

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Отделение нефтегазового дела

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
«Совершенствование технологии сооружения подводных переходов трубопроводов проложенных методом горизонтально-направленного бурения»

УДК 622.692.4(204.1):622.243.24

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Меркурьев И.Е.		25.05.18

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Медведев В.В.	д.ф.-м.н, профессор		25.05.18

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Ю.С.			25.05.18

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Немцова О.А.			25.05.18

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		25.05.18

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		25.05.18

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР  
 \_\_\_\_\_ Бурков П.В.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации
--------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Меркурьеву Илье Евгеньевичу

Тема работы:

«Совершенствование технологии сооружения подводных переходов трубопроводов проложенных методом горизонтально-направленного бурения»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 12.03.2018 г. №1625/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.18 г.
--	-------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам и т. д.).</i></p>	<p><i>Патенты на защитные устройства, нормативно-технические источники, статьи отечественных и зарубежных исследователей, монографии, учебники.</i></p>
---	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p><i>Обзор литературы по теме исследования, определение объекта и методов исследования, анализ существующих методов строительства подводных переходов, расчет основных характеристик подводного перехода, моделирование напряженно-деформируемого состояния трубопровода, определение ресурсоэффективности проекта, рассмотрение социальной ответственности при строительстве трубопровода, заключение по работе.</i></p>
--	--

<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p><i>Таблицы – 21; Рисунки – 17.</i></p>
---	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Юлия Сергеевна, ассистент
«Социальная ответственность»	Немцова Ольга Александровна, ассистент
«Иностранный язык»	Коротченко Татьяна Валериевна, доцент

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Description of the construction region and pipeline installation methods
--

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.09.2016г.
--	--------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Медведев Валерий Викторович	д.ф.-м.н, профессор		19.09.2016г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Меркурьев Илья Евгеньевич		19.09.2016г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ6А	Меркурьеву Илье Евгеньевичу

<b>Инженерная школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</u>

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов проекта: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Технико-экономическое обоснование проекта
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности использования данного метода прокладки трубопроводов
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Линейный график выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Определение ресурсной (ресурсосберегающей) эффективности проекта

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Таблицы – 10 шт.
2. Линейный календарный график выполнения работ

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	12.03.2018г.
---	--------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
ассистент	Макашева Ю.С.			12.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ6А	Меркурьев Илья Евгеньевич		12.03.2018

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Меркурьеву Илье Евгеньевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Рабочее место находится в г. Владивосток Приморского края. Климат умеренный с теплым летом и холодной зимой. Район работ относится к сейсмически опасным. Инженерно-геологические условия для бурения характеризуются как сложные, в связи с наличием разных грунтов по трассе бурения. Может быть оказано негативное воздействие на природную среду. Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)

Работа по строительству перехода непосредственно связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов. К таким факторам можно отнести:

- повышенный уровень шума;
- повышенный уровень вибрации;
- отклонение показателей климата на открытом воздухе;
- физические и нервно-физические перегрузки.

2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);
- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

На объекте строительства подводного перехода методом ННБ, на работников могут действовать опасные производственные факторы, к ним относятся:

- электрический ток;
- движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные);
- пожаровзрывобезопасность.

3. Охрана окружающей среды:

- защита селитебной зоны
- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);
- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);

Сооружение подводного перехода сопровождается:

- загрязнением атмосферного воздуха;
- загрязнением поверхностных и подземных вод;

– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	– повреждением почвенно-растительного покрова.
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	В районе деятельности возможно возникновение чрезвычайных ситуаций различного характера. Одной из основных таких ситуаций является – пожар.
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»; ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»; Земельный кодекс « Охранные зоны трубопроводов».

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	<b>12.03.2018 г.</b>
---	----------------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Немцова О.А.			12.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Меркурьев И.Е.		12.03.2018

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Уровень образования магистр  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.2018г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.03.2017	<i>Анализ нормативно-технической документации по строительству подводных переходов</i>	
28.04.2017	<i>Характеристика места строительства</i>	
15.05.2017	<i>Выбор метода прокладки трубопровода</i>	
14.06.2017	<i>Расчет основных параметров подводного перехода</i>	
29.07.2017	<i>Исследование напряженно-деформированного состояния трубопровода</i>	
05.08.2017	<i>Финансовый менеджмент</i>	
12.09.2017	<i>Социальная ответственность</i>	
14.10.2017	<i>Иностранный язык</i>	
19.11.2017	<i>Заключение</i>	
25.11.2017	<i>Презентация</i>	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Медведев В.В.	д.ф.-м.н, профессор		21.02.2018

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		21.02.2018

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 153 с., 17 рис., 21 табл., 62 источника, 2 прил.

Ключевые слова: РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ, БЕСТРАНШЕЙНАЯ ПРОКЛАДКА, ГОРИЗОНТАЛЬНО-НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ, ЗАЩИТНОЕ УСТРОЙСТВО, НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ТРУБОПРОВОДА, ПОДВОДНЫЙ ПЕРЕХОД

Объектом исследования является (ются) подводный переход через пролив Босфор Восточный.

Цель работы – разработка рекомендаций по применению технологии прокладки трубопроводов методом горизонтально-направленного бурения с применением защитного устройства.

В процессе исследования проводились сравнительная характеристика существующих методов бестраншейной прокладки трубопроводов, расчет основных характеристик подводного перехода, подбор защитного устройства, исследование напряженно-деформированного состояния трубопровода с помощью конечно-элементного моделирования в программном комплексе Ansys.

В результате исследования подобраны оптимальные параметры подводного перехода, методом конечно-элементного моделирования в программном комплексе Ansys определено напряженно-деформированное состояние трубопровода с защитным устройством и без него.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, бурение пилотной скважины, расширение скважины, сборка трубопровода и организация перегиба при подаче в грунт, протягивание трубопровода, завершающие работы.

Область применения: исследования могут быть применены для снижения строительных рисков при прокладке трубопроводов методом горизонтально-направленного бурения.

Экономическая эффективность/значимость работы затраты на сооружение подводного перехода методом горизонтально-направленного бурения обходятся в 200691632,7, что ниже затрат на строительство подводного перехода методом микротоннелирования и траншейным методом.

					Совершенствование технологии сооружения подводных переходов трубопроводов проложенных методом горизонтально-направленного бурения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Меркурьев И.Е.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.					8	153
Консульт.								
Рук-ль ООП		Бирков П.В.						
						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		

## Определения, обозначения, сокращения и нормативные ссылки

В данной работе приведены следующие термины с соответствующими определениями:

**борсиликатный реагент:** Реагент, предназначенный для обработки буровых растворов на водной основе, обеспечивает стабилизацию реологических показателей дисперсных систем буровых растворов.

**микротоннелирование:** Безлюдная щитовая проходка грунта с укреплением стенок тоннеля высокопрочными и долговечными трубами из железобетона, продавливаемых из стартового котлована мощной пресс-рамой, вслед за продвигающимся в грунте проходческим щитом.

**горизонтально-направленное бурение:** Управляемый бестраншейный метод прокладки подземных коммуникаций, который основан на применении специальных буровых установок.

**подводный переход:** Участок трубопровода, проложенный через реку или водоем шириной в межень по зеркалу воды более 10 и глубиной свыше 1,5 м, или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины.

**ример:** Расширитель скважины, имеющий соответствующую конструкцию для различных типов грунта.

В настоящей работе использованы следующие сокращения:

ГНБ – горизонтально-направленное бурение;

ГТС – газотранспортная система;

ПДК – предельно-допустимая концентрация;

ИГЭ – инженерно-геологический элемент;

МТ – микротоннелирование;

ПВД – полиэтилен высокого давления;

БСР – борсиликатный реагент;

ФЕР – федеральные единичные расценки;

ЭСН – элементные сметные нормы;

ППР – проект производства работ;  
НДС – налог на добавленную стоимость;  
ЧС – чрезвычайная ситуация;  
ГСМ – горюче-смазочные материалы;

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

- 1 Ведомственные нормы «Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения». – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 86 с.
- 2 ВСН 010-88. Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы. – М.: Миннефтегазстрой, 1989. – 35 с.
- 3 СП 108-34-97. Сооружение подводных переходов. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 98 с.
- 4 СП 131.13330.2012. Строительная климатология. – М.: Минрегион России, 2013. – 105 с.
- 5 СП 14.13330.2014. Строительство в сейсмических районах. – М.: ГП ЦПП, 2014. – 125 с.
- 6 СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Общие правила производства работ. – М.: Госстрой России, 2003. – 94 с.
- 7 СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. – М.: Госстрой, 2013. – 92 с.
- 8 СП 86.13330.2014. Магистральные трубопроводы. – М.: Минстрой России, 2014. – 173 с.
- 9 СП 42-101-2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб. – М.: Госстрой, 2003. – 92 с.
- 10 СП 47.13330.2012. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 11-02-96. – М.: Минрегион России, 2013. – 109 с.
- 11 ГОСТ 12.1.030-81. Защитное заземление, зануление. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 10 с.

- 12 ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2004. – 4 с.
- 13 ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности. – М.: Стандартиформ, 2007. – 11 с.
- 14 СанПиН 2.2.4-548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.: Минздрав России, 2001. – 20 с.
- 15 ГОСТ 12.0.003-74\*. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2004. – 4 с.
- 16 ГОСТ 12.1.012-2004. Вибрационная безопасность. Общие требования – М.: Стандартиформ, 2004. – 21 с.
- 17 ГОСТ 12.2.003-74. Оборудование производственное. Общие правила безопасности. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1989. – 11 с.
- 18 ГОСТ 12.3.009-76. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности. – М.: Стандартиформ, 2006. – 7 с.
- 19 ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения прикосновения и токов. – М.: Стандартиформ, 2001. – 7 с.
- 20 ГОСТ 12.1.045-84. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля. – М.: Стандартиформ, 2001. – 3 с.
- 21 ГОСТ 12.1.030-81. Защитное заземление, зануление. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 10 с.
- 22 Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 N 123-ФЗ.
- 23 ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 2 с.
- 24 ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения. – М.: Госстандарт России, 1994. – 6 с.

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	16
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	18
2 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА И ОБЪЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА	22
2.1 Объект и методы исследования	22
2.2 Общие сведения об объекте строительства	22
2.3 Техничко-экономическая характеристика района строительства	24
2.4 Климатическо-экологическая характеристика района	25
2.5 Инженерно-геологическая характеристика грунтов и пород	28
2.6 Инженерно-гидрологические условия	30
3 ВЫБОР ВАРИАНТА ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДА	32
3.1 Траншейный метод прокладки трубопроводов	33
3.2 Бестраншейные методы прокладки трубопроводов	34
3.3 Сравнительная характеристика методов ГНБ и МТ	38
4 ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ И ПАРАМЕТРЫ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА	43
4.1 Характеристика объекта	43
4.2 Этапы строительства перехода	44
4.3 Характеристики бурового раствора	50
4.4 Параметры труб для подводного перехода	51
4.5 Изоляция рабочего трубопровода	52
4.6 Сварка трубопровода	52
4.7 Испытания на прочность и герметичность	53
4.8 Параметры резервной нитки	54

					Совершенствование технологии сооружения подводных переходов трубопроводов проложенных методом горизонтально-направленного бурения			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Меркурьев И.Е.</i>			<i>Оглавление</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Медведев В.В.</i>					13	2
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ гр. 2БМ6А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Бирков П.В.</i>						

5	РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА	55
5.1	Геометрические характеристики подводного перехода	55
5.2	Расчет толщины стенки. Проверка на прочность	61
5.3	Проверка трубопровода на смятие	64
5.4	Расчет весовых характеристик трубопровода	66
5.5	Балластировка трубопровода водой	67
5.6	Расстояние между роликовыми опорами	68
5.7	Расчет максимального тягового усилия при протаскивании	71
5.8	Проверочный расчет трубопровода на пластические деформации при протаскивании	73
6	ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА	75
6.1	Метод конечных элементов	75
6.2	Модели для оценки напряженно-деформированного состояния	77
6.3	Способы защиты трубопровода от смятия при протаскивании	82
6.4	Образование вмятины на трубопроводе от действия валуна	83
6.5	Модель конечных элементов	84
6.6	Результаты моделирования	85
6.7	Конструкция защитного устройства	86
6.8	Механическое поведение трубопровода с защитным устройством	87
6.9	Влияние межтрубного давления на прочность трубопровода	88
7	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	90
7.1	Сметная стоимость выполнения работ	90
7.2	Линейный календарный график проведения работ	99
7.3	Обоснование эффективности проекта	102
8	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ	104
8.1	Анализ выявленных вредных производственных факторов при строительстве подводного перехода	105

					Оглавление	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

8.2 Анализ выявленных опасных производственных факторов при строительстве подводного перехода	110
8.3 Охрана окружающей среды	115
8.4 Обеспечение безопасности в чрезвычайных ситуациях	118
8.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	120
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	122
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	124
ПРИЛОЖЕНИЕ А	1361
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	136

					Оглавление	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

## Введение

Трубопроводный транспорт газа, нефти и нефтепродуктов в настоящее время является основным методом доставки углеводородов от мест добычи к конечному потребителю. Сеть магистральных трубопроводов имеют значительную протяженность, большой диаметр, значительный возраст и высокое давление перекачки. Трубопроводы такой протяженности пересекают большое количество разнообразных препятствий: малые и большие реки, водохранилища, озера, глубокие болота, которые сложены слабыми грунтами. Строительство трубопроводов через препятствия является нелегкой задачей.

Практически при проектировании и строительстве подводных переходов необходимо решить задачу создания подводных трубопроводов, которые могли бы безаварийно работать в течение 40 – 50 лет. Поскольку для ликвидации аварии на таких переходах понадобится во много раз больше времени и ресурсов, чем для ликвидации аналогичной аварии на линейной части магистрального трубопровода, а ремонт подводных переходов по сложности сравним со строительством нового перехода.

В связи с вышеизложенными проблемами, увеличение надежности и функциональности подводных переходов за счет совершенствования технологий сооружения подводных переходов является актуальной задачей.

Цель работы: разработка рекомендаций по применению технологии прокладки трубопроводов методом горизонтально-направленного бурения с применением защитного устройства.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Совершенствование технологии сооружения подводных переходов трубопроводов проложенных методом горизонтально-направленного бурения		
Разраб.		Меркурьев И.Е.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.				16	153
Консульт.		Задачи работы:			Введение		
Рук-ль ООП		Бирков П.В.					
					НИ ТПУ зр. 2БМ6А		

- анализ нормативно-технической документации по строительству подводных переходов;
- выбор метода прокладки трубопровода;
- проведение основных расчетов параметров магистрального газопровода, прокладываемого методом горизонтально-направленного бурения;
- разработка рекомендаций по применению защитного устройства;
- исследование напряженно-деформируемого состояния трубопровода.

Объект исследования. Объектом исследования является подводный переход через пролив Босфор Восточный.

Предмет исследования. Напряженно-деформируемое состояние трубопровода.

Практическая новизна. Исследования, проводимые в данной работе, могут применяться для уменьшения строительных рисков при прокладке подводных переходов методом горизонтально-направленного бурения.

Апробация работы. Результаты исследований представлены для обсуждения на международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр».

					Введение	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 1 Обзор литературы

Основателем горизонтально-направленного бурения в 60-х годах прошлого века стал Мартин Черрингтон, в 1971 г. на основании его работ был построен первый в мире подводный переход методом горизонтально-направленного бурения (ГНБ).

При проектировании прокладки трубопроводов методом горизонтально-направленного бурения используется следующая нормативная документация:

- ведомственные нормы. Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения [1];
- ВСН 010-88. Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы [2];
- СП 108-34-97. Сооружение подводных переходов [3];
- СТО Газпром 2-2.1-249-2008. Магистральные газопроводы [4];
- СТО Газпром 2-2.2-319-2009. Инструкция по проведению технического надзора за прокладкой подводных переходов магистральных газопроводов методом горизонтально-наклонного бурения [5].

Также проблемам, посвященным строительству подводных переходов посвящено много работ как российских, так и зарубежных исследователей.

К.А. Забела в работе «Безопасность пересечений трубопроводами водных преград» освещает проблемы безопасности переходов магистральных трубопроводов, системы технического обслуживания и ремонта современными методами.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Совершенствование технологии сооружения подводных переходов трубопроводов проложенных методом горизонтально-направленного бурения			
Разраб.		Меркурьев И.Е.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.					18	153
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бирков П.В.						

Данная литература необходима для инженерно-технических работников, которые заняты проектированием, строительством и эксплуатацией магистральных трубопроводов [6].

Сравнение существующих методов бестраншейной прокладки в своей работе производит Сальников А.В., приводя их достоинства и недостатки для различных условий строительства [7].

В 70-х, 80-х годах наиболее известными исследователями, занимающимися данными проблемами, были Тугунов П.И., Бородавкин П.П., которые написали немалое количество книг и статей о технологии строительства магистральных трубопроводов [8].

С 90-х годов и по настоящее время Ю.И. Спектор, Ф.М. Мустафин, А.Е. Лаврентьев ведут усовершенствования по строительству переходов магистральных нефтепроводов бестраншейными методами [9].

Благов О.Н. и Забродин Ю.Н. рассматривают историю развития метода горизонтально-направленного бурения, возникновение метода, а также этапы развития отечественных и зарубежных технологий.

Немаловажную часть в работе занимает расчетная часть. В практической части выполнен расчет геометрических параметров скважины, расчет тягового усилия при протаскивании, расчет необходимой балластировки водой, проверка трубопровода на смятие и пластические деформации. В качестве главного источника для проведения расчета параметров подводного перехода была принята работа Сальникова А.В. «Методы строительства подводных переходов газонефтепроводов на реках Печорского бассейна» [7].

Одним из разделов магистерской диссертации рассматривается изучение влияние метода горизонтально-направленного бурения на окружающую среду. Большой вклад в описание данной проблемы внесла работа Забродина Ю.Н. «Строительство магистральных трубопроводов: технологии, организация, управление» [10].

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

В процессе прокладки трубопроводов методом ГНБ могут возникать различные осложнения в процессе бурения скважины, расширении пилотной скважины, протаскивании плети трубы. Чтобы избежать повреждений трубы необходимо уметь грамотно прогнозировать напряженно-деформируемое состояние на всех этапах строительства перехода. Изучением напряженно-деформируемого состояния трубопроводов занимаются как зарубежные, так и отечественные исследователи.

Интересной для изучения является процесс подготовки к протаскиванию трубопровода, когда трубопроводы трубоукладчиками поднимаются на определенную высоту. Процесс подъема может привести к чрезмерным напряжениям в стенке трубы, которые могут привести к повреждению трубопровода. Раскрывает данную проблему в своей статье Ху Лиу [11]. Автор проанализировал напряженно-деформируемое состояние при контакте трубопровода с троллейными подвесками при протягивании. Целью работы являлось построение кривой зависимости напряжений, возникающих в трубопроводе, от высоты подъема трубы и угла входа в скважину. Сделан вывод, что максимальное напряжение имеет линейную зависимость от высоты подъема трубопровода, и его значение постепенно увеличивается с увеличением высоты подъема. Значение угла пересечения имеет обратно пропорциональное соотношение с высотой подъема и уменьшается с увеличением высоты подъема.

Следующей и не менее важной проблемой является вероятность смятия трубопровода при протаскивании трубопровода. Janine Voorn в своей статье с помощью численного моделирования анализирует ошибки при прокладке трубопровода через крупную реку [12]. Основными причинами неудачи при прокладке рассматриваемого перехода являлись плохие грунтовые условия и ошибки при расчетах на этапе проектирования. Благодаря моделированию напряженно-деформированного состояния трубопровода при протаскивании автору удалось найти причину смятия трубопровода. Основной причиной смятия являлась малая толщина стенки ведущей трубы, которая была меньше

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

толщины стенки основного трубопровода. Как только началось смятие более тонкой ведущей трубы, произошло распространение вмятины в продольном направлении на более толстую основную трубу.

Также механизмы смятия трубопроводов при протаскивании рассмотрены в работе JieZhang [13]. Исследовано напряженно-деформируемое состояние при обрушении стенки скважины и действия нагрузки от скальных включений в скважине.

X. Wang в статье предлагает стратегии численного моделирования [14]. Проведен численный анализ для исследования устойчивости стенки ствола скважины при горизонтально-направленном бурении в рыхлом песке или гравии. Рассмотрена прокладка трубопровода в стабильном грунте и в грунте с прослоями песка или гравия. Исследовано влияние прочности грунта, порового давления, химического состава бентонитового раствора на устойчивость стенки скважины.

По результатам моделирования сделаны следующие выводы. Несмотря на то, что могут образовываться местные увеличения фильтрации грунта, давление бурового раствора, поддерживаемое на определенном уровне, позволяет уменьшить возможность обрушения ствола скважины в рыхлых песках. Однако большие давления жидкости могут также приводить к обрушению ствола скважины из-за так называемого гидравлического разрыва стенок скважины. Чтобы получить точные численные решения, необходимо приложить больше усилий для исследования толщины и свойств грунта в зонах повышенной фильтрации.

## 2 Характеристика района и объекта строительства

### 2.1 Объект и методы исследования

Объектом рассмотрения в данной работе является участок подводного перехода трубопровода через Босфор Восточный.

Методы исследования: обзор научно-технической литературы, анализ патентов на защитные устройства. Расчёты: профиля скважины, тягового усилия, балластировки. Моделирование напряженно-деформируемого состояния методом конечных элементов.

### 2.2 Общие сведения об объекте строительства

Босфор Восточный – пролив в заливе Петра Великого Японского моря, соединяет Амурский и Уссурийский заливы и отделяет полуостров Муравьёва-Амурского от островов Русского и Елены.

Длина пролива около 9 км, ширина в самом узком месте составляет всего около 800 метров, глубина в средней части пролива Босфор-Восточный составляет 26 – 38 м. По мере приближения к западному проходу пролива они постепенно увеличиваются до 50 м, а к восточному – до 42 м. Грунт в проливе Босфор-Восточный преимущественно ил и песок, возможны включения гравия и крупнообломочного грунта.

Переход через пролив Босфор Восточный входит в состав газотранспортной система (ГТС) «Сахалин – Хабаровск – Владивосток». Данная ГТС является первой на Востоке России межрегиональной газотранспортной системой и предназначена для доставки газа, добываемого на шельфе Сахалина, потребителям Хабаровского и Приморского краев.

					Совершенствование технологии сооружения подводных переходов трубопроводов проложенных методом горизонтально-направленного бурения			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Меркурьев И.Е.</i>			<i>Характеристика района и объекта строительства</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Медведев В.В.</i>					22	153
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ зр. 2БМ6А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Бирков П.В.</i>						

ГТС создала условия для их масштабной газификации и поставок газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

На рисунке 2.1 представлена газотранспортная система «Сахалин – Хабаровск – Владивосток».



Рисунок 2.1 – газотранспортная система «Сахалин – Хабаровск – Владивосток»

Трасса газопровода проходит по территории трех субъектов РФ: Сахалинской области, Хабаровского и Приморского краев. Протяженность трассы более 1800 км.

Трасса ГТС проходит по районам со сложными сейсмоструктурными условиями и, помимо пролива Невельского, пересекает более 400 водных преград, относящихся к бассейнам рек Амур и Уссури. Для обеспечения высокого уровня надежности и безопасности используются самые современные технологии и оборудование.

ГТС «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» создала условия для масштабной газификации и ускорения социально экономического развития регионов Дальнего Востока, создания новых крупных промышленных предприятий.

Эксплуатация газотранспортной системы осуществляется с соблюдением самых строгих экологических стандартов. Кроме того, за счет

					Характеристика района и объекта строительства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

перевода угольных электростанций на природный газ заметно улучшилась экологическая обстановка в населенных пунктах.

### 2.3 Технико-экономическая характеристика района строительства

Переход через пролив Босфор Восточный территориально находится, в непосредственной близости с городом Владивосток Приморского края и соединяет остров Русский с материковой частью.

Владивосток – город и порт на Дальнем Востоке России; политический, культурный и экономический центр региона; административный центр Приморского края и Владивостокского городского округа. Расположен на полуострове Муравьёва-Амурского и островах, вокруг бухты Золотой Рог и вдоль восточного побережья Амурского залива.

Владивосток является важным грузовым и пассажирским портом, который связует между собой Транссибирскую железнодорожную магистраль и тихоокеанские морские пути. В нём перерабатываются как грузы внутренних перевозок, так и экспортно-импортные грузы различной номенклатуры (навалочные, насыпные, рефрижераторные, наливные (нефть и нефтепродукты), рыбопродукция, лес, строительные материалы, автомобили и различная строительная техника).

Исходя из данных государственного земельного кадастра, на 1 января 2004 площадь земель Владивостокского городского округа составляет 56 144 га [15]. Остров Русский является самым большим из островов, которые входят в городской округ, и имеет площадь 9765 га. Площадь других островов в общей сложности составляет 2914 га [16].

Речную сеть составляют в основном небольшие речки и ручьи, сеть малоразвита, сильно зарегулирована. Наиболее большие и значимые из них: Первая речка, Вторая речка, Седанка, Объяснения, Богатая, текущие с востока на запад и впадающие в Амурский залив. Реки Седанка и Богатая имеют водохранилища.

					Характеристика района и объекта строительства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

В городе развивается производство машин по обработке рыбы и крабов, горно-шахтного оборудования, конвейеров, насосов, металлических конструкций. Создана приборостроительная, инструментальная и радиопромышленность. Промышленность строительных материалов города представлена заводами железобетонных конструкций и крупнопанельного домостроения.

Из полезных ископаемых для района характерны: каменный уголь, бурый уголь, олово. Имеются также месторождения строительных материалов – известняка, строительного камня, парфита, партирита, гранита, андезитобазальта, песчаника, легкоплавких глин, строительных песков.

#### 2.4 Климатическо-экологическая характеристика района

Данные по климату Приморского края и города Владивосток в частности взяты из научно прикладного справочника по климату СССР [17].

Климат Приморского края является муссонным. Край находится под влиянием материка и Тихого океана. Влияние Азиатского континента проявляется в основном зимой, когда над Азией образуется область высокого давления, а над Тихим океаном область низкого давления. В это время над Приморским краем преобладают северо-западные и северные воздушные потоки, которые направлены от материковой части к океану. Ветры, которые дуют с материка (зимний муссон), приносят холодный и сухой воздух, поэтому устанавливается суровая и малоснежная зима с преобладанием ясной солнечной погоды.

В летний период над Тихим океаном давление повышено, а над материковой частью понижено. На территорию края проникают с океана воздушные потоки, имеющие южное и юго-восточное направления (летний муссон), обуславливая на материковой части облачное и дождливое лето. Если зимой отмечается быстрое перемещение циклонов с запада или юго-запада, то по мере повышения температуры на материке скорость смещения циклонов

					Характеристика района и объекта строительства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

резко снижается. Летние циклоны, морские и континентальные, имеют большие запасы влаги.

#### Ветер

Согласно данным наблюдений на метеостанции Владивосток преобладающими для рассматриваемой территории в течение года являются ветры северного и южных направлений.

Среднегодовая скорость ветра составляет 5,9 м/с. Среднемесячные скорости ветра колеблются в пределах 5,5 – 6,9 м/с. Максимальная измеренная скорость ветра без учета порывов составляет 29 м/с, с учетом порывов – 40 м/с.

Среднее число дней с сильным ветром (более 15 м/с) за год составляет 22 дня.

#### Температура воздуха

Средняя годовая температура воздуха по метеостанции Владивосток составляет плюс 5,0 °С.

Средняя длительность зимнего периода составляет 132 дня, начало приходится на 13 ноября, последним днем зимнего периода является 23 марта.

Средняя температура января: минус 13,1 °С. Абсолютный температурный минимум края составил минус 31,4°С в 1931 году.

Средняя продолжительность летнего периода в городе Владивосток составляет более 88 дней (с периодом средних суточных температур выше плюс 15 °С). В среднем лето начинается 26 июня. С 6-го по 20-е августа средняя суточная температура по нормам 1981 – 2010 гг. превышает 20 °С. Последним днем летнего периода является 21 сентября.

Средняя температура августа: 21 °С, температурный максимум: плюс 33,6 °С (зарегистрирован в июле 1958). Средняя температура воздуха по месяцам представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Средняя температура воздуха по месяцам, °С

					Характеристика района и объекта строительства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сент.	Окт.	Ноя.	Дек.	Год
-13,1	-9,8	-2,4	4,8	9,9	13,8	18,5	21,0	16,8	9,7	-0,3	-9,2	5,0

#### Температура почвы

Средняя годовая температура поверхности почвы по метеостанции Владивосток равна плюс 3 °С. Среднемноголетние месячные значения температуры поверхности почвы изменяются от минус 21 °С в январе до плюс 25 °С в июле. Глубина промерзания почвы в среднем составляет 161 см, в годы с суровой зимой может достигать 220 см. Наибольших значений глубина промерзания почвы достигает в апреле.

#### Осадки

В год выпадает в среднем 826 мм осадков. Минимальное измеренное количество осадков составило 420 мм в 1937 году, а максимальное в 1974 году достигло значения 1272 мм. Среднемесячный уровень осадков представлен в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Уровень осадков, мм

Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сент.	Окт.	Ноя.	Дек.	Год
9	13	23	49	74	116	139	159	139	65	26	14	826

Летом, как правило, погода неустойчива. В начале лета преобладает облачность и туманы. В августе – сентябре чаще стоит солнечная погода. На месяцы лета приходится большое количество осадков: сильных дождей и ливней, которые приносят с тайфуны и циклоны.

#### Снежный покров

Снежный покров обычно появляется 20 октября. Устойчивый снежный покров образуется 17 ноября, разрушается 23 марта. Полностью снежный покров сходит 19 апреля.

Максимальной высоты снежный покров достигает в начале марта. Максимальная высота снежного покрова составила 86 см.

#### Опасные природные воздействия

Побережье пролива Босфор-Восточный имеет многочисленные неглубокие бухты. Территория может быть подвержена опасным природным

					Характеристика района и объекта строительства							Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								27

и техногенным воздействиям, вызывающим чрезвычайные ситуации. К опасным природным явлениям, имеющим место в городе, относятся периодические тропические циклоны (тайфуны), не исключаются цунами и землетрясения.

#### Экологическое состояние

Для Приморского края значительной проблемой является высокое загрязнение акваторий Амурского и Уссурийского заливов, пролива Босфор Восточный. Наибольшее загрязнение имеет бухта Золотой Рог, которая в ноябре 2013 года объявлена самой грязной акваторией РФ.

По данным доклада об экологической обстановке в крае от 2015 года, водную поверхность бухты Золотой Рог покрывало плавающим мусором и нефтяной плёнкой на 90 – 99 %. В последнее время концентрация нефтяных углеводородов в воде уменьшилась, и превышает предельно-допустимую концентрацию (ПДК) в 1,5 – 2,5 раза [18]. Биопланктон, который обитает в бухте, ядовит, также опасно употребление в пищу выловленных здесь морепродуктов и рыбы [19]. Поэтому, одной из главных задач при строительстве является обеспечение экологической безопасности окружающей среды.

#### 2.5 Инженерно-геологическая характеристика грунтов и пород

Необходимым условием для дальнейшего проведения строительных работ является проведение инженерно-геологических изысканий для определения характеристики грунтов и пород. Данный вид работ подразумевает оценку техногенных и природных условий земельного участка, его инженерно-геологическую характеристику и составление специального проекта с прогнозированием влияния внешней среды на строящийся объект.

В геологическом отношении территория изысканий сложена верхнепалеозойными отложениями из пород пермской системы (граниты, диориты и др.).

					Характеристика района и объекта строительства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

В результате анализа лабораторными методами свойств грунта, также учитывая литологические особенности грунтов, на трассе перехода выделено семь инженерно-геологических элементов (ИГЭ).

ИГЭ – 0 Ил;

ИГЭ – 1 Песок;

ИГЭ – 2 Галечный грунт;

ИГЭ – 3 Прочный песчаник;

ИГЭ – 4 Щебенистый грунт;

ИГЭ – 5 Супесь;

ИГЭ – 6 Суглинок;

ИГЭ – 7 Алевролит трещиноватый.

Глинистые и суглинистые грунты при замачивании их отходами технологического производства способны набухать. В наибольшей степени набухание отмечается при замачивании щелочными растворами в несколько меньшей степени – кислыми. Исходя из выше написанного, рекомендуется оградить горизонт элювиальных грунтов от воздействия отходами технологического производства.

Подводный ландшафт в районе обследования характеризуется как «условно удовлетворительной». Промысловые скопления ценных гидробионитов не обнаружено.

Геологические процессы и явления

Из неблагоприятных инженерно-геологических процессов в пределах исследуемого участка встречены или прогнозируются: подтопление, заболачивание, эрозионные, сейсмические процессы, а также пучение грунтов.

Глубина промерзания грунта

Грунты в зоне сезонного промерзания, в естественных обрывах, открытых траншеях, котлованах подвержены воздействию сил морозного пучения. При сезонном промерзании пучинистые грунты способны

					Характеристика района и объекта строительства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

увеличиваться в объеме, что сопровождается подъемом поверхности грунта и развитием сил морозного пучения, действующих на конструкции сооружений. При последующем оттаивании пучинистого грунта происходит его частичная осадка.

Вычислена нормативная глубина сезонного промерзания грунтов с учетом среднемесячной отрицательной температуры воздуха в районе метеостанции г. Владивосток. Сумма абсолютных значений средних месячных отрицательных температур за зиму составляет минус 35,2 С° (Владивостокская ГМС) [20]. Для суглинков и глин нормативная глубина промерзания составила 1,36 м; для супесей и песков 1,66 м; для гравелистых песков, крупных и средней крупности – 1,78 м; для крупнообломочного грунта – 2,02 метра.

#### Сейсмические процессы

Согласно СП 14.13330.2014 – Строительство в сейсмических районах [21] и карт общего сейсмического районирования территории России ОСР-97 участок изысканий относится согласно картам А и В к 6-ти балльной области, а согласно карты С к – 7-ми балльной области.

## 2.6 Инженерно-гидрологические условия

Инженерно-гидрометеорологические изыскания проводятся для обеспечения комплексного изучения гидрометеорологических условий территории (района, площадки, участка, трассы) строительства и прогноз возможных изменений этих условий в результате взаимодействия с проектируемым объектом с целью получения необходимых достаточных материалов и данных для принятия обоснованных проектных решений.

Гидрогеологические условия территории характеризуются развитием подземных вод, приуроченных к четвертичным отложениям морского генезиса и к верхней трещиноватой зоне дочетвертичных пород.

					Характеристика района и объекта строительства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Ниже представлена таблица 2.3 с характерными значениями температуры воды.

Таблица 2.3 – Характерные значения температуры воды, в градусах Цельсия по данным гидрологической станции Владивосток

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Год
Средняя	1,8	1,8	-1,3	2,6	9,1	14,6	19,1	21,5	19,1	12,6	4,9	-0,7	8,3
Максимальная	0,8	1,2	3,0	9,9	16,2	19,3	26,3	26,3	26,7	18,5	10,7	3,1	26,7
Минимальная	2,0	2,1	-2,0	1,6	3,6	7,1	13,2	17,7	13,6	6,0	-1,2	-1,7	-2,1

В проливе Босфор Восточный водообмен происходит из Амурского залива в Уссурийский. Здесь скорости течений достигают 17 – 23 см/с.

По совокупности геоморфологических, геологических и гидрологических факторов категория сложности инженерно-геологических условий площадка проектируемого строительства относится к III (сложной) по СП 11-105-97 [22].

### 3 Выбор варианта прокладки трубопровода

На рисунке 3.1 представлен поперечный профиль пролива Босфор Восточный и разнообразие грунтов, находящихся под толщей воды. Перепады высот береговых отметок и отметок дна пролива достигают 157 м, а максимальная глубина пролива – 83 м. Дно пролива чашеобразное. Иловые отложения достигают мощности в 14 м.

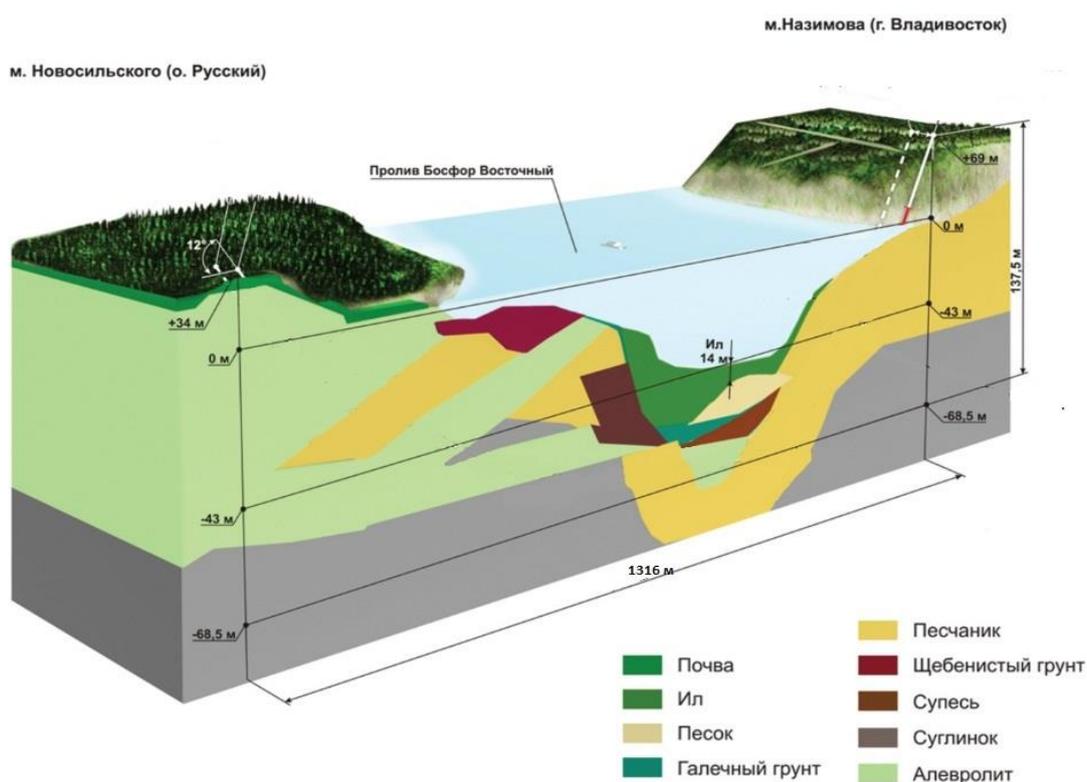


Рисунок 3.1 – 3D модель пролива

Для выбора варианта проектирования использовались данные Научно-технического и производственного журнала нефтегазового строительства. А также работы Сальникова А.В по сравнению существующих методов бестраншейной прокладки.

					Совершенствование технологии сооружения подводных переходов трубопроводов проложенных методом горизонтально-направленного бурения		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Меркурьев И.Е.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.				32	153
Консульт.					НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бирков П.В.					
					Выбор варианта прокладки трубопровода		

### 3.1 Траншейный метод прокладки трубопроводов

Траншейный метод прокладки для данных условий осложнен рядом факторов. Заглублением дюкера в дно пролива затруднено по нескольким причинам, приведенным далее.

Перепады высот береговых отметок и отметок дна пролива достигают 157 м, при этом максимальная глубина пролива по фарватеру – 83 м. Дно пролива чашеобразное, берега скалистые, обрывистые. Разработка траншеи в таких условиях с колоссальным объёмом земляных и буровзрывных работ крайне осложнена еще и тем, что на мысе Назимова, в непосредственной близости от створа перехода, уже велось строительство моста на остров Русский и дорожной эстакады.

Иловые отложения на дне пролива достигают мощности в 4,5 м. В таких условиях следует предусматривать прокладку газопровода ниже уровня их залегания с обязательной балластировкой трубопровода. Глубина разработки траншеи в данном случае составила бы около 6 м от дна и 49 м от поверхности воды.

Производство земляных работ в акватории пролива займёт длительный срок, а с учётом судоходной активности в проливе (до 250 ед. в сутки) согласовать графики производства работ становится практически невозможным.

Большой объём земляных работ при разработке подводной траншеи и сухопутных участков. Как результат – гибель ихтиофауны в районе производства работ, нарушение естественного режима «жизни» пролива, ухудшение условий обитания морских биоресурсов.

В процессе эксплуатации газопровода необходимо осуществлять периодическое (ежегодное) водолазное обследование уложенных дюкеров в акватории. В случае повреждения, всплытия или оголения трубопровода необходимо проводить ремонтные работы, а это бы составило основную часть расходов эксплуатирующей организации.

					Выбор варианта прокладки трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Следовательно, строительство перехода возможно только с применением бестраншейных методов прокладки.

### 3.2 Бестраншейные методы прокладки трубопроводов

Современные технологии бестраншейной прокладки позволяют производить работы с высокой степенью качества, при этом сохраняя объекты наземного благоустройства, архитектурный и природный облик местности, отпадает необходимость перекрытия автодорог, железнодорожных или судоходных путей.

Бестраншейные методы прокладки переходов позволяют решить следующие задачи:

- обеспечение высокого качества подводного перехода за счет заглубления трубопровода значительно ниже уровня размыва дна и берегов водоема;
- исключается необходимость работ по укреплению берегов;
- сокращение размеров компенсаций при согласовании с природоохранными и рыбохозяйственными управлениями, за счет уменьшения вреда окружающей среде.

Для прокладки трубопроводов под озерами, реками и другими водоемами чаще всего используют следующие методы бестраншейной прокладки: микротоннелирование (МТ), горизонтально-направленное бурение и продавливание труб.

Метод продавливания является нерациональным в данном случае, так как имеет небольшую длину возможной проходки (до 100м). Таким образом, далее рассмотрим методы микротоннелирования и горизонтально-направленного бурения.

					Выбор варианта прокладки трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

### 3.2.1 Микротоннелирование

Микротоннелирование – безлюдная щитовая проходка грунта с укреплением стенок тоннеля высокопрочными и долговечными трубами из железобетона, продавливаемых из стартового котлована мощной пресс-рамой, вслед за продвигающимся в грунте проходческим щитом. После того как щит продавливается на длину одной трубы, перед пресс-рамой помещают железобетонную трубу и вдавливают в подготовленное отверстие тоннеля, затем процесс повторяется.

Разработанный грунт смешивается с водой, подаваемой питающим насосом. Полученная взвесь грунта и воды подается в отстойник, установленный на поверхности, транспортным насосом. Осажденный грунт вывозится, осветленная вода используется повторно. На поверхности установлен контейнер управления и оснащен электронной техникой. Из контейнера управления осуществляется контроль процесса проходки. Специальная лазерная система ведения, устанавливаемая в тоннелепроходческом оборудовании, позволяет осуществлять точную прокладку на большие расстояния и вести проходку тоннелей на трассе с изгибами.

При продавливании железобетонных труб возникают значительные силы трения, для уменьшения этих сил в затрубье через специальные форсунки, размещенные в теле грубы, впрессовывается бентонитовая паста. Нарастивая трубу за трубой, проходку ведут до выхода щита в приемную шахту, после чего щит демонтируют, а закрепленный тоннель остается в грунте. На рисунке 3.2 показана схема конструкции подземного перехода, выполненного методом микротоннелирования.

					Выбор варианта прокладки трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

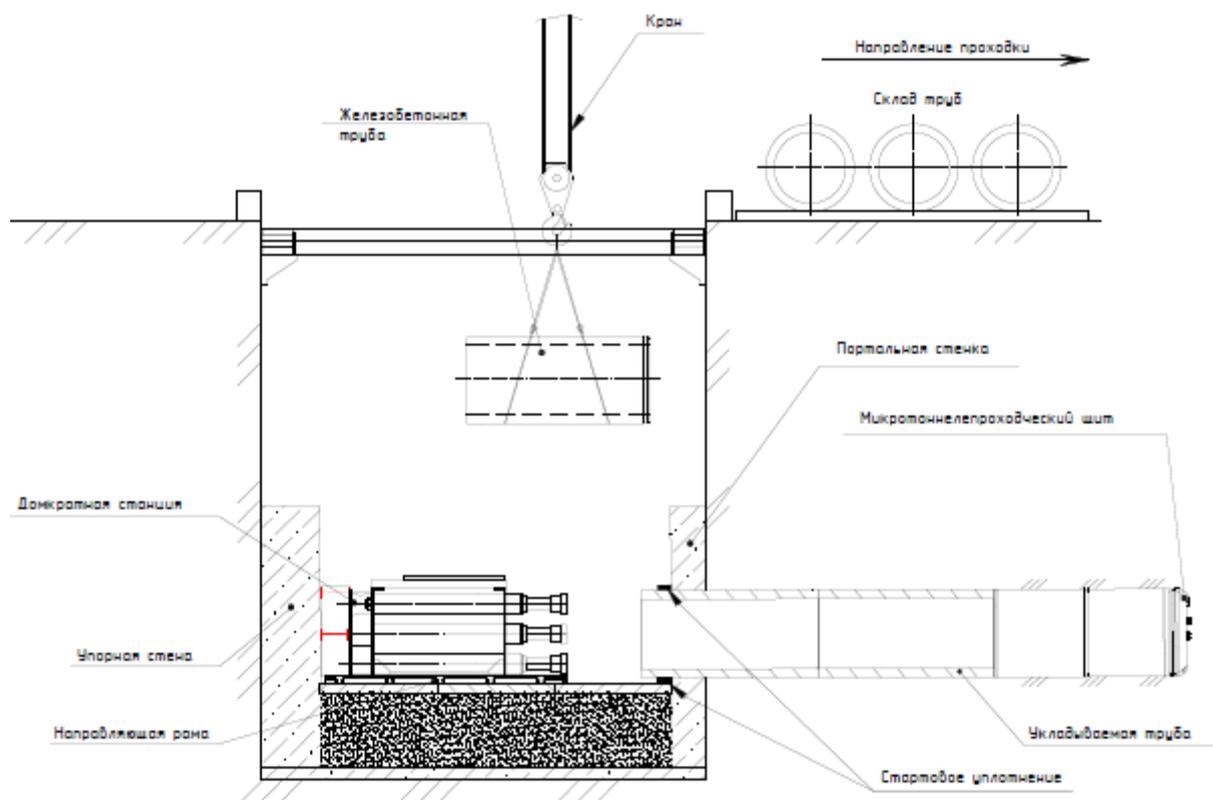


Рисунок 3.2 – Конструкция подземного перехода, выполненного методом микротоннелирования

Конструкция микротоннельного перехода состоит из железобетонного тоннеля с полиэтиленовым покрытием, в котором последовательно металлический кожух, а затем основной рабочий трубопровод.

Имеющиеся ограничения при использовании данного метода:

- необходимость создания стартового и приемного котлованов и бетонного коллектора, что увеличивает материалоемкость строительства;
- с учетом допустимых радиусов искривления и минимальных глубин прокладки под дном пролива глубина котлованов составит 60 – 90 м;
- затруднено сооружение плавной спусковой дорожки для дюкера, учитывая глубину и объемы предстоящих работ;
- усложняется процесс эксплуатации газопровода, так как необходимо периодически проверять тоннель на обводненность и целостность.

### 3.2.2 Горизонтально-направленное бурение

					Выбор варианта прокладки трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Горизонтально-направленное бурение – управляемый бестраншейный метод прокладки подземных коммуникаций, который основан на применении специальных буровых установок. Длина прокладки труб составляет от нескольких метров до нескольких километров, а диаметр труб более 1200 мм. Для защиты коммуникаций применяются трубы из полиэтилена высокого давления (ПВД), стали и других материалов.

Это самый распространенный метод бестраншейной прокладки трубопроводов, который выполняется в четыре основных этапа. Сначала производится бурение пилотной скважины, затем эта скважина расширяется, калибруется и на заключительном этапе производится протаскивание трубопровода в расширенную и откалиброванную скважину.

При выборе метода прокладки труб необходимо учитывать преимущества и недостатки применения метода.

Преимущества метода горизонтально-направленного бурения при строительстве подводных переходов трубопроводов следующие:

- трубопроводы прокладываются ниже прогнозируемых русловых деформаций, это помогает надежно защитить трубопровод от различных механических повреждений;
- сохраняется естественный режим водного препятствия при строительстве и эксплуатации трубопровода, это соответствует повышенным требованиям экологических организаций и имеет высокое значение при строительстве трубопроводов через водные преграды из списка особо охраняемых природных объектов и территорий;
- отпадает необходимость дноуглубительных, подводных, водолазных и берегоукрепительных работ при строительстве подводных переходов. Стоимость этих работ составляют более 50 % от стоимости перехода;

					Выбор варианта прокладки трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

- отпадает необходимость балластирования труб (балластных грузов или покрытий);
- исключаются взрывные работы, необходимые для рытья подводной траншеи в плотных грунтах;
- строительство подводного перехода производится в любое время года, и уменьшаются согласования с экологическими организациями (Рыбнадзором и другими).

Недостатки метода ГНБ:

- неточные инженерно-геологические изыскания могут привести к неправильному выбору бурового оборудования и характеристик бурового раствора;
- ГНБ затруднено в гравийных грунтах, в грунтах с включением валунов и булыжника;
- минимальная толщина заглубления трубопровода должна составлять 10 – 15 диаметров трубы, это увеличивает длину трубопровода, так как необходимо соблюдать минимальный радиус изгиба при бурении;
- дорогостоящее импортное оборудование;
- высокие профессиональные требования к персоналу.

### 3.3 Сравнительная характеристика методов ГНБ и МТ

Для сравнения технологий микротоннелирования и горизонтально-направленного бурения были выбраны следующие аспекты:

а) технические параметры: гидрогеологические условия, точность проходки, диаметр и протяженность проходки, используемые материалы;

б) продолжительность строительства: монтаж и демонтаж строительной площадки, выполнение бурения, суммарное время производства работ;

в) экономические аспекты;

					Выбор варианта прокладки трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

г) строительный риск.

### 3.3.1 Технические аспекты

#### 3.3.1.1 Геологические условия

Для определения пригодности были рассмотрены следующие породы: глина, ил, песок, гравий, камни, валуны, смешанный грунт и скальная порода.

Строительство трубопровода методом ГНБ без ограничений может применяться в таких грунтах, как глина, ил, песок, а также в некоторых скальных породах. Однако строительство затруднено для грунтов с содержанием гравия более 30 % (особенно крупного гравия) и компактных каменных слоев, а также препятствий из валунов. Затруднено бурение в смешанных грунтах с различными свойствами или часто меняющихся пластах, например, в грунте со слоями песчаника, камня или преградами из валунов. Трудности связаны со сложностью укрепления буровой скважины одним лишь буровым раствором.

Метод МТ более универсален. Возможно строительство в различных инженерно-технологических и гидрогеологических условиях (от слабых водонасыщенных до твердых скальных грунтов) без использования каких-либо специальных методов работ (замораживание, водопонижение, химическое закрепление грунтов и т. д.)

#### 3.3.1.2 Точность проходки

При использовании ГНБ в зависимости от конкретной глубины прокладки, геологических условий и длины бурения, точность выхода бурового инструмента составляет от нескольких сантиметров до нескольких метров, что в большинстве случаев является вполне достаточным для этого метода.

					Выбор варианта прокладки трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

При МТ управление системой осуществляется с помощью мишени и лазерного луча, таким образом, на расстояниях до 100 метров достигается точность с отклонением не более 3 см. Такая точность проходки необходима для безошибочного выхода тоннелепроходческого щита в приемный котлован.

### 3.3.1.3 Диаметр и длина проходки

При ГНБ длина проходки может достигать 2000 м, а диаметр от 100 до 2000 мм. Хотя данный метод позволяет проводить проходку в более широком диапазоне видов грунтов, но все-таки есть некоторые ограничения по возможности разбуривания. Это уход бурильной головки в сторону при определённых условиях, обвал стенок скважины, вероятность которого увеличивается с увеличением диаметра скважины, а отсюда появляются такие риски, как заклинивание бурильной головки и трубопровода при протаскивании и др.

Для метода МТ разработаны и применяются тоннелепроходческие щиты диаметром от 0,2 до 3,6 м. Протяженность проходки доходит до 150 м, ограничения связаны с малой удерживающей способности стенок стартового котлована и недостаточной мощности гидравлических домкратов. Чтобы увеличить длину прокладки можно использовать промежуточные домкратные станции.

### 3.3.1.4 Применяемые материалы

При МТ для формирования тоннеля применяются железобетонные кольца с металлическими манжетами и резиновыми уплотнителями. В некоторых случаях обделку тоннеля можно выполнять стальными или полимерными трубами, сборным или монолитным железобетоном. Строительство переходов методом ГНБ производится с применением

					Выбор варианта прокладки трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

стальных или полиэтиленовых труб в соответствии с нормативно-технической документацией.

### 3.3.2 Продолжительность строительства

По продолжительности производства работ, включающего оборудование строительной площадки и процесс бурения, преимущество имеет метод ГНБ. Например, для строительства трубопровода длиной до 1000 м длительность подготовительных работ для ГНБ составляет, примерно, одну неделю, для МТ – несколько недель, а продолжительность бурения и протаскивания плети труб для ГНБ составляет 4 – 6 недель, для МТ – 4 – 9 недель.

### 3.3.3 Строительный риск

При строительстве перехода методом МТ основным строительным риском является возможная недостаточность осевых усилий гидравлических домкратов для преодоления трения обсадной трубы. Высокое трение может привести к высоким напряжениям и последующему разрушению железобетонных труб. Недостаточная мощность буровой установки, высокое трение, заклинивание буровой колонны или протаскиваемого трубопровода может привести к остановке процесса ГНБ. Дополнительный фактор риска связан с возможностью столкновения с валунами.

С помощью тоннелепроходческих щитов легко удаляют препятствия размером менее 1/3 диаметра режущего щита. При больших размерах препятствий применяются дополнительные мероприятия. При бурении пилотной скважины в ГНБ буровая головка может обойти препятствие, но оно не удаляется из скважины. При последующем расширении скважины или протаскивании плети труб это препятствие может вызвать некоторые проблемы и привести к заклиниванию труб.

					Выбор варианта прокладки трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Кроме того, другой риск для ГНБ связан с опасностью обрушения пробуренной скважины, т.к. буровая скважина поддерживается лишь буровым раствором. Если, например, буровой раствор зонах с расселинами уходит из скважины, буровая скважина может обрушиться в данном месте. Также возможно разрушение, если буровой раствор не был подобран оптимально и его характеристики не отвечали условиям проходки.

Кроме того, при ГНБ есть значительный риск нарушения целостности защитного изоляционного покрытия рабочего трубопровода.

### 3.4 Выводы по разделу

Таким образом, МТ имеет меньшие строительные риски, позволяет вести проходку в любых грунтах, имеет большую точность проходки. Однако, ГНБ имеет меньшие сроки строительства, большую длину проходки, также значительно уменьшается стоимость строительства из-за отсутствия в конструкции дорогостоящих железобетонных труб и котлованов.

Учитывая достоинства и недостатки методов ГНБ и МТ, а также изложенные выше ограничения применения этих методов для данных условий строительства, можно сделать вывод, что метод ГНБ является наиболее технически и экономически целесообразным для строительства данного подводного перехода.

Поскольку метод ГНБ имеет наибольшие строительные риски, связанные с геологическими условиями (валуны, обрушение стенки скважины), то в проекте должны учитываться мероприятия по предотвращению или минимизации этих рисков.

					Выбор варианта прокладки трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

## 4 Проектные решения и параметры подводного перехода

### 4.1 Характеристика объекта

Согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» проектируемый трубопровод на участке перехода через пролив Босфор Восточный относится к I категории, т.к имеет диаметр до 1000 мм. Поскольку аварийное повреждение трубопровода приведет к перебоям подачи газа на остров Русский и будет являться причиной загрязнения окружающей среды, категория подводного участка газопровода принята повышенной (категория В) [23].

Согласно СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы» на участке подводного перехода через пролив Босфор Восточный проектируемый трубопровод относится к категории В, поскольку пролив имеет ширину зеркала воды в межень более 75 м и прибрежные участки шириной более 25 м [4].

Строительство подводного перехода трубопровода производится методом горизонтально-направленного бурения в соответствии с СП 36.13330.2012 [23], СП 86.13330.2014 [24], СП 42-101-2003 [25], Ведомственными нормами «Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения» [1].

Газопровод характеризуется следующими технико-экономическими характеристиками:

- рабочее давление 4,6 МПа;
- толщина стенки трубы 10 мм;
- наружный диаметр 530 мм.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Совершенствование технологии сооружения подводных переходов трубопроводов проложенных методом горизонтально-направленного бурения			
Разраб.		Меркурьев И.Е.			Параметры подводного перехода	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.					43	153
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бирков П.В.						

В таблице 4.1 представлены основные характеристики газа, используемого для подачи в трубопровод.

Таблица 4.1 – Характеристика добываемого газа

Наименование параметра	Значение
1 Состав	
1.1 Основной продукт:	
Метан (СН <sub>4</sub> )	97,57 %
1.2 Примеси (с идентификацией):	
Этан (С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub> )	1,06 %
Пропан (С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub> )	0,37 %
Изобутан (С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub> )	0,07 %
Азот (N <sub>2</sub> )	0,78 %
Углекислый газ (СО <sub>2</sub> )	0,05 %
Кислород (О <sub>2</sub> )	0.00 %
2 Общие данные (по метану)	
2.1 Молекулярный вес	16,4
2.2 Температура кипения (при давлении 101 кПа)	-164, °С
2.3 Плотность	0,688 кг/м <sup>3</sup>

#### 4.2 Этапы строительства перехода

Как правило, работы по прокладке трубопроводов подразделяются на подготовительные и основные.

##### 4.2.1 Подготовительные работы

До начала выполнения бурения необходимо выполнить следующие работы [1]:

- геодезическая разбивка трассы и вынос в натуру точек входа и выхода буровой головки из грунта [39];
- подготовка площадки для расположения буровой установки, насосной установки, места складирования буровых штанг, емкостей хранения для бентонита, полимерных добавок, строительных материалов, помещений для бытовых нужд;
- сбор и монтаж буровой установки в точке входа бурового долота. При этом необходимо обеспечить надежность закрепления установки при

					Параметры подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

бурении и обратной тяге при протягивании плети труб, а также обеспечить заземление установки [27];

- контроль исправного и работоспособного состояния геолокационной системы.

При размещении строительных площадок необходимо избегать наличия в этих местах подземных сооружений и коммуникаций, которые пересекают трассу скважины на входе или выходе трассы [1].

Также до начал бурения выполняется планировка площадок на входе и выходе и разработка технологических приемков, необходимых для:

- сбора бурового раствора, который выходит из скважины;
- подачи расширителей и бурового инструмента в скважину;
- подачи трубопровода при протягивании.

#### 4.2.2 Бурение пилотной скважины

Первым этапом основных работ является бурение пилотной скважины, представленное на рисунке 4.1. На этом этапе производится разрушение грунта под воздействием породоразрушающего инструмента. Пилотная скважина разбуривается небольшого диаметра в соответствии с проектным углом и траекторией, исходя из профиля и плана прокладки трубопровода.

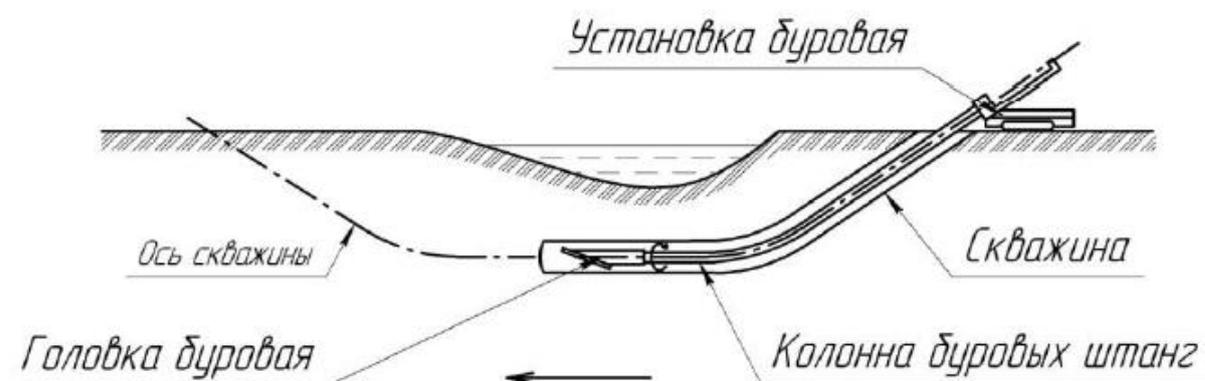


Рисунок 4.1 – Этап бурения пилотной скважины

Бурение пилотной скважины является наиболее сложным этапом строительства, от которого во многом зависит исходный результат. Поэтому

					Параметры подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

оно производится буровым инструментом со сменными насадками, которые подбираются в соответствии с видом грунта. Изменение направления бурения производится с помощью буровой лопатки, которая имеет скос и размещается посередине передового бура [28].

Буровая головка соединена при помощи полого корпуса с гибкой приводной штангой. Гибкая штанга необходима для управления процессом бурения пилотной скважины и позволяет обходить подземные препятствия в пределах естественного изгиба протягиваемого рабочего трубопровода. Буровая головка оснащена специальными отверстиями, необходимыми для подачи бурового раствора в скважину. Буровой раствор предназначен для уменьшения сил трения на штанге и буровой головке, предохранения скважины от обрушений, охлаждения породоразрушающий инструмента, разрушения породы и очищения скважины от ее нее, вынося породу на поверхность.

В процессе бурения пилотной скважины необходимо вести контроль траектории бурения, используя специальные локационные системы.

Контроль местоположения буровой головки в скважине необходимо производить с помощью приемника локатора, принимающего и обрабатывающего сигналы, исходящие из встроенного в тело буровой головки передатчика. На мониторе локатора визуально отображается информация о расположении, уклоне, азимуте буровой головки. Также эта информация доступна на дисплее оператора буровой установки.

Углы входа и выхода. Угол входа должен составлять от  $8^\circ$  до  $20^\circ$  к горизонтали. Этот предел определен главным образом возможностями бурового оборудования. При расчете угла выхода необходимо иметь в виду, что он не должен быть сильно крутым. Если угол выхода окажется чрезмерно крутым, то для направления протягиваемой плети в скважину, плеть необходимо будет поднять на большую высоту.

Итогом бурения пилотной скважины является выход бура в проектной точке на поверхность или в приемный котлован.

					Параметры подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

### 4.2.3 Расширение скважины

Второй этап, представленный на рисунке 4.2, предусматривает расширение пилотной скважины.

Расширение скважины производится после завершения бурения пилотной скважины. Для этого буровая головка открепляется от буровых штанг, и на ее место прикрепляется расширитель – риммер. К штанге прикладывается тяговое и вращательное усилие, благодаря этому риммер протягивается сквозь скважину в направлении буровой установки и расширяет пилотную скважину до проектного диаметра [1]. Расширение производится поэтапно до получения требуемых параметров.

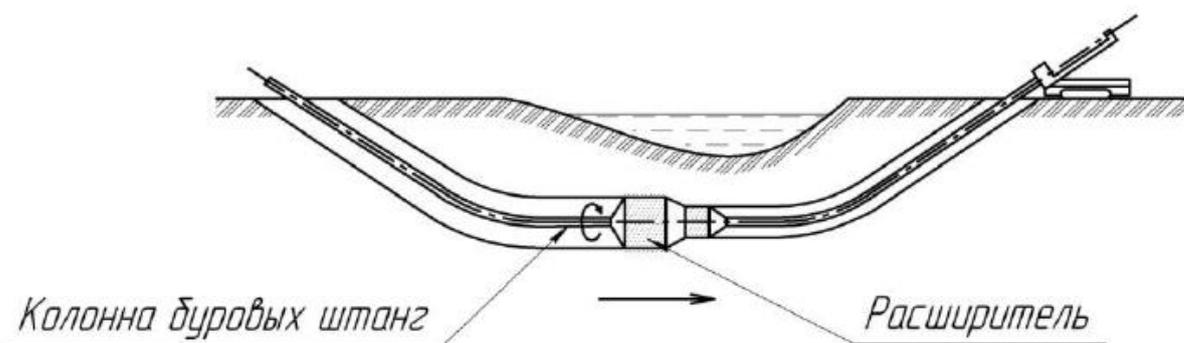


Рисунок 4.2 – Расширение пилотной скважины

Устойчивый ствол скважины при расширении формируется путем периодического возврата инструмента и проработки ствола скважины. Для успешной реализации такого подхода необходимо грамотно подбирать характеристики бурового раствора. Буровой раствор взаимодействует с грунтом путем фильтрации в микропоры, благодаря этому происходит кольматирование (укрепление) стенок скважины из-за набухания бентонита в порах и склеивания породы.

На рисунке 4.3 представлен расширитель пилотной скважины.

					Параметры подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47



Рисунок 4.3 – Расширитель

#### 4.2.4 Калибровка скважины и протаскивание плети труб в расширенную скважину

Третьим этапом является калибровка скважины. Этот этап необходим для калибровки и очистки скважины от любых помех, которые могут существовать внутри расширенной скважины.

На четвертом этапе, представленном на рисунке 4.4, производится протаскивание плети труб в расширенную и откалиброванную скважину. Трубопровод, сваренный в непрерывную нитку, протаскивается с помощью тягового усилия, которое развивается буровой установкой. Последовательно соединяются: расширитель, вертлюг, головное тяговое устройство, к которому присоединена нить трубопровода. Далее протаскивается трубопровод в направлении буровой установки.

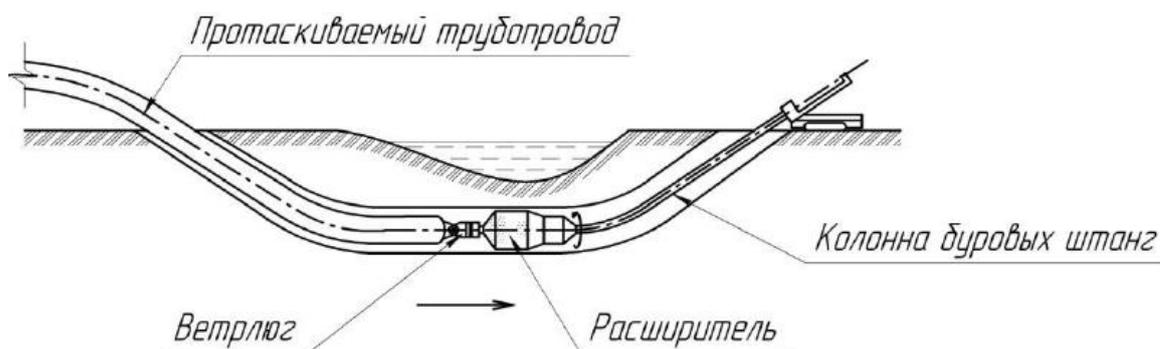


Рисунок 4.4 – Протаскивание дюкера

					Параметры подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Необходимо отметить, что тяговое усилие не должно быть выше установленного проектом усилия, которое рассчитывается исходя из условий прочности трубы. Размер тягового усилия необходимо контролировать по приборам буровой установки или с помощью специальных регистрирующих динамометров, которые устанавливаются в составе протягиваемой плети [1].

Протягивание трубопровода необходимо вести без остановки и перерывов для того, чтобы предотвратить заклинивание трубы в скважине.

Если не удалось избежать технологических перерывов при протягивании, то необходимо проводить периодическую циркуляцию бурового раствора и проворачивать буровую колонну для того, чтобы не произошло прихвата трубы к стенкам скважины [1].

На всем протяжении протягивания плети труб необходимо производить подачу бурового раствора в скважину.

#### 4.2.5 Завершающие работы

По окончанию протягивания и приемки газопровода [5] необходимо выполнить [1]:

- демонтаж технологических установок и оборудования;
- утилизацию оставшегося бурового раствора;
- утилизацию бурового шлама;
- обратную засыпку приемков и котлованов;
- демонтаж ограждений;
- планировка площадок производства работ в местах входа и выхода скважины;
- техническое обслуживание буровых штанг;
- восстановление подъездных дорог.

После завершения приемки подводного перехода, проложенного методом ГНБ, производится стыковка труб участка подводной прокладки с основным трубопроводом.

					Параметры подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

### 4.3 Характеристики бурового раствора

Оптимально подобранный буровой раствор является залогом успеха при проведении горизонтально-направленного бурения. Буровой раствор представляет собой смесь воды и специальных добавок, тип и концентрация которых выбирается в зависимости от типа грунта и условий бурения. В состав добавок входят бентониты и полимеры. Помимо бентонитов в буровом растворе используют добавки по улучшению химического состава воды и предотвращения налипания грунта на буровой инструмент и штанги. [28].

Буровой раствор необходим для [1]:

- размыва грунта в забойной зоне скважины;
- поддержания устойчивости стенок скважины;
- поддержания во взвешенном состоянии и удаления бурового шлама;
- охлаждения буровой головки;
- уменьшения сил трения при протаскивании трубопровода в скважину;
- сокращения рисков повреждения изоляционного покрытия труб при протаскивании.

Доставка бурового раствора к расширителю осуществляется по колонне буровых труб посредством бурового насоса. Через сопла расширителя буровой раствор заполняет полость скважины до и после расширителя. Между стенкой скважины и колонной буровых труб есть зазор, который позволяет пробуренной породе поступать в шламовые амбары, установленные на обоих берегах.

Геологический разрез пролива Босфор Восточный представляет собой чередование суглинков, глин и песчаников. Для интервалов, сложенных глинистыми породами характерна повышенная кавернозность, также возможны осыпи или обвалы стенок ствола скважины. Нарушения устойчивости стенок скважины приводят к прихватам, невозможности

					Параметры подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

прохождения геофизических приборов, сальникообразованию, затруднениям циркуляции бурового.

Для расчетов был взят борсиликатный реагент (БСР). БСР – высокоактивный ингибитор глин, который растворим в воде. Плотность раствора – 1290 кг/м<sup>3</sup>.

#### 4.4 Параметры труб для подводного перехода

При заданном рабочем давлении равным  $P_{\text{раб}} = 4,6$  МПа, учитывая коррозионную активность транспортируемого продукта и высокую степень экологической уязвимости данного района, для сокращения аварийности, при проектировании используем трубы стальные с заводским изоляционным покрытием. Сталь достаточно высокой прочности, хладостойкости и коррозионной стойкости марки, класс прочности К42.

Характеристика конструктивных параметров трубы магистрального газопровода приведена в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Характеристика конструктивных параметров труб

Нормативные характеристики основного металла		Диаметр $D_n$ , мм	Конструкция трубы, состояние поставки металла	Коэффициент надежности по материалу, $K_1$
Временное сопротивление разрыву, $R_{1n}$ , МПа	Предел текучести $R_{2n}$ , МПа			
412	245	530	сварные стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5 % и прошедшие 100 %-ный контроль на сплошность основного металла и сварных соединений методами неразрушающего контроля	1,34

#### 4.5 Изоляция рабочего трубопровода

Для рабочего трубопровода и защитного кожуха проектом предусмотрено усиленное трехслойное изоляционное покрытие на основе экструдированного полиэтилена заводского нанесения (толщина слоя не менее 3,0 мм), специального исполнения для бестраншейной прокладки [25]. Адгезия покрытия к стальной поверхности составляет не менее 35 Н/см, прочность при ударе – не менее 15 Дж, отсутствие пробоя при испытательном электрическом напряжении – не менее 15,0 кВ.

Для антикоррозионной защиты сварных стыков рабочего трубопровода и защитного кожуха, проектом предусмотрена установка термоусаживающихся манжет DIRAX.

В передней части термоусаживающейся изоляционной системы DIRAX расположена узкая муфта, армированная стекловолокном с предварительно прикрепленным замком и с покрытием из высокопрочного термоплавого клея, устойчивого к сдвигам.

Для устранения дефектов заводского изоляционного покрытия, возникших в процессе транспортировки, складирования труб и производства работ, проектом предусмотрена система «PERP». Она состоит из материалов для ремонта больших сквозных повреждений (заплата PERP, мастика PERPFILLER) и материалов для ремонта небольших несквозных повреждений (плавящийся карандаш PERP MELT STICK).

#### 4.6 Сварка трубопровода

Сварку трубопровода следует выполнять согласно требованиям СТО Газпром 2-2.2-136-2007 [29], ВСН 010-88 [2], СП 86.13330.2014 [24] по аттестованной технологии сварки с соблюдением правил техники безопасности и пожарной безопасности. Соединение труб между собой и труб

					Параметры подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

с деталями заводского изготовления выполнить согласно СП 86.13330.2014, СТО Газпром 2-2.2-136-2007.

Для достижения высокого качества сварочных работ производится:

- проверка квалификации сварщиков;
- проверка правильности и соблюдения последовательности операций по сварке;
- визуальный контроль качества сварных соединений в 100 % объеме [24];
- неразрушающий контроль сварных стыков рентгенографическим 100 % и ультразвуковым 100 % методами [24].

#### 4.7 Испытания на прочность и герметичность

Испытания на прочность и герметичность производятся в три этапа [30].

На первом этапе производится гидравлическое испытание трубопровода, сваренного в непрерывную нить, на строительной площадке. Испытание проводится в течение 6 часов под давлением, в нижней точке участка давление должно быть не менее 1,5 Рраб в верхней точке участка.

На втором этапе производится гидравлическое испытание трубопровода после протаскивания. Испытания проводятся в течение 12 часов с давлением равным 1,25 Рраб.

На третьем этапе производится пневматическое испытание подрусловой части и прилегающих участков. Испытания проводятся в течение 12 часов с давлением равным 1,1 Рраб.max.

По завершению испытания газопровод необходимо продуть сжатым воздухом с одновременным пропуском очистного устройства.

					Параметры подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

#### 4.8 Параметры резервной нитки

Так ширина водной преграды при меженном горизонте более 75 м, то необходимо предусмотреть строительство резервной нитки [23].

Параметры резервной нитки принимаем аналогичными параметрам основной нитки. Следовательно, резервная нитка перехода газопровода через пролив имеет диаметр 530 мм и толщину стенки 10 мм. Трубы используются бесшовные, горячедеформированные, повышенной коррозионной стойкости с изоляционным покрытием заводского нанесения. Расстояние между основной и резервной нитками принимается равным 30 м, т.к. это является минимальным расстоянием между газопроводами диаметром до 1000 мм для водоема с шириной зеркала воды более 25 м [23]. Резервная нитка прокладывается методом ГНБ.

Толщина стенки трубопровода основной и резервной нитки проверены расчетами на прочность и устойчивость согласно нормативным документам и конкретным условиям строительства.

На русловом участке проходка пилотной скважины осуществляется на расстоянии не менее 30 м от изыскательских скважин [23].

Резервная нитка прокладывается с радиусом упругого изгиба равным 1200 м, а длина составляет 1393 м.

Заглубление резервной нитки осуществляется на глубину 0,5 ниже прогнозируемого размыва русла реки [23]. Глубина размыва определяется на этапе инженерных изысканий.

Для антикоррозионной защиты принимаем изоляцию усиленного типа заводского нанесения, на основе экструдированного полиэтилена, с толщиной изоляции не менее 3,5 мм [25].

Соединение резервной нитки с газопроводом осуществляется путём вварки катушки с дополнительным ультразвуковым контролем кольцевых сварных швов.

					Параметры подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

## 5 Расчет основных параметров подводного перехода

### 5.1 Геометрические характеристики подводного перехода

Пилотная скважина включает один прямолинейный и два участка по дуге окружности. На рисунке 5.1 показан продольный профиль подводного перехода с основными характеристиками.

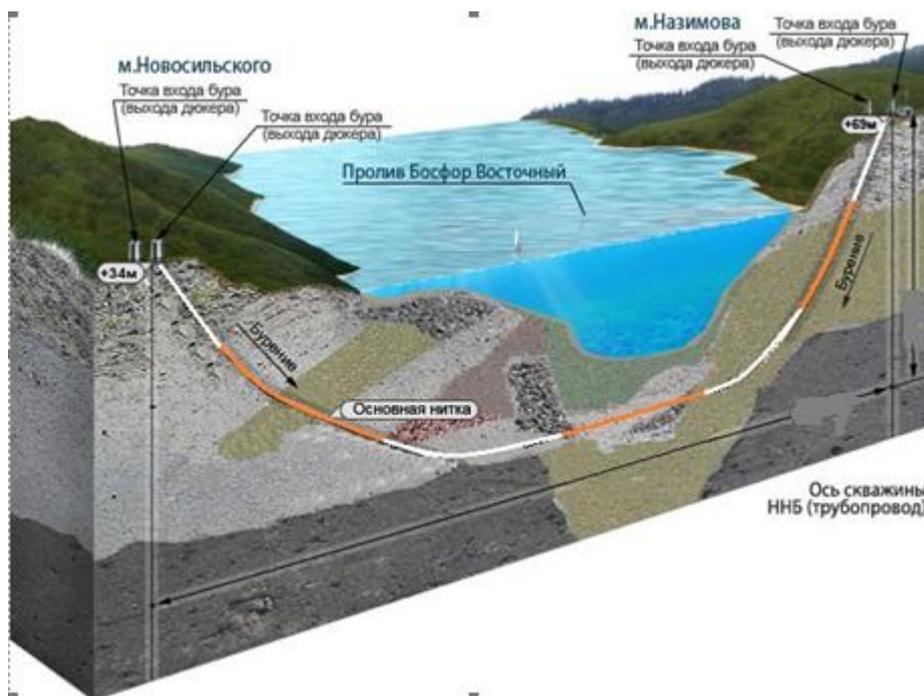


Рисунок 5.1 – Продольный профиль подводного перехода трубопровода

Для определения расстояния и между точками входа и выхода трубопровода в горизонтальной проекции и общей длины трубопровода, укладываемого способом ГНБ, необходимо найти ширину прогнозируемого профиля размыва по верху и по низу  $V_n$  и  $v_n$  соответственно (точки 1,2,3,4). Исходные данные профиля приведены в таблице 5.1.

					Совершенствование технологии сооружения подводных переходов трубопроводов проложенных методом горизонтально-направленного бурения		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Меркурьев И.Е.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.				55	153
Консульт.					НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бирков П.В.					
Расчетная часть							

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчета

Наименование параметра	Обозначение	Значение
ширина русла между кромками берегов, м	$B_1$	1200
высотные отметки, м		
левого берега	$D_1$	64
дна	$D_0$	-25
правого берега	$D_2$	89
прогнозируемая величина отступления склонов берегов, м		
левого	$\Delta B_{p1}$	20
правого	$\Delta B_{p2}$	7
заложение откосов склонов берегов:		
левого	$m_1$	0,9
правого	$m_2$	2,4
прогнозируемая глубина размыва дна от нижней его отметки, м	$\Delta h_p$	4,5

Схема продольного профиля трубопровода, прокладываемого способом ГНБ представлена на рисунке 5.2.

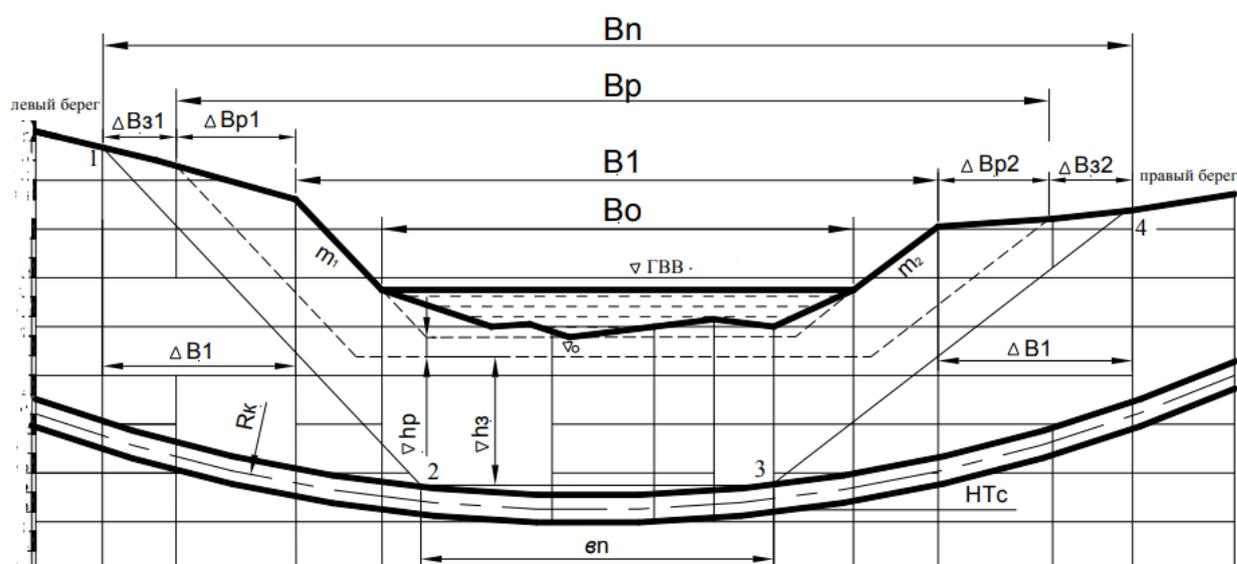


Рисунок 5.2 – Схема продольного профиля трубопровода

Ширина размыва по верху,

$$B_n = B_1 + \Delta B_{p1} + \Delta B_{z1} + \Delta B_{p2} + \Delta B_{z2}, \quad (1)$$

где  $B_1$  – ширина русла между бровками берегов м;

$\Delta B_{p1}, \Delta B_{p2}$  – прогнозируемая величина отступления склонов берегов по материалам инженерных изысканий;

$\Delta B_{z_1}, \Delta B_{z_2}$  – запасы к прогнозируемым значениям отступления берегов;

$\Delta B_{z_1}$  должен удовлетворять условию:

$$\Delta B_{z_1} > m_1 \cdot \Delta h_3, \quad (2)$$

где  $m_1$  – заложения откосов берегового склона,  $m_1 = 0,9$ ;

$h_3$  – запас к прогнозируемой глубине размыва дна;

$$\Delta h_3 = 2 \cdot D_n, \quad (3)$$

где  $D_n$  – наружный диаметр трубопровода,  $D_n = 0,53$  м;

$$\Delta h_3 = 2 \cdot 0,530 = 1,06 \text{ м.}$$

Тогда запас к прогнозируемому значению отступления берегов

$$\Delta B_{z_1} > 0,9 \cdot 1,06,$$

$$\Delta B_{z_1} > 0,96 \text{ м.}$$

Принимаем  $\Delta B_{z_1} = 1,0$  м.

$\Delta B_{z_2}$  должен удовлетворять условию:

$$\Delta B_{z_2} > m_2 \cdot \Delta h_3, \quad (4)$$

где  $m_2$  – заложение откосов склонов берегов,  $m_2 = 2,4$ ;

$$\Delta B_{z_2} > 2,4 \cdot 1,06,$$

$$\Delta B_{z_2} > 2,54 \text{ м.}$$

Принимаем  $\Delta B_{z_2} = 2,6$  м.

Получаем ширину размыва по верху

$$B_n = 1200 + 20,0 + 1,0 + 7,0 + 2,6 = 1230,6 \text{ м.}$$

Ширина размыва по низу,

$$b_n = B_n - H_1 \cdot m_1 - H_2 \cdot m_2, \quad (5)$$

где  $H_1$  – разница высот наинизшей отметки профиля размыва относительно высоты левого берега;

$$H_1 = H_{б_1} + \Delta h_p + \Delta h_3, \quad (6)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

где  $H_{61}$  – высота левого берега относительно наинизшей отметки дна;

$$H_{61} = D_1 - D_0, \quad (7)$$

где  $D_1$  – высотная отметка левого берега,  $D_1 = 64$  м;

$D_0$  – высотная отметка дна,  $D_0 = -25$  м.

$$H_{61} = 64 - (-25) = 89 \text{ м},$$

$$H_1 = 89 + 4,5 + 1,06 = 94,6 \text{ м}.$$

$H_2$  – разница высот наинизшей отметки профиля размыва относительно высот правого берега;

$$H_2 = H_{б2} + \Delta h_p + \Delta h_3, \quad (8)$$

где  $H_{б2}$  – высота правого берега относительно наинизшей отметки дна;

$$H_{б2} = D_2 - D_0, \quad (9)$$

где  $D_2$  – высотная отметка правого берега,  $D_2 = 89$  м;

$$H_{б2} = 89 - (-25) = 114 \text{ м}.$$

$$H_2 = 114 + 4,5 + 1,06 = 119,6 \text{ м}.$$

Получаем ширину размыва по низу

$$b_n = 1200 - 94,6 \cdot 0,9 - 119,6 \cdot 2,4 = 858,6 \text{ м}.$$

Радиус кривой искусственного изгиба газопровода,

$$R_k \geq R_{\min}, \quad (10)$$

где  $R_{\min}$  – радиус минимального изгиба трубопровода;

$$R_{\min} = 1200 \cdot D_n, \quad (11)$$

$$R_{\min} = 1200 \cdot 0,530 = 636 \text{ м}.$$

Следовательно, радиус кривой искусственного изгиба трубопровода,

$$R_k \geq 636 \text{ м}.$$

С учетом грунтовой составляющей местности, радиус кривой искусственного изгиба трубопровода принимаем равным 1200 м.

Диаметр скважины, необходимый для протягивания трубопровода,

$$D_c = 1,3 \cdot D_n, \quad (12)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

$$D_c = 1,3 \cdot 0,530 = 0,689 \text{ м.}$$

Так как проектный профиль по низу имеет большую протяженность, то необходимо спроектировать горизонтальный прямолинейный участок. Примем протяженность этого участка равным  $l_{гор} = 800 \text{ м.}$

Угол скважины в точке 2 определяем по формуле:

$$a_2 = \arcsin \frac{b_n - l_{гор}}{2R}, \quad (13)$$

$$a_2 = \arcsin \frac{858,6 - 800}{2 \cdot 1200} = 1,4^\circ.$$

Угол скважины в точке 3 определяем по формуле:

$$a_3 = \arcsin \frac{b_n - l_{гор}}{2R}, \quad (14)$$

$$a_3 = \arcsin \frac{858,6 - 800}{2 \cdot 1200} = 1,4^\circ.$$

Наинизшая точка оси скважины,

$$HT_c = D_0 - \Delta h_p - \Delta h_3 - \left( \frac{D_c}{2} \right) - \frac{b_n \cdot \tan a_{2,3}}{2}, \quad (15)$$

$$HT_c = -25 - 4,5 - 1,06 - \left( \frac{0,689}{2} \right) - \frac{858,6 \cdot \tan 1,4}{2} = -41,4 \text{ м.}$$

Угол входа скважины определяем по формуле:

$$a_4 = \arccos \frac{R - (D_2 + HT_c)}{R}, \quad (16)$$

$$a_4 = \arccos \frac{1200 - (89 + (-41,4))}{1200} = 16,2^\circ.$$

Угол выхода скважины определяем по формуле:

$$a_1 = \arccos \frac{R - (D_1 + HT_c)}{R}, \quad (17)$$

$$a_1 = \arccos \frac{1200 - (64 + (-41,4))}{1200} = 11,1^\circ.$$

Общая протяженность бурения скважины,

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

$$S = l_{\text{гор}} + \frac{\pi \cdot 2 \cdot R(\alpha_1 + \alpha_4)}{360}, \quad (18)$$

$$S = 800 + \frac{3,14 \cdot 2 \cdot 1200(11,1 + 16,2)}{360} = 1372,6 \text{ м.}$$

Длина дюкера назначается с запасом, который компенсирует удлинение скважины в случае выхода бура за проектную отметку в неблагоприятных условиях бурения.

Длина дюкера,

$$L_{\text{тб}} = S + \Delta L, \quad (19)$$

где  $\Delta L$  – запас, который компенсирует удлинение скважины в случае выхода бура за проектную отметку в неблагоприятных условиях бурения,  $\Delta L = 20$  м.

$$L_{\text{тб}} = 1372,6 + 20 = 1392,6 \text{ м.}$$

Таким образом, пилотная скважина включает один прямолинейный и два участка по дуге окружности.

Вход в скважину выполняется под углом равным  $\alpha_4 = 16,2^\circ$  к плоскости горизонта, с радиусом изгиба  $R = 1200$  м, далее бурится прямолинейный отрезок в нижней части скважины  $l_{\text{гор}} = 800$  м, далее производится выход под углом  $\alpha_1 = 11,1$ , с радиусом изгиба  $R = 1200$  м.

Геометрические характеристики перехода через пролив Босфор Восточный сведены в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Характеристика перехода через реку

Параметр	Обозначение	Значение
Ширина русла между береговыми кромками, м	$B_1$	1200
Высотная отметка, м:		
- левый берег,	$D_1$	64
- дно,	$D_0$	-25
- правый берег	$D_2$	89
Прогнозируемые величины отступления склонов берегов, м:		
- левого,	$\Delta B_{p1}$	20,0
- правого	$\Delta B_{p2}$	7,0
Запас к прогнозному значению отступления левого берега, м	$\Delta B_{z1}$	1,0

Запас к прогнозному значению отступления правого берега, м	$\Delta B_{32}$	2,6
---	-----------------	-----

### Продолжение таблицы 5.2

Заложение откосов склонов берегов: - левого, - правого	$m_1$ $m_2$	0,9 2,4
Прогнозная глубина размыва дна, м	$\Delta h_p$	4,5
Запас к прогнозной глубине размыва $m_{in}$ , м	$\Delta h_z$	1,06
Ширина размыва по верху, м	$B_n$	1230,6
Ширина размыва по низу, м	$b_n$	858,6
Радиус кривой искусственного изгиба газопровода, м	$R_k$	1200
Наинизшая точка оси скважины, м	$HT_c$	- 41,4
Диаметр скважины, м	$D_c$	0,689
Угол входа скважины	$\alpha_4$	16,2°
Угол выхода скважины	$\alpha_1$	11,1°
Общая длина скважины по оси, м	$S$	1392,6

### 5.2 Расчет толщины стенки. Проверка на прочность

Подводные трубопроводы требуется проверять на прочность, деформируемость и общую устойчивость в продольном направлении. Расчет выполнен в соответствии с [23].

Толщина стенки определяется исходя из нормативной величины временного сопротивления на разрыв, диаметра трубопровода и рабочего давления [23].

Расчетная толщина стенки определяем по формуле:

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 + n_p P)} \quad (20)$$

где  $n_p$  – коэффициент надежности по нагрузке, принимается равным 1,10;

$P$  – рабочее давление в газопроводе,  $P = 4,6$  МПа ;

$D_n$  – внешний диаметр газопровода,  $D_n = 530$  мм ;

$R_1$  – расчетное сопротивление материала стенки трубопровода.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Расчетное сопротивление материала стенки трубопровода рассчитывается по формуле

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{K_1 \cdot K_H}, \quad (21)$$

$$R_1 = \frac{412 \cdot 0,66}{1,34 \cdot 1,1} = 184,5 \text{ МПа.}$$

где  $R_1^H$  – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, определяемое из условия работы на разрывы, равное минимальному пределу прочности  $R_1^H = \sigma_{пр} = 412 \text{ МПа}$ ;

$m$  – коэффициент условий работы, для трубопроводов высшей категории принимается равным 0,66 [23];

$K_1$  – коэффициент надежности по материалу,  $K_1 = 1,34$ ;

$K_H$  – коэффициент надежности по назначению газопровода, для газопроводов с внутренним давлением менее 5,5 МПа и диаметром 500 мм и менее, принимается равным 1,1.

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 4,6 \cdot 530}{2(184,5 + 1,1 \cdot 4,6)} = 7,07 \text{ мм.}$$

Округляем значение толщины стенки до 8 мм.

Внутренний диаметр определится по формуле:

$$D_B = D_H - 2 \cdot \delta, \quad (22)$$

$$D_B = 530 - 2 \cdot 8 = 514 \text{ мм.}$$

Проверка на осевые сжимающие напряжения в трубопроводе,  $\sigma_{прN}$ , МПа,

$$\sigma_{прN}^{(+)} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{n_p P D_{BH}}{2\delta}, \quad (23)$$

где  $D_{BH}$  – внутренний диаметр трубопровода;

$\Delta t$  – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании;

					Расчетная часть	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu R_1}{\alpha E}, \quad (24)$$

$$\Delta t_{(+)} = \frac{0,3 \cdot 184,5}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 22,3^\circ \text{C}.$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{R_1(1-\mu)}{\alpha E}, \quad (25)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{184,5(1-0,3)}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 52,2^\circ \text{C}.$$

где  $\alpha$  – коэффициент линейного расширения металла,  $\alpha = 0,000012 \text{ град}^{-1}$  ;

$\mu$  – коэффициент Пуассона,  $\mu = 0,3$  ;

$E$  – модуль Юнга,  $E = 206000 \text{ МПа}$ .

$$\sigma_{\text{прN}}^{(+)} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 52,2 + 0,3 \frac{1,1 \cdot 4,6 \cdot 514}{2 \cdot 8} = -80,4 \text{ МПа}.$$

Знак «минус» указывает на наличие осевых сжимающих напряжений.

Коэффициент, который учитывает двухосное напряженное состояние металла труб,

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|\sigma_{\text{прN}}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{\text{прN}}|}{R_1}, \quad (26)$$

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|-80,4|}{184,5} \right)^2} - 0,5 \frac{|-80,4|}{184,5} = 0,71.$$

Толщину стенки с учетом влияния осевых сжимающих напряжений определяем по формуле:

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_n}{2(\Psi_1 R_1 + n_p P)}, \quad (27)$$

где  $\Psi_1$  – коэффициент двухосного напряженного состояния металла труб.

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 4,6 \cdot 530}{2(0,71 \cdot 184,5 + 1,1 \cdot 4,6)} = 9,9 \text{ мм}.$$

Таким образом, толщина стенки становится равной 10 мм.

$$D_{\text{вн}} = 530 - 2 \cdot 10 = 510 \text{ мм}.$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Проверка газопровода на прочность выполняется по условию:

$$|\sigma_{\text{прN}}| \leq \Psi_2 \cdot R_1, \quad (28)$$

где  $\Psi_2$  – коэффициент, который учитывает двусное напряжённое состояние металла труб при  $\sigma_{\text{прN}} < 0$ :

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|\sigma_{\text{кц}}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}, \quad (29)$$

где  $\sigma_{\text{кц}}$  – кольцевое напряжение, возникающее от внутреннего давления, МПа;

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n_p P D_{\text{вн}}}{2\delta}, \quad (30)$$

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{1,1 \cdot 4,6 \cdot 510}{2 \cdot 10} = 129,0 \text{ МПа.}$$

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{129,0}{184,5} \right)^2} - 0,5 \frac{129,0}{184,5} = 0,446.$$

Проверка на прочность подземного трубопровода:

$$|-80,4| \leq 0,446 \cdot 184,5,$$

$$80,4 \leq 82,2.$$

Условие проверки прочности подземного трубопровода выполняется. Следовательно, результаты расчетов считаем удовлетворительными.

### 5.3 Проверка трубопровода на смятие

При протаскивании (без заполнения или неполном заполнении водой) проводится проверка трубопровода на смятие. В случае, если трубопровод не проходит проверку на смятие, то толщину стенки следует увеличить.

Смятие происходит при гидростатическом давлении, создаваемым столбом бурового раствора.

Считаем высоту столба бурового раствора,

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

$$h_{кр} = \frac{2 \cdot E}{\rho_{бр} \cdot g \cdot (1 - \mu^2)} \cdot \left( \frac{\delta}{D_n} \right)^3, \quad (31)$$

где  $\rho_{бр}$  – плотность бурового раствора,  $\rho_{бр} = 1290 \text{ кг/м}^3$ .

$$h_{кр} = \frac{2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11}}{1290 \cdot 9,81 \cdot (1 - 0,3^2)} \cdot \left( \frac{10}{530} \right)^3 = 175,2 \text{ м.}$$

Условие сохранения устойчивости,

$$H < k_{см} \cdot h_{кр}, \quad (32)$$

где  $H$  – максимальное значение разности высотных отметок входного или выходного сечения с наиболее низкой точки скважины;

$$H = H_{вых} - H_з, \quad (33)$$

где  $H_{вых}$  – высотная отметка выходного сечения;

$H_з$  – высотная отметка нижней точки скважины,  $H_з = -41,4 \text{ м}$ .

$$H = 89 - (-41,4) = 130,4 \text{ м}$$

$K_{см}$  – коэффициент перегрузки, учитывающий влияние гидродинамической составляющей давления, наличие осевого растяжения, контактной реакции, эллиптичности сечения трубы, разностенности, возможное увеличение плотности бурового раствора,  $K_{см} = 0,75$ .

$$130,4 < 0,75 \cdot 175,2$$

$$130,4 < 131,4.$$

Условие сохранения устойчивости соблюдается.

Техническая характеристика трубопровода сведена в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Характеристика трубопровода

					Расчетная часть	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наименование параметра	Обозначение	Значение
Длина скважины по оси, м	S	1372,6
Длина Дюкера, м	L <sub>тб</sub>	1392,6
Наружный диаметр газопровода, мм	D <sub>н</sub>	530
Внутренний диаметр газопровода, мм	D <sub>в</sub>	510
Толщина стенки газопровода, мм	δ	10
Предел текучести, МПа	σ <sub>т</sub>	245
Временное сопротивление разрыву, МПа	σ <sub>вр</sub>	412

#### 5.4 Расчет весовых характеристик трубопровода

Внутренний диаметр трубопровода рассчитываем по формуле

$$D_{в} = D_{н} - 2 \cdot \delta, \quad (34)$$

$$D_{в} = 0,530 - 2 \cdot 0,01 = 0,51 \text{ м.}$$

Вес единицы длины трубопровода,

$$q_{т} = 0,25 \cdot \pi \cdot (D_{н}^2 - D_{вн}^2) \cdot \rho_{т} \cdot g, \quad (35)$$

где  $\rho_{т}$  – плотность материала трубы,  $\rho_{т} = 7850 \text{ кг / м}^3$  [23].

$$q_{т} = 0,25 \cdot 3,14 \cdot (0,53^2 - 0,51^2) \cdot 7850 \cdot 9,81 = 1258,0 \text{ Н/м.}$$

Применяем усиленное трехслойное изоляционное покрытие на основе экструдированного полиэтилена, которое наносится в заводских условиях (толщина слоя не менее 3,5 мм), специального исполнения для бестраншейной прокладки [31]. Плотность данного покрытия 910 – 925 кг/м<sup>3</sup>.

Диаметр трубопровода с изоляцией,

$$D_{и} = D_{н} + 2 \cdot \delta_{и}, \quad (36)$$

где  $\delta_{и}$  – толщина изоляции трубопровода,  $\delta_{и} = 0,0035 \text{ м}$ .

$$D_{и} = 0,53 + 2 \cdot 0,0034 = 0,537 \text{ м.}$$

Вес изоляционного покрытия на единицу длины,

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

$$q_{и} = 0,25 \cdot \pi \cdot (D_{и}^2 - D_{н}^2) \cdot \rho_{и} \cdot g, \quad (37)$$

где  $\rho_{и}$  – плотность изоляции,  $\rho_{и} = 920 \text{ кг / м}^3$ .

$$q_{и} = 0,25 \cdot 3,14 \cdot (0,537^2 - 0,53^2) \cdot 920 \cdot 9,81 = 52,9 \text{ Н/м.}$$

Вес трубопровода с изоляционным покрытием,

$$q_{т.и} = q_{и} + q_{т}, \quad (38)$$

$$q_{т.и} = 52,9 + 1258,0 = 1311,0 \text{ Н/м.}$$

Полученные параметры весовые характеристики трубопровода сведем в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Весовые характеристики трубопровода на единицу длины

Наименование параметра	Обозначение	Значение
Диаметр трубопровода с изоляцией, м	$D_{и}$	0,537
Вес единицы длины трубопровода, Н/м	$q_{т}$	1258,0
Вес изоляции на единицу длины, Н/м	$q_{и}$	52,9
Вес трубопровода с изоляцией, Н/м	$q_{т.и}$	1311,0
Толщина изоляции трубопровода, мм	$\delta_{и}$	3,5
Плотность изоляции, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{и}$	920

### 5.5 Балластировка трубопровода водой

Для сокращения усилия на преодоление трения протаскиваемого трубопровода о грунт внутри скважины, заполненной бентонитом, и снижения тяговых усилий при протаскивании, трубопровод необходимо забалластировать водой.

При протаскивании трубопровода в местах недостаточной балластировки трубопровода возможен подъем бурильной колонны или самого трубопровода к своду скважины. Бурильная колонна, расположенная перед плетью труб, оголовок или сам трубопровод, находятся в контакте с верхней образующей стенки скважины.

Движение колонны в условиях прижатия к верхней образующей ствола скважины способствует обрушению стенок и развитию осложнений при протягивании.

При выполнении работ из условия сохранения устойчивости стенок скважины более предпочтительным является вариант движения бурильной колонны и трубопровода в условиях прижатия к нижней образующей стенки скважины.

Величина необходимого веса балласта определяем по формуле [25]:

$$q_{вб} = q_{выт} - q_{т.и}, \quad (39)$$

где  $q_{выт}$  – сила выталкивания;

$q_{т.и}$  – вес трубы с изоляционным покрытием.

Сила выталкивания, которая действует на полый трубопровод в буровом растворе,

$$q_{выт} = \frac{\pi \cdot D_{и}^2}{4} \cdot \rho_{бр} \cdot g, \quad (40)$$

где  $\rho_{бр}$  – плотность бурового раствора, 1290 кг/м<sup>3</sup>.

$$q_{выт} = \frac{3,14 \cdot 0,537^2}{4} \cdot 1290 \cdot 9,81 = 2866,1 \text{ Н/м.}$$

Величина требуемого веса балласта

$$q_{вб} = 2866,1 - 1311,0 = 1555,1 \text{ Н / м.}$$

## 5.6 Расстояние между роликовыми опорами

Для снижения усилия протягивания при протягивании трубопровода в криволинейную скважину, сохранности изоляции от повреждения и обеспечения требуемого угла входа трубопровода в скважину к моменту окончания процесса расширения скважины в створе протаскивания на монтажной площадке, трубопровод должен быть уложен на спусковой стапель – роликовые опоры.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Параметры расстановки механизмов рассчитаны с учетом допустимого радиуса упругого изгиба и возможных максимальных силовых воздействий, вызывающих продольные и изгибающие напряжения в трубопроводе в процессе протаскивания. Параметры протаскивания уточняются в процессе производства работ.

По окончании работ по прокладке дюкера следует демонтировать направляющие опоры спускового стапеля.

При производстве работ по протаскиванию дюкера в грунтовую скважину подрядчик должен иметь в наличии резервный запас техники (трубоукладчик, роликовые опоры).

Опора состоит из рамы, на которую установлен каток.

Подобрана роликовая опора марки Орк – 0,5 с полиуретановым покрытием роликов, производства GERTEK РОТОМАТИК [32].

Номинальная грузоподъемность опоры – 5 кН.

Принимается, что опора может выдерживать в качестве допустимой экстремальной нагрузки усилие  $P_{оп} = 5$  кН.

На рисунке 5.3 представлен трубопровод на опоре

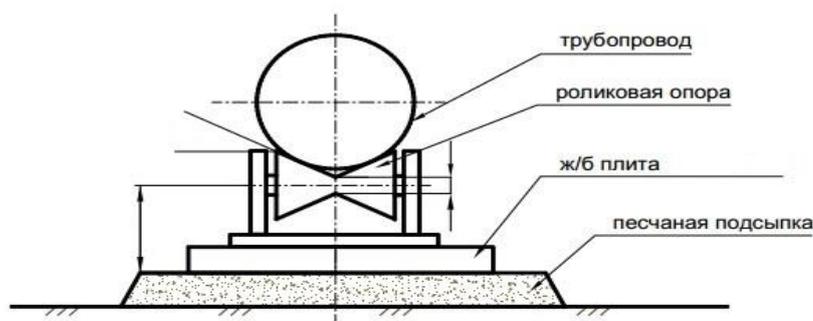


Рисунок 5.3 – Схема установки роликовой опоры

Максимальное расстояние между опорами по условию грузоподъемности,  $l_{max}$

$$l_{max} = \frac{P_{оп}}{q_{т.и}} \quad (41)$$

где  $P_{оп}$  – номинальная грузоподъемность опоры,  $P_{оп} = 5$  кН.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

$$l_{\max} = \frac{5000}{1311,0} = 11,4 \text{ м.}$$

Минимальное необходимое число опор, при котором опорная реакция не превышает номинальной грузоподъемности опоры,

$$N_{\min} = \frac{S + 20}{l_{\max}}, \quad (42)$$

где  $S$  – длина скважины,  $S = 1372,6 \text{ м.}$

$$N_{\min} = \frac{1372,6 + 20}{11,4} = 121,7 \approx 122 \text{ шт.}$$

Принимаем с запасом около 25% число опор,

$$N = N_{\min} + N_{\min} \cdot 0,25, \quad (43)$$

$$N = 122 + 122 \cdot 0,25 = 152,5 \approx 153 \text{ шт.}$$

Расстояние между опорами,

$$l_{\text{оп}} = \frac{S + 20}{N - 1}, \quad (44)$$

$$l_{\text{оп}} = \frac{1372,6 + 20}{153 - 1} = 9,2 \text{ м.}$$

Нагрузка на одну опору,

$$R = \frac{q_{\text{т.и}}(S + 20)}{N}, \quad (45)$$

$$R = \frac{1311,0 \cdot (1372,6 + 20)}{153} = 11932,1 \text{ Н.}$$

В случае просадки одной из опор трубопровод прогибается.

Реакция на ближайшие опоры,

$$R_{\text{б}} = R \cdot 1,5, \quad (46)$$

$$R_{\text{б}} = 11932,1 \cdot 1,5 = 17898,1 \text{ Н.}$$

Допустимая длина консоли,  $l_{\text{к}}, \text{Н.}$

$$l_{\text{к}} = \sqrt{\frac{2 \cdot m \cdot R_{\text{б}}^{\text{H}} \cdot W_{\text{z}}}{q_{\text{т.и}}}}, \quad (47)$$

где  $m$  – коэффициент условий работы газопровода,  $m = 0,66$ ;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

$w_z$  – осевой момент инерции сечения трубы.

$$w_z = \frac{\pi \cdot D_H^3}{32} \cdot \left( 1 - \left( \frac{D_{BH}}{D_H} \right)^4 \right), \quad (48)$$

$$w_z = \frac{3,14 \cdot 0,53^3}{32} \cdot \left( 1 - \left( \frac{0,51}{0,53} \right)^4 \right) = 0,0021 \text{ м}^3.$$

Тогда допустимая длина консоли

$$l_k = \sqrt{\frac{2 \cdot 0,66 \cdot 245 \cdot 10^6 \cdot 0,0021}{1311,0}} = 22,7 \text{ м}.$$

Условие расстановки опор на допустимую длину консоли:

$$l_{оп} \leq l_k, \quad (49)$$

$$9,2 \leq 22,7.$$

Условие выполняется. Следовательно, расстояние между опорами принимаем равным 9,2 м.

### 5.7 Расчет максимального тягового усилия при протаскивании

Усилие протягивания определяется для конечного момента протаскивания перехода, т.е. когда вся плеть труб находится в скважине. Сопротивление протягивания расширителя равно нулю.

Расчет усилия протягивания производится от конца скважины.

Тяговое усилие на I участке  $T_1$ ,  $\alpha_{вых} = 0$ ,

$$T_1 = \left[ (1 - f^2) \cdot (A \cdot \cos \alpha_{вх} - \cos \alpha_{вых}) + 2F \cdot (A \cdot \sin \alpha_{вх} - \sin \alpha_{вых}) \right] \times \\ \times G + \frac{R \cdot \tau}{F} \cdot (1 - A), \quad (50)$$

где  $f$  – коэффициент трения плети труб,  $f = 0,5$ ;

$A$  – промежуточная величина.

$$A = e^{F \cdot (\sin \alpha_{вых} - \sin \alpha_{вх})}, \quad (51)$$

где  $F$  – сила прижатия трубопровода к стенкам скважины.

					Расчетная часть	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$F = f \cdot \sin(q_{т.и} \cdot \cos \alpha_{вх}), \quad (52)$$

$$F = 0,5 \cdot \sin(1311,0 \cdot \cos 16,2) = 0,01 \text{ Н/м},$$

$$A = e^{0,01 \cdot (\sin 0 - \sin 16,2)} = 0,99,$$

G – коэффициент, который учитывает влияние изгиба;

$$G = \frac{R \cdot q_{т.и.}}{f^2 + 1}, \quad (53)$$

где R – радиус изгиба оси газопровода, R = 1200 м.

$$G = \frac{1200 \cdot 1311,0}{0,5^2 + 1} = 1258537 \text{ Н},$$

$\tau$  – сила сопротивления движения плети труб в буровом растворе,

$$\tau = \pi \cdot D_{и} \cdot \tau_0, \quad (54)$$

где  $\tau_0$  – динамическое напряжение сдвига бурового раствора,  $\tau_0 = 100$  Па (величина, которая характеризует прочностное сопротивление бентонитового раствора течению, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига при течении бурового раствора).

$$\tau = 3,14 \cdot 0,537 \cdot 100 = 168,7 \text{ Н/м},$$

$$T_1 = \left[ (1 - 0,5^2) \cdot (0,99 \cdot \cos 16,2 - \cos 0) + 2 \cdot 0,01 \cdot (0,99 \cdot \sin 16,2 - \sin 0) \right] \times \\ \times 1258537 + \frac{1200 \cdot 168,7}{0,01} \cdot (1 - 0,99) = 23141,5 \text{ Н} = 23,1 \text{ кН}.$$

Рассмотрим второй участок бурения.

Второй участок является прямолинейным участком.

Усилие протягивания на II участке,

$$T_2 = T_1 + (f \cdot q_{т.и} \cdot \cos \alpha_{ввых} - q_{т.и} \cdot \sin \alpha_{ввых} + \tau) \cdot L_2, \quad (55)$$

где  $L_2$  – протяженность второго участка,  $L_2 = 800$  м.

$$T_2 = 23141,1 + (0,5 \cdot 1311,0 \cdot \cos 0 - 1311,0 \cdot \cos 0 + 168,7) \cdot 800 = \\ = 682494,5 \text{ Н} = 682,5 \text{ кН}.$$

Усилие протягивания на III участке,  $\alpha_{вх} = 0$ ,

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

$$T_3 = T_2 \cdot A + \left[ (1 - f^2) \cdot (A \cdot \cos \alpha_{\text{вх}} - \cos \alpha_{\text{вых}}) + 2 \cdot F \cdot (A \cdot \sin \alpha_{\text{вх}} - \sin \alpha_1) \right. \\ \left. \times G + \frac{R \cdot \tau}{F} \cdot (1 - A) \right] \quad (56)$$

где  $F$  – сила прижатия плети труб к стенкам скважины;

$$F = f \cdot \sin \left( -\frac{T_2}{R} + q_{\text{ТИ}} \cdot \cos \alpha_{\text{вых}} \right) \quad (57)$$

$$F = 0,5 \cdot \sin \left( -\frac{682494,5}{1200} + 1311,0 \cdot \cos(-11,2^\circ) \right) = 0,0072$$

$A$  – промежуточная величина.

$$A = e^{F \cdot (\sin \alpha_{\text{вых}} - \sin \alpha_{\text{вх}})} \quad (58)$$

$$A = e^{(0,0072) \cdot (\sin(-11,2^\circ) - \sin 0^\circ)} = 0,99$$

$$T_3 = 682494,5 \cdot 0,99 + \left[ (1 - 0,5^2) \cdot (0,99 \cdot \cos 0^\circ - \cos(-11,2^\circ)) + 2 \cdot (0,0072) \times \right. \\ \left. \times (0,99 \cdot \sin 0 - \sin(-11,2^\circ)) \right] \cdot 1258537 + \frac{1200 \cdot 168,7}{(0,0072)} \cdot (1 - 0,99) = \\ = 741020,2 \text{ Н} = 741,0 \text{ кН.}$$

## 5.8 Проверочный расчет трубопровода на пластические деформации при протаскивании

Условие пластичности трубопровода под воздействием нагрузок,

$$\sigma_\Sigma \leq R_2^H, \quad (59)$$

Суммарное напряжение в трубопроводе,

$$\sigma_\Sigma = \sigma_p + \sigma_{\text{из}}, \quad (60)$$

где  $\sigma_p$  – напряжение растяжения от усилия протягивания;

$\sigma_{\text{из}}$  – напряжение от изгиба плети труб в скважине.

Напряжение растяжения от усилия протягивания рассчитываем по формуле:

$$\sigma_p = \frac{T_{\text{max}}}{F}, \quad (61)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

где  $T_{\max}$  – максимальное усилие при протягивании;

$F$  – площадь сечения труб,  $F = 0,016 \text{ м}^2$ .

$$\sigma_p = \frac{741020,2}{0,016} = 45,4 \text{ МПа.}$$

Напряжение от изгиба плети труб,

$$\sigma_{\text{из}} = \frac{E \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot R}, \quad (62)$$

$$\sigma_{\text{из}} = \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,53}{2 \cdot 1200} = 45,5 \text{ МПа.}$$

Суммарное напряжение в трубопроводе

$$\sigma_{\Sigma} = 45,4 + 45,5 = 90,8 \text{ МПа,}$$

$$90,8 < 245.$$

Условие пластичности трубопровода под воздействием нагрузок выполняется. Следовательно, надежность обеспечивается.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

## 6 Исследование напряженно-деформированного состояния трубопровода

Одним из наиболее ответственных этапов строительства подводного перехода является протаскивание трубопровода в расширенную скважину. На этом этапе возможно обрушение стенки скважины или образование вмятины на трубе из-за нахождения в стенках скважины валунов.

В последние годы многие исследователи сосредоточили внимание на процессе прокладки трубопроводов горизонтально-направленным методом [11], [12], [13].

Однако некоторые явления отказов трубопроводов в процессе прокладки малоизучены. Например, образование вмятин на трубопроводе, вызванных валунами в грунте или обрушением стенки скважины. В данном разделе производится рассмотрение механизма разрушения трубопровода, проложенного методом горизонтально-направленного бурения.

### 6.1 Метод конечных элементов

Метод конечных элементов (МКЭ) в настоящее время является одним из ведущих методов решения задач, связанных с расчетом напряженно-деформируемого состояния конструкций. Основным из его преимуществ является возможность решения задач для геометрии любой формы, в то время аналитические методы могут быть применены только для задач с довольно простой геометрией. Этот факт, а также появление множества коммерческих программ, которые реализуют МКЭ, сделали его одним из главных инструментов инженера, производящего расчеты на прочность.

					Совершенствование технологии сооружения подводных переходов трубопроводов проложенных методом горизонтально-направленного бурения			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Меркурьев И.Е.</i>			Напряженно-деформированное состояние трубопровода	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Медведев В.В.</i>					75	153
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Бирков П.В.</i>						

Метод конечных элементов реализуется в различных программных комплексах. Одними из самых распространённых в России CAE систем являются ANSYS, ABAQUS, COSMOS, I-DEAS, MSC.Nastran.

Программный комплекс ANSYS в настоящее время является одним из наиболее распространенной и мощной CAE системой – комплексом для автоматизированной разработки [33].

Распространенность комплекса ANSYS обусловлена широкими его возможностями при решении задач механики деформированного твердого тела, гидродинамики, теплообмена, электромагнетизма.

Основная идея метода конечных элементов заключается в том, что любую непрерывную в определенной области величину (внутренние усилия в конструкции, перемещения и т.п.) аппроксимируют дискретной моделью, созданной из множества кусочно-непрерывных функций, которые определены в конечном числе областей (элементов). Как правило, такими функциями являются линейные, квадратичные, кубические полиномы. Кусочно-непрерывные функции строятся при помощи значений непрерывной величины в узлах. Таким образом, для определения неизвестной непрерывной величины, необходимо определить ее значения в узлах [34].

Создание дискретной модели неизвестной величины включает в себя следующие этапы [33]:

- задание в исследуемой области конечного числа точек (узлов). Значения непрерывной величины в каждом узле считают неизвестными, их необходимо определить;
- разбивка исследуемой области на конечное число областей (элементов), которые имеют общие точки (узлы);
- аппроксимирование непрерывной величины полиномом в каждом элементе.

Вид полинома определяется с помощью узловых значений этой величины: для каждого элемента определяется свой вид полинома, но его

					Напряженно-деформированное состояние трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

коэффициенты подбирают так, чтобы сохранялась непрерывность величины на каждой границе элемента.

## 6.2 Модели для оценки напряженно-деформированного состояния

### 6.2.1 Модель для оценки напряженно-деформированного состояния грунта

Для грунта используется упругая идеально-пластическая модель Мора-Кулона. Модель Мора-Кулона включает две компоненты: закона Гука и условие прочности Кулона.

Модель используется для приближенной оценки напряженно-деформированного состояния грунта. Фактически модуль Юнга и число Пуассона принимают константами. Модель Мора-Кулона применима при определении несущей способности грунта, расчете устойчивости склонов, подпорных стенок.

Определяющие уравнения для модели Мора-Кулона [35]:

- закон Гука в дифференциальном виде, поскольку поведение материалов зависит от истории нагружения;
- суммируемость деформаций;
- функция текучести;
- закон пластического течения материала;
- закон пластического упрочнения.

Закон Гука в дифференциальном виде, в приращениях напряжений

$$d\sigma_{ij} = D_{ijkl}^e d\varepsilon_{kl}^e, \quad (63)$$

где  $D_{ijkl}^e$  – тензор упругих констант.

Независимые от времени, упругие и пластические приращения деформаций действуют независимо друг от друга. Полное приращение деформации получается сложением упругих и пластических приращений:

					Напряженно-деформированное состояние трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

$$d\varepsilon_{ij} = d\varepsilon_{ij}^e + d\varepsilon_{ij}^p. \quad (64)$$

Функция текучести  $f$  задается уравнением

$$f = (\sigma'_1 - \sigma'_3) - (\sigma'_1 + \sigma'_3) \sin\varphi' - 2c' \cos\varphi' \quad (65)$$

Потенциал пластичности  $g$  задается уравнением

$$g = (\sigma'_1 - \sigma'_3) - (\sigma'_1 + \sigma'_3) \sin\psi'. \quad (66)$$

Поверхность текучести одновременно рассматривается как потенциальная поверхность ( $g = f$ ), т. е. действует ассоциированный закон течения.

Во время пластического деформирования поверхность текучести не меняется.

### 6.2.2 Модель пластичности для трубопровода

Учет одних только упругих свойств материала в инженерных расчетах является общепринятой и адекватной реальности практикой в случаях, когда конструкции испытывают малые деформации и гарантированно восстанавливают свою первоначальную форму после снятия нагрузки. Основными преимуществами здесь являются необходимость задания только модуля упругости и коэффициента Пуассона в качестве свойств материала, а также решение большинства относительно простых задач всего за одну итерацию. Тем не менее, в реальности бывает так, что даже при проектных нагрузках в конструкции возникают необратимые деформации. Для металлов в этом случае гипотеза о линейном поведении материала перестает работать, а напряжения, превышающие предел текучести, могут вызвать существенные пластические деформации.

В общем случае постановка задач в упругой зоне, пластической зоне и на границе между ними включает следующие соотношения.

Упругая область:

					Напряженно-деформированное состояние трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

- уравнения равновесия;
- связь между напряжениями и деформациями;
- граничные условия, наложенные на напряжения или перемещения;
- условия совместности.

Пластическая область:

- уравнения равновесия;
- связи между напряжениями и приращениями деформации;
- условие совместности полных деформаций;
- условие пластичности;
- граничные условия на границе пластической области, если таковая граница существует.

Граница между упругой и пластической областями:

- условия непрерывности напряжений и перемещений.

Рассмотрим уравнения для упругой области.

Уравнение равновесия записывают в виде:

$$\sigma_{ij,j} + \rho b_i = 0 \quad (67)$$

где  $\sigma_{ij,j}$  – тензор напряжений;

$\rho$  – плотность в некоторой точке;

$b_i$  – массовые силы.

Или в развернутом виде

$$\begin{aligned} \frac{\partial \sigma_{11}}{\partial x_1} + \frac{\partial \sigma_{12}}{\partial x_2} + \frac{\partial \sigma_{13}}{\partial x_3} + \rho b_1 &= 0, \\ \frac{\partial \sigma_{21}}{\partial x_1} + \frac{\partial \sigma_{22}}{\partial x_2} + \frac{\partial \sigma_{23}}{\partial x_3} + \rho b_2 &= 0, \\ \frac{\partial \sigma_{31}}{\partial x_1} + \frac{\partial \sigma_{32}}{\partial x_2} + \frac{\partial \sigma_{33}}{\partial x_3} + \rho b_3 &= 0. \end{aligned} \quad (68)$$

Связь между напряжениями и деформациями определяется следующим образом

					Напряженно-деформированное состояние трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

$$\sigma_{ij} = \frac{E}{1+\nu} \left( \varepsilon_{ij} + \frac{\nu}{1-2\nu} \delta_{ij} \varepsilon_{kk} \right), \quad (69)$$

где  $E$  – модуль Юнга;

$\varepsilon_{ij}$  – тензор деформаций;

$\nu$  – коэффициент Пуассона;

$\delta_{ij}$  – дельта Кронекера.

Условия совместности

Шесть уравнений, записанные в развернутой форме выглядят следующим образом

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial^2 \varepsilon_{11}}{\partial x_2^2} + \frac{\partial^2 \varepsilon_{22}}{\partial x_1^2} = 2 \frac{\partial^2 \varepsilon_{12}}{\partial x_1 \partial x_2}, \\ \frac{\partial^2 \varepsilon_{22}}{\partial x_3^2} + \frac{\partial^2 \varepsilon_{33}}{\partial x_2^2} = 2 \frac{\partial^2 \varepsilon_{23}}{\partial x_2 \partial x_3}, \\ \frac{\partial^2 \varepsilon_{33}}{\partial x_1^2} + \frac{\partial^2 \varepsilon_{11}}{\partial x_3^2} = 2 \frac{\partial^2 \varepsilon_{31}}{\partial x_3 \partial x_1}, \\ \frac{\partial}{\partial x_1} \left( -\frac{\partial \varepsilon_{23}}{\partial x_1} + \frac{\partial \varepsilon_{31}}{\partial x_2} + \frac{\partial \varepsilon_{12}}{\partial x_3} \right) = \frac{\partial^2 \varepsilon_{11}}{\partial x_2 \partial x_3}, \\ \frac{\partial}{\partial x_2} \left( \frac{\partial \varepsilon_{23}}{\partial x_1} - \frac{\partial \varepsilon_{31}}{\partial x_2} + \frac{\partial \varepsilon_{12}}{\partial x_3} \right) = \frac{\partial^2 \varepsilon_{23}}{\partial x_3 \partial x_1}, \\ \frac{\partial}{\partial x_3} \left( \frac{\partial \varepsilon_{23}}{\partial x_1} + \frac{\partial \varepsilon_{31}}{\partial x_2} - \frac{\partial \varepsilon_{12}}{\partial x_3} \right) = \frac{\partial^2 \varepsilon_{33}}{\partial x_1 \partial x_2}. \end{array} \right. \quad (70)$$

Кроме того, на поверхности, ограничивающей тело, должны быть удовлетворены заданные условия, наложенные на напряжения и/или перемещения.

Краевые задачи теории упругости обычно классифицируют по типу этих условий. Их разделяют на группы, для которых:

- 1) на всей границе заданы перемещения,
- 2) на всей границе заданы напряжения (поверхностные силы),
- 3) на части границы заданы перемещения, а на остальной поверхности – напряжения.

Рассмотрим уравнения для пластической области.

Уравнение равновесия записывают в виде:

$$\sigma_{ij,j} + \rho b_i = 0 \quad (71)$$

Как только возникают пластические деформации, определяющие уравнения теории упругости перестают быть верными. Связи между напряжениями и приращениями деформации определяются следующими соотношениями:

а) полное приращение деформации получается сложением упругих и пластических приращений:

$$d\varepsilon_{ij} = d\varepsilon_{ij}^E + d\varepsilon_{ij}^P \quad (72)$$

б) приращения пластической деформации с компонентами девиатора напряжений связаны следующим соотношением:

$$d\varepsilon_{ij}^P = s_{ij} d\lambda, \quad (73)$$

где  $\lambda$  – коэффициент пропорциональности.

Данная формула представляет закон течения упруго-идеально-пластического материала. Она устанавливает связь между приращениями пластической деформации и девиатором текущих напряжений, но не дает самих величин приращений деформации.

в) для изотропного тела закон Гука записывается следующим образом

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1+\nu}{E} \sigma_{ij} - \frac{\nu}{E} \delta_{ij} \sigma_{kk}. \quad (74)$$

Условие пластичности

Условие (или критерий) пластичности является важным обобщением на трехмерное напряженное состояние понятия предела текучести для одноосного растяжения. С математической точки зрения условие пластичности представляет собой соотношение между компонентами напряжений в точке, которое должно быть выполнено, когда в этой точке начинается пластическое поведение.

					Напряженно-деформированное состояние трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Из многочисленных условий пластичности, которые были предложены, условие Мизеса достаточно точно, чтобы быть весьма полезными при изучении начальной стадии пластичности изотропных материалов.

Условие (критерий) Мизеса записывается в виде

$$(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2 = 6C_Y, \quad (75)$$

где  $C_Y$  – постоянная текучести.

### 6.3 Способы защиты трубопровода от смятия при протаскивании

Типичными препятствиями, возникающими во время строительства подводных переходов, являются булыжники и валуны, щебень, дресва, конгломераты, строительный мусор. В рыхлых, неустойчивых грунтах каменные включения могут обрушаться в ствол скважины и стать причиной образования дефектов изоляции, дефектов поверхности и стенки трубы, вплоть до полного смятия трубопровода.

Крупные каменные включения на оси прокладываемого трубопровода могут быть обнаружены как на этапе инженерно-геологических изысканий, так и на этапе непосредственного бурения скважины. Если препятствия определены на этапе изысканий, то наилучшим выбором будет обход препятствия. В том случае, если изменить ось трассы не удастся, то должны быть разработаны соответствующие решения.

Для снижения строительных рисков смятия трубопровода валунами, находящимися в стенке скважины, на этапе проектирования могут применяться следующие решения:

- увеличение толщины стенки протягиваемого трубопровода;
- прокладка трубопровода в защитном кожухе;
- установка породоразрушающих инструментов на оголовке протягиваемой плети;
- использование защитных устройств.

					Напряженно-деформированное состояние трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

В настоящее время активно применяется увеличение толщины стенки и прокладка трубопровода в защитном кожухе. При использовании защитных кожухов, сначала протягивается защитная труба, затем в нее на роликовых опорах протягивается рабочая труба. Однако, в данном случае не исключается смятие защитного кожуха до такой степени, что уменьшенное проходное сечение не позволит протащить рабочую трубу.

Для разрушения пород во время протягивания трубопровода протаскиватель оснащается спереди режущей головкой и при встрече с препятствием внутри скважины бурильные трубы приводят во вращение и режущая головка разрушает препятствие.

Использование защитных устройств в настоящее время малоизучено.

В данной работе будет рассмотрена конструкция и возможность применения защитного устройства.

#### 6.4 Образование вмятины на трубопроводе от действия валуна

На рисунке 6.1 показан контакт трубопровода с валуном. Поскольку твердость валуна больше, чем глинистого или песчаного грунта, валуны могут являться причиной смятия трубопровода. Местные вмятины уменьшают прочность трубы, разрушают изоляционное покрытие и могут привести к образованию трещин. Трещины расширяются под действием внутреннего давления и внешней нагрузки, вызывая разрыв трубопровода. Усталостное разрушение также может возникать из-за колебаний давления нефти или газа.

					Напряженно-деформированное состояние трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

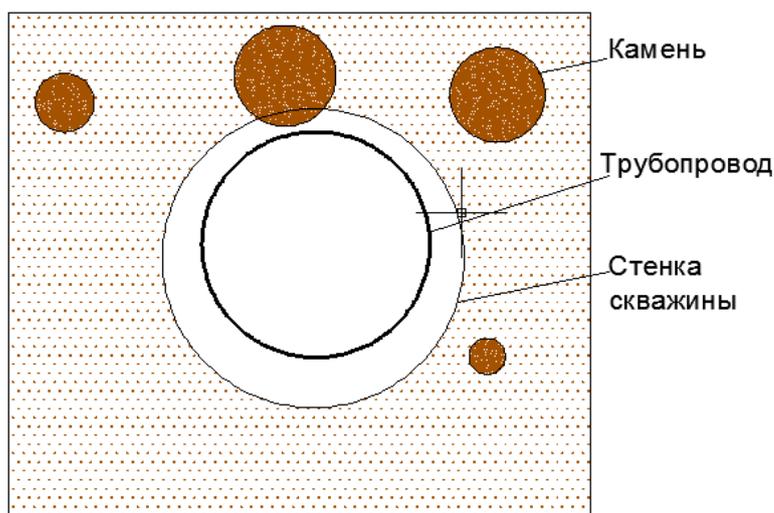


Рисунок 6.1 – Схематический рисунок разрушения трубопровода валуном

### 6.5 Модель конечных элементов

Численное моделирование образования вмятины на трубопроводе под валуном исследуется с использованием программного продукта ANSYS 14. Форма валуна нерегулярна, поэтому принимаем ее сферической формы. На рисунке 6.2 показана модель конечных элементов для трубопровода, валуна и грунта. Для моделирования используются элементы с восемью узлами.

Узлы на нижней граничной плоскости пласта остаются неподвижными в вертикальном направлении. Все узлы на граничной плоскости симметрии модели фиксированы относительно нормального направления.

Механическое поведение грунта и валуна описывается с помощью эластично-идеальной пластической модели Кулона-Мора, характеризующейся сцеплением  $c$ , углом внутреннего трения  $\phi$ , модулем упругости  $E$  и отношением Пуассона  $\nu$ . Материал пласта – суглинок. Он имеет сцепления  $c = 15$  кПа, угол внутреннего трения  $\phi = 15^\circ$ , модуль Юнга  $E = 20$  МПа, коэффициент Пуассона  $\nu = 0,3$  и плотность  $\rho = 1840$  кг / м<sup>3</sup> [3]. Материал валуна – известняк, он имеет сцепление  $c = 6,72$  МПа, угол внутреннего трения  $\phi = 42^\circ$ , модуль Юнга  $E = 28,5$  ГПа, коэффициент Пуассона  $\nu = 0,29$  и плотность  $\rho = 2090$  кг / м<sup>3</sup>.

					Напряженно-деформированное состояние трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Согласно расчетам, диаметр трубопровода составил 530 мм, а толщина стенки 10 мм. Диаметр скважины составляет 700 мм. Трубы изготовлены из стали с пределом текучести 245 МПа и временным сопротивлением 412 МПа. Модуль Юнга стального материала составляет  $2,1 \times 10^5$  МПа, коэффициент Пуассона – 0,3, плотность –  $7850 \text{ кг / м}^3$ .

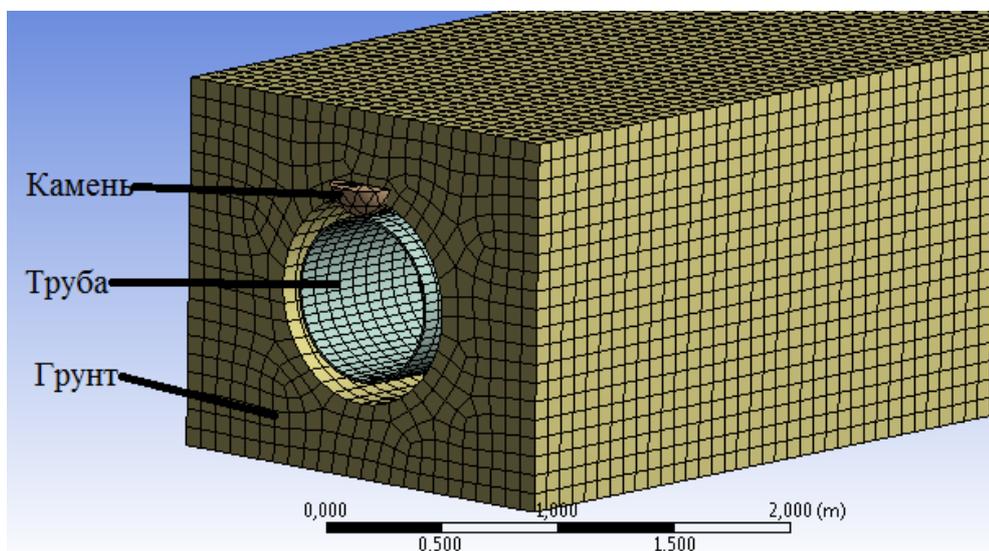


Рисунок 6.2 – Модель конечных элементов для грунта, трубопровода и валуна

### 6.6 Результаты моделирования

На рисунке 6.3 показано распределение напряжений по Мизесу в разных фазах нагружения. На начальном этапе напряжения появляются в верхней части трубопровода. Напряжение нижней части трубопровода очень мало. По мере увеличения нагрузки от валуна, область высоких напряжений простирается вдоль осевого и окружного направлений, появляется зубчатая форма напряжений. После снятия нагрузки от валуна максимальные остаточные напряжения появляются на краю вокруг вмятины.

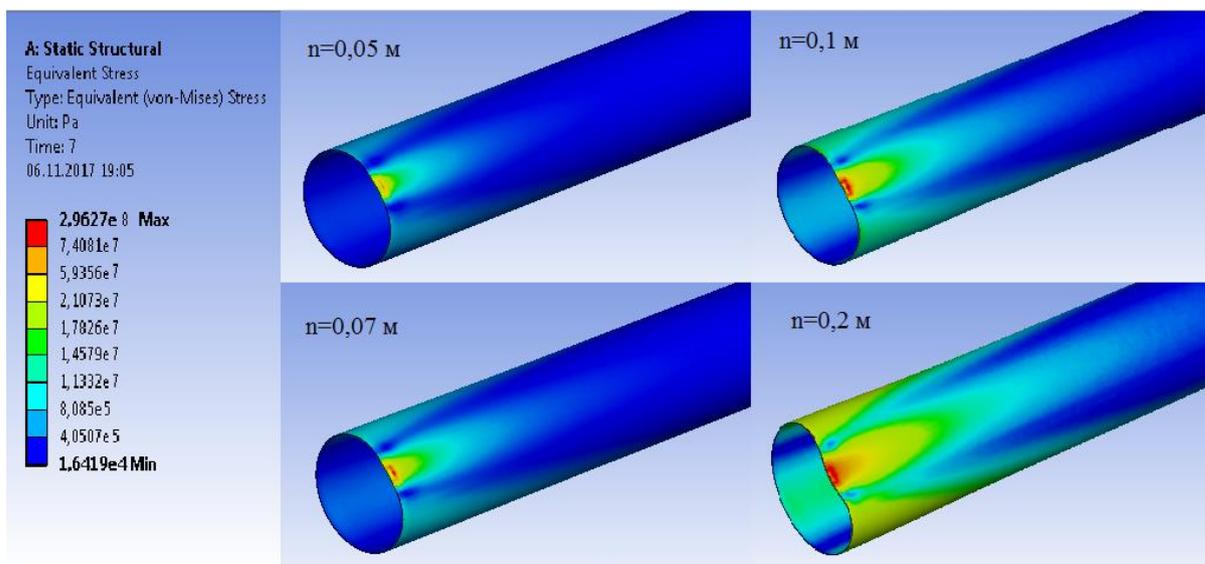


Рисунок 6.3 – Напряжения по Мизесу в разных фазах нагружения

### 6.7 Конструкция защитного устройства

Для предотвращения повреждений, уменьшения вероятности отказа и увеличения срока службы трубопровода принято решение использовать защитное устройство.

В ходе работы были рассмотрены и проанализированы несколько патентов на защитные конструкции трубопроводов. Наиболее подходящим по конструкции для данных условий является защитное устройство, представленное в патенте Пат. 125238 РФ F14L9/18 [36].

Как показано на рисунке 6.4, конструкция защитного устройства состоит из трубопровода, защитного трубопровода, концевой конуса, опорных конструкций, уплотнительных колец, фланца, водного канала и клиньев.

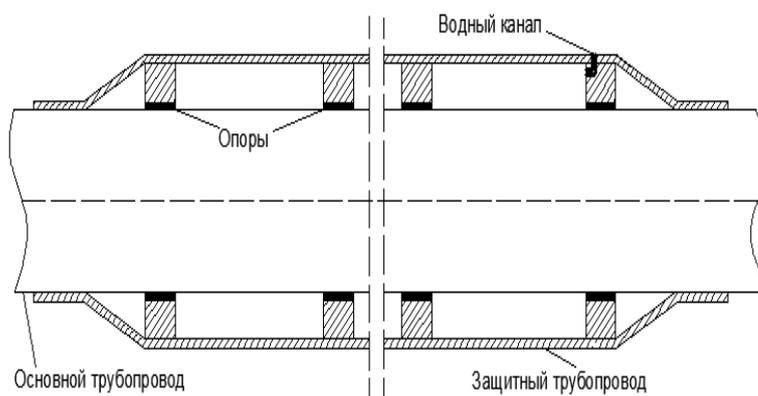


Рисунок 6.4 – Конструкция защитного устройства

Защитный трубопровод обжимает основной трубопровод. Длина защитного трубопровода равна длине опасной зоны. В одном из фланцев имеется водный канал. По водному каналу вода закачивается в кольцевое пространство между основным и защитным трубопроводом.

В опасных зонах сначала возникает деформация на защитном трубопроводе и кольцевое пространство препятствует контакту между защитным и основным трубопроводом. Когда защитный трубопровод сдавливается под внешней нагрузкой, давление воды между основным и защитным трубопроводом распределяется на всю длину основного трубопровода. Это позволяет избежать местных деформаций основного трубопровода, вызванных большой локальной нагрузкой. Таким образом, защитное устройство может эффективно защищать нефте- или газопровод.

Хотя затраты на строительство увеличиваются за счет установки защитного устройства, они меньше по сравнению с ремонтом или прокладкой нового трубопровода. Поэтому защитное устройство является надежной и экономичной конструкцией.

### 6.8 Механическое поведение трубопровода с защитным устройством

Диаметр защитного трубопровода составляет 630 мм, толщина стенки 10 мм, давление воды в межтрубном пространстве – 0 МПа, радиус вала – 150 мм. Материалы защитного и основного трубопровода одинаковы. На

рисунке 6.5 показано напряжения по Мизесу в трубопроводе в разных фазах при смещении валуна до 200 мм.

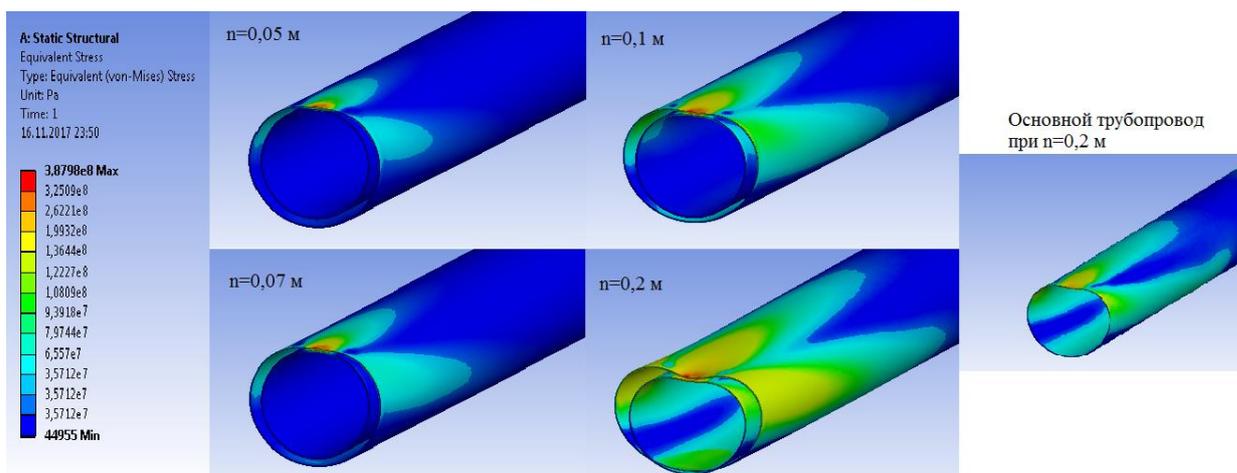


Рисунок 6.5 – Распределение напряжений на трубопроводе с защитным устройством

Перед контактом на защитном трубопроводе появляется вмятина под действием валуна. По мере увеличения смещения валуна, два трубопровода контактируют друг с другом. Напряжение основного трубопровода увеличивается с деформацией защитного трубопровода. Область высоких напряжений появляется вблизи вмятины защитного трубопровода. По мере снятия нагрузки от валуна сохраняются постоянные пластические деформации в стенке основного и защитного трубопроводов. Тем не менее, размер вмятины основного трубопровода меньше, чем вмятина защитного трубопровода.

Таким образом, защитное устройство помогает эффективно защитить трубопровод от смятия при протаскивании.

## 6.9 Влияние межтрубного давления на прочность трубопровода

На рисунке 6.6 показаны напряжения, возникающие в основном трубопроводе в зависимости от давления. На графике видно, что по мере увеличения давления в межтрубном пространстве уменьшаются напряжения, возникающие в трубопроводе. Давление в межтрубном пространстве увеличивает жесткость защитного трубопровода и его скорость

восстановления после снятия нагрузки от валуна. Однако, когда на основном трубопроводе появляется вмятина, давление в межтрубном пространстве может сделать глубину вмятины более серьезной и уменьшить величину восстановления стенки.

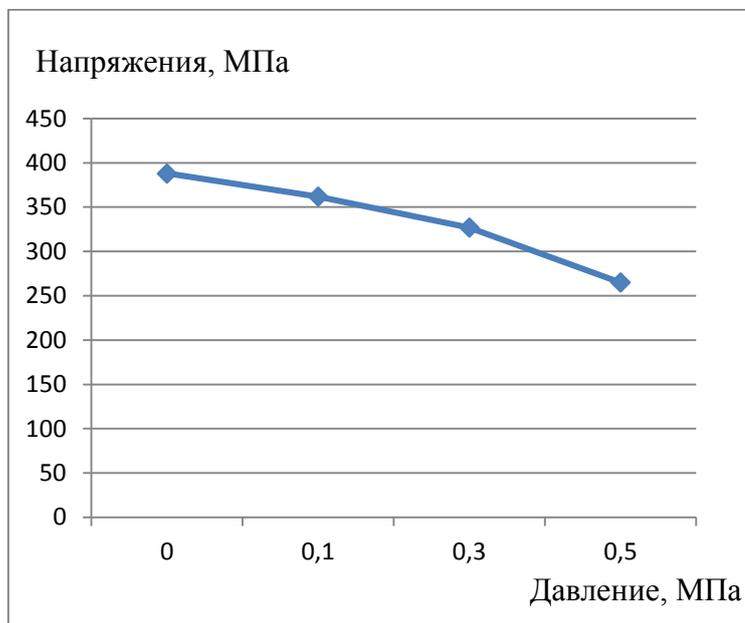


Рисунок 6.6 – Допустимая нагрузка в зависимости от давления

До появления пластической деформации основного трубопровода. Когда давление в межтрубном пространстве составляет 0 МПа, 0,1 МПа, 0,3 МПа и 0,5 МПа, напряжения в стенке трубопровода достигают 388 МПа, 362 МПа, 327 МПа и 265 МПа соответственно. Но давление в кольцевом пространстве не должно быть слишком большим. Может произойти разрушение основного трубопровода, вызванное давлением в кольцевом пространстве.

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

7.1 Сметная стоимость выполнения работ

7.1.1 Перечень наименований работ

Перечень работ, объемы работ, неучтенные расценками материалы приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Перечень наименований работ

Номер расценки	Наименование выполняемых работ	Единица измерения работ	Объем работ	Неучтенные расценками материалы
1	2	3	4	5
Таблица ЭСН 4-01-065 Подготовительные работы прокладки подводного перехода методом горизонтально-направленного бурения (ГНБ)				
04-01-065-3	Подготовительные работы для прокладки подводного перехода трубопровода диаметром 500 мм методом горизонтально-направленного бурения. Установка с усилием протягивания от 441,45 до 1471,5 кН	1 установка ГНБ	1	
Таблица ЭСН 4-01-066 Демонтаж установки ГНБ после завершения прокладки перехода				
04-01-066-3	Демонтаж установки ГНБ после завершения прокладки перехода	1 установка ГНБ	1	
Таблица ЭСН 4-01-069 Бестраншейная прокладка подводного перехода трубопровода диаметром 500 мм методом горизонтально-направленного бурения. Установка с усилием протягивания от 441,45 до 1471,5 кН				
4-01-069-1	Бурение пилотной скважины диаметром 114 мм	1 м бурения	1393	
4-01-069-2	Расширение пилотной скважины до 250 мм	1 м бурения	1393	

					Совершенствование технологии сооружения подводных переходов трубопроводов проложенных методом горизонтально-направленного бурения		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Меркцьев И.Е.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Медведев В.В.					90	153
Консульт.	Макашева Ю.С.				<b>НИ ТПУ гр. 2БМ6А</b>		
Рук-ль ООП	Бирков П.В.						
					<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>		

Продолжение таблицы 7.1

4-01-069-3	Расширение скважины до 400 мм	1 м бурения	1393	
4-01-069-4	Расширение скважины до 550 мм	1 м бурения	1393	
4-01-069-5	Расширение скважины до 700 мм	1 м бурения	1393	
4-01-069-6	Протягивание трубопровода	1 м бурения	1393	
Таблица ФЕР 81-02-25-2001 Трубопровод				
25-06-002-12	Разгрузка труб из железнодорожных вагонов и складирование в штабель автокраном с последующей погрузкой на плетевоз	1 км труб	1,397	
25-06-012-09	Транспортировка труб диаметром 500 мм и толщиной стенки 10 мм на расстояние 30 км	1 км труб	1,397	
25-06-006-09	Выполнение разгрузки труб диаметром 500 мм на трассе	1 км труб	1,397	
25-02-040-14	Предварительный подогрев стыков труб диаметром 500 мм и толщиной стенки 10 мм при сварочных работах на трассе	1 стык	134	
25-02-003-02	Полуавтоматическая сварка труб с заводской изоляцией диаметром 500 мм и толщиной стенки 10 мм	1 км трубопровода	1,397	
25-05-027-08	Контроль качества сварных соединений труб диаметром 500 мм ультразвуковым методом в трассовых условиях	1 стык	134	

Продолжение таблицы 7.1

25-07-022-05	Изоляция термоусаживающимися манжетами стыков труб диаметром 500 мм	1 стык	134	Манжета термоусаживающаяся диаметром 500 мм
25-12-007-07	Очистка трубопровода диаметром 500 мм водой с пропуском поршней	1 км трубопровода	1,397	
25-12-013-07	Испытания на прочность и герметичность трубопровода диаметром 500 мм	1 участок испытания трубопровода	1	

Примечание: Виды работ определяются на основании данных проекта производств работ (ППР). Наименования работ согласуются в соответствии с позициями расценок сборников ФЕР – 2001 и ЭСН [37], [38].

7.1.2 Классификация неучтенных расценками материалов

В таблице 7.2 указаны материалы неучтенные расценками

Таблица 7.2 – Материалы неучтенные расценками

Номер расценки ФЕР-2001	Материал	Вид отпускной цены материала	
		Франко-приобъектный склад ("привозной материал")	Иной вид франко-отпускной цены ("местный материал")
507-9118	Манжета термоусаживающаяся для изоляции труб диаметром 500 мм	-	Франко-вагон станции отправления

Примечание: Учет стоимости не учтенных расценками материалов состоит в определении этой стоимости и прибавлении ее к прямым затратам соответствующей расценки. Эту процедура называется привязкой расценок сборников ФЕР – 2001 к местным условиям. Стоимость неучтенных материалов устанавливается по их отпускным ценам, которые включены в сборники сметных цен на материалы [39].

Манжета термоусадочная имеет вид франко, отличный от «франко-приобъектный склад». Поэтому для манжеты, условно относимой к категории «местных», определяется транспортная схема доставки, перечень транспортных операций и производится расчет транспортных расходов (калькуляция транспортных расходов).

### 7.1.3 Расчет транспортных расходов

Расчет транспортных расходов представлен в таблице 3.

Таблица 7.3 – Калькуляция транспортных расходов на перевозку 1т манжет термоусадочных

Франко-вагон станции отправления;

Класс груза при ж/д перевозке – 2, при автоперевозке – 2;

Норма загрузки вагона – 10 тонн;

Коэф. перехода от массы нетто к массе брутто – 1,13;

Составлена в базовом уровне цен 2000 г.

Транспортные операции	Конечный пункт	Дальность перевозки, км	Стоимость на 1 т, руб.	
			Формула расчета	Всего
1	2	3	4	5
Погрузка в вагон	Тупик производителя	-	Учтено в отпускной цене	-
Подача вагонов на станцию отправления	Тупик производителя-ст.Москва	-	Учтено в отпускной цене	-
Ж/д перевозка	Ст. Москва – ст. Владивосток	9381,00	$(2141,78+(9381-5000)/100 \cdot 37,22) \cdot 1,13$	4262,80
Подача и уборка вагонов на станцию назначения	Ст. Владивосток	-	$20,65 \cdot 1,2$	25,81
Разгрузка из вагона на станции назначения	-	-	$15,64 \cdot 1,13$	17,67
Погрузка в автомобили	Ст. Владивосток	-	$8,88 \cdot 1,2 \cdot 1,13$	12,54
Разгрузка из автомобиля в месте работ	Место производства работ	-	$8,88 \cdot 1,2 \cdot 1,13$	12,54
Автоперевозка	Тупик ст. Н – место работ	186,00	$160,56 \cdot 1,2 \cdot 1,13 \cdot 1,03$	233,59
Итого				4564,97

Примечание: В графу 1 вносим перечень наименований всех транспортных операций, установленных транспортной схемой. Заполняем графы 2 и 3 только для операций перевозки, которые имеют конечные пункты и расстояние между ними. По виду франко-отпускной цены материала устанавливаем те транспортные операции, стоимость которых учтена в отпускной цене и в графе 4 против наименований этих операций указываем «учтено в отпускной цене». По всем остальным позициям в графе 4 приводим формулу подсчета стоимости данной транспортной операции, которая включает собственно тариф и поправочные коэффициенты, которые учитывают особенности данной операции.

Тариф на перевозку определяем из сборников сметных цен на перевозки автомобильным [40] и железнодорожным транспортом [41], [42].

Принимаем коэффициент перехода от массы нетто к массе брутто для манжет равным 1,13; поясной коэффициент равным 1,2. Все поправочные коэффициенты принимаем из сборника сметных цен [42].

Коэффициент бездорожья рассчитываем как,

$$K_{\text{без}} = 1 + \frac{(K_1 - 1)K_2 D}{12}, \quad (76)$$

где  $K_1$  – максимальное значение коэффициента,  $K_1=1,2$ ;

$K_2$  – доля дорог с переходным видом покрытия в общей сети района, 60%;

$D$  – длительность распутицы в месяцах за год,  $D = 3$  *месяца*.

Тогда коэффициент бездорожья равен:

$$K_{\text{без}} = 1 + \frac{(1,2 - 1)0,6 \cdot 3}{12} = 1,03.$$

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

### 7.1.4 Расчет стоимости материалов

Расчет стоимости материалов приведен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Калькуляция стоимости материалов

Составлена в базовых ценах 2001 г.

Материал	Поставщик	Вид отпускной цены	Масса единицы измерения, тонн	Расходы на транспорт на 1 тонну, руб.	На единицу измерения, руб.						
					Отпускная цена	Наценка снаб сбыг орг-ций	Стоимость тары и реквизита	Тр-ые расходы на ед. изм.	Итого Франко – приобъектный склад	Заготовительно – складские расходы	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Манжета термосажи вающаяся для труб диаметром 500 мм	г. Москва	Франко-вагон ст. Отправления	0,0022	4564,97	1246,3	-	-	10,0	1256,3	25,1	1281,4

Примечание: Стоимость материала определяется как сумма пяти составляющих по формуле:

$$C_m = O_c + H_{сн} + C_{тр} + T_p + Z_{ск}, \quad (77)$$

где  $O_c$  – отпускная цена по ФССЦ на материалы [4];

$H_{сн}$  – наценка снабженческого (сбытового) предприятия;

$C_{тр}$  – цена тары и реквизита при перевозке данного материала, определяемая по ФССЦ на перевозки [40], [43];

$T_p$  – расходы на транспортировку согласно расчету калькуляции транспортных расходов;

$Z_{ск}$  – заготовительно-складские расходы, определяемые как 2% от суммы первых четырех компонентов формулы 2.

В графу 1 заносим наименование «местных» материалов. В графу 5 вносим итоговую сумму из калькуляции транспортных расходов. В графу 6 вносим отпускную цену по прайс-листу поставщика. Транспортные расходы на ед.измерения получаем перемножением массы ед.измерения на транспортные расходы на 1т. Итого Франко – приобъектный склад рассчитывается как сумма отпускной цены и транспортных расходов на ед.измерения. Всего стоимости материалов рассчитывается как сумма итого Франко-приобъектный склад и заготовительно-складских расходов.

#### 7.1.5 Привязка расценок сборников ФЕР – 2001 к местным условиям

Расчет прямых затрат приведен в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Расчёт прямых затрат по расценкам, которые привязываем к местным условиям

Материал	Ед. измерения работы	Расход материала на ед. измерения работ	Цена за ед. изм. материала, р.	Затраты на материалы, неучтённые расценкой, р.	Прямые затраты на измеритель работ	
					Учтённые расценкой	Всего
1	2	3	4	5	6	7
Манжета термоусаживающаяся для диаметром 500 мм	1 стык	1 шт	1281,4	1281,4	52,1	1333,5

Примечание: Графы 1 и 2 включают наименования материалов и измеритель работ из граф 3 и 4 таблицы перечня наименования работ.

Норма расхода материала на измеритель работ и измеритель материала берется из сборника №25 ФЕР – 2001 [2].

Расчет стоимости материалов (графа 12 таблицы 7.4) вносится в графу 5 для манжеты термоусадочной. Затраты на материалы рассчитывается как произведение нормы расхода материала и цены за ед. изм. материала. Прямые затраты, учтенные расценкой, берем из графы 3 сборника №25 ФЕР 2001 [38].

Результат расчет – исправленные прямые затраты, которые определяются как сумма прямых затрат и затрат на материалы, неучтенные расценкой.

Каталог единичных расценок представлен в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Каталог единичных расценок

Расценка	Наименование выполняемых работ	Прямые затраты, руб.	В том числе, р.			
			Оплата труда рабочих	Эксплуатация машин		Материалы
				Всего	В том числе оплата труда машинистов	
1	2	3	4	5	6	7
25-07-022-05	Изоляция термоусаживающимися манжетами стыков изолированных труб условным диаметром 500 мм	1333,57	10,79	35,20	2,99	1287,58

Примечание: В графу 2 включаем неучтенные расценкой материалы. Прямые затраты переносятся из 7 графы таблицы 7.5. Оплата труда рабочих, эксплуатация машин заполняются данными из расценки ФЕР – 2001 и ЭСН [38], [37].

Так как прямые затраты определяются как сумма оплаты труда рабочих, стоимости эксплуатации машин и цены материалов, то цена материалов равняется прямым затратам за вычетом затрат на оплату труда и эксплуатацию машин.

#### 7.1.6 Составление локальной сметы

Локальная смета представлена в таблице А.1 (приложение А).

В локальную смету вносим расценки из сборников ФЕР – 2001 и ЭСН, а также расценки из каталога единичных расценок.

Наименование и измеритель работ вносим в соответствии с перечнем работ, заданным в таблице 7.1.

Стоимость за единицу заполняем из каталога единичных расценок (таблица 7.6) или прямо из сборника ФЕР – 2001, если для данной расценки не требовалась корректировка прямых затрат.

Общая стоимость получается умножением объемов работ на единичные показатели.

После подсчитанного итога делаем поправку на районный коэффициент к заработной плате (30%) для основных рабочих и машинистов строительных машин.

Фонд оплаты труда определяется, как сумма основной зарплаты рабочих и машинистов строительных машин из строки итога с районным коэффициентом к заработной плате.

Расчет накладных расходов и сметной прибыли выполняется на основе указаний МДС 81 – 33.2004 и МДС 81 – 25.2001 [42], [44], в которых размеры накладных расходов и сметной прибыли устанавливаются по нормативам от фонда заработной платы основных рабочих и машинистов строительных машин.

Результатом локального сметного расчета является сметная стоимость, определяемая как сумма прямых затрат, накладных расходов и сметной прибыли.

#### 7.1.7 Расчет договорной цены

В таблице 7.7 представлен окончательный расчет договорной цены.

Таблица 7.7 – Расчет договорной цены

Наименование показателя	Значение, р.
Сметная стоимость в базовом уровне цен 2001 г.	25652738,28
Индекс изменения расчетной стоимости на 4 кв. 2017 г.	6,63
Сметная стоимость на 4 кв. 2017 г.	170077654,8
НДС, 18%	30613977,86
Итого договорная цена	200691632,7

Примечание: Сметную стоимость на 4 квартал 2017 г. получаем умножением сметной стоимости в базовом уровне цен 2001 г. на индекс изменения расчетной стоимости на 4 кв. 2017.

Всего договорная цена равна сметной стоимости в текущем уровне цен, увеличенной на размер НДС.

Таким образом, был проведен сметный расчет стоимости строительства подводного перехода диаметром 530 мм и толщиной стенки 10 мм базисно-индексным методом, а именно:

- составлен перечень наименований работ;
- расчет транспортных расходов неучтенных материалов в зависимости от франко-отпускной цены;
- расчет стоимости материалов неучтенных расценками;
- привязка расценок ФЕР – 2001 к местным условиям;
- составлена локальная смета на стоимость строительства участка трубопровода в ценах 2001 г.;
- при помощи индексов изменения сметной стоимости на 4 квартал 2017 г., с учетом НДС, сметная стоимость приведена к текущему уровню цен.

Договорная цена на строительство участка магистрального трубопровода составила 200691632 р.

## 7.2 Линейный календарный график проведения работ

Расчет длительности строительства подводного перехода трубопровода через пролив Босфор Восточный.

Срок строительства подводного перехода методом ГНБ

$$T = t_{\text{б}} + t_{\text{рас}} + t_{\text{к}} + t_{\text{п. тр}}, \quad (78)$$

где  $t_{\text{б}}$  – время бурения, час;

$t_{\text{рас}}$  – время расширения скважины, час;

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

$t_k$  – время калибровки скважины, час;

$t_{п. тр}$  – время протягивания трубопровода.

Время бурения определяется по формуле:

$$t_б = \frac{L}{V_б \cdot 8},$$

где  $L$  – длина перехода, м;

$V_б$  – коммерческая скорость бурения,  $V_б = 6$  м / ч.

$$t_б = \frac{1393}{6 \cdot 8} = 29,0 \text{ дней.}$$

Длительность расширения скважины:

$$t_{рас} = \frac{L \cdot n}{V_{рас} \cdot 8}, \quad (79)$$

где  $n$  – количество этапов расширения;

$V_{рас}$  – средняя скорость расширения скважины,  $V_{рас} = 15$  м / ч.

$$t_{рас} = \frac{1393 \cdot 4}{15 \cdot 8} = 46,4 \approx 47 \text{ дней.}$$

Время калибровки скважины:

$$t_k = \frac{L}{V_k \cdot 8}, \quad (80)$$

где  $V_k$  – коммерческая скорость калибровки скважины,  $V_k = 25$  м / ч.

$$t_k = \frac{1393}{25 \cdot 8} = 6,9 \approx 7 \text{ дней.}$$

Время протягивания трубопровода:

$$t_{п. тр} = \frac{L}{V_{п. тр} \cdot 24}, \quad (81)$$

где  $V_{п. тр}$  – скорость протягивания,  $V_{п. тр} = 15$  м / ч.;

$$t_{п. тр} = \frac{1393}{15 \cdot 24} = 3,9 \approx 4 \text{ дня.}$$

Тогда срок строительства подводного перехода составит

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

$$T = 29 + 47 + 7 + 4 = 87 \text{ дней.}$$

Также помимо самого процесса сооружения скважины производятся подготовительные работы; работы по подготовке трубопровода; завершающие работы.

В состав подготовительных работ входит: установка ограждений, подготовка площадки для бурения, монтаж установки, размещение роликовых опор для протаскивания трубопровода, рытье ям для временного хранения использованного бентонитового раствора, отладка систем подачи и приготовления бентонитового раствора. Для ГНБ продолжительность подготовительных работ составляет, примерно, 7 дней [7].

Работы по подготовке трубопровода включают: предварительный подогрев стыков, сварку трубопровода, проверку качества сварных соединений, изоляцию стыков, очистку трубопровода, испытания на прочность и герметичность. Продолжительность выполнения операций представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Нормы времени выполнения технологических операций

Наименование операций	Продолжительность работ, суток
Сварка трубопровода	9
Проверка качества сварных соединений, изоляция стыков	7
Очистка трубопровода	2
Испытания на прочность и герметичность	2

Таким образом, согласно нормам по трудозатратам продолжительность работ составит 20 дней.

Завершающие работы включают: демонтаж ограждений, демонтаж установки и анкерных устройств, откачку и утилизацию отработанного буровой смеси из скважины и промывочной ямы, демонтаж и складирование штанг и бурового инструмента, рекультивацию земель. Для ГНБ продолжительность завершающих работ составляет, примерно, 7 дней [7].

График производства работ представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Линейный календарный график производства работ

Наименование работ	Сутки	1-й месяц			2-й месяц			3-й месяц			4-й месяц	
		1 дек.	2 дек.	3 дек.	1 дек.	2 дек.	3 дек.	1 дек.	2 дек.	3 дек.	1 дек.	
Подготовительные работы	7	■										
Пилотное бурение скважины	29		■	■	■							
Расширение скважины	47					■	■	■	■	■		
Калибровка скважины	7										■	
Протаскивание трубопровода	4											■
Завершающие работы	7											■
Работы по сварке трубопровода, контролю качества стыков	20								■	■	■	
Испытания на прочность и герметичность	4											■

### 7.3 Обоснование эффективности проекта

Использование метода ГНБ позволяет значительно снизить затраты на сооружение подводного перехода.

Аналогами метода ГНБ в данном случае могут служить микротоннелирование и траншейная прокладка.

Метод МТ, как и ГНБ, является бестраншейным. Это позволяет произвести строительство с минимальным ущербом окружающей среде, сократить объемы земляных работ, трудозатраты рабочих. Однако, метод МТ имеет более высокую стоимость, чем ГНБ. Согласно данным отечественных компаний стоимость прокладки трубопровода диаметром 530 методом ГНБ составляет от 15000 – 25000 рублей за погонный метр, без учета стоимости труб и материалов. Стоимость прокладки трубопровода методом микротоннелирования диаметром 500 мм составляет 40000 – 70000 рублей за погонный метр без учета стоимости труб, прокладываемых внутри

микротоннеля. Увеличение затрат связано с высокой стоимостью железобетонных труб, применяемых при микротоннелировании.

По сравнению с траншейным методом стоимость метода ГНБ значительно ниже при переходах через большие реки. Наоборот, для средних и малых рек затраты на прокладку методом ГНБ выше или соизмеримы с затратами на траншейную прокладку. Однако при применении ГНБ сокращаются затраты на восстановление поврежденных участков автомобильных дорог и железнодорожных путей, зеленых насаждений и объектов городской инфраструктуры. Сокращаются также эксплуатационные расходы на обслуживание и ремонт подводных переходов трубопроводов в процессе эксплуатации.

Таким образом, метод ГНБ является наиболее экономически выгодным для данных условий строительства.

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

## 8 Социальная ответственность при строительстве подводных переходов

Социальная ответственность – это ответственность предприятия за воздействие ее решений и деятельности на людей и окружающую среду.

Цель раздела «Социальная ответственность» – характеристика вредных и опасных факторов, воздействующих на работников на месте сооружения подводных переходов трубопровода.

Опасные и вредные факторы при выполнении работ при строительстве подводного перехода газопровода представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74*)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) монтаж бурового инструмента; 2) бурение пилотной скважины; 3) сварка в плетях труб, подготовка к протягиванию; 4) поэтапное расширение скважины; 5) протаскивание плети труб в расширенную скважину.	1) повышенный уровень шума; 2) повышенный уровень вибрации; 3) отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 4) физические и нервно-физические перегрузки.	1) движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2) электрический ток; 3) пожаровзрывобезопасность.	1) уровень шума регламентируется ГОСТ 12.1.029-80 [45], ГОСТ 12.1.003-83 [46]; 2) параметры микроклимата устанавливаются СанПиН 2.2.4-548-96 [47]; 3) виды физических и нервно-физических перегрузок приводятся в ГОСТ 12.0.003-74 [48]; 4) Параметры уровней вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 [49]; 5) Параметры движущихся машин и механизмов устанавливаются ГОСТ 12.2.003-74 [50], ГОСТ 12.3.009-76 [51]; 6) Параметры электрического тока устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 [52], ГОСТ 12.1.045-84 [53], ГОСТ 12.1.030-81 [54]. 7) Требования по пожарной безопасности представлены в ФЗ-№123 от 22.07.2008 г. [55].

					Совершенствование технологии сооружения подводных переходов трубопроводов проложенных методом горизонтально-направленного бурения		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Меркурьев И.Е.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Медведев В.В.					104	153
Консульт.	Немцова О.А.				Социальная ответственность		
Рук-ль ООП	Бирков П.В.						

## 8.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов при строительстве подводного перехода

При осуществлении данных строительных и монтажных работ на работников, инженерно-технический комплекс и окружающую среду действуют множество вредных и опасных производственных факторов.

Вредный производственный фактор – это фактор трудового процесса или среды, воздействие которого на при определенных условиях на работника может вызвать профессиональное заболевание, снижение работоспособности [4].

### 8.1.1 Повышенный уровень шума

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Источником шума на месте строительства подводного перехода являются машины для производства земляных работ: буровые установки, бульдозеры, экскаваторы, трубоукладчики.

Продолжительное воздействие шума отрицательно сказывается на эмоциональном состоянии работников и может привести к ухудшению слуха.

Шум приводит к необратимым изменениям в органах слуха человека, увеличивает утомляемость. Предельные допустимые значения шума регламентируются ГОСТ 12.1.003-83 [46]. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Допустимый уровень звукового давления и эквивалентного уровня звука

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Производственные помещения и территория предприятия	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Методы борьбы с шумом включают [45]:

- использование средств и методов коллективной защиты;
- использование средств индивидуальной защиты (противошумные наушники, шлемы и каски).

#### 8.1.2 Отклонения показателей климата на открытом воздухе.

Климат – это комплекс физических параметров воздуха, которые влияют на тепловое состояние организма человека. К параметрам климата относятся: температура, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца и величина атмосферного давления. Параметры микроклимата устанавливаются СанПиН 2.2.4-548-96 [47].

Строительство подводного перехода запланировано на летний период. В среднем лето в Приморском крае начинается 26 июня. С 6-го по 20-е августа средняя суточная температура по нормам 1981 – 2015 гг. превышает 20 °С. Средняя температура августа составляет плюс 21 °С. Абсолютный максимум температуры составляет плюс 33,6 °С (зарегистрирован в июле 1958).

Температура воздуха оказывает значительное влияние на организм человека.

Перегрев организма снижает работоспособность, приводит к учащению пульса и дыхания, нарушает водно-солевой баланс, приводит к замедлению мыслительной деятельности, рассеивает внимание, ухудшает восприятие информации, приводит к опасным сердечно-сосудистым, желудочно-кишечным заболеваниям. Продолжительное воздействие теплового излучения может привести к развитию профессиональной катаракты.

Наиболее опасным последствием перегрева организма человека является тепловой удар, а на открытом воздухе вследствие сильного облучения головы является солнечный удар.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

Наиболее благоприятная для организма человека относительная влажность воздуха приведена в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Благоприятная относительная влажность

Относительная влажность воздуха, %, не более	30 – 50	55	60	65	70	75
Температура окружающей среды, °С	13 – 22	28	27	26	25	24

Оптимальной для человека является относительная влажность около 40 – 60 %. Если влажность воздуха повышена (более 75 – 85 %), то в сочетании с низкими температурами оказывается значительное охлаждающее воздействие, а в сочетании с высокими приводит к перегреванию организма. Пониженная влажность (менее 25 %) также оказывает отрицательное воздействие на человека, так как способствует высыханию слизистых оболочек верхних дыхательных путей.

Движение воздуха приводит к отдаче теплоты при температуре воздуха ниже температуры тела человека. При температуре воздуха выше температуры тела человека возможен перегрев организма.

Для снижения неблагоприятного воздействия климата на организм, рабочие на открытой территории в летний период года должны быть снабжены спецодеждой согласно времени года и температуры окружающей среды.

При повышенных температурах воздуха при работе под открытым небом можно изменить график работы так, чтобы она приходилась на более прохладное время суток. Внутренние помещения, предназначенные для отдыха, следует охлаждать воздухом с помощью кондиционера или за счёт подачи наружного воздуха вентиляцией, если его температура достаточно низкая.

Рабочие должны пить больше жидкости для обеспечения нормальной жизнедеятельности организма, обмена веществ.

Также необходимо соблюдать режим труда и отдыха, устраивать перерывы в зависимости от температуры окружающей среды.

### 8.1.3 Физические и нервно-физические перегрузки

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

Так как трубопроводы имеют большую протяженностью и, как правило, удалены от населенных пунктов, персоналу длительное время необходимо проводить в командировках, чему сопутствует тяжелый и напряженный физический труд. Физические и нервно-физические перегрузки влияют на самочувствие работника и может привести к развитию разнообразных заболеваний.

Физические перегрузки определяются нагрузкой на опорно-двигательный аппарат и различные системы организма. К показателям физической перегрузки относятся:

- динамическая физическая нагрузка;
- вес перемещаемого или поднимаемого груза;
- совокупность стереотипных рабочих движений;
- объем статической нагрузки;
- поза, в которой производится работа.

Нервно-физические перегрузки влияют центральную нервную систему, эмоциональную область и органы чувств.

Нервно-психические перегрузки подразделяются на:

- умственное перенапряжение;
- перенапряжение анализаторов;
- монотонность труда;
- эмоциональные перегрузки.

Для снижения влияния физических и нервно-психических перегрузок на организм человека необходимо: соблюдать режимы труда и отдыха, обеспечить работника санаторно-курортным лечением, увеличить продолжительность ежегодного отпуска, обеспечить доплату за вредность, организовать лечебно-профилактическое питание.

#### 8.1.4 Повышенный уровень вибрации

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

Источниками вибрации при строительстве подводного перехода трубопровода являются: механизмы, машины, механизированный инструмент. В основе шума и вибрации лежит одно физическое явление – механические колебания, создаваемые при работе машин и механизмов из-за неуравновешенности вращающихся частей, трения и соударения деталей.

Вибрация является раздражителем общебиологического действия, вызывающее общее заболевание организма человека. Длительное воздействие вибрации оказывает влияние на периферическую и центральную нервную систему, сердечно-сосудистую систему и опорно-двигательный аппарат. Их тяжелые и необратимые изменения, вызванные длительным воздействием вибраций, превышающих допустимые уровни, являются признаком виброболезни, запущенные и тяжелые формы которой ведут к частичной или полной потере трудоспособности.

Вредное влияние вибрации требует принятия действенных мер по его устранению или резкому снижению.

Ответственность за соблюдение установленных гигиенических нормативов по вибрации на рабочих местах лежит на работодателе. Для этого он должен оценить риск, связанный с воздействием вибрации на рабочих, и принять меры, необходимые для снижения вибрационной нагрузки. Эти меры включают в себя, в частности:

- проектирование рабочих мест с учетом максимального снижения вибрации;
- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- оптимальное размещение виброактивных машин, минимизирующее вибрацию на рабочем месте;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

- обучение рабочих виброопасных профессий правильному применению машин, уменьшающему риск получения вибрационной болезни;
- контроль за правильным использованием средств виброзащиты;
- проведение периодического контроля вибрации на рабочих местах и организация на основе полученных результатов режима труда, способствующего снижению вибрационной нагрузки на человека, а также контроль за его соблюдением;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин;
- организацию профилактических мероприятий, ослабляющих неблагоприятное воздействие вибрации.

## 8.2 Анализ выявленных опасных производственных факторов при строительстве подводного перехода

Опасный производственный фактор – фактор способный стать причиной острого заболевания, резкого ухудшения здоровья или летального исхода.

При производстве работ по сооружению подводного перехода методом горизонтально-направленного бурения имеют место следующие опасные производственные факторы:

- электрический ток;
- движущиеся машины и механизмы (в том числе грузоподъемные).

### 8.2.1 Электрический ток

Высока вероятность повреждения персонала электрическим током в нефтегазовой отрасли, в частности во время строительства подводного перехода трубопровода. Безопасным напряжением для человека считается напряжение равное 12 В.

					Социальная ответственность	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Повреждение работника электрическим током может произойти при различных обстоятельствах:

- при непосредственном касании работником незащищенных проводов, различного оборудования, которое оказалось под напряжением из-за замыкания;

- при контакте работника с землей и оборудованием под напряжением.

Электрический ток крайне негативно сказывается на здоровье человека:

- поражает кожные покровы, слизистые оболочки тела человека;
- поражает центральную нервную систему;
- поражает внутренние органы, вызывает нарушения в работе сердца, почек, печени.

Защита от электрического тока в нефтегазовой промышленности подразделяется на коллективную и индивидуальную:

Коллективная защита включает:

- использование различных плакатов, знаков предупреждения персонала об опасности поражения электрическим током;
- изоляцию открытых зон токоведущих частей устройств и оборудования;
- использование заземления в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 [54];
- установку ограждений к оборудованию, работающему от электричества;

Индивидуальная защита включает:

- использование работниками средств индивидуальной защиты (диэлектрические боты, перчатки);

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

– применение диэлектрических ковров при работах, которые связаны с монтажом, ремонтом, обслуживанием электроустановок и оборудования;

– использование инструмента непроводящего ток.

Меры предупреждения:

– проведение инструктажей работникам;

– проведение обучения по электробезопасности;

– выполнения работниками правил и мер безопасности.

### 8.2.2 Движущиеся машины и механизмы (в том числе грузоподъемные)

Машины и механизмы при строительстве подводного перехода трубопровода, могут являться причиной травмирования работников. Причем эти повреждения могут быть довольно серьезными для человека и могут привести к летальному исходу (смерть), серьезным телесным повреждениям (переломы, ушибы), а также материальным потерям (выход из строя устройств, механизмов, приборов).

Превентивные меры:

– монтаж ограждений по периметру работающего оборудования;

– применение работниками средств индивидуальной защиты;

– применение оборудования и установок, которые находятся в списке реестра используемых устройств организации. Движущиеся машины и механизмы как опасный фактор представлены в ГОСТ 12.0.003-74\* [50].

Также множество несчастных случаев на производстве случается при производстве погрузочно-разгрузочных работ [51]. При выполнении погрузочно-разгрузочных работ запрещается:

– стоять под стрелой во время поднятия и перемещения грузов;

– поправлять стропы с поднятым грузом.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

Краны следует устанавливать на все опоры крана. Под опоры подкладываются устойчивые подкладки, являющиеся инвентарной принадлежностью крана.

Выполнение работ на грузоподъемном кране должно быть прекращено, если скорость ветра выше допустимой величины, которая указана в паспорте крана.

Не допускается работать на грузоподъемных кранах прямо под проводами линий электропередачи.

Во время выполнения работ по подъему, перемещению и укладке грузов следует следовать следующим правилам:

- работникам, не занятым данной работой, запрещено находиться в зоне выполнения работ и на кранах;
- для поднятия людей на конструкции и средства передвижения следует использовать инвентарные лестницы с площадками;
- после строповки груза, работники обязаны переместиться в безопасное место, и только после этого старший стропальщик должен подать команду машинисту грузоподъемного крана о подъеме;
- до подъема груз необходимо сначала поднять на высоту 20 – 30 см, чтобы убедиться в надежности строповки;
- перемещать груз в горизонтальной плоскости необходимо сначала подняв их на высоту более 50 см над встречающимися на пути препятствиями;
- при перемещении груза следует применять специальные оттяжки;
- недопустимо находиться работникам под стрелой автокрана плюс 5 м, также нельзя перемещать груз над работниками;
- недопустимо производить расстроповку груза, не удостоверившись в надежности закрепления груза в штабеле или на средстве передвижения.

### 8.2.3 Пожаровзрывобезопасность

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

При строительстве трубопровода существуют риск пожаро-взрывообразования. Особенно высока эта вероятность при проведении огневых и газоопасных работ. При сварке, образовании искр, нагреве материалов до высоких температур возможно возгорание горючих материалов, находящихся в зоне проведения работ, или возгорание газозвдушной смеси при проведении газоопасных работ.

Основными факторами, увеличивающими риск пожаро-взрывообразования, являются [55]:

- нарушение технологии производства работ;
- отступление от проектного решения;
- нарушение правил эксплуатации и технологических регламентов;
- несанкционированные воздействия посторонних лиц;
- умышленное повреждение оборудования и установок;
- нарушение правил пожарной безопасности и правил безопасности труда;
- террористический акт.

Допуск персонала к работе возможен только после прохождения инструктажа по пожарной безопасности.

Должен быть определен соответствующий противопожарный режим, а именно:

- установлены и обозначены места для курения;
- установлены места и допустимое количество одновременно находящихся в помещении материалов;
- определен порядок уборки горючих отходов или хранения замасленной спецодежды;
- установлен порядок обесточивания электроустановок в случае пожара или при окончании рабочего дня;
- регламентированы: правила проведения огневых и газоопасных работ;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

- действия персонала при обнаружении пожара;
- установлены сроки обучения по пожарно-техническому минимуму.

Все производственно-бытовые помещения необходимо оборудовать средствами первичного пожаротушения, а также на видном месте необходимо вывесить таблички с номером пожарной охраны.

Производственно-бытовые помещения и строительные площадки необходимо оборудовать средствами первичного пожаротушения:

- огнетушители порошковые и углекислотные;
- ящики с песком;
- кошма или противопожарное полотно;
- ведра, лопаты, топор, лом.

### 8.3 Охрана окружающей среды

Перед началом производства работ по строительству перехода методом горизонтально-направленного бурения следует получить разрешения на выброс загрязняющих веществ в атмосферу.

В период строительства источниками влияния на окружающую природную среду являются:

- строительные машины и механизмы;
- оборудование для сварки и изоляции;
- временные строительные сооружения.

Природоохранные мероприятия необходимо направить на предупреждение или сокращение:

- загрязнения воздушной среды;
- загрязнения различных водоемов;
- загрязнения грунта;

### 8.3.1 Воздействия на атмосферу

Загрязнение атмосферного воздуха во время производства строительных работ подводного перехода носит кратковременный характер.

Загрязняющие вещества при производстве строительных работ: продукты неполного сгорания топлива в двигателях строительной техники; вещества, которые выделяются при заправке машин, при производстве сварочных работ, работе дизельной электростанции.

Для сокращения суммарных выбросов загрязняющих веществ во время производства строительных работ следует предусмотреть:

- исключение использования во время производства строительных работ веществ и строительных материалов, которые не имеют российских сертификатов качества;
- запрет на разведение костров, сжигание в кострах строительного мусора и отходов;
- непрерывный контроль за соблюдением технологических процессов, необходимый для сокращения выбросов в атмосферу;
- прекращение применения машин и оборудования, выбросы которых выше допустимых норм;
- исключение применения во время производства строительных работ материалов и веществ, которые выделяют в атмосферу токсичные и канцерогенные вещества, неприятные запахи и т. д.;
- производство контроля за содержанием загрязняющих веществ в выхлопных газах машин и оборудования;
- обеспечение контроля за топливной системой машин и механизмов, регулировка подачи топлива, которая обеспечивает полное его сгорание;
- допуск к эксплуатации машины и оборудование в исправном техническом состоянии.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

### 8.3.2 Воздействия на гидросферу

Возможно загрязнение пролива Босфор Восточный сточными водами и мусором. Общие требования к охране подземных вод приведены в ГОСТ 17.1.3.06–82 [56].

Для уменьшения воздействия временные жилые городки, вспомогательные объекты и сооружения следует располагать за границами водоохранной зоны пролива Босфор Восточный. Емкости с отработанными горюче-смазочными материалами (ГСМ) следует временно хранить на специально выделенной площадке на металлических поддонах, с установленным герметичным бордюром, который позволяет предотвратить разлив хранящихся отходов ГСМ за пределы площадки. При возникновении нештатной ситуации, связанной с разливом ГСМ, места разливов зачищаются немедленно при помощи песка. Образующиеся отходы должны храниться в отдельном контейнере.

Площадки для стоянки, обслуживания и заправки строительной техники необходимо оборудовать и располагать в специально отведенном месте.

Не допускается засыпка ложбин и естественных водостоков, дренирующих территорию производства строительных работ.

### 8.3.3 Воздействия на литосферу

Во время производства работ возможно засорение почвы производственными отходами (топливо, строительный мусор, отработанный бентонитовый раствор).

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117

Восстановление (рекультивация) нарушенных строительством земель производится в два основных этапа: технический и биологический.

Техническая рекультивация включает в себя уборку строительного мусора, засыпка котлованов и траншей грунтом, выравнивание грунтовой поверхности. После этого нарушенные участки засеивают травой быстрой всхожести (биологическая рекультивация).

Для сокращения загрязнения земель на время проведения строительных работ подводного перехода нефтепровода, необходимо предусмотреть следующие меры:

- оборудовать рабочие и бытовые помещения контейнерами для мусора и бытовых отходов;
- вовремя вывозить промышленные отходы и строительный мусор с места выполнения работ на полигоны утилизации отходов;
- запретить мойку строительных машин и механизмов на строительной площадке;
- использовать строительные материалы, которые имеют сертификат качества.

С целью сокращения воздействия на окружающую среду при строительстве временных дорог следует предусматривать следующие природоохранные мероприятия:

- выбор места строительства временных дорог выполняется с учетом минимального занятия территорий;
- грунт, который предназначен для отсыпки земляного полотна, транспортируется из карьеров по существующим или временным дорогам;
- при строительстве максимально используют существующие автодороги.

#### 8.4 Обеспечение безопасности в чрезвычайных ситуациях

На месте строительства возможны следующие виды ЧС:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

- техногенные, которые вызваны транспортными авариями;
- природные, связанные с опасными метеорологическими явлениями (сильный ветер, дождь, метель, и снегопад), гидрологическими явлениями (наводнения, резкое повышение уровня подземных вод и пр.);
- военно-политического характера (террористические акты, широкомасштабные или локальные внутригосударственные, межгосударственные военные конфликты).

Мероприятия по предупреждению возникновения ЧС и сокращению ущерба от них должны включать [12]:

- контролирование и прогнозирование опасных природных явлений и отрицательных последствий хозяйственной деятельности человека;
- оповещение персонала и органов управления о возможности возникновения ЧС;
- планирование действий по предотвращению ЧС и ликвидации их последствий;
- обучение персонала к действиям при ЧС;
- поддержание в готовности средств индивидуальной и коллективной защиты.

Защита работников в ЧС следует производить тремя методами:

- применением средств индивидуальной защиты;
- укрытием работников в защитных зданиях и сооружениях;
- эвакуацией.

До начала возникновения ЧС следует производить накопление средств индивидуальной и коллективной защиты, составить план эвакуации работников и в ходе ЧС его использовать.

Одним из примеров ЧС на рабочем месте может послужит пожар. Пожар относят к ЧС техногенного характера. Как правило, основным источником возгорания являются устройства, работающие от электричества. Такие устройства при некоторых обстоятельствах (перегрев элементов,

неисправность, отсутствие изоляции) могут являться причиной возгорания. Источниками взрыва могут быть трубопроводы и сосуды под давлением, газовые баллоны.

Поражение человека открытым пламенем может служить причиной летального исхода, поражения кожных покровов тела, поражения волосяных покровов.

Ответственным за пожарную безопасность назначается руководитель объекта. Работники должны получать доступ к работе только после прохождения противопожарного инструктажа, а также должны пройти обучение по пожарно-техническому минимуму. Силовые блоки, установка для горизонтально-направленного бурения, электростанции, насосные установки, бытовые и производственные помещения, а также территория расположения указанных помещений обеспечиваются средствами первичного пожаротушения.

В случае возникновения пожара (аварии) следует немедленно вызвать пожарную охрану (аварийную бригаду), при необходимости провести эвакуацию людей в безопасное место одновременно приступив к ликвидации пожара (аварии) имеющимися в наличии силами и противопожарными средствами

## 8.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Требования по охране труда при сооружении подводных трубопроводов определяются Федеральным законом от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», Федеральным законом от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Земельным кодексом РФ от 10 июля 1998 г. N 1736 (Статья 28.1. Охранные зоны трубопроводов) и Уголовным

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120

кодексом Российской Федерации от 13 июня 1996 г. N 63-ФЗ (УК РФ) (Статья 269. Нарушение правил безопасности при строительстве, эксплуатации или ремонте магистральных трубопроводов)

Ответственность за соблюдение требований промышленной безопасности, а также за организацию и осуществление производственного контроля несут руководитель эксплуатирующей организации и лица, на которых возложены такие обязанности в соответствии с должностными инструкциями.

Согласно Федеральному закону от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» подводный трубопровод и входящие в его состав объекты, относятся к опасным производственным объектам.

К работам по сооружения подводного перехода трубопровода допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие в установленном порядке инструктаж, подготовку, не имеющие медицинских противопоказаний при работе на опасных производственных объектах.

Инструкции по охране труда разрабатываются руководителями участков, лабораторий и т.д. в соответствии с перечнем по профессиям и видам работ, утвержденным руководителем предприятия.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		121

## Заключение

В магистерской диссертации рассмотрен проект подводного перехода газопровода газотранспортной системы «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» через пролив Босфор Восточный. Длина каждой нитки укладываемого трубопровода составила 1393 м.

В общей части магистерской диссертации приведена характеристика места строительства и самого проектируемого подводного перехода. Рассмотрены основные преимущества и недостатки метода ГНБ. Произведено сравнение методов ГНБ и МТ.

В расчетной части выполнены следующие расчеты:

- расчет толщины стенки трубопровода, проверка на прочность. На основании расчета принята стенка толщиной 10 мм;
- расчет нагрузок на опоры. Определена нагрузка на опоры при протягивании трубопровода в скважину, расчетное расстояние между опорами составило 9,2 метров, а их количество с 25% запасом – 153 шт;
- расчет балластировки водой протягиваемого трубопровода, цель расчета – определение необходимого веса балласта;
- расчет максимального тягового усилия при протаскивании трубопровода, которое составило 741,0 кН;
- проверка трубопровода на пластические деформации при протаскивании. Суммарное напряжение в трубопроводе составило 90,8 МПа, что меньше предела текучести материала трубы;
- проверка трубопровода на смятие.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Совершенствование технологии сооружения подводных переходов трубопроводов проложенных методом горизонтально-направленного бурения			
Разраб.		Меркурьев И.Е.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.					122	153
Консульт.								
Рук-ль ООП		Бирков П.В.						
						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		

Все расчеты выполнены согласно действующим государственным стандартам, строительным нормам и правилам.

В исследовательской части рассмотрены основные причины отказов при протаскивании трубопровода, способы их предотвращения. Представлено защитное устройство, выполнено моделирование смятия трубопровода с защитным устройством и без него. Сделан вывод, что защитное устройство помогает эффективно защитить трубопровод от смятия при протаскивании.

В экономической части определен перечень и расчет затрат на реализацию проекта строительства подводного перехода, приведен календарный график выполнения работ, обоснована экономическая эффективность проекта.

В разделе «социальная ответственность» рассмотрены вопросы производственной и экологической безопасности, безопасности в чрезвычайных ситуациях, правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		123

## Список литературы

- 1 Ведомственные нормы «Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения». – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 86 с.
- 2 ВСН 010-88. Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы. – М.: Миннефтегазстрой, 1989. – 35 с.
- 3 СП 108-34-97. Сооружение подводных переходов. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 98 с.
- 4 СТО Газпром 2-2.1-249-2008. Магистральные газопроводы. – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – 120 с.
- 5 СТО Газпром 2-2.2-319-2009. Инструкция по проведению технического надзора за прокладкой подводных переходов магистральных газопроводов методом горизонтально-наклонного бурения. – М.: ИРЦ Газпром, 2010. – 24 с.
- 6 Забела К.А. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград / К.А. Забела, В.А. Красков, В.М. Москвич. – М.: Недра, 2001. – 195 с.
- 7 Сальников А.В. Методы строительства подводных переходов газонефтепроводов на реках Печорского бассейна: Учеб. пособие / А.В. Сальников, В.П. Зорин, Р.В. Агиней. – Ухта: УГТУ, 2008. – 108 с.
- 8 Бородавкин П.П. Сооружение магистральных трубопроводов: Учебник для вузов / П.П. Бородавкин, В.Л. Березин. – М.: Недра, 1987. – 471 с.
- 9 Мустафин Ф.М. Строительство подводных переходов трубопроводов методом горизонтально-направленного бурения: Учеб. Пособие / Ф.М. Мустафин, А.Е. Лаврентьев. – Уфа: УГНТУ, 2001. – 208 с.

					Совершенствование технологии сооружения подводных переходов трубопроводов проложенных методом горизонтально-направленного бурения			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Меркурьев И.Е.</i>			<i>Список литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Медведев В.В.</i>					124	6
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Бирков П.В.</i>						
						<b>НИ ТПУ зр. 2БМ6А</b>		

- 10 Забродина Ю.Н. Строительство магистральных трубопроводов: технологии, организация, управление. – М.: Недра, 2001. – 195 с.
- 11 Xu Liu, Zhijiu Ai, Junchen Qi, Shuang Wang, Hao Qin, Huijie Qian. Mechanics analysis of pipe lifting in horizontal directional drilling. ScienceDirect – platform of peer-reviewed scholarly literature. Available at: <http://www.sciencedirect.com> (Accessed 14 October 2017).
- 12 Janine Booman, Hernan Kunert, José Luis Otegui. Loss of a 30" directional crossing due to pipeline collapse during pullback. ScienceDirect – platform of peer-reviewed scholarly literature. Available at: <http://www.sciencedirect.com> (Accessed 14 October 2017).
- 13 JieZhang, ZhengLiang, HanZhang, DingFeng, ChengyuXia. Failure analysis of directional crossing pipeline and design of a protective device. ScienceDirect – platform of peer-reviewed scholarly literature. Available at: <http://www.sciencedirect.com> (Accessed 14 October 2017).
- 14 X. Wang, R.L. Sterling. Stability analysis of a borehole wall during horizontal directional drilling. ScienceDirect – platform of peer-reviewed scholarly literature. Available at: <http://www.sciencedirect.com> (Accessed 14 October 2017).
- 15 Варламов А.А. Государственный земельный кадастр: Учебник в 6-ти томах. – М.: КолосС, 2007. – 383 с.
- 16 Урусов В.М., Варченко Л. И. Концепция озеленения г. Владивостока // Вестник Красноярского государственного аграрного университета: журнал. – Красноярск: Красноярский государственный аграрный университет, 2012. – № 11. – С. 118 – 124.
- 17 Научно-прикладной справочник по климату СССР. Выпуск 26. – СПб.: Гидрометиздат, 1988. – 416 с.
- 18 Доклад об экологической ситуации в Приморском крае в 2013 году. – Владивосток: Администрация Приморского края, 2014. – С. 5.
- 19 Доклад об экологической ситуации в Приморском крае в 2014 году. – Владивосток: Администрация Приморского края, 2015. – С. 17.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		125

- 20 СП 131.13330.2012. Строительная климатология. – М.: Минрегион России, 2013. – 105 с.
- 21 СП 14.13330.2014. Строительство в сейсмических районах. – М.: ГП ЦПП, 2014. – 125 с.
- 22 СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Общие правила производства работ. – М.: Госстрой России, 2003. – 94 с.
- 23 СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. – М.: Госстрой, 2013. – 92 с.
- 24 СП 86.13330.2014. Магистральные трубопроводы. – М.: Минстрой России, 2014. – 173 с.
- 25 СП 42-101-2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб. – М.: Госстрой, 2003. – 92 с.
- 26 СП 47.13330.2012. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 11-02-96. – М.: Минрегион России, 2013. – 109 с.
- 27 ГОСТ 12.1.030-81. Защитное заземление, зануление. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 10 с.
- 28 СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011 Прокладка подземных инженерных коммуникаций методом горизонтального направленного бурения. – М.: Национальное объединение строителей, 2011. – 145 с.
- 29 СТО Газпром 2-2.2-136-2007. Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 247 с.
- 30 СТО Газпром 2-3.5-354-2009. Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях. – М.: ИРЦ Газпром, 2009. – 101 с.
- 31 ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1998. – 46 с.

					Список литературы	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		126

- 32 Казанский крановый завод ГЕРТЕК: [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gertek.ru/> (дата обращения: 05.01.2018).
- 33 Басов К.А. ANSYS Справочник пользователя. – М.: ДМК Пресс, 2005. – 640 с.
- 34 Денисихин С.И. Локализация семейства программных продуктов ANSYS Workbench // Инженерно-технический журнал. – 2008. – №7. – С.19 – 21.
- 35 Строкова Л.А. Определение параметров для численного моделирования поведения грунтов // Известия ТПУ [Электронный ресурс]. – Электрон. журн. – 2008. – Т. 313, №1. Режим доступа: <http://izvestiya.tpu.ru>
- 36 Пат. 125268 РФ F14L9/18. Устройство для защиты труб при протаскивании в грунтовую скважину / Деулин О.Ю., Богатырев А.П., Яковлев Э. З. – 2012142884/06; заявлено 09.11.2012; опубл. 27.03.2013.
- 37 ЭСН 4-01. Нормы и расценки на новые технологии в строительстве. Сборник № 4. Скважины. – Москва, 2004.
- 38 ФЕР 81-02-25-2001. Федеральные единичные расценки на строительные работы ФЕР – 2001. Сборник № 25. Магистральные и промышленные трубопроводы – Москва, 2004.
- 39 ФССЦ – 2001. Федеральный сборник средних сметных цен на материалы, изделия и конструкции. Часть 2. Строительные конструкции и изделия / Госстрой России. – Москва: Стройинформиздат, 2003. – 242 с.
- 40 ФССЦ – 2001. Федеральный сборник сметных цен на перевозки грузов для строительства. Часть 1. Автомобильные перевозки / Госстрой России. – Москва: Стройинформиздат, 2004. – 93 с.
- 41 МДС 81 – 36.2004. Указания по применению федеральных единичных расценок на строительные и специальные строительные работы (ФЕР–2001)/ Госстрой России. – Москва: МЦЦС, 2003. – 39 с.
- 42 МДС 81 – 33.2004. Методические указания по определению величины накладных расходов в строительстве / Госстрой России. – Москва: МЦЦС, 2004. – 28 с.
- 43 ОССП – 2001. Отраслевой сборник сметных цен на перевозки грузов для

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		127

- строительства. – Москва, 2007. – 165 с.
- 44 МДС 81 – 25.2001. Методические указания по определению величины сметной прибыли в строительстве / Госстрой России. – Москва: МЦЦС, 2001. – 24 с.
- 45 ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2004. – 4 с.
- 46 ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности. – М.: Стандартиформ, 2007. – 11 с.
- 47 СанПиН 2.2.4-548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.: Минздрав России, 2001. – 20 с.
- 48 ГОСТ 12.0.003-74\*. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2004. – 4 с.
- 49 ГОСТ 12.1.012-2004. Вибрационная безопасность. Общие требования – М.: Стандартиформ, 2004. – 21 с.
- 50 ГОСТ 12.2.003-74. Оборудование производственное. Общие правила безопасности. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1989. – 11 с.
- 51 ГОСТ 12.3.009-76. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности. – М.: Стандартиформ, 2006. – 7 с.
- 52 ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения прикосновения и токов. – М.: Стандартиформ, 2001. – 7 с.
- 53 ГОСТ 12.1.045-84. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля. – М.: Стандартиформ, 2001. – 3 с.
- 54 ГОСТ 12.1.030-81. Защитное заземление, зануление. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 10 с.
- 55 Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 N 123-ФЗ.
- 56 ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 2 с.
- 57 ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные

					Список литературы	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		128

- положения. – М.: Госстандарт России, 1994. – 6 с.
- 58 Palmer C. Configuration of pipelines during laying operations. – New York, 2001. – 223 p.
- 59 Najafi M Trenchless Technology: Planning, Equipment, and Methods. – New York, 2013. – 121 p.
- 60 Arends G. Trenchless technology research. Tunnelling and Underground Technology, 2008. – P. 53 – 57.
- 61 Ariaratnam S. Suggested Practices for Installations Using Horizontal Directional Drilling, 2006. – P. 142 – 149.
- 62 Bennett D. Horizontal Directional Drilling Good Practices Guidelines, Liverpool, NY: North American Society for Trenchless Technology, 2008. – 118 p.

					Список литературы	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		129

Приложение А  
(рекомендуемое)

**Локальный сметный расчет**

Таблица А.1 – Локальный сметный расчет на устройство участка магистрального трубопровода

Сметная стоимость составляет 25652,7 тысяч рублей

Сметная зарплата составляет 8727,2 тысяч рублей

Нормативная трудоемкость составляет 42749,2 тысяч рублей

Составлена в базовых ценах 2001 г.

Номер расценки, иное обозначение	Наименование работ, затрат	Ед. измерения работ	Объем работ	Стоимость единицы, руб.				Общая стоимость, руб.				На единицу	Всего
				Всего	В том числе			Всего	В том числе			Трудозатраты осн. рабочих	Трудозатраты осн. рабочих
					Основная зарплата рабочих	Эксплуат. машин В т.ч. зп машинистов	Материалы		Основная зарплата рабочих	Экспл. машин В т.ч. зп машинистов	Материалы		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Таблица ЭСН 4-01-065 Подготовительные работы прокладки подводного перехода методом горизонтально-направленного бурения (ГНБ)													

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Локальный сметный расчет

Лист

130

Продолжение таблицы А.1

04-01-065-3	Подготовительные работы для прокладки трубопровода диаметром 500 мм методом горизонтально-направленного бурения. Установка с усилием протягивания от 441,45 до 1471,5 кН	1 установка ГНБ	1	73,27	36,61	36,66	-	73,27	36,61	36,66	-	2,7	2,7
						8,85				8,85		0,56	0,56
Таблица ЭСН 4-01-066 Демонтаж установки ГНБ после завершения прокладки перехода													
04-01-066-3	Демонтаж установки ГНБ после завершения прокладки перехода	1 установка ГНБ	1	57,4	31,87	25,53	-	57,4	31,87	25,53	-	2,35	2,35
						6,16				6,16		0,39	0,39
Таблица ЭСН 4-01-069 Бестраншейная прокладка подводного перехода трубопровода диаметром 500 мм методом горизонтально-направленного бурения. Установка с усилием протягивания от 441,45 до 1471,5 кН													
4-01-069-1	Бурение пилотной скважины диаметром 114 мм	1 м бурения	1393	246,57	7,73	238,73	0,11	343472,01	10767,89	332550,89	153,23	0,57	794,01
						7,67				10684,31		0,54	752,22
4-01-069-2	Расширение пилотной скважины до 250 мм	1 м бурения	1393	387,17	12,07	374,56	0,54	539327,81	16813,51	521762,08	752,22	0,89	1239,77
						11,95				16646,35		0,84	1170,12

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Локальный сметный расчет

Лист

131

Продолжение таблицы А.1

4-01-069-3	Расширение скважины до 400 мм	1 м бурения	1393	669,8	20,88	647,59	1,36	933031,4	29085,84	902092,87	1894,48	1,54	2145,22
						20,75				28904,75		1,46	2033,78
4-01-069-4	Расширение скважины до 550 мм	1 м бурения	1393	1092,38	34,04	1055,77	2,57	1521685,34	47417,72	1470687,6	3580,01	2,51	3496,43
						33,72				46971,96		2,37	3301,41
4-01-069-5	Расширение скважины до 700 мм	1 м бурения	1393	2132,74	67,12	2061,47	4,15	2970906,82	93498,16	2871627,7	5780,95	4,95	6895,35
						63,66				88678,38		4,43	6170,99
4-01-069-6	Протягивание трубопровода	1 м бурения	1393	1713,3	53,97	1656,03	3,33	2386626,9	75180,21	2306849,7	4638,69	3,98	5544,14
						51,16				71265,88		3,56	4959,08
Таблица ФЕР 81-02-25-2001 Трубопровод													
25-06-002-12	Разгрузка труб из железнодорожных вагонов и складирование в штабель автокраном с последующей погрузкой на плетевоз	1 км труб	1,397	7986,1	394,00	6940,94	651,1	11156,51	550,42	9696,49	909,60	46,19	64,53
						309,07				431,77		21,02	29,36
25-06-012-09	Транспортировка труб диаметром 500 мм и толщиной стенки 10 мм на расстояние 30 км	1 км труб	1,397	5332,8	0	5332,8	0	7449,92	0	7449,92	0	0	0
						599,9				838,11		40,79	56,99
25-06-006-09	Выполнение разгрузки труб диаметром 500 мм на трассе	1 км труб	1,397	2379,44	112,29	964,9	1302,21	3324,07	156,86	1348,02	1819,18	13,88	19,39
						58,03				81,06		3,94	5,51

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Локальный сметный расчет

Лист

132

Продолжение таблицы А.1

25-02-040-14	Предварительный подогрев стыков труб диаметром 500 мм и толщиной стенки 10 мм при сварочных работах на трассе	1 стык	134	6	2,81	0,94	2,25	804	376,54	125,96	301,5	0,33	44,22
						0				0		0	0
25-02-003-02	Полуавтоматическая сварка труб с заводской изоляцией диаметром 500 мм и толщиной стенки 10 мм	1 км трубопровода	1,397	52581,19	2734,32	30479,87	19367	73455,92	3819,84	42580,37	27055,699	227,67	318,05
						2372,26				3314,04		161,31368	225,35
25-05-027-08	Контроль качества сварных соединений труб ультразвуковым методом на трассе, диаметром 500 мм	1 стык	134	332,89	19,22	313,67	0	44607,26	2575,48	42031,78	0	13,39	1794,26
						13,39				1794,26		0,91052	122,0

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Локальный сметный расчет

Лист

133

Продолжение таблицы А.1

25-07-022-05	Изоляция термоусаживающимися манжетами стыков труб диаметром 500 мм	1 стык	134	1333,54	10,79	35,20	1287,55	178694,92	1445,86	4716,8	172531,7	1,19	159,46	
						2,99				400,66		0,20	27,24	
25-12-007-07	Очистка трубопровода диаметром 500 мм водой	1 км трубопровода	1,397	1500,25	27,06	443,66	1029,53	2095,849	37,80282	619,79	1438,25341	2,44	3,40	
						12,18				17,01		0,82	1,15	
25-12-013-07	Испытания на прочность и герметичность	1 участок испытания	1	36321,61	8234,59	28087,02	0	36321,61	8234,59	28087,02	0	876,02	876,02	
						1169,64				1169,64		79,53	79,53	
<b>Итого по сборнику ЭСН 4</b>								9026902,57	272831,81	8405633,14	348521,198		20119,97	
Поправка на районный коэф. к ЗП								160799,53	81849,543	-				18388,55
Итого с районным коэф. на ЗП								9187702,10	8566432,68	8484583,1				
Фонд оплаты труда									8908549,31					
Накладные расходы 112% от ФОТ (МДС 81-33.2004 [21] Скважины на нефть и газ)								9977575,224						
Сметная прибыль 65% от ФОТ (МДС 81-25.2001 [22] Скважины на газ)								5790557,05						
Итого по основным работам по сборнику ЭСН 4								24955834,38	8566432,68	8484583,1	348521,198		20119,97	
										342116,63			18388,55	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Локальный сметный расчет

Лист

134

Продолжение таблицы А.1

<b>Итого по сборнику ФЕР 25</b>	378526	20681,91	151969,08	205875,1		3653,5
	,69		8635,24			3
Поправка на районный коэф. к ЗП сборнику ФЕР 25	8795,1	6204,57	-			
	5		2590,57			
Итого с районным коэф. на ЗП по сборнику ФЕР 25	387321	160764	154560			
	,83		11225,8			
Фонд оплаты труда по сборнику ФЕР 25		171990				
Накладные расходы по сборнику ФЕР 25 120% от ФОТ (МДС 81-33.2004 [21] Магистральные трубопроводы)	206388					
	,04					
Сметная прибыль по сборнику ФЕР 25 60% от ФОТ (МДС 81-25.2001 [22] Магистральные трубопроводы)	103194					
	,02					
Итого по сборнику ФЕР 25	696903	160764	154560	205875		3653,5
	,90		11225,8			587,2
<b>Всего по смете</b>	256527	8727197	8639142,8	554396		23773,5
	38,28		353342,4			18975,7

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Локальный сметный расчет

Лист

135

Приложение Б  
(справочное)

**Description of the construction region and pipeline installation methods**

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Меркурьев И.Е.		25.05.2018

Консультант отделения НД

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Медведев В.В.	д.ф.-м.н., профессор		25.05.2018

Консультант – лингвист отделения ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		25.05.2018

## Б.1 Description of the construction region and pipeline installation methods

### Б.1.1 Object and methods of research

The object of consideration is the section of the underwater pipeline crossing the Eastern Bosphorus Strait.

The following research methods are used: review of scientific and technical literature, analysis of patents for protective devices. The following calculations are performed: well profile, pulling force, necessary ballasting, modeling of the stress-strain state by the finite element method.

### Б.1.2 Construction site

The Eastern Bosphorus is a strait in the Peter the Great Bay of the Sea of Japan. The strait separates the Murav'ev-Amursky Peninsula and the Russian Island.

The length of the strait is about 9 km, the width at the narrowest point is about 800 meters, the depth in the middle of the Bosphorus-East strait is 26-38 m. The soil in the Bosphorus-East strait is predominantly silt and sand, gravel and coarse soil may be included.

The underwater section of the pipeline across the Eastern Bosphorus Strait is part of the «Sakhalin – Khabarovsk – Vladivostok» gas transportation system (GTS). This GTS is the first in the East of Russia. The GTS is designed to deliver gas produced on the Sakhalin shelf to consumers in Khabarovsk and Primorsky Territory.

Figure Б.1 shows the «Sakhalin – Khabarovsk – Vladivostok» gas transportation system.

					Description of the construction region	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		137



Figure Б.1 – Gas transportation system "Sakhalin – Khabarovsk – Vladivostok"

The gas pipeline crosses the territory of three constituent entities of the Russian Federation: Sakhalin region, Khabarovsk and Primorsky Territory. The length of the gas pipeline is more than 1800 km.

The gas pipeline crosses areas with complex seismotectonic conditions, more than 400 water obstacles. The most modern technologies and equipment are used to ensure a high level of reliability and safety.

The «Sakhalin – Khabarovsk – Vladivostok» GTS created conditions for gasification and acceleration of social and economic development, creation of new large industrial enterprises in the regions of the Far East.

In addition, the conversion of coal-fired power station to natural gas has made it possible to improve the environmental situation in the region.

					Description of the construction region	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		138

### Б.1.3 Technical and economic characteristics of the construction region

The pipeline section through the Bosphorus East Strait is located near the city of Vladivostok and connects the Russian Island with the mainland.

Vladivostok is a city and a port in the Far East; political, cultural and economic center of the region; the administrative center of Primorsky Territory.

Vladivostok is an important cargo and passenger port, which connects the Trans-Siberian railway and the Pacific sea routes. In the port send cargo of various types: oil and oil products, fish products, wood, building materials, cars and various construction equipment.

Based on the data of the state land cadastre, the land area of Vladivostok urban district is 56 144 hectares. The Russian Island is the largest island of the urban district, and has an area of 9765 hectares. The area of other islands in total is 2.914 hectares.

The river network includes mostly small rivers and streams. The largest of them are: First river, Second river, Sedanka, Bogataya, flowing from east to west and flowing into Amursky bay. The Sedanka and the Bogataya rivers have reservoirs.

The city is developing the production of machines for processing fish and crabs, mining equipment, pumps, metal structures. The industry of building materials of the city is represented by the factories of reinforced concrete structures.

In the region there are various minerals: coal, brown coal, tin. There are also deposits of building materials – limestone, building stone, parfite, partirite, granite, andesite basalt, sandstone, low-melting clays, building sands.

### Б.1.4 Climatic and ecological characteristics of the region

					Description of the construction region	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		139

Climatic data of the Primorsky Territory are taken from the USSR climate guide.

The climate of the Primorsky Territory is monsoon. The region is influenced by the continent and the Pacific Ocean. The influence of the Asian continent increases mainly in winter, when a region of high pressure is formed over Asia, and the region of low pressure over the Pacific Ocean. At this time, the north-west and north winds predominate over the Primorsky Territory, which is directed from the mainland to the ocean. Winds that blow from the mainland (winter monsoon) bring cold and dry air, so the winter becomes harsh and little snow.

In the summer, the pressure rises above the Pacific Ocean, and over the mainland it decreases. The wind changes direction to the south and south-east (summer monsoon) and brings to the mainland a cloudy and rainy summer.

#### Wind

The average annual wind speed in Vladivostok is 5.9 m / s. Average monthly wind speeds range from 5.5 to 6.9 m / s. The maximum wind speed without gusts is 29 m / s, with gusts is 40 m / s.

The average number of days with a strong wind (more than 15 m / s) per year is 22 days.

#### Air temperature

The average annual air temperature is plus 5.0 °C.

The average duration of the winter period is 132 days, it starts on November 13, the last day is on March 23rd.

The average temperature in January is minus 13.1 °C. The absolute temperature minimum was minus 31.4 °C in 1931.

The average duration of the summer period in Vladivostok is more than 88 days (with a period of average daily temperatures above plus 15 °C). On average, the summer begins on June 26. From 6th to 20th August, the average daily temperature is about 20 °C. The last day of the summer is September 21.

					Description of the construction region	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		140

The average temperature in August is 21 °C, temperature maximum is plus 33,6 °C (registered in July 1958). The average monthly air temperature is shown in Table B.1.

Table B.1 – Average monthly air temperature, °C

Jan.	Feb.	March	April	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
-13.1	-9.8	-2.4	4.8	9.9	13.8	18.5	21.0	16.8	9.7	-0.3	-9.2	5.0

#### Soil temperature

The average annual temperature of the soil surface is plus 3 °C. The average monthly soil surface temperature changes from minus 21 °C in January to plus 25 °C in July. The depth of freezing of the soil on the average is 161 cm, in years with cold winter can reach 220 cm. The biggest depth of soil freezing is observed in April.

#### Precipitation

The average annual precipitation is 826 mm. The minimum amount of precipitation was 420 mm in 1937, and the maximum in 1974 was 1272 mm. The average monthly rainfall is shown in Table 2.

Table B.2 – Precipitation level, mm

Jan.	Feb.	Mar.	April	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
9	13	23	49	74	116	139	159	139	65	26	14	826

In summer, as a rule, the weather is unstable. At the beginning of summer clouds and fogs prevail. In August – September it is usually sunny. In summer, a lot of precipitation falls: heavy rains and showers, which bring typhoons and cyclones.

#### Snow cover

The snow cover usually appears on October 20. Steady snow cover is formed on November 17. The snow completely disappears on April 19. The maximum height of the snow cover is 86 cm.

#### Dangerous natural phenomena

The coast can be exposed to dangerous natural and technogenic impacts, causing emergency situations. Dangerous natural phenomena include periodic tropical cyclones (typhoons), tsunamis and earthquakes.

#### Ecological status

					Description of the construction region							Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								141

The waters of the Bosphorus East Strait are currently contaminated. The biggest pollution has the Golden Horn Bay, which was declared the dirtiest water area of the Russian Federation in November 2013. In 2015, the water surface of Golden Horn Bay was covered with floating garbage and oil slick by 90 – 99%.

Recently, the concentration of petroleum hydrocarbons in water has decreased, but exceeds the maximum permissible concentration (MPC) by 1,5 – 2,5 times. Bioplankton, which lives in the bay, is poisonous, it is also dangerous to eat seafood and fish from bay. Therefore, one of the main tasks in the construction is to ensure ecological safety of the environment.

#### Б.1.5 Geotechnical characteristics of soils

Seven engineering-geological elements (IGE) were identified.

IGE – 0 II;

IGE – 1 Sand;

IGE – 2 Pebble ground;

IGE – 3 Sandstone;

IGE – 4 Crushed soil;

IGE – 5 Sandy loam;

IGE – 6 Loam;

IGE – 7 Siltstone.

Clay and loamy soils on contact with water increase in size. Therefore, it is recommended to protect the horizon of eluvial soils from the impact of technological production waste.

Underwater landscape in the survey area is characterized as "conditionally satisfactory". Accumulations of valuable minerals have not been detected.

Geological processes

The following disadvantageous geological impacts were discovered: underflooding, erosion, seismic processes, and also ground swelling.

Depth of soil freezing

					Description of the construction region	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		142

Soils in the zone of seasonal freezing are affected by frost heave forces. After freezing, the volume soils increases, the surface of the soil rises, acting on the structure. After thawing, soil volume decreases.

The normative depth of seasonal freezing of soils in Vladivostok has been calculated. The sum of average monthly negative temperatures for the winter is minus 35,2 ° C (Vladivostok HMS). For loams, the normative depth of freezing is 1,36 m; for sandy loam and sand is 1,66 m; for gravel, large and medium-sized sand is 1,78 m; for macrofragmental soil is 2,02 m.

#### Seismic processes

The construction site belongs to the 6-point area according to the maps A and B, and to – the 7-point area according to the map C.

#### Б.1.6. Engineering and hydrological conditions

Engineering-hydrometeorological surveys are conducted to make informed design decisions.

Table Б.3 shows the water temperature values.

Table Б.3 – Water temperature values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
1.8	1.8	-1.3	2.6	9.1	14.6	19.1	21.5	19.1	12.6	4.9	-0.7	8.3
0.8	1.2	3.0	9.9	16.2	19.3	26.3	26.3	26.7	18.5	10.7	3.1	26.7
2.0	2.1	-2.0	1.6	3.6	7.1	13.2	17.7	13.6	6.0	-1.2	-1.7	-2.1

The current velocity in the strait reaches 17 – 23 cm/s.

According to the complexity of geological and geological conditions, the site of the projected pipeline belongs to the III (difficult) group.

					Description of the construction region	Лист
						143
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### Б.1.7 Selection of a pipeline construction option

Figure Б.2 shows the transverse profile of the Bosphorus East strait and the soils beneath the water. The differences in the levels of the shore and the bottom of the strait reach 157 m, and the maximum depth of the strait is 83 m. The bottom of the strait is cup-shaped. Silt deposits reach a thickness of 4.5 m.

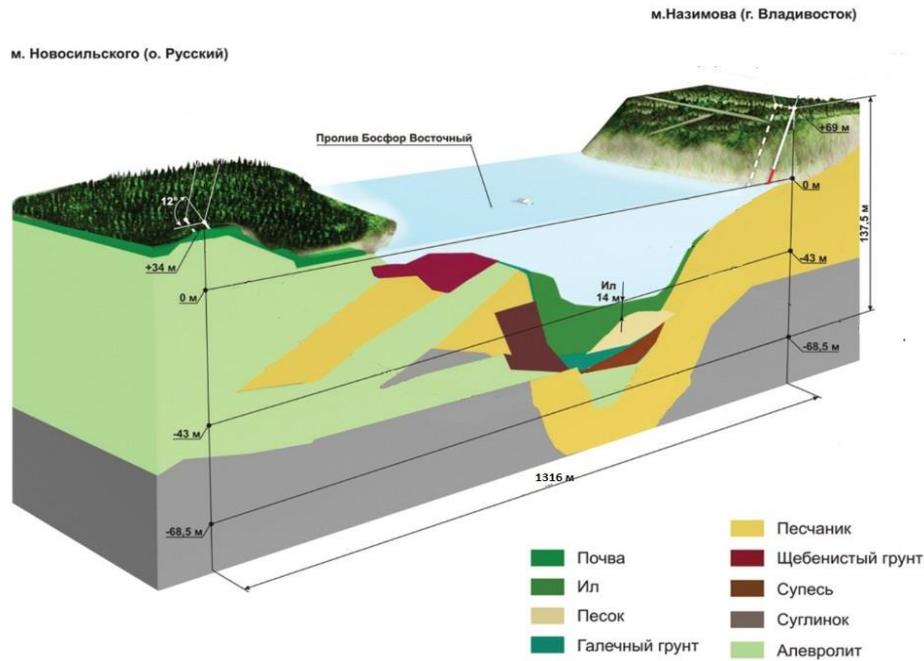


Figure Б.2 – 3D model of the strait

### Б.1.8 Trenching method of laying pipelines

Figure Б.3 shows the trenching method of laying pipelines



Figure Б.3 – The trenching method of laying pipelines

					Description of the region	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		144

The trenching method of laying for these conditions is complicated by several factors [58].

The differences in the heights of the shore of the bottom of the strait reach 157 m, while the maximum depth of the strait is 83 m. The bottom of the strait is cup-shaped, the shores are rocky, steep. Trench digging in such conditions will be accompanied by a large volume of excavation and drilling and blasting operations.

Silt deposits on the bottom of the strait reach a thickness of 4.5 m. In this case, it is necessary to plan the laying of the gas pipeline below the silt with the ballasting of the pipeline. The depth of the trench in this case would be about 6 m from the bottom and 49 m from the surface of the water.

The excavation works will take a long time, and taking into account the navigational activity in the strait (up to 250 units per day), it is practically impossible to coordinate the schedules of the work.

Thus, we have a large amount of excavation during the digging of the underwater trench and land areas. As a result, we get the death of the ichthyofauna in the area of construction, deterioration of the living conditions of marine bioresources.

During the operation of the pipeline it is necessary to provide periodic (annual) diving inspection of the pipeline. In the event of damage of the pipeline, it is necessary to perform repair work. In such conditions, repairs are expensive.

Thus, the construction of the pipeline is possible only with the use of trenchless laying methods.

#### Б.1.9 Trenchless methods of laying pipelines

Modern technologies of trenchless laying of pipelines allow performing construction work qualitatively, preserving objects on the ground, architectural and natural appearance of the area. Also there is no need to block roads, railways or navigable ways.

Trenchless methods of laying pipelines can solve following problems [59]:

					Description of the region	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		145

- high quality of underwater pipeline is ensured, because the pipeline is laid much lower than the level of bottom erosion;
- work on coastal protection is excluded;
- compensations for coordination with environmental organizations are reduced, because damage to the environment is reduced.

For the laying of pipelines under lakes, rivers and other water bodies, the following methods of trenchless laying are most often used: microtunneling (MT), directional drilling (HDD) and pipe pushing. Figure Б.4 shows the construction of an underground pipeline laid by the pipe pushing method.

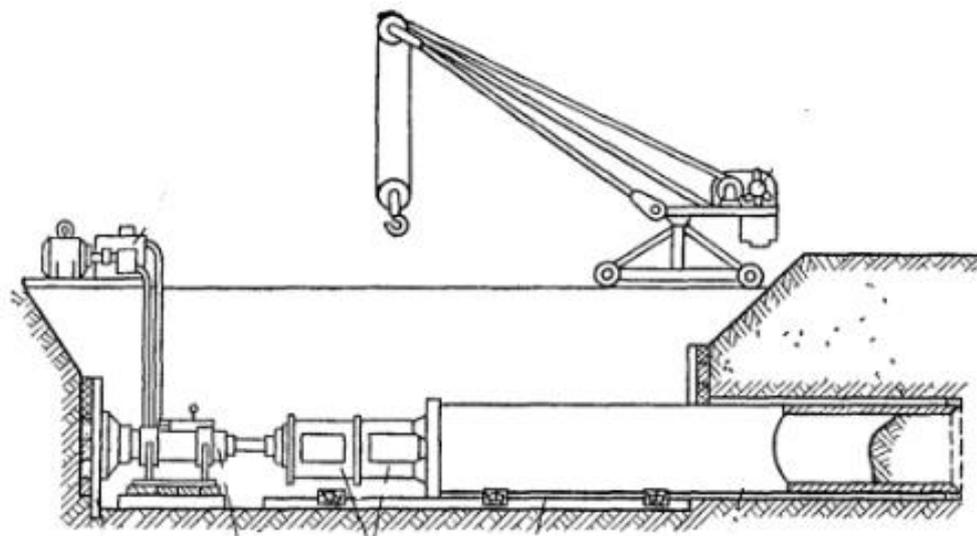


Figure Б.4 – Pipe pushing method

The pipe pushing method is irrational in this case, because it has a small length of possible penetration (up to 100 m). Thus, we will consider methods of microtunneling and directional drilling.

#### Microtunneling

Microtunneling is a method of drilling soil with the strengthening of tunnel walls by reinforced concrete pipes, which are pushed from the starting pit by a powerful press frame.

The destroyed soil is mixed with the water supplied by the pump. The resulting mixture of soil and water is supplied to the sump by a transport pump. Sediment in the form of soil is exported, the purified water is reused. A control container is installed on the ground surface. Control of the drilling process is carried

					Description of the region	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		146

out from the control container. Tunneling equipment is equipped with a laser system. It allows you to perform accurate drilling over long distances [60].

When pipes are forced through, high frictional forces arise. To reduce these forces, it is necessary to use bentonite paste. Pulling the pipe behind the pipe, the tunnel shield reaches the receiving pit. After that, the tunnel shield is dismantled, and the tunnel remains in the ground. Figure B.5 shows the construction of an underground pipeline laid by the microtunneling method.

The construction of the microtunnel includes reinforced concrete pipes with polyethylene covering. In these pipes a metal casing is dragged, and then the main pipeline [60].

Disadvantages of this method:

- starting, receiving pit and concrete collector have a high cost;
- the depth of excavations will be 60 – 90 m, because the strait has a great depth;
- the process of gas pipeline operation becomes more complicated, because it is necessary to periodically check the tunnel for water in the tunnel.



Figure B.5 – Construction of an underground pipeline laid by the microtunneling method.

### Directional Drilling

					Description of the region	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		147

Directional drilling is a controlled trenchless method of laying underground pipelines. The method is based on the use of special drilling rigs. The length of the pipe laying is from several meters to several kilometers, and the diameter of the pipes is more than 1200 mm [61]. Figure Б.6 shows the construction of an underground pipeline laid by the directional drilling method.

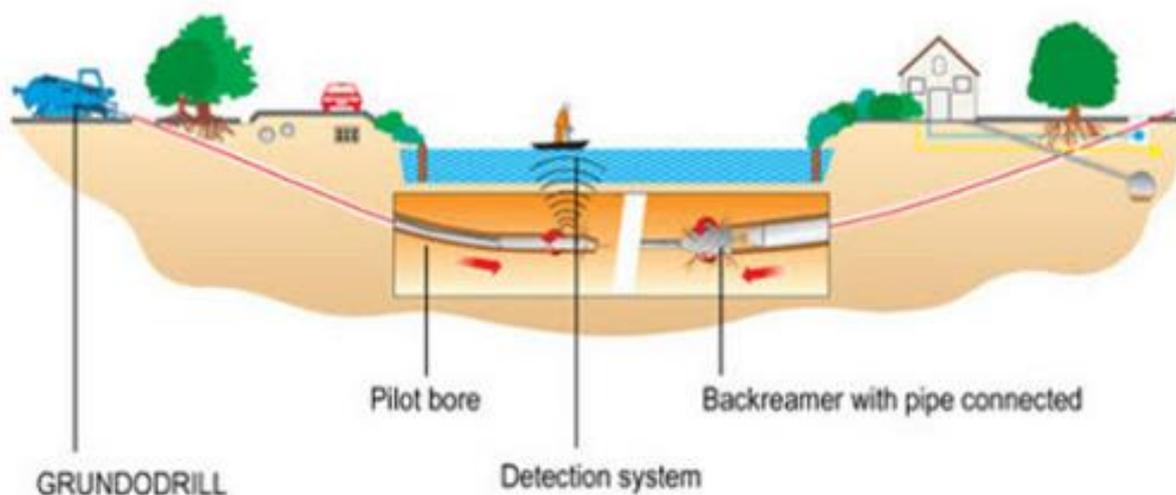


Figure Б.6 – Directional drilling method

This is the most common method of trenchless laying of pipelines. The method includes four main stages. First, a pilot well is drilled, then this well is expanded, calibrated and, at the final stage, the pipeline is dragged into the expanded and calibrated well.

It is necessary to take into account the advantages and disadvantages of the method [62].

Advantages of the directional drilling method:

- pipelines are laid below the predicted channel deformations, it helps to protect the pipeline from various mechanical damages;
- the natural regime of the reservoir is preserved;
- there is no need for underwater, diving and shore protection work in the construction of underwater pipelines. The cost of these works is more than 50% of the total cost of the pipeline;
- there is no need to ballast pipes (ballast weights or coatings);
- blasting operations are excluded;

					Description of the region	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		148

- construction of an underwater pipeline is performed at any time of the year.

Disadvantages of the directional drilling method:

- incorrect engineering and geological data may lead to incorrect choice of drilling equipment;
- drilling is difficult in gravel soils, in soils with the inclusion of boulders;
- expensive imported equipment;
- high professional requirements for staff.

#### Б.1.10 Comparison of directional drilling and microtunneling methods

A comparison of microtunneling and directional drilling technologies includes the following aspects [59]:

- technical parameters: hydrogeological conditions, accuracy of penetration, diameter and length of penetration, materials used;
- duration of construction: installation and dismantling of the construction site, drilling, total time for final works;
- economic aspects;
- building risk.

##### Б.1.10.1 Technical aspects

###### Geological conditions

The following soils were considered: clay, silt, sand, gravel, stones, boulders, mixed soils.

The HDD method can be used in such soils as clay, silt, sand, and also in some rocky soils. However, construction is difficult for soils with the inclusion of gravel more than 30% (especially large gravel). Drilling is difficult in mixed soils with different properties. In such soils it is difficult to strengthen the well with drilling mud.

					Description of the region	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		149

Method MT is more universal. The method allows to build in various engineering-technological and hydro-geological conditions (from weak to hard rocky soils) without using any special methods of work (freezing, dewatering, chemical fixing of soils, etc.).

#### Precision of drilling

The accuracy of the HDD method depends on the depth of the pipeline penetration, the geological conditions and the drilling length. Therefore, the accuracy varies from a few centimeters to several meters. In most cases, this is acceptable.

The MT method uses a laser control system. Thus, at distances up to 100 meters the deviation is not more than 3 cm. This is necessary for accurate penetration into the receiving pit.

#### Pipeline diameter and length

For the HDD method, the drilling length can reach 2000 m, and the diameter from 100 to 2000 mm. The method has some limitations on the possibility of drilling. It is possible to collapse the walls of the well. There are such risks as jamming of the drill head and the pipeline while dragging.

For the MT method, the diameter of the drilling varies from 0.2 to 3.6 m. The length of the drilling is up to 150 m. The length is limited by the strength of the pit walls and the power of the hydraulic jacks. To increase the drilling length, additional jack stations are needed.

#### Applicable Materials

For the MT method, reinforced concrete rings with metal cones and rubber seals are used. In some cases, the tunnel is made of steel or polymer pipes. For the HDD method, it is used steel or polyethylene pipes in accordance with regulatory and technical documentation.

#### Duration of construction

					Description of the region	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		150

The HDD method has a shorter duration of work. For example, for the construction of a pipeline up to 1000 m in length, the preparatory work for the HDD is one week, for MT a few weeks, and the duration of drilling and pulling the pipe for the HDD is 4 – 6 weeks, for MT is 4 – 9 weeks.

#### Б.1.10.2 Construction risk

When we use the MT method, drilling can be stopped because of high frictional forces. High friction can lead to the destruction of reinforced concrete pipes. Low drilling rig capacity, high friction, jamming of the pipeline can lead to the shutdown of the HDD process. An additional risk factor associated with the impact of boulders.

For the MT method, boulders of less than 1/3 the diameter of well are easily removed. For larger boulder sizes, additional measures are used.

Also for the HDD there is a risk of collapse of the drilled well, because the drilling well is supported only by drilling mud. If, for example, the drilling fluid leaves through the cracks from the well, the borehole may collapse at that location. It is also possible collapse of borehole if the drilling mud was not selected correctly.

In addition, when we using the HDD method, there is a risk of destruction of the insulating coating of the pipeline.

#### Б.1.10.3 Conclusions

Thus, the MT method has less construction risks, allows drilling in any soils, has a high drilling accuracy. However, the HDD method has a shorter construction time, a longer drilling length, and construction costs are also reduced, because there are no expensive reinforced concrete pipes and pits.

Taking into account the advantages and disadvantages of HDD and MT and limitations of these methods for these construction conditions, it can be concluded

					Description of the region	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		151

that the HDD method is the most technically and economically profitable for the construction of this underwater pipeline.

Since the HDD method has high construction risks (collapse of the borehole wall, boulders), the project should take into account measures to minimize these risks.

					Description of the region	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		152