают с внутренней стороны торцевых стенок ограждение, которое состоит из 3 упорных брусьев размером 40x200x2800 мм. Брусья устанавливают на высоте 350 мм, 1050 и 1800 мм от уровня пола. Упорные брусья крепят к торцевым стоечным скобам. Технологические кольца сохраняют на всех этапах перевозки, погрузки и складирования труб до укладки их в траншею.

С каждого торца полувагона устанавливают по одному увязочному поясу из проволоки диаметром 6 мм в 4 нити для дополнительного крепления дверей полувагона.

Для предохранения изоляционного покрытия трубы на расстоянии не менее 1500 мм от торцов трубы накладывают коврики- прокладки из деревянных брусков, скрепленных между собой металлической увязочной или тканевой лентой. Вместо ленты можно использовать мягкую проволоку диаметром 2 мм, которую обвивают вокруг гвоздей, и после этого загибают гвозди до конца в брусок.

Поверх ковриков-прокладок накладывают 2 обвязки из проволоки диаметром 6 мм в 4 нити. Скручивание проволоки производят до полного натяжения нитей. Для исключения возможного перемещения при перевозке каждую обвязку соединяют гвоздями с брусками коврика-прокладки.

Пространственная жесткость труб и конструкций при монтаже обеспечивается соблюдением требований технологических карт и нормативных документов на соответствующие виды монтажных работ.

Пространственная жесткость труб и конструкций при эксплуатации обеспечивается: соблюдением соответствующего проектному режиму перекачки, проектным положением трубопроводом при укладке трубопровода, балластировкой трубопровода, а также защемлением грунта при обратной засыпке трубопровода с послойным уплотнением.

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №
		Подп. и дата

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

### 46 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ КЛАССОВ И МАРОК БЕТОНА И СТАЛИ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ

46.1 Для обеспечения устойчивого положение участки проектируемого нефтепровода не требуют выполнения арматурных и бетонных работ. Прокладываемые участки нефтепровода не попадают под описание раздела о классах, марках бетона и сталей, применяемых при строительстве.

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**47 ОПИСАНИЕ КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ ПО УКРЕПЛЕНИЮ ОСНОВАНИЙ И УСИЛЕНИЮ КОНСТРУКЦИЙ ПРИ ПРОКЛАДКЕ ТРУБОПРОВОДОВ ПО ТРАССЕ С КРУТИЗНОЙ СКЛОНОВ БОЛЕЕ 15 ГРАДУСОВ**

47.1 В соответствии с требованиями СП 36.13330.2012, СП 86.13330.2014 при прокладке трубопровода по направлению уклона местности свыше 20% предусмотрено устройство противозэрозийных экранов и перемычек из естественного глинистого грунта. Границы участков с продольным уклоном свыше 20% приведены в таблице 47.1.

Таблица 47.1 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
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 противозэрозийных экранов с шагом 20 м.

На уклонах местности свыше 20° и при прокладке в щебенистых грунтах на уклонах от 11° до 20° предусмотрены противозэрозийные 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.

Взам. инв. №  
Подп. и дата  
Инв. № подл.  
209388

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**48 ОБОСНОВАНИЕ ГЛУБИНЫ ЗАЛОЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА НА ОТДЕЛЬНЫХ УЧАСТКАХ**

48.1 Величина заглубления нефтепродуктопровода принята в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012, СП 86.13330.2014, РД-23.040.00-КТН-084-18 на землях 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.

Кроме того, проектом предусмотрено увеличение глубины до верха трубы на участке от ПК0+00 до ПК7+76 - не менее 1,2 м и на УЗА №151/1 - не менее 1,1 м.

При проектировании перехода через полевые дороги 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.

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-КТН/ГТП-500.000-ТКР1.1



**49 ОПИСАНИЕ КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ ПРОКЛАДКЕ ТРУБОПРОВОДА ПО ОБВОДНЕННЫМ УЧАСТКАМ, НА УЧАСТКАХ БОЛОТ, УЧАСТКАХ, ГДЕ НАБЛЮДАЮТСЯ ОСЫПИ, ОПОЛЗНИ, УЧАСТКАХ ПОДВЕРЖЕННЫХ ЭРОЗИИ, ПРИ ПЕРЕСЕЧЕНИИ КРУТЫХ СКЛОНОВ, ПРОМОИН, А ТАКЖЕ ПРИ ПЕРЕХОДЕ МАЛЫХ И СРЕДНИХ РЕК**

Прокладываемый участок нефтепровода не попадает под описание раздела о конструктивных решениях при прокладке трубопровода на участках болот, участках, где наблюдаются осыпи, оползни.

Участок трубопровода на переходе через пересыхающие ручьи не относится к подводным переходам и малым водотокам согласно п.3.16 СП36.13330.2012, п.3.67 РД-23.040.00-КТН-084-18, п.3.49 РД-75.200.00-КТН-012-14 (прсх. согласно ЧТН-29-9/1-2016/ОНС-ИИ1-Т).

При пересечении пересыхающего ручья отметка верха забалластированного трубопровода назначается не менее чем на 1,0 м ниже прогнозируемой отметки предельного размыва русла водотока, определяемого на основании инженерных изысканий, но не менее 1,0 м от естественных отметок дна водоема.

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»;

Конструкция и шаг балластирующих устройств на участках балластировки приведены в разделе 50 данной пояснительной записки.

Ширина траншеи на участке перехода через пересыхающий ручей назначается с учетом режима водотока, метода разработки, способа укладки и наличия балластировки.

Для защиты береговых и приурезных участков от значительных деформаций в период эксплуатации трубопровода предусматривается устройство берегоукрепления без изменения геометрических характеристик профиля русла водотока.

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №
		Подп. и дата

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**50 ОПИСАНИЕ ПРИНЦИПИАЛЬНЫХ КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ БАЛАНСИРОВКИ ТРУБЫ ТРУБОПРОВОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ УТЯЖЕЛИТЕЛЕЙ ОХВАТЫВАЮЩЕГО ТИПА (ВЕС КОМПЛЕКТА, ШАГ УСТАНОВКИ И ДРУГИЕ ПАРАМЕТРЫ)**

Для обеспечения устойчивости положения трубопроводов против всплытия проектом предусмотрена балластировка кольцевыми бетонными утяжелителями типа КБУ-720 в соответствии с СП 36.13330.2012, РД-91.200.00-КТН-044-11.

Расчет балластировки выполнен согласно требованиям СП 36.13330.2012, РД-91.200.00-КТН-044-11 и представлен в приложении Е.

Трубопровод рассчитан на прочность и устойчивость против всплытия в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012 (пункт 12.4). Расчёт устойчивости против всплытия выполнен из условия возможности опорожнения нефтепровода и замещения продукта воздухом, из условия укладки трубопровода в траншею (с учетом упругого отпора при свободном изгибе трубопровода).

Выбор способа балластировки трубопроводов выполнен в соответствии с разделом 6.1 РД-91.200.00-КТН-044-11 «Регламент применения балластирующих устройств при проектировании и строительстве магистральных трубопроводов».

При строительстве трубопровода применяются балластирующие устройства, удовлетворяющие следующим требованиям:

- конструкция балластирующих устройств должна быть технологична как при строительстве, так и проведении ремонтных работ в процессе эксплуатации;
- в процессе монтажа и дальнейшей эксплуатации нефтепровода не допускается повреждение изоляционного покрытия;
- применяемые балластирующие устройства изготавливаются по техническим условиям и имеют сертификаты соответствия.

В проекте на участке перехода через пересыхающий ручей предусмотрена балластировка трубопровода утяжелителями КБУ-720 по ОТТ-75.180.00-КТН-047-11 массой 2750 кг:

- от ПК4+0,3 до ПК4+5,5 - шаг 2,6 м, компл. 2;
- от ПК4+24,3 до ПК4+30,4 - шаг 3,0 м, компл. 2;
- от ПК11+70,0 до ПК11+94,7 - шаг 3,53 м, компл. 7.

Для предохранения изоляционного покрытия трубопровода от механических повреждений на участке балластировки предусмотрено применение футеровочной деревянной рейки по ГОСТ 8486-86 "Пиломатериалы хвойных пород. Технические условия" с 60 (ширина)х30(высота над трубой)х2000мм (длина).

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №	
		Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

### 51 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБРАННЫХ МЕСТ УСТАНОВКИ СИГНАЛЬНЫХ ЗНАКОВ НА БЕРЕГАХ ВОДОЕМОВ, ЛЕСОСПЛАВНЫХ РЕК И ДРУГИХ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ

51.1 Обозначение линейной части нефтепровода информационными, опознавательными и пр. знаками выполнено в соответствии с требованиями ОР-23.040.00-КТН-128-15, РД-01.120.00-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 проектируемого нефтепровода ПК0+00-ПК3+36 по территории населенного пункта опознавательные знаки 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".

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 необходимом для обозначения трассы действующих МН и коммуникаций связи.

Информационные, опознавательные и предупреждающие знаки со щитами-указателями изготовить в заводских условиях из треугольного высокопрочного пластикового профиля.

В соответствии с п.6.3 РД-03.100.10-КТН-132-14 точки начала и конца демонтируемого трубопровода обозначаются временными знаками высотой от 1,8 до 2,0 м от уровня земли, на которых наносится информация о диаметре трубопровода (мм) и его протяженности (км), размер знака 200x400 мм.

В соответствии с требованиями Задания на проектирование предусмотрена установка щита-указателя на реперах №5901 и №5902.

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №
		Подп. и дата

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

## 52 ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СВАРКЕ И КОНТРОЛЮ СВАРНЫХ СТЫКОВ

52.1 Технологии сварки, сварочные материалы и сварочное оборудование должны быть аттестованы в соответствии с требованиями:

- СП 86.13330.2014;
- РД-25.160.00-КТН-037-14;
- РД 03-615-03;
- РД 03-614-03;
- РД 03-613-03;
- РД-03.120.10-КТН-007-16.

Перед выполнением работ по сварке стыков труб производится подогрев свариваемых кромок и прилегающих к нему участков труб согласно РД-25.160.00-КТН-037-14.

Сварные соединения трубопровода выполняются односторонней сваркой без подварки или с подваркой корневого слоя шва либо двухсторонней сваркой по технологиям, регламентированным РД-25.160.00-КТН-037-14.

Требования к сварным соединениям, технологиям сварки, сварочным материалам для приварки конструкций к магистральному нефтепроводу соответствуют требованиям РД-25.160.00-КТН-037-14, ОТТ-25.160.00-КТН-068-10.

Все сварщики и специалисты сварочного производства, занятые на объектах строительства, должны быть аттестованы в соответствии с РД 03-495-02 и с РД-25.160.00-КТН-037-14, РД-03.120.10-КТН-007-16.

52.2 В соответствии с п.5.5 РД-25.160.10-КТН-016-15 и письмом ПАО "Транснефть" N АК-02-2-06/46699 от 03.10.2014г. перед гидравлическим испытанием трубопроводов подключения опрессовочных насосных агрегатов выполнить предварительный контроль сварных соединений в объеме 100% визуальным-измерительным методом и 100% радиографическим методом.

52.3 Контроль стыков на участках категории В, включая участок СТУ выполняется согласно в объеме:

- 100 % визуальным-измерительным методом;
- 100 % ультразвуковым методом;
- 100 % радиографическим методом;
- дублирующий контроль радиографическим методом в объеме 100 % силами Заказчика или сторонней лабораторией неразрушающего контроля, аттестованной в соответствии с ОР-26.160.40-КТН-064-15, не выполнявшей первичный радиографический контроль, в присутствии специалиста строительного контроля;
- 100 % внутритрубными инспекционными приборами.

52.4 Контроль сварных стыков на участке категории II выполняется в объеме:

- 100 % визуальным-измерительным методом;
- 100 % ультразвуковым методом;
- 100 % радиографическим методом;
- 100 % внутритрубными инспекционными приборами.

52.5 Проектом предусмотрен 100 % строительный контроль производства работ по реконструкции всего участка МН.

52.6 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.

Необходимо ежедневно проводить регулярные осмотры участка МН линейными обходчиками, а также авиапатрулирование участка МН с периодичностью не менее 2 раза в неделю.

Инд. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата
209388	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**53 ИЗОЛЯЦИЯ ТРУБОПРОВОДА**

53.1 Защита проектируемого участка нефтепровода диаметром 720 мм от подземной коррозии выполнена в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012, ГОСТ Р 51164-98, РД-25.220.01-КТН-112-14, требованиями эксплуатирующей организации и осуществляется комплексно:

- изоляционным защитным покрытием, наносимым на трубопровод в заводских условиях;
- средствами электрохимической защиты (ЭХЗ).

53.2 Тип и конструкция защитных покрытий трубопровода, предусмотренные в проекте, отвечают требованиям государственного стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 51164-98 и ОТТ-25.220.60-КТН-103-15.

Защитные покрытия трубопровода и сварных стыков выполняются с использованием материалов, включенных в «Реестр основных видов продукции, закупаемой организациями системы «Транснефть».

При строительстве используются трубы с заводским трехслойным полиэтиленовым покрытием нормального исполнения (тип 1), толщиной не менее 2,5 мм по ОТТ-25.220.60-КТН-103-15 на основе экструдированного полиэтилена. Указанные покрытия, в соответствии с ОТТ-25.220.60-КТН-103-15, состоит из трех слоев – эпоксидный праймер, адгезив, полиэтилен.

Кривые холодного гнутья R=35 м из стальных электросварных труб с трехслойным полиэтиленовым покрытием нормального исполнения (тип 1) на основе экструдированного полиэтилена по ОТТ-25.220.60-КТН-103-15.

Кривые горячего гнутья R=5DN предусматриваются в заводской изоляции толщиной не менее 1,5 мм для отводов диаметром 720 мм в соответствии с ОТТ-25.220.01-КТН-113-14.

Концы труб должны быть свободны от изоляционного покрытия на длине 120 ± 20 мм.

Изоляция сварных стыков трубопровода выполняется в соответствии с требованиями РД-25.220.01-КТН-212-14 и ОТТ-25.220.01-КТН-200-14 защитными покрытиями на основе термоусаживающихся полимерных лент тип 1 (Пк-40).

Изоляцию переходных катушек, в точках подключения проектируемого трубопровода к существующему, выполнить с применением комбинированного покрытия на основе битумно-полимерных лент (покрытие №18). Комбинированное покрытие на основе битумно-полимерных лент для трубопровода диаметром 720 мм выполнить толщиной не менее 3,0 мм послойно, из:

- битумно-полимерная грунтовки толщиной не менее 0,1 мм;
- битумно-полимерной ленты в два слоя толщиной не менее 2x1,5 мм;
- защитной обертки из ленты (ПЭ, ПВХ) липкой толщиной не менее 0,6 мм.

Качество изоляционного покрытия контролируется на соответствие требованиям ГОСТ Р 51164-98 и РД-25.220.01-КТН-112-14 проверяется:

- визуально-инструментальным методом;
- искровым дефектоскопом;
- магнитным толщиномером.

Состояние изоляционного покрытия проверяется после завершения строительно-монтажных работ, до проведения гидравлических испытаний, методом катодной поляризации (электрометрией) на соответствие нормам ГОСТ Р 51164-98 таблица 2. При обнаружении отклонений от норм необходимо устранить дефекты в изоляционном покрытии, после чего подрядная организация предъявляет отремонтированный участок к повторной проверке методом катодной поляризации. При наличии дефектов изоляционного покрытия по результатам контрольной проверки принимается решение о пропуске ультразвуковых приборов WM, CD.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата
209388	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

В соответствии с ГОСТ Р 51164-98, контроль сплошности защитного покрытия на уложенном и засыпанном трубопроводе, находящемся в не замерзшем грунте, при необходимости, проводят не ранее чем через две недели после засыпки искателем повреждений АНПИ, УДИП 1М или другим аналогичным прибором. В случае обнаружения дефектов, изоляция должна быть отремонтирована в соответствии с требованиями ОР-25.220.01-КТН-260-10.

53.3 Электрохимическая защита от коррозии (ЭХЗ) заменяемого участка нефтепровода осуществляется от станций катодной защиты.

53.3.1 Для контроля защитного потенциала трубопровода устанавливаются контрольно-измерительные пункты в соответствии с требованиями РД 91.020.00-КТН-234-10 «Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС» и ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

53.3.2 После окончания строительства КИП маркируются в соответствии с требованиями нормативных документов.

Приварка кабелей установок ЭХЗ и контрольно-измерительных пунктов к трубопроводу производится термитной сваркой. Присоединение дренажного кабеля к трубопроводу выполняется двумя контактами с расстоянием между ними 100 мм.

После окончания строительно-монтажных работ предусматривается контроль качества изоляционного покрытия методом катодной поляризации.

Инв. № подл. 209388	Подп. и дата		Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**54 СВЕДЕНИЯ О ПРОВЕДЕНИИ ИСПЫТАНИЙ ТРУБОПРОВОДА ПОСЛЕ ЗАВЕРШЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫХ РАБОТ, ВКЛЮЧАЮЩИЕ ОЧИСТКУ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ ТРУБОПРОВОДА, ПРОВЕРКУ ТРУБОПРОВОДА НА ПРОЧНОСТЬ И ГЕРМЕТИЧНОСТЬ, ПРОВЕДЕНИЕ ПРОФИЛЕМЕТРИИ И ДИАГНОСТИКИ, ОСВОБОЖДЕНИЕ ТРУБОПРОВОДА ОТ ОПРЕССОВОЧНОЙ ВОДЫ**

54.1 Проверка состояния изоляционного покрытия, гидравлическое испытание, очистка внутренней полости, диагностика и освобождение нефтепровода от опрессовочной воды законченных строительством трубопроводов до ввода в эксплуатацию должны выполняться в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012, СП 86.13330.2014, ОР-19.000.00-КТН-075-16, РД-23.040.00-КТН-021-14 и РД-19.100.00-КТН-266-14.

В соответствии с требованиями ОР-19.000.00-КТН-075-16 устанавливается следующую последовательность проведения работ:

- проверка состояния изоляции трубопровода методом катодной поляризации на соответствие сопротивления проектным значениям;
- гидравлическое испытание линейной части;
- монтаж временных КПП СОД для пропуска очистных устройств, скребка-калибра;
- очистка внутренней полости трубопровода;
- проведение профилометрии;
- устранение дефектов, выявленных при катодной поляризации и проведение повторной катодной поляризации;
- освобождение участков нефтепровода от воды.

Приведенная последовательность должна быть отражена в ППР и специальной инструкции на проведение гидравлических испытаний.

**54.2 Испытание проектируемого участка проводится в два этапа.**

Первый этап - Испытание участка трубы 720x13 мм ПК0+00 - ПК 7+76 на Рзав.=13,84 МПа в нижней точке. Давление испытания на прочность в верхней точке, не менее 1,5 Рраб. = 6,45 МПа. Время испытания на прочность составляет 24 часа. Проверка на герметичность производится после снижения испытательного давления до Рраб в течение времени, необходимого для осмотра, но не менее 12 часов.

Второй этап - испытание всего проектируемого трубопровода ПК0+00 – ПК17+52 после засыпки. Давление испытания на прочность в верхней точке, не менее 1,25 Рраб. = 5,38 МПа, в нижней точке Рзав.=8,40 МПа как для трубы 720x8мм. Время испытания на прочность составляет 24 часа. Проверка на герметичность производится после снижения испытательного давления до Рраб в течение времени, необходимого для осмотра, но не менее 12 часов.

Схема испытаний, очистки и диагностики нефтепровода представлена в графической части тома.

Источник и способ доставки воды для проведения гидравлических испытаний, конструкция, объём амбаров приведены в томе Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПОС1.

В соответствии ОР-19.000.00-КТН-075-16, испытания линейной части проводятся по готовности всего испытываемого участка нефтепровода: после полной засыпки, обвалования, заполнения водой, установки арматуры и приборов, катодных выводов, обеспечения связи и представленной подрядчиком исполнительной документации на испытываемый объект.

Запорная арматура и трубопроводы для подключения наполнительных и опрессовочных агрегатов должны быть предварительно подвергнуты гидравлическому испытанию на прочность на давление 1,25 Рисп. в течение 6 часов, где Рисп. - величина испытательного давления в точке закачки опрессовочной жидкости.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата
209388	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

В соответствии с письмом ПАО "Транснефть" N АК-02-2-06/46699 от 03.10.2014г. перед гидравлическим испытанием трубопроводов подключения опрессовочных насосных агрегатов выполнить предварительный контроль сварных соединений в объеме 100% визуально-измерительным методом и 100% радиографическим методом. Количество сварных стыков опрессовочного трубопровода уточнить на стадии ППР.

Места подключений к трубопроводу после завершения гидроиспытаний подлежат вырезке. Сварные швы заменяемых участков должны подвергаться контролю как гарантийные стыки.

Перед проведением гидравлического испытания линейной части трубопровода на прочность и проверки на герметичность в траншее после засыпки, до установки временных камер СОД, производится проверка состояния изоляции методом катодной поляризации. По результатам проверки составляется "Акт оценки состояния покрытия" с участием строительного контроля и подрядчика.

Технологические параметры гидравлического испытания указаны в таблице 54.1.

Таблица 54.1 Параметры гидравлических испытаний

Категория участка	Назначение участков МН	Этапы испытания на прочность и проверки на герметичность	Давление			Продолжительность	
			При испытании на прочность		При проверке на герметичность	При испытании	При проверке на герметичность
			В верхней точке (не	В нижней точке			
Участок 148,98-148,01 км							
В	Участок компенсирующих мероприятий	По готовности всего участка	1,5P <sub>раб.</sub> = не менее 6,50МПа	P <sub>зав.</sub> = 13,84 МПа	P <sub>раб.</sub> = 4,33МПа	24	Время, необходимое для осмотра трассы с целью выявления утечек, но не менее 12 ч
II	Линейная часть	По готовности всего участка	1,25P <sub>раб.</sub> = не менее 5,41МПа	P <sub>зав.</sub> = 8,40 МПа	P <sub>раб.</sub> = 4,33МПа	24	
Участок 146 км							
II	Вантуз с катушками	-	-	P <sub>зав.</sub> = 7,27 МПа	P <sub>раб.</sub> = 4,33МПа	24	Время, необходимое для осмотра трассы с целью выявления утечек, но не менее 12 ч
2 участка на 151 км							
В	Вантузы с катушками	-	-	P <sub>зав.</sub> вантуза = 9,45 МПа	P <sub>раб.</sub> = 4,33МПа	24	Время, необходимое для осмотра трассы с целью выявления утечек, но не менее 12 ч
Примечания:							

Инва. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1



1. Pзав\* равно заводскому испытательному давлению без учета осевого подпора, указанному в технических условиях на применяемые трубы
2. Продолжительность проверки на герметичность определяется временем, необходимым для тщательного осмотра участка с целью выявления дефектов, но не менее времени, указанного в таблице.

Участки испытания представлены в таблице 54.2.

Таблица 54.2 Ведомость участков испытания нефтепровода

Участки гидравлического испытания трубопровода							
№ участка	Участок испытания				Протяженность участка, м	Трубы D720	Примечание
	Начало, км	Конец, км	Начало, ПК	Конец, ПК		Толщина стенки, мм	
Участок 148,98-148,01 км							
1	-	-	0+00	7+76	793,9	13, K56	
2	148,98	148,01	0+00	17+52	1787,5	8, K56 13, K56	
Участок 146 км							
3	146	146	-	-	3,52	8, K52 8, K56 Вантуз PN 6,3 МПа	
2 участка на 151 км							
5	151	151	-	-	3,52	13, K52 13, K56 Вантуз PN 8,0 МПа	
					3,52		

После завершения испытаний из нефтепровода должна быть удалена опрессовочная жидкость. Освобождение производит подрядчик.

Вытеснение опрессовочной воды производится поршнями разделителями ПРВ-1, оборудованными передатчиками. Скорость движения поршней разделителей должна быть не менее 1,5 км/ч.

Результаты опорожнения считаются положительными, если контрольный поршень-разделитель ПРВ-1 пришел неразрушенным, без повреждения манжет и впереди него не наблюдается выход воды из трубопровода.

При невыполнении указанных требований производится повторный пропуск контрольного поршня разделителя ПРВ-1. Пропуски повторяются до прекращения выхода воды и прихода исправного поршня-разделителя ПРВ-1.

54.3 Очистка полости трубопровода производится в соответствии с ОР-19.000.00-КТН-075-16 и РД-19.100.00-КТН-266-14 промывкой водой с пропуском очистных устройств под давлением закачиваемой жидкости после завершения

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

гидравлического испытания участка и после монтажа временных узлов пуска-приема СОД.

Подрядчик в присутствии строительного контроля производит установку запасовочного лотка, запасовку очистного устройства, запуск скребка.

Очистка полости трубопровода осуществляется пропуском скребков ПРВ-1, оборудованных трансмиттером, в соответствии с регламентом ОР-19.020.00-КТН-099-10.

Скорость перемещения скребков при промывке составляет не менее 0,72 км/ч (0,2 м/с).

Очистка скребками считается выполненной при следующих условиях:

- все запасованные скребки пришли в камеру приема;
- последний скребок пришел неразрушенным (без повреждений);
- скорость движения скребков составляла не менее 0,72 км/ч (0,2 м/с);
- после скребков вода выходит без примеси грунта (глины, песка, торфа).

Очистка считается незаконченной, если не выполнено любое условие. В этом случае очистка повторяется до выполнения всех условий.

При застревании скребка необходимо произвести его вырезку и выполнить пропуск скребка-калибра для определения истинных размеров сужений и для определения минимального проходного сечения трубы.

54.4 Утилизация воды после проведения гидроиспытаний, очистки, внутритрубной диагностики и опорожнения трубопровода от воды, представлены в томе Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ПОС1.

Подрядчик до начала работ разрабатывает и представляет в Организацию системы «Транснефть» «Мероприятия, исключаящие сброс воды в систему магистральных нефтепроводов/нефтепродуктопроводов ПАО «Транснефть» при заполнении.

Поршни-разделители должны быть оборудованы передатчиками (трансмиттерами).

При освобождении трубопровода от опрессовочной жидкости на поршнях-разделителях ПРВ-1 необходимо применять новые полиуретановые манжеты, не имеющие износа.

Запрещается удаление опрессовочной жидкости самотеком для исключения разрыва струи и неполного вытеснения опрессовочной жидкости.

Прием и извлечение поршня-разделителя необходимо производить в присутствии представителей Заказчика и Организации по технадзору.

При невыполнении требований п.11.10 ОР-19.000.00-КТН-075-16 повторить пропуск контрольного поршня разделителя ПРВ-1. Пуск осуществлять до прекращения выхода воды и прихода исправного поршня-разделителя ПРВ-1.

По результатам удаления воды после испытаний трубопровода представители Подрядчика, Заказчика и Организации по технадзору в течение 1 суток составляют акт удаления воды после испытаний трубопровода по форме В.10 приложения В ОР-19.000.00-КТН-075-16.

54.5 Меры безопасности подрядчик отражает в специальной инструкции. В инструкции приведены процедуры подготовки персонала и оборудования к испытаниям, действия персонала и специальных служб во время испытаний в нормальных и аварийных условиях, процедуры окончания испытаний со снятием охранной зоны в соответствии с требованиями нормативных документов, перечисленных в перечне ссылочных документов.

Своим распоряжением подрядчик при испытаниях назначает работников, ответственных за обеспечение безопасности обслуживающего персонала, населения и сохранности техники и сооружений вдоль трассы трубопровода (в пределах охранной зоны), перемещение техники в охранной зоне трубопровода, организацию бытовых

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №	
		Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

условий для работников. Работы по проведению испытаний являются работами повышенной опасности и выполняются по наряду-допуску.

Все работники, привлекаемые подрядчиком к проведению испытаний, проходят внеплановый инструктаж по охране труда и пожарной безопасности, знакомятся с приказом по проведению испытаний, целями, задачами и особенностями испытаний участков трубопровода, а также с порядком действий и своими обязанностями при возникновении аварийных ситуаций.

В процессе испытаний участка трубопровода люди, механизмы и оборудование должны находиться за пределами опасной зоны, движение на пересекающих участок дорогах должно быть прекращено.

Перед проведением испытаний, очистки и диагностики все открытые участки трубопровода огораживаются сигнальной лентой, в том числе начальный и конечный участок трубопровода (КПП СОД). На огороженных участках устанавливаются таблички с указанием строительного пикета и километра по трассе МН, предупредительные таблички. Высота вешки, на которой устанавливаются таблички, должна быть от 1,5 до 2,0 м.

На период испытаний перекрывается движение транспортных средств по вдольтрассовому проезду. В местах возможного въезда транспортных средств в зону проведения испытаний устанавливаются таблички, поперек дороги устанавливается сигнальная лента.

Зоны опасности при гидравлических испытаниях следует назначать в соответствии с требованиями ОР-19.000.00-КТН-075-16.

При испытаниях участка трубопровода водой на прочность и герметичность устанавливаются следующие охранные зоны, в пределах которых во время проведения работ запрещается нахождение людей, техники и выпас скота:

- для давления испытания более 8,25 МПа при диаметре трубопровода 720 мм – по 150 м в обе стороны от оси трубопровода и в направлении отрыва заглушки от торца – 1500 м (угол 60°);

- во время работы насосных агрегатов запрещается нахождение людей (кроме членов экипажа) ближе 50 м от напорного трубопровода.

Расстояние установки опрессовочных агрегатов до испытываемой трубы должно быть указано в ППР, в котором должны быть разработаны технические решения по обеспечению безопасности работы опрессовочного агрегата.

При проведении испытаний в темное время суток рабочие площадки, посты наблюдателей, приборы, должны быть освещены.

При монтаже и эксплуатации насосных агрегатов, машин и механизмов необходимо соблюдать указания, изложенные в соответствующих разделах специальной инструкции, в руководствах по эксплуатации и паспортах на агрегаты, машины и механизмы.

Врезку патрубков в испытываемый трубопровод для подсоединения наполнительных и опрессовочных агрегатов, а также для установки измерительных приборов и сигнализаторов следует выполнять в соответствии с требованиями РД-23.040.00-КТН-021-14, ОР-13.100.00-КТН-030-12, РД-23.040.00-КТН-064-18.

Замер параметров при испытаниях должен проводиться дистанционными приборами, вынесенными за пределы охранной зоны. Допускается установка манометров над поверхностью земли. В этом случае для снятия показаний манометров должны применяться оптические средства, вынесенные за пределы охранной зоны.

При очистке трубопровода промывкой устанавливается охранная зона. Размеры охранной зоны составляют в обе стороны от оси трубопровода 25 м и в направлении вылета поршня-разделителя – 100 м, угол 60° – одинаково для всех диаметров трубопровода.

Изн. № подл.	209388	Взам. инв. №
		Подп. и дата

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

При опорожнении от воды трубопровода воздухом с поршнями-разделителями охранная зона устанавливается по 100 м в обе стороны от оси трубопровода и в направлении вылета поршня от торца – 1000 м, угол 60°. Порядок опорожнения и давление вытеснения поршня устанавливаются специальной инструкцией.

Из технологических трубопроводов опрессовочная жидкость удаляется из нижних точек или с применением воздуха от компрессоров.

На время испытаний участка трубопровода подрядчик выделяет людей для постов оцепления.

Наблюдающие на постах должны находиться в пределах видимости, но не более чем через 200 м друг от друга. Оцепление снимается только по указанию руководителя испытаний.

Перед началом испытания подрядчик проверяет действие связи и расстановку ремонтно-восстановительных бригад, обходчиков, постов оцепления согласно плану испытаний. Только после этой проверки руководитель испытаний может отдать распоряжение на подачу воды для испытания.

Осмотр нефтепровода с целью выявления дефектов и повреждений разрешается только после снижения давления до рабочего. В случае обнаружения выхода воды выставить предупредительные знаки в местах выхода.

Испытания возобновляются после ликвидации повреждений трубопровода.

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №
		Подп. и дата

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**55 ВЫВЕДЕНИЕ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ МН**

55.1 В соответствии с заданием на проектирование ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15 на участке замены МН «Грозный-Баку» выполняется демонтаж, протяженностью - 1,6938 км:

1 часть:

- демонтаж участков МН "Грозный - Баку" DN700 при подключении проектируемых участков, L=40.8 м;

2 часть:

- демонтаж участка МН "Грозный - Баку" DN700 L=1643,0 м (в том числе демонтаж площадки УЗА N148/1 в составе: задвижки N148/1 в кол-ве 1шт., участка МН "Грозный - Баку" DN700 L=27.0м, вантуза N147);

- демонтаж участка МН "Грозный - Баку" DN700 L=7,0 м на площадке УЗА N151-1, км151, демонтаж колодцев КИП 2шт.

- демонтаж участка МН "Грозный - Баку" DN700 L=3,0 м, демонтаж вантузного узла NB146 км146, демонтаж колодца вантуза KBГ.

55.2 На участках реконструкции предусмотрено выполнение работ в следующей последовательности:

- монтаж и строительство участка трубопровода, включающий в себя объемы работ необходимых к обязательному выполнению для обеспечения технической и экологической безопасности;

- выполнение комплекса строительно-монтажных работ, необходимых для проведения комплексного опробования и ввода в эксплуатацию участков МН «Грозный-Баку», откачка нефтепродукта, герметизация внутренней полости отключенных участков глиняными тампонами, установка эллиптических заглушек. В том числе вытеснение остатков нефти, очистка внутренней полости отключенных участков с подключением временных КПП СОД, демонтаж знаков и т.п., благоустройство, техническая и биологическая рекультивация;

Демонтаж выведенного из эксплуатации участка нефтепровода производится подрядной организацией после выполнения силами эксплуатирующей организации работ по освобождению трубопровода от нефти и нефтесодержащих компонентов и передачи по акту подрядной организации. Демонтаж выведенного из эксплуатации участка будет выполнен после ввода объекта в эксплуатацию в течение одного года.

55.3 Подключение проектируемого участка к действующему трубопроводу выполняется сваркой "катушки". Участок существующего нефтепровода находящийся в зоне ведения работ по монтажу "катушки" подлежит демонтажу. Герметизация внутренней полости отключенного участка выполняется установкой заглушек.

Диаметр участков МН, выведенных из эксплуатации - 720 мм.

Мероприятия по выводу из эксплуатации участков нефтепровода учитывают требования РД -75.180.00-КТН-181-14.

До момента демонтажа участков нефтепровода, выведенных из эксплуатации, для обеспечения сохранности трубопровода, проектом предусматриваются следующие мероприятия:

- вытеснение нефти из МН «Грозный-Баку» DN700;
- очистка трубопровода, выведенного из эксплуатации;
- установка заглушек из листовой стали на концах участков МН;
- герметизация участков МН;
- ЭХЗ выведенных из эксплуатации участков МН.

В проекте принята следующая схема освобождения участка трубопровода МН «Грозный-Баку»:

Инв. № подл.	Взам. инв. №
209388	
Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

- опорожнение полости существующего участка МН DN700 предусматривается попеременная откачка ПНУ за задвижку №151/1 с одновременной подачей ИГС в соответствии с РД-75.180.00-КТН-227-16.

Электрохимическая защита от коррозии выведенных из эксплуатации участков подземного трубопровода осуществляется протекторными группами, состоящими из протяженных магниевых протекторов, проложенными вдоль трубопровода. Протяженные протекторы укладываются на расстоянии 5 метров от трубопровода в траншею глубиной 3,5 метра.

Протяженные протекторы, являясь более электроотрицательным металлом, подключаются к защищаемому объекту через диодно-резисторный блок, установленный на цилиндрической стойке КИП. Протяженные протекторы, растворяясь, защищают от коррозии защищаемый объект. После полного растворения протектора или потери контакта с защищаемой конструкцией, протектор необходимо заменить.

Срок эксплуатации до полной выработки протекторного тела составляет в среднем 15 лет.

Технические решения по электрохимической защите трубопровода изложены в томе 3.2 Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР2 «Электрохимическая защита».

Участок, подлежащий демонтажу, представлен в графической части тома.

55.4 Основные виды работ по демонтажу существующего трубопровода составляют:

- земляные работы по вскрытию участков трубопроводов;
- опорожнение участка трубопровода от нефтепродукта;
- отключение и герметизация полости МН;
- очистка участка трубопровода;
- подъем трубопровода из траншеи, резка и транспортировка труб к месту складирования;
- тампонаж существующих футляров на переходах через дороги;

Демонтаж трубопровода после опорожнения и очистки на участке замены выполняется с разработкой траншеи и предусматривает следующие технологические операции:

- уточнение положения трубопровода и величины заглубления;
- снятие плодородного слоя и перемещение его во временный отвал;
- вскрытие демонтируемого участка экскаватором на величину 0,2 м до верхней и до боковых образующих трубопровода с соблюдением мер предосторожности, исключающих повреждение трубопровода, с последующей доработкой траншеи вручную;
- отсечение плети трубопровода при пересечении с кабелями и протаскивание отсеченного участка под коммуникациями;
- подъем трубопровода с использованием трубоукладчиков, оборудованных троллейными подвесками;
- укладка трубопровода на бровку траншеи;
- резка трубопровода на трубы длиной 10 м, осуществляемая механической резкой, или газовой резкой;
- погрузка труб на плетевозы и вывозка их в места, согласованные Заказчиком;
- засыпка траншеи экскаватором после извлечения трубопровода с последующей планировкой;
- восстановление плодородного слоя.

После выполнения демонтажных работ и вывозки труб производится обратная засыпка траншеи с последующей общей планировкой полосы отвода с засыпкой попадающих в ее пределы всех ям и котлованов.

Инва. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата
209388	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

### 56 ПОДКЛЮЧЕНИЕ УЧАСТКА ЗАМЕНЫ К ДЕЙСТВУЮЩЕМУ ТРУБОПРОВОДУ

56.1 Работы по подключению нового участка и действующего трубопровода производятся на действующем нефтепроводе во время плановой остановки перекачки.

Освобождение отключенного участка основного трубопровода от нефтепродукта производится после остановки перекачки и перекрытия задвижек.

Согласно ОР-91.040.01-КТН-098-14 эксплуатирующая организация выполняет следующие работы:

- подготовка участка нефтепровода к откачке;
- врезка вантузов;
- опорожнение участка нефтепровода;
- отсечение демонтируемого трубопровода и герметизация его концов;
- ликвидация вантузов приспособлением «Пакер».

Подрядная организация выполняет следующие работы:

- земляные работы по вскрытию, подсыпке, подбивке, засыпке и рекультивации участков трубопроводов;

- сварочно-монтажные работы по подгонке и сварке катушек и секций труб;
- контроль качества гарантийных сварных стыков в объёме 100% радиографическим и 100% ультразвуковым методом;
- изоляцию сварных стыков термоусаживающимися манжетами.

Соединение запроектированного участка с существующим трубопроводом производится на прямолинейном участке с оформлением акта на сварку каждого стыка, с предварительным опорожением трубопровода на участке врезки.

Врезка производится в соответствии с РД-23.040.00-КТН-064-18.

Соединение проектируемого участка с существующим трубопроводом произвести при помощи сборной переходной катушки К52хК56.

Длина ввариваемой “катушки” должна быть не меньше наружного диаметра ремонтируемого трубопровода.

Переходная катушка, после изготовления, должна быть испытана гидравлическим способом на прочность заводским испытательным давлением в течение 24 часов и рабочим давлением в течение 12 часов, подвергнута ультразвуковому контролю качества продольного заводского шва и должна пройти ультразвуковую толщинометрию стенок труб по всей поверхности и на отсутствие расслоений и трещин, осмотрена на предмет отсутствия вмятин, задигов и каверн. При наличии дефектов труба, предназначенная для “катушки” должна быть заменена. Ремонт любых дефектов не допускается.

Перед началом работ по резке труб необходимо подготовить ремонтный котлован. Расстояние от нижней образующей трубы до дна котлована должно быть не менее 0,6 м, минимальное расстояние между боковыми образующими и стенкой котлована должно быть не менее 1,5 м.

До начала резки изоляционное покрытие должно быть удалено по всей окружности трубы не менее чем на 600 мм.

После освобождения от нефтепродукта, вырезки участка трубы и до выполнения сварочно-монтажных работ, внутренняя полость трубопровода должна быть перекрыта герметизаторами резинокордными ГРК в соответствии с РД-23.040.00-КТН-064-18.

Установка герметизатора в полость трубопровода производится с открытого конца трубопровода на расстоянии не менее 720 мм по схеме, представленной в плане производства работ.

Перед установкой герметизатора внутренняя поверхность трубопровода очищается от отложений и грязи на длине не менее 2,5 м.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209388

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Выполнение работ по герметизации трубопровода должно осуществляться по наряду допуску и плану производства работ, где необходимо указать способ перекрытия, вид применяемых герметизаторов, схемы установки.

Кроме того, должен быть произведен расчет времени работы нефтепровода сниженным режимом при прохождении герметизаторов.

Для проведения контроля ГВС в полости трубопровода на расстоянии от 100 до 150 мм (для герметизаторов ГРК, ПЗУ) от торцов герметизаторов в трубопроводе необходимо выполнить по одному отверстию диаметром 12 мм. Сверление отверстий следует выполнять на расстоянии не менее 100 мм от продольных и поперечных сварных швов.

Для отбора анализа воздуха перед герметизаторами на расстоянии от 100 до 150 мм от их торцов сверлятся контрольные отверстия.

Длина откапываемого участка действующего трубопровода вычисляется в соответствии с табл.А1 Приложения А.1 РД-23.040.00-КТН-064-18 и зависит от диаметра трубопровода, минимального радиуса упругого изгиба, величины несоосности стыкуемых концов.

При расстоянии 1,22 м между осями вновь построенного трубопровода и действующего номинальным диаметром DN 700 на участке врезки длина откапываемого участка составляет не менее 26 м.

Конечный участок трубопровода освобождается от изоляции на расстоянии, необходимом для проведения сварочных работ.

Оси конечных участков вновь построенного и существующего трубопровода должны лежать в горизонтальной плоскости на одном уровне.

Выставленные торцы при проведении дальнейших операций должны оставаться неподвижными.

Центровка выполняется с применением наружного центратора.

Неподвижность обеспечивается фиксированием положения стрелы трубоукладчика и засыпкой грунтом.

Труба, предназначенная для изготовления «катушки», должна пройти входной контроль, включая проверку соответствия сопроводительной документации на трубу и соответствовать требованиям РД-23.040.00-КТН-201-17.

Труба, предназначенная для изготовления «катушки», а также соединительные детали, запорная арматура и эллиптические заглушки должны быть испытаны гидравлическим способом на прочность заводским испытательным давлением в течение 24 часов и рабочим давлением в течение 12 часов.

При использовании для изготовления «катушек» труб без заводского изоляционного покрытия необходимо осмотреть поверхность трубы на предмет отсутствия вмятин, рисков, царапин, задиров, каверн стенки трубы, выполнить ВИК, УЗК качества продольного заводского шва, УЗ толщинометрию стенки трубы в местах коррозионных поражений и зачинок, а также на отсутствие расслоений и трещин.

Изоляцию сварных соединений на участке врезки в точках подключения проектируемого трубопровода к существующему, выполнить с применением комбинированного покрытия на основе битумно-полимерных лент (покрытие №18).

Контроль качества сварных соединений производится:

- операционным контролем в процессе сварки;
- визуальным контролем и обмером в объеме 100 %;
- проверкой сварных швов неразрушающими методами в объеме 100 % радиографическим и 100 % ультразвуковым методом.

При проведении цветной дефектоскопии угловых сварных швов контролируется околошовная зона шириной 50 мм.

Швы обварки «чоппиков» подлежат 100 % визуальному и измерительному, контролю ультразвуковым методом и методом цветной дефектоскопии.

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №	
		Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1



### 57 ОПИСАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ И ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА НА ОБЪЕКТ ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И ГРУЗОВ

57.1 В соответствии с «Правилами охраны магистральных трубопроводов» для исключения возможности повреждения трубопровода при эксплуатации устанавливаются охранные зоны вдоль трассы нефтепровода - в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

57.2 Предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов в процессе эксплуатации достигается путем выполнения сотрудниками службы безопасности (СБ) своих должных обязанностей, эксплуатации комплекса инженерных средств охраны.

Основными задачами подразделений СБ в сфере охраны объекта является:

- защита охраняемого объекта от противоправных посягательств, в том числе террористического характера;
- охрана имущества, оборудования, иных материальных ценностей расположенных на охраняемом объекте;
- предотвращение проникновения на охраняемый объект МН посторонних лиц;
- эксплуатационное обслуживание инженерно-технических средств охраны в целях поддержания их в рабочем состоянии.

57.3 Комплекс инженерных средств охраны обеспечивает выполнение следующих функций:

- обозначение границ охраняемых зон;
- создание препятствий на пути нарушителя с целью задержки (замедления) его продвижения на объект;
- создание благоприятных условий для решения служебных задач подразделениями охраны.

В состав комплекса инженерных средств охраны объекта должны входить следующие составные части:

- ограждение периметра и запретной зоны;
- инженерные заграждения;
- предупредительные знаки.

Основное ограждение исключает случайный проход людей (животных) и затрудняет проникновение нарушителя на охраняемую территорию. Ограждение изготавливается из стальной сварной оцинкованной сетки с квадратными ячейками 50x50 мм диаметром проволоки 5 мм в обрамлении из уголка 50x50x5 мм по ГОСТ 8509-93. Высота ограждения составляет не менее 2,5 м. По полотну ограждения устраивается рубеж обнаружения с использованием вибрационного извещателя.

Основное ограждение оборудуется верхним дополнительным ограждением из объемной спирали АКЛ 500. Нижнее дополнительное ограждение для защиты от подкопа изготавливается из б/у трубы диаметром 530 мм.

В ограждении площадок устраиваются калитки с замковым устройством.

Узел запорной арматуры оснащается комплексом технических средств охраны, предназначенным для создания необходимых условий подразделениям охраны для выполнения служебных задач по охране и обороне объектов МН от преступных посягательств.

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №	
		Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**58 ПЕРЕЧЕНЬ ССЫЛОЧНЫХ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ**

Обозначение нормативного документа	Наименование нормативного документа
Федеральный закон РФ от 21.07.1997г. № 116-ФЗ	О промышленной безопасности опасных производственных объектов
Постановление Правительства Российской Федерации от 19 сентября 2015 г. № 993	Об утверждении требований к обеспечению безопасности линейных объектов топливно-энергетического комплекса
Федеральный закон от 21.07.2011 № 256-ФЗ	«О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса»
Приказ 520 от 06.11.2013	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов"
Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ	Технический регламент о безопасности зданий и сооружений
СП 132.13330.2011. Свод правил	Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования
Специальные технические условия	Специальные технические условия на проектирование и строительство объекта «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км.148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция», выданным АО «Черномортранснефть»
Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 г. №87	О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию
ГОСТ 25100-2011	Грунты. Классификация
ГОСТ 20522-2012	Грунты. Методы статистической обработки результатов испытаний
ГОСТ Р 51164-98	Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии
ГОСТ 19903-2015	Прокат листовой горячекатаный. Сортамент
ГОСТ 8240-97	Швеллеры стальные горячекатаные. Сортамент
ГОСТ 15150-69	Машины, приборы и другие технические изделия исполнения для различных климатических районов.

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19	Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1	Лист
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19		
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата		
							100

Обозначение нормативного документа	Наименование нормативного документа
	Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды
ГОСТ 30852.9-2002	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон
ГОСТ 30336-95	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к импульсному магнитному полю. Технические требования и методы испытаний
ГОСТ 31565-2012	Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности
ГОСТ 30804.4.2-2013	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний
ГОСТ 30804.4.3-2013	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю. Требования и методы испытаний
ГОСТ 30804.4.4-2013	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний
ГОСТ Р 51317.4.5-99	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии. Требования и методы испытаний
ГОСТ Р 51317.4.14-2000	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к колебаниям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний
СНиП 12-04-2002	Безопасность труда в строительстве. Ч.2 Строительное производство
СП 45.13330.2012	Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87
СП 77.13330.2016	Системы автоматизации
СП 22.13330.2011	Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83*
СП 14.13330.2014	Строительство в сейсмических районах.
СП 36.13330.2012	Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*

Инв. № подл.	209388
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Обозначение нормативного документа	Наименование нормативного документа
СП 86.13330.2014	Магистральные трубопроводы. СНиП III-42-80*
ВСН 012-88	Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть 1 Часть 2. Формы документации и правила ее оформления в процессе сдачи-приемки
ВСН 010-88	Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы
ВСН 014-89	Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды
ВСН 004-88	Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация
РД-23.040.00-КТН-084-18	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть магистрального трубопровода. Нормы проектирования
РД-25.160.00-КТН-037-14	Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов
РД-93.010.00-КТН-011-15	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Строительно-монтажные работы, выполняемые на линейной части магистральных трубопроводов
РД-75.200.00-КТН-012-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Переходы магистральных трубопроводов через водные преграды. Нормы проектирования
РД-25.160.10-КТН-016-15	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов
РД-23.040.00-КТН-064-18	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистральных трубопроводов. Требования к организации и выполнению работ
РД-23.040.00-КТН-201-17	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций

Инв. № подл.	209388
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Обозначение нормативного документа	Наименование нормативного документа
РД-01.120.00-КТН-186-16	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Типовые цветовые решения для объектов и оборудования магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
РД-91.200.00-КТН-044-11	Регламент применения балластирующих устройств при проектировании и строительстве магистральных трубопроводов
РД-91.020.00-КТН-042-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Инженерные изыскания для строительства магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
РД-91.020.00-КТН-259-10	Нормы и правила проектирования заземляющих устройств объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов организаций системы ПАО "Транснефть"
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-91.020.00-КТН-170-17	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Электрохимическая защита объектов магистрального трубопровода. Нормы проектирования
РД-11-06-2007	Методические рекомендации о порядке разработки проектов производства работ грузоподъемными машинами и технологических карт погрузочно-разгрузочных работ
РД-91.200.00-КТН-198-12	Строительство переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через автомобильные и железные дороги бестраншейными методами
РД-75.180.00-КТН-209-10	Инструкция по монтажу и испытанию штамповарных тройников с фланцами и герметизирующими пробками вантузов с PN до 12,5 МПа
РД-75.180.00-КТН-155-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Методика расчета объемов и времени освобождения от нефти и нефтепродуктов участков магистральных трубопроводов для проведения плановых работ

Инва. № подл.	209388
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Обозначение нормативного документа	Наименование нормативного документа
РД 153-39.4-113-01	Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов
РД-13.020.00-КТН-110-13	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Защитные сооружения линейной части магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов от разливов нефти и нефтепродуктов
РД-29.240.00-КТН-163-16	Порядок организации работ по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту вдольтрассовых линий электропередачи и средств электрохимической защиты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
РД-03.120.10-КТН-007-16	Положение об аттестации сварочного производства на объектах ПАО "Транснефть"
РД 03-613-03	Порядок применения сварочных материалов при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов
РД 03-614-03	Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов
РД-13.100.00-КТН-160-17	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Система управления промышленной безопасностью ПАО "Транснефть"
РД-13.100.00-КТН-048-15	Система управления охраной труда
РД-35.240.50-КТН-109-17	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов. Основные положения
РД-91.120.40-КТН-240-16	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Система защиты от молнии. Нормы проектирования
ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 Изм. 1, 2, 3, 4, 5	Трубы нефтепроводные большого диаметра. Общие технические требования
ОТТ-25.220.60-КТН-103-15	Заводское полиэтиленовое покрытие труб. Общие технические требования

Изм. № подл.	209388
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Обозначение нормативного документа	Наименование нормативного документа
ОТТ-23.040.00-КТН-236-10	Трубы стальные электросварные для изготовления защитных футляров (кожухов). Общие технические требования
ОТТ-23.060.30-КТН-108-15	Задвижки шиберные для магистральных нефтепроводов и нефтеперекачивающих станций ПАО "Транснефть". Общие технические требования
ОТТ-75.180.00-КТН-066-17	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Электроприводы для запорной арматуры. Общие технические требования
ОТТ-25.220.01-КТН-113-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионное покрытие для защиты подземных трубопроводов и оборудования. Общие технические требования
ОТТ-29.100.99-КТН-170-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Устройства катодной защиты высоковольтные и низковольтные. Общие технические требования
ОТТ-25.220.01-КТН-200-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионное покрытие сварных стыков трубопроводов. Общие технические требования
ОТТ-25.160.00-КТН-068-10 Изм. 1	Технические решения по приварке к нефтепроводу и нефтепродуктопроводу вантузов, патрубков для приборов КИП, бобышек и термокарманов, катодных выводов для монтажа кабелей ЭХЗ. Общие технические требования
РД-25.220.01-КТН-212-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионная защита сварных стыков трубопроводов. Требования к нанесению
ОТТ-23.040.00-КТН-105-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Соединительные детали диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования
ОТТ-23.040.00-КТН-164-12	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Колодцы для трубопроводов. Общие технические требования
ОТТ-23.040.01-КТН-219-16	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Вантузы для магистральных трубопроводов. Общие технические требования

Инв. № подл.	209388
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Обозначение нормативного документа	Наименование нормативного документа
ОТТ-23.040.00-КТН-199-12	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Колодцы для подземного укрытия вантузов. Общие технические требования
РД-75.180.00-КТН-155-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Методика расчета объемов и времени освобождения от нефти и нефтепродуктов участков магистральных трубопроводов для проведения плановых работ
ПУЭ 6, 7-е изд.	Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Выпуск 1. Раздел 6, 7. Главы 7.1, 7.2. Минэнерго РФ

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1



**Приложение А**  
**(справочное)**  
**Расчет на прочность**  
**Расчет толщины стенки для трубы категории В**

Расчет толщины стенки трубопровода согласно СП 36.13330.2012  
 (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*)

**Исходные данные:**

- $P := 4.33$  МПа рабочее (максимальное) давление
- $D_H := 0.72$  м наружный диаметр нефтепровода
- $R_{H1} := 550$  МПа минимальное значение предела прочности металла трубы
- $R_{H2} := 410$  МПа минимальное значение предела текучести металла трубы
- $m := 0.66$  коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по табл. 1 СП 36.13330.2012
- $k_1 := 1.4$  коэффициент надежности по материалу, принимаемый по табл. 10 СП 36.13330.2012
- $k_2 := 1.15$  коэффициент надежности по материалу, принимаемый по табл. 11 СП 36.13330.2012;
- $k_H := 1.1$  коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по табл. 12 СП 36.13330.2012
- $n := 1.15$  коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему рабочему давлению в трубопроводе), принимаемый по табл. 14 СП 36.13330.2012
- $g := 9.81$  м/с<sup>2</sup> ускорение свободного падения
- $E_0 := 206000$  МПа модуль упругости стали
- $\alpha := 0.000012$  1/град коэффициент линейного расширения стали
- $\mu_0 := 0.3$  коэффициент поперечной деформации Пуассона в упругой стадии работы металла
- $t_I := -25.6$  °C Средний из абсолютных минимумов температура воздуха
- $t_{VII} := 41.3$  °C Средний из абсолютных максимумов температура воздуха
- $t_{min} := 8.0$  °C min температура стенки трубопровода при эксплуатации по данным ТЗ на проектирование
- $t_{max} := 24.6$  °C max температура стенки трубопровода при эксплуатации по данным ТЗ на проектирование

**Расчет:**

Температурный перепад при замыкании трубопровода в холодное время года

$$\Delta t_x := t_{max} - t_I \quad \Delta t_x = 50.2$$

Температурный перепад при замыкании трубопровода в теплое время года

$$\Delta t_T := t_{min} - t_{VII} \quad \Delta t_T = -33.3$$

Для дальнейших расчетов принимаем температурный перепад  $\Delta t := 40$  °C

Минимальная и максимальная температура при которой фиксируется расчетная схема (захлесты):

$$t_{фикс. min.} := t_{max} - \Delta t \quad t_{фикс. min.} = -15.4 \text{ °C}$$

$$t_{фикс. max.} := \Delta t - t_{min} \quad t_{фикс. max.} = 32 \text{ °C}$$

Взам. инв. №	209388
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

2	-	Зам.	3590-19	01.10.19
1	-	Зам.	2257-19	02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.
				Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла трубы определяется по формуле:

$$R_1 := \frac{m \cdot R_{H1}}{k_1 \cdot k_H} \quad R_1 = 235.71 \text{ МПа}$$

$$R_2 := \frac{m \cdot R_{H2}}{k_2 \cdot k_H} \quad R_2 = 213.91 \text{ МПа}$$

Расчетная толщина стенки трубопровода определяется по формуле:

$$\delta := \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)} \quad \delta = 7.45 \times 10^{-3} \text{ м}$$

Принимаем значение толщины стенки  $\delta_H := 0.013 \text{ м}$

**Проверки**

1. Толщина стенки должна удовлетворять условию, чтобы величина давления, определяемого по 17.1.13 СП 36.13330.2012, была не менее величины рабочего (нормативного) давления

Минимальная толщина стенки с учетом минусового допуска определяется по формуле (Величина минусового допуска на толщину стенки труб из стали контролируемой прокатки не должна превышать 5 %, и быть не более 0,8 мм)

$$\delta_{\text{мин}} := \delta_H \cdot 0.95 \quad \delta_{\text{мин}} = 12.35 \times 10^{-3} \text{ м}$$

Величина давления испытания

$$P_{\text{и}} := \frac{2 \cdot \delta_{\text{мин}} \cdot 0.95 R_{H2}}{(D_H - 2 \cdot \delta_{\text{мин}})} \quad P_{\text{и}} = 13.84 \text{ МПа}$$

$$P = 4.33 \text{ МПа} < P_{\text{и}} = 13.84 \text{ МПа}$$

Проверка выполняется

2. По минимальной толщине:

2.1 Отношение наружного диаметра труб к номинальной толщине стенки не должно превышать 100.

2.2 Номинальная толщина стенки для труб диаметром 1020 мм и более должна приниматься не менее 12 мм.

а)  $\frac{D_H}{\delta_{\text{мин}}} = 58.3 < 100$  Проверка выполняется

б)  $\delta_H = 0.013 \text{ м} > 12 \text{ мм}$  Проверка не требуется для диаметра 720 мм

3. Несущая способность каждой секции труб (максимально допустимое избыточное давление в секции трубопровода, определенное расчетом при номинальной толщине стенки) согласно п.6.11.22 РД-24.040.00-КТН-062-14 определяется по формуле:

$$P_{\delta} := \frac{2 \cdot \delta_H \cdot R_1}{n \cdot (D_H - 2 \cdot \delta_H)} \quad P_{\delta} = 7.679 \text{ МПа}$$

$$P_{\delta} = 7.68 \text{ МПа} > P = 4.33 \text{ МПа} \text{ Проверка выполняется}$$

Инва. № подл.	209388	Взам. инв. №	
		Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

**Проверка подземного трубопровода на недопустимые пластические деформации**

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

1.  $|\sigma_{н.пр}| \leq \psi_1 \cdot \frac{m}{0.9 \cdot k_H} \cdot R_{H2}$
2.  $\sigma_{н.кц} \leq \frac{m}{0.9 \cdot k_H} \cdot R_{H2}$

Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления определяются по формуле:

$$\sigma_{н.кц} := \frac{P \cdot (D_H - 2 \cdot \delta_H)}{2 \cdot \delta_H} \quad \sigma_{н.кц} = 115.58 \text{ МПа}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ( $\sigma_{н.пр} > 0$ ) принимаемый равным единице, при сжимающих ( $\sigma_{н.пр} < 0$ ) определяемый по формуле

$$\psi_1 := \sqrt{1 - 0.75 \cdot \left( \frac{\sigma_{н.кц}}{\frac{m}{0.9 \cdot k_H} \cdot R_{H2}} \right)^2} - 0.5 \cdot \frac{\sigma_{н.кц}}{\frac{m}{0.9 \cdot k_H} \cdot R_{H2}} \quad \psi_1 = 0.719$$

Минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода определяется:

$$\rho := \frac{E_0 \cdot D_H}{2 \cdot \left( \psi_1 \cdot \frac{m}{0.9 \cdot k_H} \cdot R_{H2} + \mu_0 \cdot \sigma_{н.кц} - \alpha \cdot E_0 \cdot \Delta t \right)} \quad \rho = 560 \text{ м}$$

Принимаем для дальнейших расчетов минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода

$$\rho_{пр} := 1600 \text{ м}$$

*Определение переменных параметров - модуля Юнга и коэффициента Пуассона*

Промежуточное значение продольного осевого напряжения от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{н.пр} := \mu_0 \cdot \sigma_{н.кц} - \alpha \cdot E_0 \cdot \Delta t - \frac{E_0 \cdot D_H}{2 \cdot \rho} \quad \sigma_{н.пр} = -110.6 \text{ МПа}$$

Интенсивность напряжений определена по формуле:

$$\sigma_i := \sqrt{\sigma_{н.кц}^2 - \sigma_{н.пр} \cdot \sigma_{н.кц} + \sigma_{н.пр}^2} \quad \sigma_i = 195.85 \text{ МПа}$$

Значение деформаций (в соответствии с нормированной диаграммой растяжения):

$$\varepsilon_{пр} := 0.000951$$

Интенсивность деформаций от интенсивности напряжений определена по формуле:

$$\varepsilon_i := \varepsilon - \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \sigma_i \quad \varepsilon_i = 0.000824$$

Переменный параметр упругости (модуль Юнга) определяется по формуле:

$$E := \frac{\frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1 + \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}} \quad E = 205945.5 \text{ МПа}$$

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №	
		Подп. и дата	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона):

$$\mu := \frac{\frac{1}{2} - \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\epsilon_i}}{1 + \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\epsilon_i}} \quad \mu = 0.3$$

Максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в нефтепроводе от нормативных нагрузок и воздействий, определяемые по формуле:

$$\sigma_{н.пр.раст.} := \mu \cdot \sigma_{н.кц} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t + \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho} \quad \sigma_{н.пр.раст.} = -17.8 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{н.пр.сжим.} := \mu \cdot \sigma_{н.кц} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t - \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho} \quad \sigma_{н.пр.сжим.} = -110.5 \text{ МПа}$$

Выполним проверку по заданным выше условиям:

$$1. \quad |\sigma_{н.пр.раст.}| = 17.8 \text{ МПа} < \frac{m}{0.9 \cdot k_H} \cdot R_{H2} = 273.3 \text{ МПа}$$

$$|\sigma_{н.пр.сжим.}| = 110.5 \text{ МПа} < \psi_1 \cdot \frac{m}{0.9 \cdot k_H} \cdot R_{H2} = 196.6 \text{ МПа}$$

Проверка выполняется

$$2. \quad \sigma_{н.кц} = 115.6 \text{ МПа} < \frac{m}{0.9 \cdot k_H} \cdot R_{H2} = 273.3 \text{ МПа}$$

Проверка выполняется

Согласно п. 5.5 СП 36 .133330.2012 уровень кольцевых напряжений в трубопроводе, уложенного в городской черте, не должен превышать 30 % нормативного предела текучести металла труб

$$3. \quad \sigma_{н.кц} = 115.6 \text{ МПа} < R_{H2} \cdot 0.3 = 123 \text{ МПа}$$

Проверка выполняется

Инв. № подл. 209388	Взам. инв. №	
	Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**Проверка подземного или наземного (в насыпи) трубопровода на недопустимые пластические деформации с учетом сейсмических воздействий**

**Исходные данные:**

- $k_0 := 1.5$  коэффициент, учитывающий степень ответственности трубопровода, по табл.17 СП 36.13330.2012
- $k_{\text{повт}} := 1.0$  коэффициент повторяемости землетрясений, по табл. 18 СП 36.13330.2012
- $a_c := 400 \text{ см/с}^2$  сейсмическое ускорение, определяемое по данным сейсмического районирования, с учетом п.12.7.2 СП 36.13330.2012
- $T_0 := 0.7 \text{ с}$  преобладающий период сейсмических колебаний грунтового массива, определяемый инженерными изысканиями
- $c_p := 0.668 \cdot 10^5 \text{ см/с}$  скорость распространения продольных сейсмических волн вдоль оси трубопровода, определяемая при инженерных изысканиях. На стадии ПД допускается принимать в соответствии с табл.16 СП 36.13330.2012
- $m_0 := 0.6$  коэффициент защемления в грунте трубопровода, определяемый при инженерных изысканиях. На стадии ПД допускается принимать в соответствии с табл.16 СП 36.13330.2012

Напряжения в прямолинейных подземных или наземных (в насыпях) трубопроводах от действия сейсмических сил, направленных вдоль продольной оси трубопровода определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{н.пр.сейсм.}} := \frac{0.04 \cdot m_0 \cdot k_0 \cdot k_{\text{повт}} \cdot a_c \cdot E_0 \cdot T_0 \cdot 1.5}{c_p} \quad \sigma_{\text{н.пр.сейсм.}} = 46.628 \text{ МПа}$$

*Определение переменных параметров - модуля Юнга и коэффициента Пуассона*

Промежуточное значение продольного осевого напряжения от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{\text{н.пр.}} := \mu_0 \cdot \sigma_{\text{н.кц}} - \alpha \cdot E_0 \cdot \Delta t - \frac{E_0 \cdot D_H}{2 \cdot r} - \sigma_{\text{н.пр.сейсм.}} \quad \sigma_{\text{н.пр.}} = -157.2 \text{ МПа}$$

Интенсивность напряжений определена по формуле:

$$\sigma_{\text{н.пр.}} := \sqrt{\sigma_{\text{н.кц}}^2 - \sigma_{\text{н.пр.}} \cdot \sigma_{\text{н.кц}} + \sigma_{\text{н.пр.}}^2} \quad \sigma_i = 237.13 \text{ МПа}$$

Значение деформаций (в соответствии с нормированной диаграммой растяжения):

$$\varepsilon_{\text{н.пр.}} := 0.001151$$

Интенсивность деформаций от интенсивности напряжений определена по формуле:

$$\varepsilon_{\text{н.пр.}} := \varepsilon - \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \sigma_i \quad \varepsilon_i = 0.000998$$

Переменный параметр упругости (модуль Юнга) определяется по формуле:

$$E_{\text{н.пр.}} := \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i} \cdot \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{1 + \frac{3 \cdot E_0}{\sigma_i} \cdot \varepsilon_i} \quad E = 206023.5 \text{ МПа}$$

Переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона):

$$\mu_{\text{н.пр.}} := \frac{\frac{1}{2} - \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1 + \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}} \quad \mu = 0.3$$

Инв. № подл.	Взам. инв. №	
	209388	
Изм.	Подп. и дата	
	1	
Лист	Дата	
№ док.	Подп.	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в нефтепроводе от нормативных нагрузок и воздействий, определяемые по формуле:

$$\sigma_{н.пр.раст.} := \mu \cdot \sigma_{н.кц} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t + \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho} + \sigma_{н.пр.сейсм.} \quad \sigma_{н.пр.раст.} = 28.8 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{н.пр.сжим.} := \mu \cdot \sigma_{н.кц} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t - \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho} - \sigma_{н.пр.сейсм.} \quad \sigma_{н.пр.сжим.} = -157.2 \text{ МПа}$$

Выполним проверку по заданным выше условиям:

$$1. \quad |\sigma_{н.пр.раст.}| = 28.8 \text{ МПа} < \frac{m}{0.9 \cdot k_H} \cdot R_{H2} = 300.7 \text{ МПа}$$

$$|\sigma_{н.пр.сжим.}| = 157.2 \text{ МПа} < \psi_1 \cdot \frac{m}{0.9 \cdot k_H} \cdot R_{H2} = 216.2 \text{ МПа}$$

Проверка выполняется

$$2. \quad \sigma_{н.кц} = 115.6 \text{ МПа} < \frac{m}{0.9 \cdot k_H} \cdot R_{H2} = 300.7 \text{ МПа}$$

Проверка выполняется

### Вывод

Расчёт показал возможность применения трубы 720 по **ОТТ-23.040.00-КТН-135-15** с толщиной стенки 13 мм и прокладкой трубопровода радиусом упругого изгиба не менее 1300 м при выполнении фиксации расчетной схемы в температурном диапазоне от минус 15,4 °С до плюс 32 °С.

Инв. № подл. 209388	Взам. инв. №	
	Подп. и дата	
	Изм. Кол.уч Лист	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

## Расчет толщины стенки для трубы категории I, II.

Расчет толщины стенки трубопровода согласно СП 36.13330.2012  
(актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*)

**Исходные данные:**

- P := 4.33 МПа рабочее (максимальное) давление
- D<sub>н</sub> := 0.72 м наружный диаметр нефтепровода
- R<sub>н1</sub> := 550 МПа минимальное значение предела прочности металла трубы
- R<sub>н2</sub> := 410 МПа минимальное значение предела текучести металла трубы
- m := 0.825 коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по табл.1 СП 36.13330.2012
- k<sub>1</sub> := 1.4 коэффициент надежности по материалу, принимаемый по табл.10 СП 36.13330.2012
- k<sub>2</sub> := 1.15 коэффициент надежности по материалу, принимаемый по табл. 11 СП 36.13330.2012;
- k<sub>н</sub> := 1.1 коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по табл. 12 СП 36.13330.2012
- n := 1.15 коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему рабочему давлению в трубопроводе), принимаемый по табл. 14 СП 36.13330.2012
- g := 9.81 м/с<sup>2</sup> ускорение свободного падения
- E<sub>0</sub> := 206000 МПа модуль упругости стали
- α := 0.000012 1/град коэффициент линейного расширения стали
- μ<sub>0</sub> := 0.3 коэффициент поперечной деформации Пуассона в упругой стадии работы металла
- t<sub>1</sub> := -25.6 °C Средний из абсолютных минимумов температура воздуха
- t<sub>VII</sub> := 41.3 °C Средний из абсолютных максимумов температура воздуха
- t<sub>min</sub> := 8.0 °C min температура стенки трубопровода при эксплуатации по данным ТЗ на проектирование
- t<sub>max</sub> := 24.6 °C max температура стенки трубопровода при эксплуатации по данным ТЗ на проектирование

**Расчет:**

Температурный перепад при замыкании трубопровода в холодное время года

$$\Delta t_x := t_{max} - t_1 \quad \Delta t_x = 50.2$$

Температурный перепад при замыкании трубопровода в теплое время года

$$\Delta t_T := t_{min} - t_{VII} \quad \Delta t_T = -33.3$$

Для дальнейших расчетов принимаем температурный перепад  $\Delta t := 40 \text{ } ^\circ\text{C}$

Минимальная и максимальная температура при которой фиксируется расчетная схема (захлесты):

$$t_{\text{фикс. min.}} := t_{max} - \Delta t \quad t_{\text{фикс. min.}} = -15.4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$t_{\text{фикс. max.}} := \Delta t - t_{min} \quad t_{\text{фикс. max.}} = 32 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209388

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла трубы определяется по формуле:

$$R_1 := \frac{m \cdot R_{H1}}{k_1 \cdot k_H} \quad R_1 = 294.64 \text{ МПа}$$

$$R_2 := \frac{m \cdot R_{H2}}{k_2 \cdot k_H} \quad R_2 = 267.39 \text{ МПа}$$

Расчетная толщина стенки трубопровода определяется по формуле:

$$\delta := \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)} \quad \delta = 5.98 \times 10^{-3} \text{ м}$$

Принимаем значение толщины стенки  $\delta_H := 0.008 \text{ м}$

**Проверки**

1. Толщина стенки должна удовлетворять условию, чтобы величина давления, определяемого по 17.1.13 СП 36.13330.2012, была не менее величины рабочего (нормативного) давления

Минимальная толщина стенки с учетом минусового допуска определяется по формуле (Величина минусового допуска на толщину стенки труб из стали контролируемой прокатки не должна превышать 5 %, и быть не более 0,8 мм)

$$\delta_{\text{мин}} := \delta_H \cdot 0.95 \quad \delta_{\text{мин}} = 7.6 \times 10^{-3} \text{ м}$$

Величина давления испытания

$$P_{\text{и}} := \frac{2 \cdot \delta_{\text{мин}} \cdot 0.95 R_{H2}}{(D_H - 2 \cdot \delta_{\text{мин}})} \quad P_{\text{и}} = 8.4 \text{ МПа}$$

$$P = 4.33 \text{ МПа} < P_{\text{и}} = 8.4 \text{ МПа}$$

Проверка выполняется

2. По минимальной толщине:

- 2.1 Отношение наружного диаметра труб к номинальной толщине стенки не должно превышать 100.
- 2.2 Номинальная толщина стенки для труб диаметром 1020 мм и более должна приниматься не менее 12 мм.

а)  $\frac{D_H}{\delta_{\text{мин}}} = 94.74 < 100$  Проверка выполняется

б)  $\delta_H = 8 \times 10^{-3} \text{ м} > 12 \text{ мм}$  Проверка не требуется для диаметра 720 мм

3. Несущая способность каждой секции труб (максимально допустимое избыточное давление в секции трубопровода, определенное расчетом при номинальной толщине стенки) согласно п.6.11.22 РД-24.040.00-КТН-062-14 определяется по формуле:

$$P_{\delta} := \frac{2 \cdot \delta_H \cdot R_1}{n \cdot (D_H - 2 \cdot \delta_H)} \quad P_{\delta} = 5.823 \text{ МПа}$$

$$P_{\delta} = 5.82 \text{ МПа} > P = 4.33 \text{ МПа} \text{ Проверка выполняется}$$

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1



**Проверка подземного трубопровода на недопустимые пластические деформации**

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

1.  $|\sigma_{н.пр}| \leq \psi_1 \cdot \frac{m}{0.9 \cdot k_H} \cdot R_{H2}$
2.  $\sigma_{н.кц} \leq \frac{m}{0.9 \cdot k_H} \cdot R_{H2}$

Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления определяются по формуле:

$$\sigma_{н.кц} := \frac{P \cdot (D_H - 2 \cdot \delta_H)}{2 \cdot \delta_H} \quad \sigma_{н.кц} = 190.52 \text{ МПа}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ( $\sigma_{н.пр} > 0$ ) принимаемый равным единице, при сжимающих ( $\sigma_{н.пр} < 0$ ) определяемый по формуле

$$\psi_1 := \sqrt{1 - 0.75 \cdot \left( \frac{\sigma_{н.кц}}{\frac{m}{0.9 \cdot k_H} \cdot R_{H2}} \right)^2} - 0.5 \cdot \frac{\sigma_{н.кц}}{\frac{m}{0.9 \cdot k_H} \cdot R_{H2}} \quad \psi_1 = 0.597$$

Минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода определяется:

$$\rho := \frac{E_0 \cdot D_H}{2 \cdot \left( \psi_1 \cdot \frac{m}{0.9 \cdot k_H} \cdot R_{H2} + \mu_0 \cdot \sigma_{н.кц} - \alpha \cdot E_0 \cdot \Delta t \right)} \quad \rho = 457 \text{ м}$$

Принимаем для дальнейших расчетов минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода

$$\rho_{\text{пр}} := 700 \text{ м}$$

*Определение переменных параметров - модуля Юнга и коэффициента Пуассона*

Промежуточное значение продольного осевого напряжения от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{н.пр} := \mu_0 \cdot \sigma_{н.кц} - \alpha \cdot E_0 \cdot \Delta t - \frac{E_0 \cdot D_H}{2 \cdot \rho} \quad \sigma_{н.пр} = -147.7 \text{ МПа}$$

Интенсивность напряжений определена по формуле:

$$\sigma_i := \sqrt{\sigma_{н.кц}^2 - \sigma_{н.пр} \cdot \sigma_{н.кц} + \sigma_{н.пр}^2} \quad \sigma_i = 293.66 \text{ МПа}$$

Значение деформаций (в соответствии с нормированной диаграммой растяжения):

$$\varepsilon_{\text{пр}} := 0.001436$$

Интенсивность деформаций от интенсивности напряжений определена по формуле:

$$\varepsilon_i := \varepsilon - \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \sigma_i \quad \varepsilon_i = 0.001246$$

Переменный параметр упругости (модуль Юнга) определяется по формуле:

$$E := \frac{\frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1 + \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}} \quad E = 204499.4 \text{ МПа}$$

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №	
		Подп. и дата	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона):

$$\mu := \frac{\frac{1}{2} - \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\epsilon_i}}{1 + \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\epsilon_i}} \quad \mu = 0.301$$

Максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в нефтепроводе от нормативных нагрузок и воздействий, определяемые по формуле:

$$\sigma_{н.пр.раст.} := \mu \cdot \sigma_{н.кц} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t + \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho} \quad \sigma_{н.пр.раст.} = 64.4 \quad \text{МПа}$$

$$\sigma_{н.пр.сжим.} := \mu \cdot \sigma_{н.кц} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t - \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho} \quad \sigma_{н.пр.сжим.} = -145.9 \quad \text{МПа}$$

Выполним проверку по заданным выше условиям:

$$1. \quad |\sigma_{н.пр.раст.}| = 64.4 \quad \text{МПа} < \frac{m}{0.9 \cdot k_H} \cdot R_{H2} = 341.7 \quad \text{МПа}$$

$$|\sigma_{н.пр.сжим.}| = 145.9 \quad \text{МПа} < \psi_1 \cdot \frac{m}{0.9 \cdot k_H} \cdot R_{H2} = 203.9 \quad \text{МПа}$$

Проверка выполняется

$$2. \quad \sigma_{н.кц} = 190.5 \quad \text{МПа} < \frac{m}{0.9 \cdot k_H} \cdot R_{H2} = 341.7 \quad \text{МПа}$$

Проверка выполняется

Инв. № подл. 209388	Взам. инв. №	
	Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**Проверка подземного или наземного (в насыпи) трубопровода на недопустимые пластические деформации с учетом сейсмических воздействий**

**Исходные данные:**

- $k_0 := 1.5$  коэффициент, учитывающий степень ответственности трубопровода, по табл.17 СП 36.13330.2012
- $k_{\text{м.к.}} := 1.0$  коэффициент повторяемости землетрясений, по табл. 18 СП 36.13330.2012
- $a_c := 400 \text{ см/с}^2$  сейсмическое ускорение, определяемое по данным сейсмического районирования, с учетом п.12.7.2 СП 36.13330.2012
- $T_0 := 0.7 \text{ с}$  преобладающий период сейсмических колебаний грунтового массива, определяемый инженерными изысканиями
- $c_p := 0.3 \cdot 10^5 \text{ см/с}$  скорость распространения продольных сейсмических волн вдоль оси трубопровода, определяемая при инженерных изысканиях. На стадии ПД допускается принимать в соответствии с табл.16 СП 36.13330.2012
- $m_0 := 0.6$  коэффициент заземления в грунте трубопровода, определяемый при инженерных изысканиях. На стадии ПД допускается принимать в соответствии с табл.16 СП 36.13330.2012

Напряжения в прямолинейных подземных или наземных (в насыпях) трубопроводах от действия сейсмических сил, направленных вдоль продольной оси трубопровода определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{н.пр.сейсм.}} := \frac{0.04 \cdot m_0 \cdot k_0 \cdot k_{\text{м.к.}} \cdot a_c \cdot E_0 \cdot T_0 \cdot 1.5}{c_p} \quad \sigma_{\text{н.пр.сейсм.}} = 103.824 \text{ МПа}$$

*Определение переменных параметров - модуля Юнга и коэффициента Пуассона*

Промежуточное значение продольного осевого напряжения от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{\text{н.др.}} := \mu_0 \cdot \sigma_{\text{н.кц}} - \alpha \cdot E_0 \cdot \Delta t - \frac{E_0 \cdot D_H}{2 \cdot \rho} - \sigma_{\text{н.пр.сейсм.}} \quad \sigma_{\text{н.пр.}} = -251.5 \text{ МПа}$$

Интенсивность напряжений определена по формуле:

$$\sigma_{\text{н.}} := \sqrt{\sigma_{\text{н.кц}}^2 - \sigma_{\text{н.пр.}} \cdot \sigma_{\text{н.кц}} + \sigma_{\text{н.пр.}}^2} \quad \sigma_i = 384 \text{ МПа}$$

Значение деформаций (в соответствии с нормированной диаграммой растяжения):

$$\varepsilon_{\text{н.}} := 0.002688$$

Интенсивность деформаций от интенсивности напряжений определена по формуле:

$$\varepsilon_i := \varepsilon - \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \sigma_i \quad \varepsilon_i = 0.002439$$

Переменный параметр упругости (модуль Юнга) определяется по формуле:

$$E_{\text{н.}} := \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i} \cdot \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{1 + \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}} \quad E = 142858.9 \text{ МПа}$$

Переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона):

$$\mu_{\text{н.}} := \frac{\frac{1}{2} - \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1 + \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}} \quad \mu = 0.361$$

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №
		Подп. и дата
Изм.	Кол.уч	Лист

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в нефтепроводе от нормативных нагрузок и воздействий, определяемые по формуле:

$$\sigma_{н.пр.раст.} = \mu \cdot \sigma_{н.кц} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t + \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho} + \sigma_{н.пр.сейсм.} \quad \sigma_{н.пр.раст.} = 177.6 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{н.пр.сжим.} = \mu \cdot \sigma_{н.кц} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t - \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho} - \sigma_{н.пр.сейсм.} \quad \sigma_{н.пр.сжим.} = -177 \text{ МПа}$$

Выполним проверку по заданным выше условиям:

1.  $|\sigma_{н.пр.раст.}| = 177.6 \text{ МПа} < \frac{m}{0.9 \cdot k_H} \cdot R_{H2} = 375.8 \text{ МПа}$   
 $|\sigma_{н.пр.сжим.}| = 177.0 \text{ МПа} < \psi_1 \cdot \frac{m}{0.9 \cdot k_H} \cdot R_{H2} = 224.3 \text{ МПа}$   
Проверка выполняется
2.  $\sigma_{н.кц} = 190.5 \text{ МПа} < \frac{m}{0.9 \cdot k_H} \cdot R_{H2} = 375.8 \text{ МПа}$   
Проверка выполняется

**Вывод**

Расчёт показал возможность применения трубы 720 по **ОТТ-23.040.00-КТН-135-15** с толщиной стенки 8 мм и прокладкой трубопровода радиусом упругого изгиба не менее 700 м при выполнении фиксации расчетной схемы в температурном диапазоне от минус 15,4 °С до плюс 32 °С.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209388

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**Приложение Б  
(справочное)  
Данные по точкам врезки**

Технические условия АО «Черномортранснефть»	Регистрационный № 2019-04-144	Действительны до 30.04.2019
------------------------------------------------	----------------------------------	--------------------------------

**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**

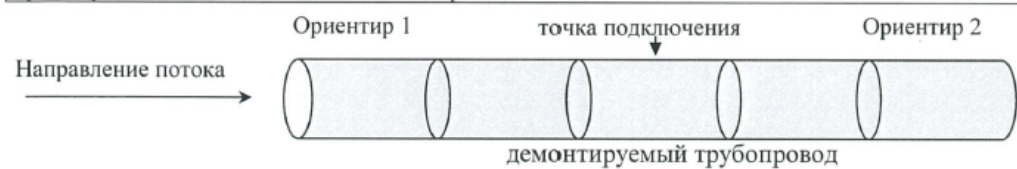
Участок нефтепровода

ОАО	АО «Черномортранснефть»
РНУ	Тихорецкое РУМН
Нефтепровод	Грозный-Баку, Ду 720
Участок (км-км)	км. 201 – км. 144

Технические условия на точки подключения (точка подключения начала заменяемого участка км. 148,98 МН, рабочее и проектное давление: 4,33 МПа)

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
1	2	3	4	5
154470	<b>Маркер № 80 (149 км)</b>	1	+ 651,18	1,1

\* Указывается тип маркера: задвижка, вантуз, километровый знак, маркер ВТД или опоры ВЛ (с указанием километра и технологического номера задвижки, вантуза, маркера ВТД, опоры ВЛ). Ориентир должен быть указан на планах геодезической съемки, выполняемой при инженерных изысканиях.  
 \*\* Указывается номер задвижки, вантуза, маркера ВТД, км. на километровом знаке.  
 \*\*\* Указывается крайний сварной стык, находящийся на отключаемом участке и подлежащий демонтажу (с приложением акта привязки по результатам шурфовки), расстояние от стыка до места реза не менее 100 мм. Расстояние указывается со знаком «+», если точка подключения располагается после ориентира по ходу нефти, или со знаком «-», если точка подключения располагается до ориентира по ходу нефти. Расстояние от ориентира до точки подключения не должно превышать 500 м.



Характеристика трубы с разбивкой по секциям

Номер секции	154450	154460	154470	154480	154490
Длина секции, м	8,81	11,633	11,465	11,577	11,62
Тип трубы (прямошовная, со спиральным швом, бесшовная)	Прям.	Прям.	Прям.	Прям.	Прям.
Толщина стенки, мм	9,6	9,5	9,6	10,1	9,5
Ориентация сварного шва, град	88°	299°	160°	280°	199°
Марка стали трубы	17ГС	17ГС	17ГС	17ГС	17ГС

Начальник ОЭ

 Р.А. Письменский

Главный инженер ТРУМН

 В.Ю. Левичев

Начальник ОЭН ТРУМН

 А.В. Халанский

Взам. инв. №  
Инв. № подл.  
209388  
Подп. и дата

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Технические условия АО «Черномортранснефть»	Регистрационный № 2019-04-144	Действительны до 30.04.2019
------------------------------------------------	----------------------------------	--------------------------------

**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**

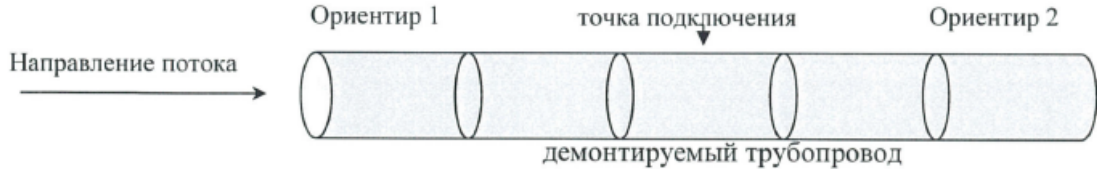
Участок нефтепровода

ОАО	АО «Черномортранснефть»
РНУ	Тихорецкое РУМН
Нефтепровод	Грозный-Баку, Ду 720
Участок (км-км)	км. 201 – км. 144

Технические условия на точки подключения (точка подключения конца заменяемого участка км. 148,01 МН, рабочее и проектное давление: 4,33 МПа)




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
1	2	3	4	5
156030	<b>вантуз (148.023 км)</b>	1	<b>+ 747,30</b>	1,1

\* Указывается тип маркера: задвижка, вантуз, километровый знак, маркер ВТД или опоры ВЛ (с указанием километра и технологического номера задвижки, вантуза, маркера ВТД, опоры ВЛ). Ориентир должен быть указан на планах геодезической съемки, выполняемой при инженерных изысканиях.  
 \*\* Указывается номер задвижки, вантуза, маркера ВТД, км. на километровом знаке.  
 \*\*\* Указывается крайний сварной стык, находящийся на отключаемом участке и подлежащий демонтажу (с приложением акта привязки по результатам шурфовки), расстояние от стыка до места реза не менее 100 м. Расстояние указывается со знаком «+», если точка подключения располагается после ориентира по ходу нефти, или со знаком «-», если точка подключения располагается до ориентира по ходу нефти. Расстояние от ориентира до точки подключения не должно превышать 500 м.



Характеристика трубы с разбивкой по секциям

Номер секции	156010	156020	156030	156040	156050
Длина секции, м	11,788	11,601	11,425	11,471	11,333
Тип трубы (прямошовная, со спиральным швом, бесшовная)	Прям.	Прям.	Прям.	Прям.	Прям.
Толщина стенки, мм	6,8	7,1	7,3	7,4	7,3
Ориентация сварного шва, град	279°	322°	302°	298°	54°
Марка стали трубы	17ГС	17ГС	17ГС	17ГС	17ГС

Начальник ОЭ  Р.А. Письменский  
 Главный инженер ТРУМН  В.Ю. Левичев  
 Начальник ОЭН ТРУМН  А.В. Халанский

Взам. инв. №  
 Подп. и дата  
 Инв. № подл.  
 209388

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

приложение 1.0

**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	МН «Грозный – Баку»
Участок (км-км)	Участок «201 – 144 км»

Технические условия на точки подключения (вантуз до задвижки № 151-1 на 151 км; рабочее и проектное давление: 4,33 МПа)

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
151933	Задвижка	№ 151-1	- 3,00	1,0

\* Указывается тип маркера: задвижка, вантуз, километровый знак, маркер ВТД или опора ВЛ (с указанием километра и технологического номера задвижки, вантуза, маркера ВТД, опоры ВЛ). Ориентир должен быть указан на планах геодезической съемки, выполняемой при инженерных изысканиях.  
 \*\* Указывается номер задвижки, вантуза, маркера ВТД, км. на километровом знаке.  
 \*\*\* Указывается крайний сварной стык, находящийся на отключаемом участке и подлежащий демонтажу (с приложением акта привязки по результатам шурфовки), расстояние от стыка до места реза не менее 100 мм. Расстояние указывается со знаком «+», если точка подключения располагается после ориентира по ходу нефти, или со знаком «-», если точка подключения располагается до ориентира по ходу нефти. Расстояние от ориентира до точки подключения не должно превышать 500м.



Характеристика трубы с разбивкой по секциям

Номер секции	151910	151921	151933	151945	151956
Длина секции, м	7,823	1,029	10,834	0,863	1,578
Тип трубы (прямошовная, со спиральным швом, бесшовная)	Прямошовная	Прямошовная	Прямошовная	Прямошовная	Задвижка
Толщина стенки, мм	9,4	9,8	13,0	12,8	-
Ориентация сварного шва, град	75	286	201	247	-
Марка стали трубы	17Г1С	17Г1С	17Г1С	17Г1С	-

Главный инженер ТРУМН  
 Начальник ОЭН ТРУМН  
 Начальник ОЭ

В.Ю. Левичев  
 А.В. Халанский  
 Д.А. Погодин

**ЗИНОВЬЕВ А.С.**  
 НАЧАЛЬНИК СЭ ЛЧ ОЭ

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209388

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**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	МН «Грозный – Баку»
Участок (км-км)	Участок «201 – 144 км»

Технические условия на точки подключения

(вантуз после задвижки № 151-1 на 151 км; рабочее и проектное давление: 4,33 МПа)

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
151981	Задвижка	№ 151-1	+ 3,00	1,0

\* Указывается тип маркера: задвижка, вантуз, километровый знак, маркер ВТД или опора ВЛ (с указанием километра и технологического номера задвижки, вантуза, маркера ВТД, опоры ВЛ). Ориентир должен быть указан на планах геодезической съемки, выполняемой при инженерных изысканиях.

\*\* Указывается номер задвижки, вантуза, маркера ВТД, км. на километровом знаке.

\*\*\*Указывается крайний сварной стык, находящийся на отключаемом участке и подлежащий демонтажу (с приложением акта привязки по результатам шурфовки), расстояние от стыка до места реза не менее 100 мм. Расстояние указывается со знаком «+», если точка подключения располагается после ориентира по ходу нефти, или со знаком «-», если точка подключения располагается до ориентира по ходу нефти. Расстояние от ориентира до точки подключения не должно превышать 500м.



Характеристика трубы с разбивкой по секциям

Номер секции	151956	151968	151981	151992	152004
Длина секции, м	1,578	0,804	11,392	11,479	11,442
Тип трубы (прямошовная, со спиральным швом, бесшовная)	Задвижка	Прямошовная	Прямошовная	Прямошовная	Прямошовная
Толщина стенки, мм	-	12,7	12,7	12,1	12,8
Ориентация сварного шва, град	-	247	153	172	46
Марка стали трубы	-	17Г1С	17Г1С	17Г1С	17Г1С

Главный инженер ТРУМН

В.Ю. Левичев

Начальник ОЭН ТРУМН

А.В. Халанский

Начальник ОЭ

Д.А. Погодин



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209388

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1



**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	МН «Грозный – Баку»
Участок (км-км)	Участок «201 – 144 км»

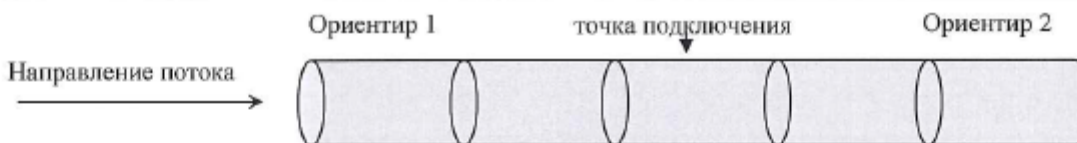
Технические условия на точки подключения  
(вантуз № 146-1 на 146 км; рабочее и проектное давление: 4,33 МПа)

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
157130	маркер	№ 86 (145 км)	+ 643,82	1,0

\* Указывается тип маркера: задвижка, вантуз, километровый знак, маркер ВТД или опора ВЛ (с указанием километра и технологического номера задвижки, вантуза, маркера ВТД, опоры ВЛ). Ориентир должен быть указан на планах геодезической съемки, выполняемой при инженерных изысканиях.

\*\* Указывается номер задвижки, вантуза, маркера ВТД, км. на километровом знаке.

\*\*\*Указывается крайний сварной стык, находящийся на отключаемом участке и подлежащий демонтажу (с приложением акта привязки по результатам шурфовки), расстояние от стыка до места реза не менее 100 мм. Расстояние указывается со знаком «+», если точка подключения располагается после ориентира по ходу нефти, или со знаком «-», если точка подключения располагается до ориентира по ходу нефти. Расстояние от ориентира до точки подключения не должно превышать 500м.



Характеристика трубы с разбивкой по секциям

Номер секции	157113	157120	157130	157140	157150
Длина секции, м	11,346	2,438	11,469	4,273	11,760
Тип трубы (прямошовная, со спиральным швом, бесшовная)	Прямошовная	Прямошовная	Прямошовная	Прямошовная	Прямошовная
Толщина стенки, мм	7,1	7,1	10,4	7,2	7,1
Ориентация сварного шва, град	303	342	287	208	349
Марка стали трубы	17ГС	17ГС	17ГС	17ГС	17ГС

Главный инженер ТРУМН  
Начальник ОЭН ТРУМН  
Начальник ОЭ

В.Ю. Левичев  
 А.В. Халанский  
 Д.А. Погодин

**ЗИНОВЬЕВ А.С.**  
**НАЧАЛЬНИК СЭ ЛЧ ОЭ**

Инд. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Приложение В  
(справочное)  
**Дополнительные исходные данные Заказчика**

19 октября 2016 г. № 85869



**ЧЕРНОМОРТРАНСНЕФТЬ**

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«ЧЕРНОМОРСКИЕ МАГИСТРАЛЬНЫЕ НЕФТЕПРОВОДЫ»

Шесхарис, г. Новороссийск, Краснодарский край, Россия, 353911; тел.: (8617) 60-34-51, факс: (8617) 64-55-81,  
e-mail: chtrn@nvr.transneft.ru; ОКПО 00139011, ОГРН 1022302384136, ИНН/КПП 2315072242/230750001

19.10.2016 № ЧТН-01-28-05/37540  
Заместителю директора филиала  
по производству  
Филиала «Краснодаргипротрубопровод»  
Р.Р. Апанаеву

О направлении исходных данных

Уважаемый Равиль Равильевич!

В ответ на письмо от 03.10.2016 № ГТП-160-360-03/95646 направляем Вам запрашиваемые исходные данные по объекту проектирования «МН Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция»:

- схема опорожнения от нефти для выполнения работ по вырезке и врезке вантузов на площадках УЗА 151/1 и вантуза № В146/1;
- эпюра максимальных рабочих давлений на участке замены;
- перечень и местоположение существующих реперов, приводимых в нормативное состояние согласно п. 14.3.2 Задания на проектирование;
- сжатый профиль, технологическая схема и схема опорожнения в формате | разработки.

Температура нефти на проектируемом участке составляет:

Min – 8,0 °С, max – 24,6 °С, средняя – 14,9 °С.



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209388

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Также сообщаем о необходимости предусмотреть к поставке герметизаторы ГРК-700 - 6 шт., резервные герметизаторы предусмотреть из наличия АО «Черномортранснефть».

Приложение: По тексту в эл. виде.

Главный инженер

М.В. Кононов

М.А. Короткий  
(6271) 33-16

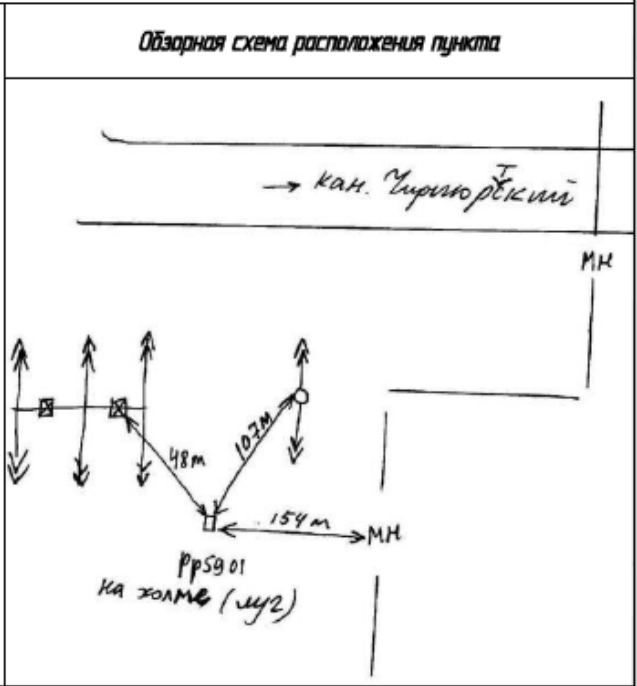
Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Карточка закладки пунктов

**Название (номер) пункта:** 5901  
**Тип центра:**  
 - металлическая труба d 65 мм  
**Дополнительные сведения:**  
 - глубина закладки: 0,70 м  
**Сведения об использовании центра:**  
 - год закладки (постройки): 2012 г.  
**Кем заложен:**  
 ООО "МарГео"  
**Кем определен:**  
 ООО "МарГео"



**Описание местоположения**

**Фото пункта**

**Пункт 5901**  
 Пункт находится на 14,9 км  
 МН Грозный-Баку через канал Чирюртский,  
 на холме луга

**Координаты пункта в системе координат WGS-84:**  
 N=43°09'33,9"  
 E=46°50'54,4"



38-04-39-1-2012-01-10-ГП-В					
ООО "Черномортранснефть"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Чертил		Тарандушка			
Проверил		Проскурина			
Восстановление существующей сети опорного планово-высотного оборудования на объектах ООО "Черномортранснефть"			Стандия	Лист	Листов
			-	48	101
Карточка закладки геодезических пунктов			ООО "МарГео"		

Инва. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Карточка закладки пунктов

**Название (номер) пункта:** 5902  
**Тип центра:**  
 - металлическая труба d 65 мм  
**Дополнительные сведения:**  
 - глубина закладки: 0,70 м  
**Сведения об использовании центра:**  
 - год закладки (постройки): 2012 г.  
**Кем заложен:**  
 ООО "МарГео"  
**Кем определен:**  
 ООО "МарГео"



**Описание местоположения**

**Фото пункта**

**Пункт 5902**  
 Пункт находится на 149 км  
 МН Грозный-Баку через канал Чирюртский,  
 на лугу, в 2 м от забора

**Координаты пункта в системе координат WGS-84:**  
 N=43°09'47"  
 E=46°50'44,5"



38-04-39-1-2012-01-10-ГП-В					
ОАО "Черномортранснефть"					
<b>Изм.</b>	<b>Кол.уч.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ док.</b>	<b>Подп.</b>	<b>Дата</b>
Чертил		Тарандушка			
Проверил		Проскурина			
Восстановление существующей сети опорного планово-высотного обоснования на объектах ОАО "Черномортранснефть"				<b>Стация</b>	<b>Лист</b>
				-	49
				<b>Листов</b>	101
Карточка закладки геодезических пунктов				ООО "МарГео"	

Инв. № подл.	209388	Подп. и дата	Взам. инв. №		
				№ док.	Подп.
2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

14 октября 2016 г. № 84462



# ЧЕРНОМОРТРАНСНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«ЧЕРНОМОРСКИЕ МАГИСТРАЛЬНЫЕ НЕФТЕПРОВОДЫ»

Шесхарис, г. Новороссийск, Краснодарский край, Россия, 353911; тел.: (8617) 60-34-51, факс: (8617) 64-55-81,  
e-mail: chtn@nvr.transneft.ru; ОКПО 00139011, ОГРН 1022302384136, ИНН/КПП 2315072242/230750001

14.10.2016 № ЧТН-01-28-05/36979

Заместителю директора филиала

На № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

по производству

Филиала «Краснодаргипротрубопровод»

Р.Р. Апанаяву

О посадке колодцев

Уважаемый Равиль Равильевич!

В ответ на Ваше обращение от 10.10.2016 № ГП-160-360-03/98636 сообщаем о согласовании посадки колодцев по объекту «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция».

Соответствующий запрос о корректировке отчета инженерных изысканий направлен в ООО «Оргнефтестрой».

При проектировании просим предусмотреть колодцы КВГ взамен КГВПП.

Данное письмо считать неотъемлемой частью задания на проектирование ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15

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

Заместитель главного инженера

по проектированию

А.О. Зильберман  
(6271) 34 79

А.А. Стеклянный



Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Приложение Г  
(справочное)  
Письмо АО «Связьтранснефть» от 17.11.2016 № СТН-16-14/4303



ФИЛИАЛ АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА  
**СВЯЗЬТРАНСНЕФТЬ**  
СЕВЕРО-КАВКАЗСКОЕ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКОЕ  
УПРАВЛЕНИЕ СВЯЗИ

ул. Володаровская, 124, Новороссийск, Краснодарский край, Россия, 353911; Тел.: (8617) 603057; Факс: (8617) 603408  
E-mail: skrtus-inbox@stn.transneft.ru; ОКПО 00140058; ОГРН 1027739420961; ИНН/КПП 7723011906/ 231502001

17.11.2016 № СТН-16-14/4303

ГП-160-360-  
№ № 03/112696 от 15.11.2016

Заместителю директора по производству  
филиала «Краснодаргипротрубопровод»  
Р.Р. Апанаяву

О согласовании документации

Уважаемый Равиль Равильевич!

Филиал АО «Связьтранснефть» Северо - Кавказское ПТУС согласовывает проектную документацию по объекту: МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01, DN700. ТРУМН. Реконструкция в части, касающейся параллельного следования переустанавливаемых кабелей связи вдоль выносимого трубопровода.

Главный инженер

А.В. Кузнецов

Исполнитель:  
В.Д. Верхотуров  
тел. 6 (271) 28-87, 8 (8617)  
60-98-87

Кол-во  
листов:  
1 из 1



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209388

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Приложение Д

(справочное)

Письмо АО «Черномортранснефть» от 10.11.2016 № ЧТН-01-28-05/40900

10 ноября 2016 г. № 92991



**ЧЕРНОМОРТРАНСНЕФТЬ**

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«ЧЕРНОМОРСКИЕ МАГИСТРАЛЬНЫЕ НЕФТЕПРОВОДЫ»

Шесхарис, г. Новороссийск, Краснодарский край, Россия, 353911; тел.: (8617) 60-34-51, факс: (8617) 64-55-81,  
e-mail: chtn@nvr.transneft.ru; ОКПО 00139011, ОГРН 1022302384136, ИНН/КПП 2315072242/230750001

10.11.2016 № ЧТН-01-28-05/40900  
На № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Заместителю директора филиала  
по производству  
Филиала «Краснодаргипротрубопровод»  
Р.Р. Апанаяву

О рассмотрении компенсирующих  
мероприятий

Уважаемый Равиль Равильевич!

В соответствии с Вашим обращением от 31.10.2016 № ГТП-160-360-03/107371 рассмотрены предварительные (до момента утверждения специальных технических условий) технические решения на участок действия компенсирующих мероприятий по объекту МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция».

Просим определить возможность применения трубопровода с толщиной стенки 13 мм.

Заместитель главного инженера  
по проектированию

А.А. Стеглянников

А.О. Зильберман  
(6271) 34 79



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209388

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1



### Приложение Е

(справочное)

## Расчет на устойчивость трубопровода против всплытия

Расчет на устойчивость трубопровода против всплытия  
балластирующими устройствами типа КБУ на прямолинейном участке трубопровода  
по РД-91.200.00-КТН-044-11

**Исходные данные:**

- DN := 0.72 м Диаметр трубопровода
- $\delta := 8$  мм Толщина стенки трубопровода
- $\delta_{из} := 2.5$  мм Толщина слоя изоляции
- $\delta_{ф} := 30$  мм Толщина слоя футеровки
- Lуч := 24.7 м Длина участка балластировки
- Кнв := 1.1 Коэффициент устойчивости положения против всплытия
- Qн := 2750 кг Масса комплекта КБУ
- $\gamma_{б} := 2300$  кг/м<sup>3</sup> нормативная плотность материала балластирующего устройства (железобетон)
- $\gamma_{в} := 1005$  кг/м<sup>3</sup> Плотность воды с учетом растворенных в ней солей
- $\gamma_{из} := 970$  кг/м<sup>3</sup> Плотность материала изоляции
- $\gamma_{ф} := 600$  кг/м<sup>3</sup> Плотность материала футеровки
- $\gamma_{ст} := 7850$  кг/м<sup>3</sup> Плотность стали
- nб := 0.9 Коэффициент надежности по нагрузке для железобетонных пригрузов;
- n := 0.95 Коэффициент надежности по нагрузке от веса трубопровода и обустройств, принимаемый по таблице 13 СНиП 2.05.06-85.
- $g := 9.81$  м/с<sup>2</sup> Ускорение свободного падения

**Расчет**

Диаметр изолированного ТП  $D_{из} := D_n + \frac{\delta_{из} \cdot 2}{1000}$   $D_{из} = 0.725$  м

Внутренний диаметр ТП  $D_{вн} := D_n - \frac{\delta \cdot 2}{1000}$   $D_{вн} = 0.704$  м

Диаметр футерованного ТП  $D_{ф} := D_{из} + \frac{\delta_{ф} \cdot 2}{1000}$   $D_{ф} = 0.785$  м

Расчетная погонная выталкивающая сила воды с учетом растворенных в ней солей, Н/м

$$q_{в} := \frac{\pi}{4} \cdot g \cdot \gamma_{в} \cdot D_{ф}^2 \quad q_{в} = 4771.6 \quad \text{Н/м}$$

Расчетный собственный вес трубы, Н/м

$$q_{т} := \frac{\pi}{4} \cdot g \cdot \gamma_{ст} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) \quad q_{т} = 1378 \quad \text{Н/м}$$

Расчетный вес изоляции, Н/м

$$q_{из} := \frac{\pi}{4} \cdot g \cdot \gamma_{из} \cdot (D_{из}^2 - D_n^2) \quad q_{из} = 54 \quad \text{Н/м}$$

Расчетный вес футеровки, Н/м

$$q_{ф} := \frac{\pi}{4} \cdot g \cdot \gamma_{ф} \cdot (D_{ф}^2 - D_{из}^2) \quad q_{ф} = 418.831 \quad \text{Н/м}$$

Расчетный погонный собственный вес трубопровода, Н/м

$$q_{тр} := (q_{т} + q_{из} + q_{ф}) \cdot n \quad q_{тр} = 1758.3 \quad \text{Н/м}$$

Плавучесть трубопровода, Н/м

$$P := K_{нв} \cdot q_{в} - q_{тр} \quad P = 3490.4 \quad \text{Н/м,}$$

следовательно балластировка требуется.

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №
		Подп. и дата

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Нормативная интенсивность балластировки - вес в воде, Н/м

$$q_{бв} := \frac{1}{n_{б}} \cdot (K_{нв} \cdot q_{в} - q_{тр}) \cdot \frac{\gamma_{б}}{\gamma_{б} - \gamma_{в} \cdot K_{нв}} \quad q_{бв} = 7467.6 \quad \text{Н/м}$$

Шаг установки утяжелителей, м

$$L_{кбу} := \frac{g \cdot Q_{н}}{q_{бв}} \quad L_{кбу} = 3.61 \quad \text{м}$$

Количество утяжелителей на участок, шт

$$N := \frac{L_{уч}}{L_{кбу}} \quad N = 6.8 \quad \text{шт}$$

Принимаем количество утяжелителей

$$N_{ут} := \text{ceil} ( N ) \quad N_{ут} = 7 \quad \text{шт}$$

Уточненный шаг расстановки утяжелителей, м

$$L_{кбу\_ут} := \frac{L_{уч}}{N_{ут}} \quad L_{кбу\_ут} = 3.53 \quad \text{м}$$

Инв. № подл. 209388	Взам. инв. №	
	Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Приложение И  
(справочное)  
Письмо АО «Черномортранснефть» от 13.12.2016 № ЧТН-01-28-05/45608

13 декабря 2016 г. № 103676



**ЧЕРНОМОРТРАНСНЕФТЬ**

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«ЧЕРНОМОРСКИЕ МАГИСТРАЛЬНЫЕ НЕФТЕПРОВОДЫ»

Шесхарис, г. Новороссийск, Краснодарский край, Россия, 353911; тел.: (8617) 60-34-51, факс: (8617) 64-55-81,  
e-mail: chtn@nvr.transneft.ru; ОКПО 00139011, ОГРН 1022302384136, ИНН/КПП 2315072242/230750001

13.12.2016 № ЧТН-01-28-05/45608  
-----  
№ \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_  
Главному инженеру  
Филиала «Краснодаргипротрубопровод»  
Е.П. Близниченко

О согласовании компенсирующих  
мероприятий

Уважаемый Евгений Павлович!

Настоящим сообщаем о согласовании предварительных (до разработки специальных технических условий) компенсирующих мероприятий по объекту «МН Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция», направленных письмом Филиала «Краснодаргипротрубопровод» от 02.12.2016 № ГТП-160-360-03/119743.

Применение труб 720x8-K56 для участков категории II и 720x13-K56 для участков категории В согласовано.

Заместитель главного инженера  
по проектированию

А.А. Стеклянный

А.О. Зильберман  
(6271) 34 79



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209388

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Приложение К

(справочное)

Письмо АО «Черномортранснефть» от 12.12.2016 № ЧТН-01-28-05/45420  
12 декабря 2016 г. № 103088



**ЧЕРНОМОРТРАНСНЕФТЬ**

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«ЧЕРНОМОРСКИЕ МАГИСТРАЛЬНЫЕ НЕФТЕПРОВОДЫ»

Шесхарис, г. Новороссийск, Краснодарский край, Россия, 353911; тел.: (8617) 60-34-51, факс: (8617) 64-55-81,  
e-mail: chtn@nvr.transneft.ru; ОКПО 00139011, ОГРН 1022302384136, ИНН/КПП 2315072242/230750001

12.12.2016 № ЧТН-01-28-05/45420

Главному инженеру

№\_№ \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Филиала «Краснодаргипротрубопровод»

Е.П. Близниченко

О направлении исходных данных

Уважаемый Евгений Павлович!

По объекту «МН Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция» направляем следующие исходные данные:

- паспорт (формуляр) на задвижку 151/1;
- технические условия на 4 точки врезки на задвижке 151/1 согласно прилагаемой схемы;
- технические условия на 2 точки врезки на вантузе 146/1 согласно прилагаемой схемы;
- технические условия на подключение к секции № 156030;
- данные профессионально-квалификационном составе обслуживающей ЛАЭС №11м «Сулак» (должность/группа производственных процессов/код должности по ОК 016-94/количество).

Приложение: по тексту на 11 л. в 1 экз.

Заместитель главного инженера  
по проектированию

А.О. Зильберман  
(6271) 34 79

А.А. Стеклянный



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209388

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

## НПС СУЛАК

Наименование организации

## Штатная расстановка

№ п/п	Структурное подразделение		Квалификация	Таб. №	Количество штатных единиц
	код	Наименование должности, профессии			
<b>Линейная аварийно-эксплуатационная служба №11</b>					
1	24921	Начальник службы	12	20666	1.00
2	24921	Заместитель начальника службы	11	14475	1.00
3	23796	Мастер	9	13254	1.00
4	23796	Мастер	9	20994	1.00
5	19238	Трубопроводчик линейный	5	20918	1.00
6	19238	Трубопроводчик линейный	5	20894	1.00
7	19238	Трубопроводчик линейный	5	20943	1.00
8	19238	Трубопроводчик линейный	5	20971	1.00
9	19238	Трубопроводчик линейный	5	14502	1.00
10	19756	Электрогазосварщик	5	21000	1.00
<b>Итого по подразделению</b>					<b>10.00</b>

Инва. № подл.	209388
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Лист

135

Приложение Л

(справочное)

**Письмо АО «Черномортранснефть» от 27.12.2016 № ЧТН-01-28-05/47492**

27 декабря 2016 г. № 108243



**ЧЕРНОМОРТРАНСНЕФТЬ**

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«ЧЕРНОМОРСКИЕ МАГИСТРАЛЬНЫЕ НЕФТЕПРОВОДЫ»

Шесхарис, г. Новороссийск, Краснодарский край, Россия, 353911; тел.: (8617) 60-34-51, факс: (8617) 64-55-81,  
e-mail: chtn@nvr.transneft.ru; ОКПО 00139011, ОГРН 1022302384136, ИНН/КПП 2315072242/230750001

27.12.2016 № ЧТН-01-28-05/47492

Главному инженеру

№ \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Филиала «Краснодаргипротрубопровод»

Е.П. Близниченко

О рабочем давлении

Уважаемый Евгений Павлович!

В ответ на Ваше обращение от 15.12.2016 № ГТП-160-360-03/124700 АО «Черномортранснефть» подтверждает величину рабочего давления на заменяемом участке МН «Грозный – Баку» 4,33 МПа.

Технические условия на точки подключения по объекту «МН «Грозный-Баку». Участок км. 201-144. Замена трубы км. 148,98-148,01. DN700. ТРУМН. Реконструкция», направленные ранее письмом от 12.12.2016 № ЧТН-01-28-05/45420, корректны.

Данное письмо считать неотъемлемой частью задания на проектирование ТЗ-75.200.00-ЧТН-047-15.

Приложение: технические условия на 4 л. в 1 экз.

Заместитель главного инженера

по проектированию

А.О. Зильберман  
(8271) 34 79

А.А. Стеклянный



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209388

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

Приложение М  
(справочное)  
Специальные технические условия на проектирование



МИНИСТЕРСТВО  
СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО-  
КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(МИНСТРОЙ 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-МС/03

На № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

АО «Черномортранснефть»

Щесхарис, 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, Кизилюртовский 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.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

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

 Л.О. СТАВНИЦКИЙ

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор  
АО «Черномортранснефть»

\_\_\_\_\_ А.В. Зленко

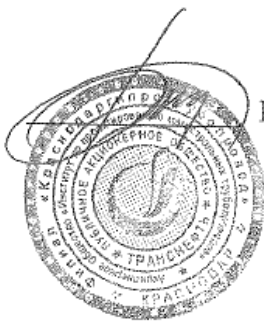
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

## 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, Кизилюртовский район

Разработано:

Главный инженер  
Филиала «Краснодаргипротрубопровод»



Е.П. Близниченко

Москва 2017

Инв. № подл.	209388
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата


Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1





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.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

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.	209388	Взам. инв. №
		Подп. и дата

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

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. Раппапортская 179/1.

ИНН 7710022410.

Директор филиала – Саенко Алексей Геннадьевич.

Телефон: (861) 216-59-90.

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

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. Кизилорт и н.п. Зубутли-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

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

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

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

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 ОСП-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.

Инв. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

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

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	209388

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

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

Инва. № подл.	209388
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1



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)		

Инва. № подл.	209388
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

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 шибберные 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.	209388
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

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.).

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №	
		Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

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 противодиффузионного 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/см<sup>2</sup> и 44 Дж/см<sup>2</sup> соответственно.

2.1.8.3 Ударная вязкость на образцах Менаже (KCU) основного металла и сварных соединений труб должны быть не менее 64 Дж/см<sup>2</sup> и 44 Дж/см<sup>2</sup> 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.

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №
		Подп. и дата

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

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.

Инв. № подл.	209388	Взам. инв. №
		Подп. и дата

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

**КОПИЯ ВЕРНА**  
 Филиал «Краснодаргазпротрубопровод»  
 Проинформовано, пронумеровано и скреплено  
 печатью \_\_\_\_\_ лист № \_\_\_\_\_  
 Доверенность №1120-19/108 от 16.01.2019  
 Ведущий инженер  
 Бюро ГИП



Инв. № подл.	209388
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

2	-	Зам.	3590-19		01.10.19
1	-	Зам.	2257-19		02.07.19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Г.7.0000.18044-ЧТН/ГТП-500.000-ТКР1.1

