

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



Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль  
«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов  
переработки»

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

Тема работы
Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» методом замены трубы на участке 17 – 18 км.

УДК 622.692.4.004-049.32(571.1)

**Студент**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗД	Хвощевский Иван Владимирович		

**Руководитель**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Веровкин А.В.	к.т.н. доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

**По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

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

**По разделу «Социальная ответственность»**

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник О.В.	Рук-ль ООП		

Томск 2018

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



Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль  
«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов  
переработки»

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
Подпись

\_\_\_\_\_  
Дата

О.В.Брусник  
ФИО

### ЗАДАНИЕ

В форме:

--

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗД	Хвощевскому Ивану Владимировичу

Тема работы:

Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» методом замены трубы на участке 17 – 18 км	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Научно-техническая литература.
	Данные о МН «Александровское – Анжеро-Судженск».
	Диаметр нефтепровода 1200 мм
	Протяженность ремонтируемого участка 1 км

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1 Общая часть 2 Объект и методы исследования 3 Расчеты и аналитика 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5 Социальная ответственность
<b>Перечень графического материала</b>	

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Ассистент Макашева Ю.С.
Социальная ответственность	Ассистент Немцова О.А.

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


<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику:</b>	
--	--

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Веревкин А.В.	к.т.н, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б3Д	Хвощевский И.В.		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
32Б3Д	Хвощевскому Ивану Владимировичу

<b>Инженерная школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, локальные сметные расчеты на капитальный ремонт нефтепровода, государственные единые сметные нормы, единые нормы и расценки
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм

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

1. Техничко-экономические показатели проекта	Сводный сметный расчет стоимости капитального ремонта
2. Расчет окупаемости затрат на проведение работ	Провести расчет окупаемости затрат на проведение работ
3. Разработка мероприятий по улучшению ресурсоэффективности и ресурсосбережения проводимых работ	Разработать мероприятия по ресурсоэффективности и ресурсосбережению

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б3Д	Хвощевский Иван Владимирович		



<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Работы по проведению капитального ремонта нефтепровода сопровождаются:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– загрязнением атмосферного воздуха;</li> <li>– загрязнением поверхностных вод;</li> <li>– повреждением почвенно-растительного покрова;</li> <li>– нарушением гидрогеологического режима.</li> </ul>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p>Чрезвычайные ситуации при проведении работ по реконструкции могут возникнуть в результате проведения огневых работ.</p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Правила противопожарного режима в Российской Федерации. Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 года N 390. РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных, взрывопожароопасных объектах»</p>

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗД	Хвощевский Иван Владимирович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 107 с., 7 рис., 12 табл., 50 источников.

Ключевые слова: МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ, РАСЧЕТ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.

Объектом исследования является участок магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» на участке 17 – 18 км.

Цель работы – Провести капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» на участке 17 – 18 км, используя метод замены трубы 1200 мм.

В процессе исследования дана общая характеристика объекта и района проведения ремонта. Также рассмотрены основные технические решения по обеспечению капитального ремонта и методы производства основных работ. Кроме того, рассмотрены вопросы производственной, экологической безопасности и охраны труда, проведены технологические расчеты, рассмотрены основные экономические показатели.

## Список принятых сокращений

ВТД	–	Внутритрубная диагностика
ГВС	–	Газо-воздушная смесь
ГВВ	–	Горизонт высоких вод
ГЖ	–	Горючая жидкость
ВИК	–	Визуально измерительный контроль
ВИП	–	Внутритрубный инспекционный прибор
ГРО	–	Геодезическая разбивочная основа
ГСМ	–	Горюче-смазочные материалы
ДВС	–	Двигатель внутреннего сгорания
ИТР	–	Инженерно-технический работник
КППСОД	–	Камера пуска-приема средств очистки и диагностики
КС	–	Компрессорная станция
ЛВЖ	–	Легко воспламеняющаяся жидкость
МН	–	Магистральный нефтепровод
МОП	–	Младший обслуживающий персонал
НПС	–	Нефте-перекачивающая станция
НТД	–	Нормативная техническая документация
ННБ	–	Наклонно-направленное бурение
НП	–	Нефтепродукт
ППМН	–	Подводный переход магистрального нефтепровода
ПМН	–	Переход магистрального нефтепровода через водную преграду
ПОС	–	Проект организации строительства
ППР	–	Проект производства работ
ПСД	–	Проектно сметная документация
ПДК	–	Предельно-допустимая концентрация
ПУЭ	–	Правила устройства электроустановок
РНУ	–	Районное нефтепроводное управление
СМР	–	Строительно-монтажные работы
ТУ	–	Технические условия
ТБО	–	Твердые бытовые отходы
УППР	–	Участок погрузо-разгрузочных работ
ЭХЗ	–	Электрохимическая защита от коррозии



## Оглавление

Введение.....	10
1 Общая часть. Существующие технологии и организация строительства пересечения трубопроводов с водными преградами.....	12
2 Объект и методы исследования .....	45
2.1 Физико-географическая характеристика .....	45
2.2 Климатическая характеристика .....	46
2.3 Геолого-литологическое строение.....	52
2.4 Гидрологическая характеристика .....	52
3 Расчеты и аналитика .....	55
3.1 Технология капитального ремонта.....	55
3.2 Расчет показателей капитального ремонта.....	62
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	82
4.1 Техничко – экономические показатели объекта .....	82
4.2 Расчет окупаемости затрат на проведение работ .....	84
4.3 Ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	85
5 Социальная ответственность.....	87
5.1 Производственная безопасность.....	87
5.2 Экологическая безопасность .....	96
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	99
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	100
Заключение .....	102
Список использованной литературы.....	103

					Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» методом замены трубы на участке 17 – 18 км					
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	<i>Оглавление</i>					
Разраб.		Хвощевский И.В.						Лит.	Лист	Листов
Руковод.									9	107
Консульт.								ТПУ, гр. 3-2БЗД		
Зав. Каф.										

## Введение

Современные магистральные трубопроводы имеют протяжённость в несколько тысяч километров.

Магистральный трубопровод проходит по местности с самым различным рельефом, ему приходится пересекать водные преграды: заливы, проливы, реки, озера, и даже моря. В этих случаях трубопровод прокладывается по дну водоемов. Прокладка трубопровода производится в специально отрытые на дне водоема траншеи, которые затем вновь засыпают грунтом. Сооружение таких водных переходов является одним из наиболее трудоемких и сложных видов работ при строительстве.

Капитальный ремонт подводных переходов можно разделить на следующие основные виды работ: монтаж и изоляция трубопровода, рытье подводной траншеи, укладка трубопровода в траншею, захлест, засыпка траншеи.

Пересечение водных преград магистральными трубопроводами относится к наиболее ответственным участкам этих сооружений. Поэтому к надежности переходов через водные преграды предъявляются высокие требования, так как даже незначительные повреждения с потерей герметичности приводят к тяжелым экологическим последствиям.

Чаще всего пересечение водной преграды решается путем строительства подводных переходов. Анализ нормативной, технической, справочной и обзорной литературы по тематике проектирования и строительства переходов через водные преграды показал, что начальный уровень качества и надежности работы перехода формируется и определяется качеством и полнотой выполнения инженерных изысканий, правильностью выбора створа перехода, научной глубиной проектных

					Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» методом замены трубы на участке 17 – 18 км			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хвощевский И.В.			<i>Введение</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.							10	107
Консульт.						ТПУ, гр. 3-2БЗД		
Зав. Каф.								

разработок, исходным качеством применяемых изделий и материалов, технической культурой строительного производства, а также критическим подходом к проведению испытаний и приемки подводного перехода в эксплуатацию.

В процессе эксплуатации подводный переход подвергается различным воздействиям. Основное воздействие на подводный переход оказывают режим эксплуатации, русловые процессы (переформирование дна водоема и прибрежной зоны), природная среда и т. д.

Для поддержания подводного перехода в рабочем состоянии необходимы своевременные и качественные предупредительные мероприятия (техническое обслуживание, контроль за техническим состоянием, текущий и капитальный ремонт).

В данной работе будет рассмотрен вопрос капитального ремонта участка магистрального нефтепровода «Александровское-Ажоро-Судженск» методом замены трубы на участке 17 – 18 км.

Цель работы: Провести капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжоро-Судженск» на участке 17 – 18 км, используя метод замены трубы 1200 мм.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

## 1 Общая часть. Существующие технологии и организация строительства пересечения трубопроводов с водными преградами

### Траншейный метод

К подводным переходам относятся участки магистральных трубопроводов, пересекающие естественные либо искусственные водоемы (реки, озера, водохранилища). Наиболее распространенным методом сооружения подводных переходов трубопроводов является траншейный метод. Он заключается в том, что магистральный трубопровод на пересечении с водной преградой прокладывают с заглублением в дно водоема.

При заглублении трубопровода в русловой части реки и на береговых ее участках, границы подводного перехода определяются уровнем воды в водоеме 10 %-ной обеспеченности (уровнем воды в водоеме, до которого вода может подниматься в течение ста лет до 10 раз). В незарегулированных реках этот горизонт бывает только при очень значительных паводках; в зарегулированных водоемах границы перехода определяются верхним уровнем воды, который допускается по условиям работы до зарегулированного водоема.

Прокладка подводных переходов должна предусматриваться с заглублением в дно пересекаемых водных преград. Величина заглубления устанавливается с учетом возможных деформаций русла и перспективных дноуглубительных работ.

					Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» методом замены трубы на участке 17 – 18 км			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хвощевский И.В.			<i>Общая часть</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.							12	107
Консульт.						ТПУ, гр. 3-2БЗД		
Зав. Каф.								

Проектная отметка верхней образующей трубопровода, т.е. верх балластирующего устройства, должна назначаться на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки, определяемого на основании инженерных изысканий, с учетом возможных деформаций русла в течение 25 лет после окончания строительства перехода, но не менее 1 м от естественных отметок дна водоема.

Таким образом, надежная работа подводных переходов в течение расчетного срока их эксплуатации обеспечивается выбором обоснованного решения о заглублении трубопровода.

Для оценки возможных деформаций русла и берегов рек в створах трубопроводов применяют гидролого-морфологическую теорию руслового процесса. Опыт эксплуатации большого числа нефте - и газопроводов уложенных в траншею показывает, что все многообразие размывов трубопроводов, можно отнести к следующим типам: размывы в средней части русла и размывы приурезных и береговых участков.

Кроме этого, на уложенный в траншею трубопровод воздействуют следующие внешние факторы: лед поверхностный, донный, шуга течение, волны, наружное давление воды при укладке на больших глубинах, воздействие якорей, волокуш и других предметов, опускаемых судами на дно водоемов.

Основным недостатком траншейного метода как правило является большой объем подводно-технических и земляных работ, связанных с разработкой траншеи, которая, к тому же, нарушает целостность водоема, что приводит к значительному экологическому ущербу. Все чаще траншейный метод строительства подводных переходов применяется лишь в случаях невозможности использования бестраншейных методов из-за предъявляемых к ним ограничений и на малых реках.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

## Конструктивные схемы подводных трубопроводов

Подводный переход выполняют в виде двух - или трехтрубной системы, однако число труб может быть и большим.

При меженном (среднем) уровне воды 75 м и более пересечение водной преграды согласно [5] рекомендуется осуществлять с обязательной укладкой резервной нитки трубопровода. В порядке исключения при ширине рек более 75 м допускается при соответствующем обосновании укладка однониточного перехода.

Поэтому в [5] специально указывается, что расстояние между подводными нефтепроводами должно быть не менее 16 м.

На рис. 1 изображена схема подводного перехода. Подводный переход состоит из запорных устройств 1 (задвижек), резервной нитки 3, которая в свою очередь подключается к основной нитке 2.

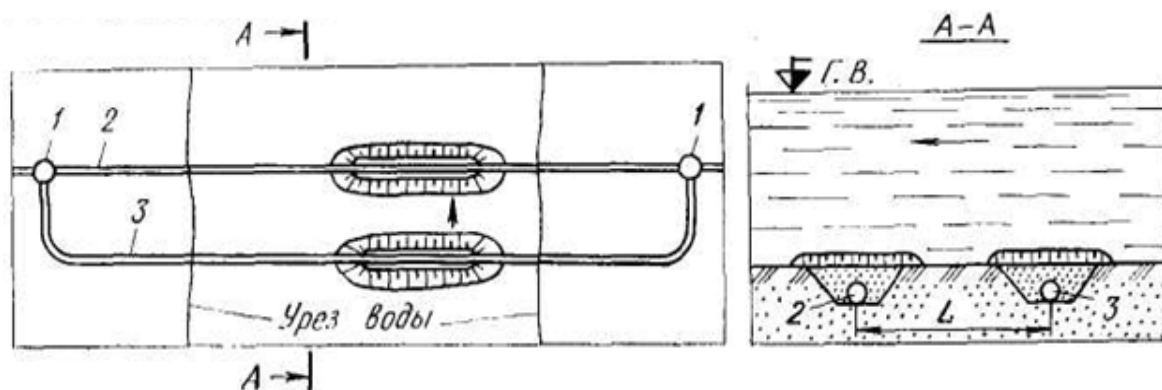


Рисунок 1 – Схема подводного перехода

При креплении подводных трубопроводов над ними выполняют каменную отсыпку или укладывают железобетонные плиты рис. 1 (сечение А-А). Где основная 2 и резервная 3 нитки уложены в траншеях, которые засыпаны грунтом. Берега реки закрепляются в обязательном порядке.

Подводный трубопровод в поперечном сечении может быть выполнен различными способами, в зависимости от назначения. Рассмотрим основные элементы конструкций поперечного сечения трубопровода.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
						14

При первой схеме (см. рисунок 2, а) трубу 1 покрывают изоляцией 2 и футеровкой 3. При схеме (см. рисунок 2, б) трубу 1 покрывают изоляцией 2, футеровкой 3, а затем навешивают утяжеляющие грузы 4 и скрепляют их болтами 5. Балластировка может производиться также бетоном 6 (см. рисунок 2, в).

Двухтрубная система без заполнения межтрубного пространства впервые была применена на переходе продуктопровода через р. Неву. Однако к недостаткам данной конструкции можно отнести то, что кожух не несет нагрузки от внутреннего давления, а также требуется балластировка всего трубопровода.

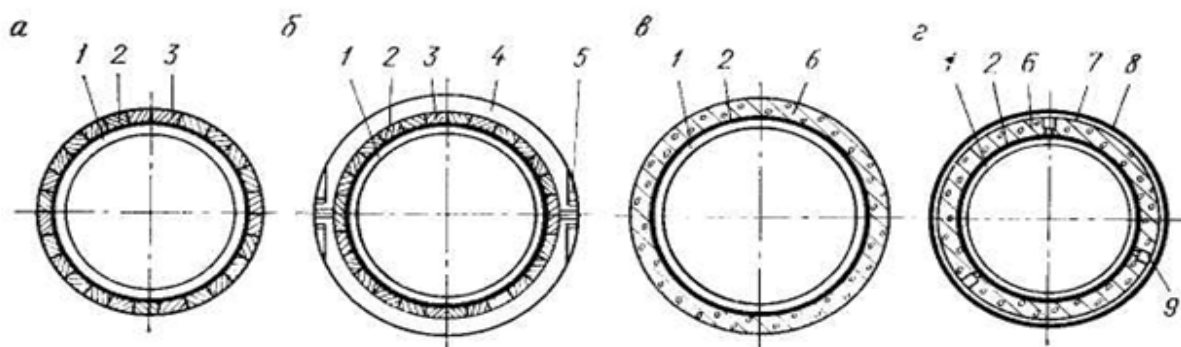


Рисунок 2 – Конструкция трубопровода

К основным недостаткам подводных переходов трубопроводов выполненных в траншее можно отнести то, что в случае утечки или аварийной ситуации транспортируемый газ или нефть попадет в окружающую среду. Наличие резервной нитки может только обеспечить бесперебойную перекачку нефтепродуктов. Поэтому ведутся работы по повышению общего уровня надежности каждой нитки перехода. Такой подход дает реализация однопунктного перехода в двухтрубном исполнении.

Двухтрубная система (см. рисунок 2, г) с заполнением межтрубного пространства представляет собой две трубы 1 и 7, расположенные одна

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
						15

внутри другой. Пространство между ними заполняется цементно-песочным раствором 6. Наружную трубу 7 покрывают изоляцией 8. Для протаскивания внутренней трубы ее оснащают катками 9.

#### Организационный период

В организационный период рассматривается и утверждается ПСД, открывается финансирование капитального ремонта трубопровода; уточняются источники поставок материалов и ресурсов; размещаются заказы на оборудование и материалы Заказчика и Подрядчика, уточняется транспортная схема доставки грузов к месту производства СМР, оформляется отвод земель для проведения строительных и демонтажных работ, разрабатывается ППР, решаются вопросы использования для нужд строительства автомобильных дорог, местных источников энергоресурсов, местных строительных материалов.

#### Подготовительные работы

К подготовительным работам при строительстве подводных переходов относятся:

- контроль качества сварных и изоляционных работ;
- футеровка;
- балластировка трубопровода;
- подготовка спусковых дорожек;
- геодезические и гидрометрические работы;
- сварка трубопровода в дюкер;
- изоляция трубопровода;

А также ряд других работ, характерных для подводных трубопроводов. Далее рассмотрим основные виды работ.

#### Геодезические и гидрометрические работы

Проектирование и строительство подводных переходов трубопроводов требует соответствующего геодезического и

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16



гидрометрического обслуживания. К таким работам относятся составление фактического профиля и планового положения траншеи.

Для составления продольного профиля осуществляют промер глубин одним из следующих способов: насечкой двумя инструментами; дальномером, установленным в створе; со льда (при работе зимой); засечкой промеряемых точек одним инструментом (теодолитом или мензулой); с применением эхолота.

На стадиях проектирования и строительства уточнение продольного профиля выполняют в следующей последовательности: перед началом разработки траншеи для выявления соответствия фактического профиля дна реки проектному; перед укладкой трубопровода в подготовленную траншею; после укладки трубопровода с целью определения фактического положения.

При создании геодезической разбивочной основы Заказчиком на трассе должны быть установлены пункты и знаки основы в соответствии со [3] и [11]. Сдача-приемка трассы нефтепровода производится Заказчиком Подрядчику по акту.

Закрепление трассы выполняется силами и средствами Подрядчика и включает: детальная разбивка горизонтальных и вертикальных кривых, уточнение вынесенных ранее осей новых участков трассы и пикетажа, разметка строительной полосы, вынос в натуру оси и границы временных проездов и переездов. Результаты измерений фактической глубины заложения пересекаемых подземных коммуникаций нанести на вешки высотой 1,5-2,0 м, забиваемые в границах зоны производства работ через 50 м, а при неровном рельефе через 25 м. Кроме того следует установить вешки перед началом и концом вскрышных работ.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

### Сварка трубопровода в дюкер

На заменяемом участке км 17,8 – км 18,1 дюкер разбивают на участки: правый берег ПК7+98,52 – ПК8+46,34 – 47,82 м; русловая часть ПК8+46,34-ПК10+06,13-159,79 м; левый берег ПК10+06,12 – ПК10+97,51 – 92,39 м.

Сварку участков трубопровода необходимо выполнить в соответствии с требованиями [2], [12], [14], [40] по разработанной в ППР технологической карте по аттестованной технологии сварки под руководством аттестованных специалистов аттестованными сварщиками с соблюдением правил техники безопасности и пожарной безопасности.

Соединение труб между собой и труб с деталями заводского изготовления выполнить согласно [2], [12], [32], [40].

### Изоляция трубопровода

Изоляция рабочего трубопровода принята усиленного типа с трехслойным полиэтиленовым покрытием, толщина слоя должна быть не менее 3,5 мм. Данный тип изоляции соответствует требованиям [16] и [42]. Изоляционное покрытие наносится на заводе-изготовителе трубы.

Заводская изоляция представляет собой трехслойное покрытие и включает в себя:

- эпоксидный подслои 0,01 мм (повышает адгезию до 60 Н/ и защищает от катодного отслаивания) ;
- сэвilen (сополимер этилена и винилацетата) 0,1 мм (обеспечивает адгезию основного слоя);
- толщиной не менее 3,5 мм;
- сопротивление пробоя нагрузке не менее 18 Н×м;
- напряжение пробоя не менее 13,5 кВ;
- адгезия не менее 150 Н/см;
- полиэтилен (ПЭ) низкой плотности высокого давления 3,4 мм.

Заводская изоляция должна удовлетворять следующим требованиям:

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Для антикоррозийной защиты сварных стыков предусматривается установка термоусаживающихся изоляционных манжет шириной не менее 450 мм. Характеристики манжет отвечают требованиям [41].

Изолируемая поверхность подвергается пескоструйной обработке и подогреву. При изоляции стыков нефтепровода необходимо соблюдать требования соответствующих инструкций с нормативной документацией фирм-изготовителей и технологических правил, предъявляемых к данному виду работ. К работе с термоусаживающимися материалами допускается только специально аттестованный для этого персонал.

Гнутые отводы изготовлены методом индукционного нагрева в соответствии с требованиями [49].

Изоляционное покрытие должно отвечать требованиям [43].

До начала укладки трубопровода необходимо произвести контроль качества изоляции. В случае обнаружения дефектов выполнить ремонт изоляционного покрытия в соответствии с требованиями [22]. Методы и материалы, используемые для ремонта изоляции, должны обеспечивать противокоррозийную защиту трубопровода на отремонтированных участках со стабильным адгезированием нового покрытия к существующему и к металлической поверхности, а также его надежную термостойкость при эксплуатации трубопровода. Нанесенная изоляция не должна уступать по своим параметрам основному заводскому покрытию.

#### Контроль качества сварочных и изоляционных работ

При производстве работ по контролю качества следует руководствоваться требованиями [2], [14], [13], [15], [32],[33].

Контроль качества сварных соединений выполнить согласно требованиям [32].

До начала сварочных работ выполнить допускной стык на трубе, предназначенной для трубопровода. Сварной стык подвергнуть радиографическому контролю, образцы сварного соединения подвергнуть

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

механическим испытаниям в лабораторных условиях, согласно требованиям нормативной документации.

В соответствии с требованиями [32] при строительстве и ремонте нефтепровода I категории все сварные стыки подвергаются дефектоскопическому контролю в объеме 100 % радиографированием и в объеме 100 % ультразвуковым методом, капиллярным методом в объеме 100 %. Стыки врезки вантузов подвергаются дополнительному контролю методом цветной дефектоскопии.

Заизолированные участки трубопровода подвергаются визуальному контролю, а так же контролю на сплошность изоляционного покрытия, прилипаемость изоляционных материалов, контролю качества изоляции методом искровой дефектоскопии.

Изоляцию контролируют по следующим показателям – адгезия в нахлесте, адгезия к стали, сплошность, прочность при ударе.

Для участков протяженностью от 100 м до 1000 м проводится контроль геометрических параметров калибровочным прибором до засыпки трубопровода.

Контроль геометрических параметров линейной части нефтепровода протяженностью менее 100 м производится по результатам пооперационного контроля в соответствии с [34].

После засыпки трубопровода грунтом необходимо так же выполнить гидроиспытание.

Провести контроль качества изоляционного покрытия методом катодной поляризации в соответствии с требованиями [25]. Контроль качества изоляции методом катодной поляризации произвести, если глубина промерзания грунта в период контроля не превышает 0,5 метра. Контроль качества изоляции при глубине промерзания грунта более 0,5 м произвести по результатам пооперационного контроля с последующим контролем методом катодной поляризации после весеннего оттаивания грунта.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Контроль качества СМР должен осуществляться специальными службами технадзора, оснащенными техническими средствами и имеющими лицензию на указанный вид деятельности.

#### Футеровка трубопровода

Футеровка трубопроводов необходима для предохранения их от повреждений при транспортировке, монтаже в секции и укладке его в траншею.

В зависимости от метода укладки трубопровода и условий его эксплуатации футеровку производят по всей длине либо на отдельных его участках. Так, при укладке подводного трубопровода методом протаскивания по дну траншеи применяют сплошное футерование по всей длине дюкера, а при укладке трубопровода методом свободного погружения футерование осуществляют на участках, где возможно повреждение изоляции (под пригрузами и т.п.).

В трубопроводном строительстве для футеровки применяют деревянные футеровочные рейки размером 30х60 мм.

Процесс футерования обычно включает в себя несколько операций: подготовку реечного полотна; обертывание трубы; укрепление футеровки проволокой-катанкой.

#### Балластировка трубопровода

Для придания отрицательной плавучести трубопроводу предусмотрена балластировка чугунными грузами [48]. Балластировку выполняют чугунными или железобетонными отдельными грузами либо сплошным покрытием бетоном или асфальтобетоном.

К первой группе утяжеляющих устройств можно отнести чугунные и железобетонные грузы из двух полумуфт. Однако такие конструкции не обеспечивают достаточную надежность работы трубопроводов, так как возможно смещение грузов, даже будучи плотно прижатыми, к трубопроводу.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Ко второй группе относятся утяжеление труб сплошным покрытием из бетона при укладке однострубногo перехода или заполнения утяжеляющим раствором межтрубного пространства (данная укладка происходит по схеме труба в трубе). Бетонное покрытие обычно устраивают армированным, в качестве арматуры используют металлическую сетку с размером ячеек от 2,5x5 до 10x10 см. Балластировка при укладке трубопровода по схеме труба в трубе входит в операцию укладки (см. рисунок 3, г).

Расчет балластировки выполняется согласно требованиям [5].

В русловой части ручья км 17,8 резервная нитка, трубопровод забалластировать кольцевыми чугунными грузами. Протяженность балластировки 33,15 м (ПК8+74,25–ПК9+07,04), и 45,18 м (ПК9+59,29–ПК10+04,47), шаг установки чугунных грузов составляет 1,9 м, общее количество чугунных грузов составляет 42 шт.

#### Устройство спусковых дорожек

Перед укладкой трубопровода под воду его размещают на берегу, на специальных спусковых дорожках, они служат для спуска трубопровода в подводную траншею или на поверхность воды. Известны дорожки следующих основных типов:

- водные дорожки;
- роликовые или рольганговые дорожки;
- грунтовые дорожки;
- рельсовые дорожки, рисунок;

#### Земляные работы

В отличие от бестраншейных технологий при строительстве подводных переходов уложенных в траншею выполняется збольшой объем земляных работ.

Кроме того, земляные работы являются наиболее трудоемкими, а так же дорогостоящими и длительными по времени, по сравнению с другими

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

видами работ. Стоимость подводных земляных работ достигает более половины стоимости строительства подводного трубопровода, а затраты на разработку подводной траншеи могут быть почти в сто раз выше затрат на разработку траншеи на сухопутных участках.

Береговые траншеи разрабатывают с помощью экскаваторов, оборудованных обратной лопатой или драглайном, земляные подводные работы ведут с помощью специальных землеройных машин.

Подводные работы осложняются следующими условиями:

- подводные траншеи должны быть разработаны по профилю и в плане в соответствии с требованиями проекта;
- все земляные работы должны быть закончены до начала весеннего или осеннего паводка;
- время окончания земляных работ должно совпадать со временем окончания подготовки трубопровода, так как возможно занесение траншеи наносами.

До начала работ необходимо произвести разбивку трассы, обозначить границы разработки траншеи и расположения отвалов согласно стройгенплану, а так же установить предупредительные знаки. В зимнее время расчистить снег с полосы будущей траншеи. Снять плодородный слой и переместить в отвалы бульдозером. В последующем после окончания строительных работ уложить его на полосу рекультивации.

При стесненных условиях работы обратную засыпку траншеи на береговых участках произвести бульдозером по косо поперечной схеме. Засыпку произвести экскаватором.

Разработку траншей выполняют чаще всего экскаватором «обратная лопата» лобовой проходкой. Засыпку береговых участков производят бульдозером, экскаватором, в русловой части только экскаватором или грунтососом.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Находящийся в отвале мерзлый грунт перед засыпкой траншеи разрыхлять ножом бульдозера и размельчать гусеницами. Выполнить восстановление рельефа местности и берегов.

Операционный контроль качества земляных работ осуществлять измерительным методом (шаблонами, стальной лентой, рулеткой и нивелиром).

Сдача-приемка земляных работ оформляется исполнительным приемочным актом.

Перед началом работ и во время работ в траншее контролировать воздушную среду на содержание в воздухе углеводородов (ПДК составляет 300 мг/м<sup>3</sup>).

Расчет ширины подводной траншеи выполнен в соответствии с [14].

Ширина подводной траншеи по дну определена по формуле:

$$B = D_n + \sqrt{\Delta_p + \Delta_m} + \Delta_z, \quad (1)$$

где:

$D_n$  – наружный диаметр трубопровода с защитным и балластным покрытием, м;

$\Delta_p$  – запас, учитывающий допускаемые отклонения по ширине траншеи (по обе стороны от оси) в процессе ее разработки, м;

$\Delta_m$  – запас, учитывающий отклонения продольной оси трубопровода от проектной оси траншеи (в обе стороны) при укладке трубопровода, м;

$\Delta_z$  – запас на заносимость траншеи донными наносами со стороны ее верхнего откоса, м.

Запас  $\Delta_m$  принят для водной преграды шириной до 1000м по формуле:

$$\Delta_m = 0,005 \times L, \quad (2)$$

При отсутствии течения запас на заносимость  $\Delta_z$  не учитывается.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24



Крутизна откосов траншеи принята в соответствии с [31] с учетом физико-механических свойств грунта, обводненности участка и глубины траншеи.

В местах подключения к существующему нефтепроводу (ими могут быть рабочие котлованы) во избежание оваллизации трубопровода выполнять подбивку пазуха траншеи с уплотнением грунта слоями по 0,2 м. Трамбовку производить с помощью трамбовочных машинок или средств малой механизации с уплотнением до 0,85 от естественной плотности грунта.

При подключении к действующему нефтепроводу катушками, в случае нестыкуемости концов трубопровода выполнить откопку прилегающих участков в соответствии с требованиями [40].

Проектом предусмотрено водолазное обследование дна акватории по створу подводного перехода трубопровода:

- перед началом земляных работ по устройству подводных траншей в целях выявления и последующего удаления препятствий, которые могут затруднить разработку подводного грунта; п.3.2.1 [14];

- скреперными установками;

- готовой подводной траншеи;

- после укладки трубопровода в створе перехода через водную преграду;

- в створе подводного перехода после замыва трубопровода.

Подводные работы выполняются следующей землеройной техникой:

- земснарядами;

- экскаваторами;

Далее рассмотрим основные схемы работ.

#### Разработка подводных траншей земснарядами

В настоящее время для разработки подводных траншей используют различные земснаряды, позволяющие вести работы на глубине до 40 м. В

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

настоящее время при строительстве подводных трубопроводов наиболее широко применяются гидроэжекторные снаряды различных типов: УПГМ-360, УПГЭУ, ТЗР-12, ДГС-150 .

По данной схеме (рисунок 3, а) разработку траншеи ведут от одного берега к другому, пройдя русловую часть траншеи 3 (рисунок 3, б), земснаряд 1 разворачивают и очищают от наносов только что подготовленный участок траншеи, затем дорабатывают оставшийся участок неразработанной траншеи. Ориентирование земснаряда осуществляется по створным знакам 2.

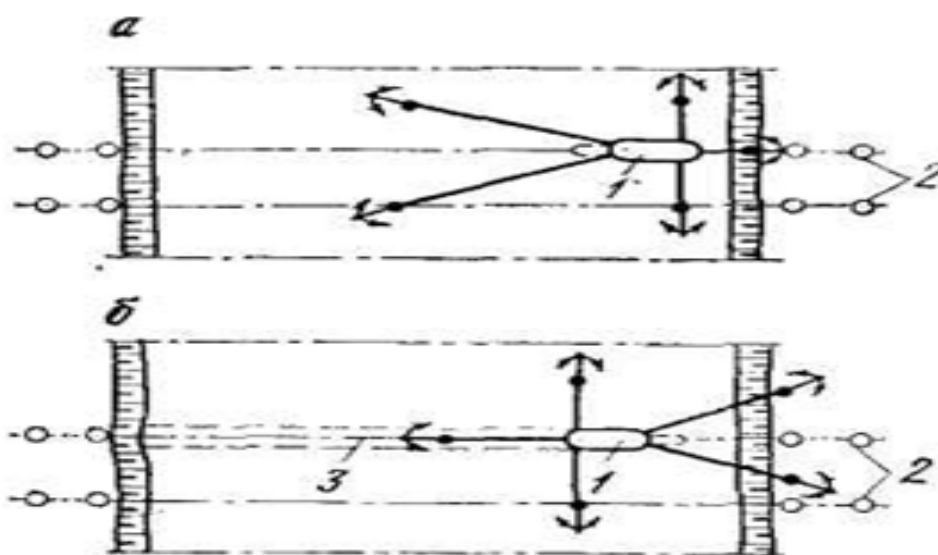


Рисунок 3 – Схема работы земснаряда

#### Разработка подводных траншей экскаватором

Работы по сооружению траншеи экскаватором возможны при глубине водоемов не более 2 - 3 м. Экскаватор устанавливают на понтон, который перемещается в створе с помощью якорей. На понтоне устанавливают 4 - 5 лебедок, к которым крепят тросы от якорей. Для транспортировки якорей к месту установки необходима шлюпка.

#### Наклонно-направленное бурение

Наиболее распространенные траншейные способы сооружения подземных переходов трубопроводов, наряду с их достоинствами и

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
						26

широким практическим применением, однако имеют ряд существенных недостатков и в полной мере не отвечают современным требованиям нормативной документации - необходимому уровню конструктивной надежности и защите окружающей среды. Основными недостатками траншейного способа являются большой объем земляных и трудоемких водолазных работ, наличие громоздких утяжеляющих грузов, а также траншейная технология не в состоянии обеспечить круглогодичность строительства, затрудняет судоходство. Механизированная разработка нижних слоев грунта береговых траншей и русловых участков переходов, особенно в сочетании с взрывными работами, наносит ущерб экологическому состоянию водоемов. Однако низкий уровень надежности традиционных конструкций подводных переходов приводит к многочисленным авариям, которые в результате утечки продуктов в водоем загрязняют значительные объемы и поверхности водной территории. В связи с этим возникла острая необходимость в разработке принципиально новых методов сооружения подземных переходов трубопроводов. Одной из наиболее перспективных технологий является бестраншейная прокладка магистральных трубопроводов методом направленного бурения.

#### Опыт строительства подводных переходов методом наклонно-направленного бурения

Установки наклонно-направленного бурения (ННБ), были впервые разработаны в США корпорацией Titan Contractors, возглавляемой Мартином Черрингтоном. в 1971 г. Тогда впервые был проложен трубопровод через водную преграду – на реке Педжейро в Калифорнии. Протяженность трубопровода диаметром 115,5 мм составила около 213,6 м.

На протяжении 15 лет за рубежом применяется бестраншейный способ прокладки трубопроводов под нефть и газ с применением установок направленного горизонтального бурения. Международное общество по бестраншейным технологиям (ISTT), которое было создано в 1985 г., в

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
						27

него вошли представители большинства цивилизованных стран, ежегодно проводит международные выставки и ярмарки с демонстрацией новейших достижений науки и техники. Организации Российской Федерации являются членами этого общества с 1996 г.

Лучшими в использовании бестраншейной технологии по-прежнему остаются США и Канада. Так, только в Соединенных Штатах ежегодно прокладывается от 16 до 22 тыс. км разного рода коммуникаций, в том числе более 5 тыс. - под реками, с использованием труб диаметром от 200 до 1400 мм. Эта технология, в частности, помогла в свое время преодолеть такие естественные водные преграды, как реки Миссури и другие. Только через Миссисипи с ее помощью было проложено 150 трубопроводов.

В настоящее время более 30 зарубежных фирм выпускают целый ряд установок для направленного бурения, лидерами в этой области являются фирмы Vermeer, Ditch Witch, Tracto-Technik, более 20 тыс. таких установок находятся в эксплуатации. Самая мощная из них обеспечивает бурение скважин под трубопровод диаметром 1400 мм на расстояние до 1,5 км.

Что же касается развития технологии наклонно-направленного бурения в России, нужно отметить, что индустрия бурения вертикальных и направленных скважин в своей основной массе развивалась по двум направлениям: роторное бурение с вращением буровой колонны ротором, находящимся в устье скважины и бурение с помощью забойного двигателя. В США наибольшее распространение получил первый метод, в СССР - второй. В нашей стране метод наклонно-направленного бурения, с применением забойного двигателя, начал разрабатываться в начале 80-х годов. Работы велись в Отраслевой научно-исследовательской лаборатории сооружения трубопроводов (ОНИЛСТ) при МИНГ им. И.М. Губкина и во ВНИИСТ совместно с заводом «Уралмаш». Вследствие неправильно выбранной технической стратегии буровая установка, разработанная ВНИИСТ, оказалась неработоспособной.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Практические результаты были получены в МИНГ им. И.М. Губкина, к 1991 г. была создана технология, два типа буровых установок и построено 5 опытно-экспериментальных и промышленных переходов трубопроводов через реки Клязьму, Нару, Сетуньку и Москву, диаметром от 150 до 720 мм и протяженностью от 104 до 180 м.

Произошедшие в государстве экономические и политические изменения сказались негативно на дальнейшем развитии отечественной технологии наклонно-направленного бурения. Однако полученный практический опыт позволили группе сотрудников МИНГ им. И.М. Губкина сформировать частную производственную структуру «Дромукс» (сейчас «Подводбур»), изготовить оборудование следующего поколения и осуществить в 1993 - 1996 гг. ряд проектов по строительству подводных переходов трубопроводов и кабелей связи диаметром от 100 до 400 мм и протяженностью от 160 до 350 м .

На предприятиях компании «Транснефть» метод ННБ применяется с 1997 года. За это время он прошел всестороннюю апробацию и стал основным при строительстве и реконструкции подводных переходов магистральных нефтепроводов (ППМН). Осуществляя прокладку ППМН методом ННБ в различных климатических и горно-геологических условиях, «Транснефть» освоила проектирование и сооружение ППМН следующих диаметров и протяженности:

Таблица 1 - ППМН АК «Транснефть», проложенные методом ННБ

Диаметр нефтепровода, мм	Максимальная протяженность перехода, м	Количество переходов	Средняя продолжительность строительства, сут.
377	355	1	17
530	915	16	22
720	857	20	48
820	1238	15	52
1020	1508	2	60
1220	563	3	48

Используя практически весь параметрический ряд существующего оборудования - буровые комплексы стяговым усилием от 0,1 до 3 МН-предприятие ООО "СП "ВИС-МОС" построило на трассах газонефтепродуктопроводов в 1996, 1997, 1998, 1999 и 2000 гг. переходы длиной соответственно 8,3; 14,5; 30,9; 9,2 и 4,4 км. Всего с начала производственной деятельности предприятием с помощью метода горизонтально направленного бурения выполнено более 400 переходов трубопроводов через естественные и искусственные препятствия. Диаметр переходов - от 110 до 1 420 мм, общая протяженность - свыше 67 км.

В числе наиболее сложных переходов, построенных СП, помимо указанного выше перехода газопровода Починки - Изобильное через Волго-Донской судоходный канал, следует отметить переход нефтепровода Сургут-Полоцк через р. Керженец (диаметр 1020 мм, длина 415 м), переход нефтепровода через р. Клязьму (диаметр 820 мм, длина 410 м) .

Большое число подводных переходов ННБ из труб диаметром 273-720 мм построено ООО ИПСК «НГС-Темпобур». Компания выполняет работы преимущественно в районах Западной Сибири и Севера при обустройстве месторождений компании «Юкос», реконструкции и прокладке новых нефтепроводов. Ею построены подводные переходы через такие реки, как Волга, Обь, Иртыш, Дон, Волго-Донской канал. На газопроводе «Магат-Северный Кавказ» построен переход через р. Урал из труб 1420x21,8 мм протяженностью 949 м.

К числу российских подрядчиков, применяющих зарубежные установки и технологию ННБ, можно также отнести АО «Ростелеком», которая будет осуществлять прокладку кабельных сетей в Западной Сибири, используя установки Vermeer. А также ВЭА «Внештрупобоводстрой» (переходы через р. Аму-Дарью, Обь у Нефтеюганска), АО «Мострансгаз». Фирма «Эс-Ай-Ви Интертрэйд» выполнила строительство подводных переходов через реки Степной Зай, Ик, Тойма, Меша, Дымка в Татарстане,

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
						30

Сура в Пензе, Цивиль в Чувашии, База в Башкирии, Иж в Удмуртии, Озерка, Китмар в Нижегородской области, а также Бузулук и Урал в Оренбургской области.

В общей сложности на территории России в настоящее время функционируют около 50 таких установок. А причина столь малого количества установок в их дороговизне: стоимость колеблется от 80 тыс. до 10 млн долларов.

### Конструктивные решения бестраншейных подводных переходов трубопроводов

Подводными переходами называют линейную часть трубопроводов со всеми сооружениями, проходящую через водные преграды.

Подводный переход трубопровода, магистрального нефтепровода подразделяют на два участка:

- пойменный, расположенный на обоих берегах водной преграды пойменной части, ограниченной горизонтом высоких вод 10%ной обеспеченности;
- подрусловой, характеризуется прилегающими к берегам водной преграды площадками пойменной части перехода для забуривания и выхода буровой колонны;

Эксплуатационный участок подрусловой части может быть в виде трубопровода в защитном кожухе (система «труба в трубе») либо без защитного кожуха (размещение) рабочего трубопровода в горизонтальной грунтовой скважине.

В результате имеющегося опыта зарубежных стран определены следующие основные схемы прокладки трубопроводов под дном водоемов:

- бурение криволинейной скважины с одновременной сборкой и подачей в нее трубопровода;

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

- бурение пилот-скважины с последующим ее разбуриванием и обратным протаскиванием заранее собранного на противоположном берегу трубопровода;
- бурение пилот-скважины и последующее ее разбуривание с циклической подачей трубопровода путем проталкивания и вытягивания;
- бурение криволинейной скважины с одновременной непрерывной подачей в нее заранее собранного трубопровода.

Первая схема предусматривает как прокладку трубопровода заданного диаметра в один проход, так и постепенное разбуривание скважины в несколько проходов с использованием каждый раз ранее проложенного трубопровода в качестве кондуктора для концентричной прокладки трубопроводов большого диаметра. Работы по этой схеме выполняются с одной площадки на одном из берегов; бурение скважины и прокладка трубопровода возможны по любому радиусу кривизны, тогда как в других схемах - только в пределах упругой деформации. Данная схема содержит ряд недостатков, таких как цикличность процессов бурения, невозможность предварительной сборки и испытания трубопровода, более длительный, по сравнению с другими схемами, период сооружения переходов.

Вторая схема является модернизированным вариантом первой. Ее технология, позволяет развивать большие усилия в процессе прокладки трубопровода, увеличивая тем самым максимально возможную длину бестраншейной прокладки и повышая ее надежность.

Однако при этом, усложняется применяемое оборудование и часть работ переносится на противоположный берег водоема.

Третья схема обеспечивает возможность предварительной сборки и испытания трубопровода, совмещения операций и поэтому дает выигрыш во времени по сравнению с первыми двумя схемами. Однако к недостаткам данной схемы можно отнести большой объем работ, необходимость их выполнения одновременно на двух просторных строительных площадках,

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32



расположенных на разных берегах. При строительстве участка трубопровода на шельфе в зоне прибоя она неприменима.

Четвертая схема обеспечивает возможность предварительной сборки и испытания трубопровода, работу с одного берега, непрерывность процесса бурения, надежность и высокие темпы сооружения перехода.

#### Организация и технология строительства методом ННБ

Бестраншейная прокладка подводного перехода трубопровода в зависимости от рельефа местности и стесненности территории может осуществляться по всем предложенным схемам.

Сооружение трубопроводного перехода начинается с подготовки рабочей площадки размерами минимум 30х60, расширяющейся в направлении от входа скважины. Подъездные пути должны выдерживать нагрузку от бурового оборудования до 50 т. Прокладку рабочего трубопровода производят в криволинейную грунтовую скважину или в проложенный защитный кожух под дном водной преграды путем последовательного разбуривания грунта за несколько этапов специальными расширителями с образованием скважины проектного диаметра.

На противоположной стороне перехода, где должна быть подготовлена секция трубопровода для последующей протяжки ее в горизонтальную скважину, необходимо подготовить коридор соответствующей длины шириной примерно 20 м. Однако если длина перехода превышает длину одной заранее подготовленной секции, секции складировать у входа в скважину, последовательно наращивая их в процессе протягивания. Следует учитывать, что любые задержки в процессе протягивания плети в скважину могут привести к нарушению технологии.

Строительно-монтажные работы ведут одновременно на строительных площадках, расположенных по обоим берегам водной преграды. С одного из берегов (преимущественно высокого) ведут работы по бурению пилот-скважины при помощи инвентарной бурильной колонны с выходом в

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

заданную точку на противоположном берегу. Затем последовательно расширяют полученную скважину до необходимого диаметра путем протаскивания сквозь нее специальных расширителей. На завершающем этапе протаскивают в расширенную скважину рабочий трубопровод (или защитный кожух, а уже потом внутри него - рабочий трубопровод), собранный на противоположном берегу. Протаскивание рабочего трубопровода (или кожуха) производится непосредственно за расширителем с приложением тянущего усилия через извлекаемую бурильную колонну.

Основное оборудование, составляющее проходческий комплекс для строительства подводных переходов трубопроводов бестраншейным способом следующее: проходческая буровая установка, стенд для сборки электробура, автокран, плетель рабочего трубопровода, бурильная колонна, ведущая бурильная труба, рукава высокого давления, стеллаж для труб, расширитель, блок приготовления и подачи бурового раствора, станция управления электробуром, передвижная электростанция, насосные агрегаты, подпиточная емкость, технологические трубопроводы с запорной арматурой, насос для забора поверхностной воды.

#### Буровое оборудование

Забойные инструменты, применяемые при проходке скважины и ее последующего расширения:

- долота;
- расширители;
- грунто-разрабатывающие устройства.

#### Долота

Механические и абразивные свойства разбуриваемых горных пород варьируют в широких пределах.

По назначению долота делятся на три группы: для бурения сплошным забоем, для бурения кольцевым забоем (для отбора керна), специального назначения. Первые две группы включают по три класса долот,

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

отличающихся по преобладающему характеру взаимодействия с горной породой: дробяще-скалывающие (шарошечные), режуще-скалывающие (лопастные) и истирающе-режущие (алмазные, типа ИСМ).

#### Расширители

В практике строительства подводных переходов методом направленного бурения для расширения скважины до требуемого диаметра, применяются лопастные или пальцевые расширители - FLY CUTTER, бочкообразные расширители, шарошечные расширители - HOLE OPENER. Шарошечные расширители выполняют в различных модификациях в зависимости от свойств разбуриваемых пород и диаметра прокладываемого трубопровода.

Расширитель лопастного типа, именуемый FLY CUTTER, используется для бурения в породах низкой группы прочности. Недостатком расширителя типа FLY CUTTER является то, что в процессе бурения режущая кромка инструмента образует большой размер частиц шлама, что при малейшем несоблюдении условий промывки ствола скважины приводит к образованию сальников. Расширитель типа FLY CUTTER не способен работать в глинистых отложениях, содержащих в своем составе абразивный наполнитель в виде гальки, гравия, дресвы, щебня. В этом случае уже используют шарошечный расширитель типа HOLE OPENER. В практической деятельности используется различные виды расширителей HOLE OPENER. Как показывает практика, при использовании щитовой конструкции расширителя HOLE OPENER имеет место «замыливание» шарошек, резкое снижение скорости бурения. При бурении в твердых породах скорость бурения сильно зависит от диаметра данного расширителя. Щитовая конструкция HOLE OPENER способна осуществлять эффективное бурение до диаметра 838 мм. Увеличение диаметра расширителя сверх этого значения приводит к снижению скорости бурения (0,05-0,5 м/час), а также износу и слою бурильных труб.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Таким образом, можно констатировать, что в строительстве подводных переходов не решена проблема создания эффективных расширителей диаметром более 1000 мм для работы в условиях залегания пород средней и высокой группы прочности, а также пород малой прочности, характеризующихся присутствием высокоабразивных включений.

#### Грунторазабатывающее устройства

В качестве породоразрушающего инструмента при бурении пилот-скважины применяются два принципиально различных варианта:

- бурение пилот-скважины с помощью гидромониторных струй высокого давления.
- бурение пилот-скважины с помощью электробура.

Первый вариант предусматривает разрушение забоя и формирование стенки скважины струями высокого давления (до 10 МПа), которые нагнетаются в скважину через буровую головку. Очистка забоя от размытого грунта осуществляется по шламопроводу, проложенному внутри пилот-скважины. К недостаткам этого варианта относятся: большой диаметр пилотной колонны, затрудняющий управление процессом за счет большой жесткости трубопровода; невозможность проходки в известняках, осадочных породах. Применение второго варианта позволяет использовать электробурильную колонну, которая применяется при бурении вертикальных, наклонно направленных горизонтальных скважин на нефть и газ и обладает высокой степенью маневренности за счет малого диаметра (140 мм). Наличие же электропроводного канала связи забоя с поверхностью дает возможность использовать телеметрическую систему контроля за расположением ствола горизонтальной скважины в пространстве, не останавливая процесса бурения.

Для прохождения мягких грунтовых пород применяются буровые головки. При этом бурение осуществляется разрушающими грунт

					Общая часть	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

высоконапорными струями бурового раствора, выбрасываемого через насадки, например грунторазрабатывающее устройство гидромониторного типа с эвакуацией пульпы внутри проходческой колонны.

Для строительства подводных переходов трубопроводов бестраншейным способом используется установка КПП. Установка состоит из направляющей рамы, которая крепится к якорю. По раме перемещается траверса, которая обеспечивает подачу бурового инструмента в процессе проходки и протягивание через скважину рабочего трубопровода. Рама опирается на стойку через механизм подъема, который обеспечивает требуемый угол наклона буровой колонны на старте.

При бурении пилот-скважины в большинстве случаев применяется бурильная колонна.

#### Микротоннелирование

Тоннели для трубопроводов различного назначения находят все большее применение в отечественной и зарубежной практике прокладки коммуникаций.

Впервые в Японии в 1975 г. фирма «Комацу» изготовила микротоннельную машину. Одновременно разработкой подобной техники занималась фирма «Изеки», которая впоследствии стала мировым лидером в этой области. В настоящее время в Японии более 60% коммуникаций прокладывается методом микротоннелирования.

Ведущее место в практическом применении этого метода занимает Германия. Здесь размещены наиболее крупные производители бурового оборудования - фирмы «Солтау», «Херренкнехт», «Аккерман» и др.

История микротоннелирования в США началась с прокладки в 1984 г. стального трубопровода диаметром 1830 мм, длиной 187 м. Однако наращивание объемов работ вначале шло медленно. Скачок в освоении новой технологии произошел лишь в 1995 - 1996 гг. К этому времени

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

увеличилось число подрядных фирм, выполняющих работы рассматриваемым методом, были созданы мощности для производства и обслуживания проходческого оборудования. В 1996 - 1998 гг. в США с помощью специальной техники было сооружено для переходов трубопроводов 250 тоннелей общей длиной около 170 км. Примерно такой объем микротоннелирования осуществляется и в настоящее время.

В Европе наиболее крупный проект методом микротоннелирования был выполнен в 1994 г. Это так называемый «Европайп» - выход газопровода из Балтийского моря на сушу в Германии (заказчик - фирма «Статойл», Норвегия). В бетонном тоннеле длиной 2 535 м были проложены две трубы диаметром 700 мм каждая. В качестве рабочего органа использовался щит AVN-3000D. Скорость проходки 25,3 м/сут, тоннель был построен за 100 дней.

В России методом микротоннелирования сооружался переход нефтепровода Красноярск - Иркутск через р. Ия в скальных грунтах. Строительство осуществляет фирма «Мостовик», используется оборудование фирмы «Херренкнехт». Гипротрубопровод запроектировал микротоннельный переход нефтепровода Ярославль - Кириши - Приморск через р. Неву. Диаметр тоннеля 2 400 мм, длина 1 200 м. С 1998 года фирма «Крепль» успешно прокладывает трубопроводы двух типоразмеров: 1020 и 1220 мм на расстояния до 100 м.

Проходка микротоннеля выполняется специализированным тоннелепроходческим механизированным комплексом с гидравлическим (водным или бентонитовым) пригрузом забоя.

В качестве обделки тоннеля используются специальные железобетонные трубы, имеющие необходимую герметичность. Стыки труб позволяют изменять геометрию сооружаемого тоннеля в плане и профиле в расчетных пределах без нарушения герметичности стыка.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Принцип работы тоннелепроходческого комплекса с гидравлическим пригрузом основан на принципе передачи на водогрунтовую суспензию давления такой величины, которое наилучшим образом может уравновесить величину суммарного давления окружающего грунта и гидростатического давления. Водогрунтовая суспензия под действием давления воды или воздуха проникает в поры грунта, одновременно образуя на поверхности грунта пленку, которая равномерно распределяет рабочее давление по всей поверхности забоя. Рабочее давление создается путем изменения давления воздуха или воды и передается через водогрунтовую смесь.

Рабочая камера щита состоит из двух отделений, изолированных друг от друга герметичной диафрагмой. Первое отделение расположено непосредственно за рабочим органом и заполнено водогрунтовой смесью. Второе отделение расположено непосредственно за первым отделением и частично или полностью заполнено водой или бентонитовой смесью, в верхней части второго отделения может располагаться пузырь сжатого воздуха.

Оптимальный уровень рабочего давления в первом отделении камеры проходческого щита поддерживается за счет изменения давление сжатого воздуха или воды в верхней части второго отделения. Помимо этого, воздушный пузырь играет роль своеобразного амортизатора, который гасит возможные резкие скачки давления, при этом избыточное давление воздуха автоматически стравливается в атмосферу через продувочный клапан.

Система передвижения микрощита состоит из домкратной станции, установленной в стартовой камере, дополнительных домкратных станций, устанавливаемых между трубами в процессе отхода комплекса от стартовой камеры и домкратов передвижения в хвостовой части щита. Общая схема проходки тоннеля микрощитом приведена на рис. 4.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

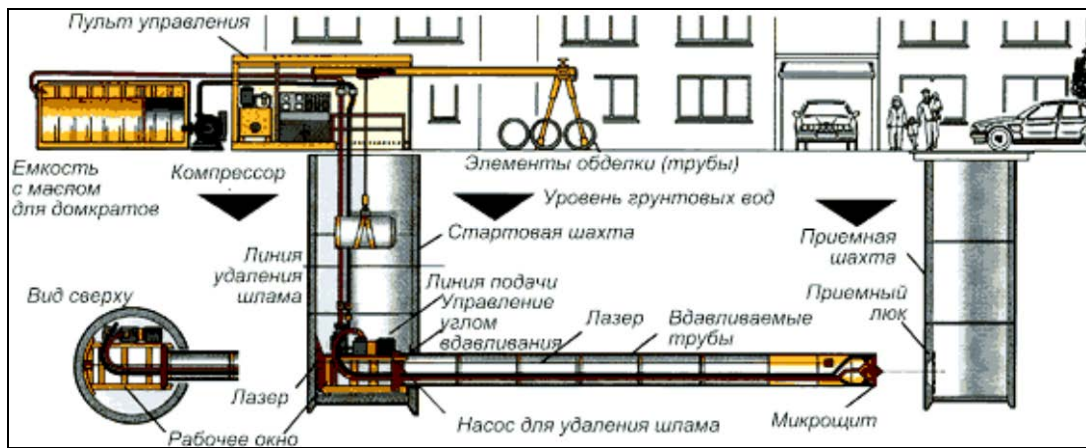


Рисунок 4 – Сооружение тоннеля микрощитом

Передвижка трубных секций тоннельной обделки осуществляется последовательно, по мере проходки. Изначально передвижка осуществляется ближайшей к микрощитовому комплексу домкратной секцией на полный ход домкратов, после чего домкраты задвигаются, и передвигается следующая часть трубы второй от комплекса секцией, и так далее, до домкратной станции, установленной в стартовом котловане. После полного выдвижения штоков цилиндров домкратной станции в стартовом котловане цикл повторяется. По мере движения щита, за его оболочку и установленные трубы, через специальные устройства подается бентонитовая суспензия, не допускающая обжатия труб и щита грунтом и обеспечивающая их необходимое скольжение.

Величина усилия контролируется на всех стадиях передвижки и является критерием для принятия решений по режиму ведения щита.

Рабочий орган ТПМК представляет собой ротор с поперечной планшайбой, на которой размещается различный режущий инструмент, предназначенный для разработки мягких грунтов, или скальных пород с различными показателями прочности.

Режущий инструмент для рабочего органа микрощита изготавливается на основании конкретной геологической ситуации и в общем случае состоит



из комплекта резцов для разработки мягких грунтов и дисковых шарошек для разработки скальных пород, рис. 5.

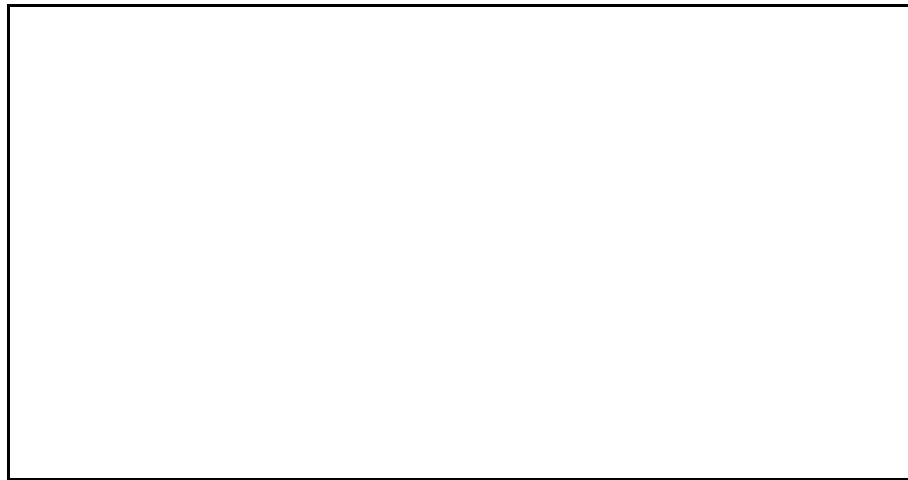


Рисунок 5 – Компоновка микропроходческого комплекса

Применение технологии микротоннелирования наиболее оптимально при прокладке коммуникаций внутренним диаметром до 2000 мм и протяжённостью от стартового до приемного котлована до 500 м. Разработанный грунт смешивается с водой или бентонитовой суспензией и по трубопроводам направляется на сепарационную установку, где отфильтровывается и направляется в отвал. Бентонитовый раствор очищается, доводится до необходимой кондиции и направляется в забой.

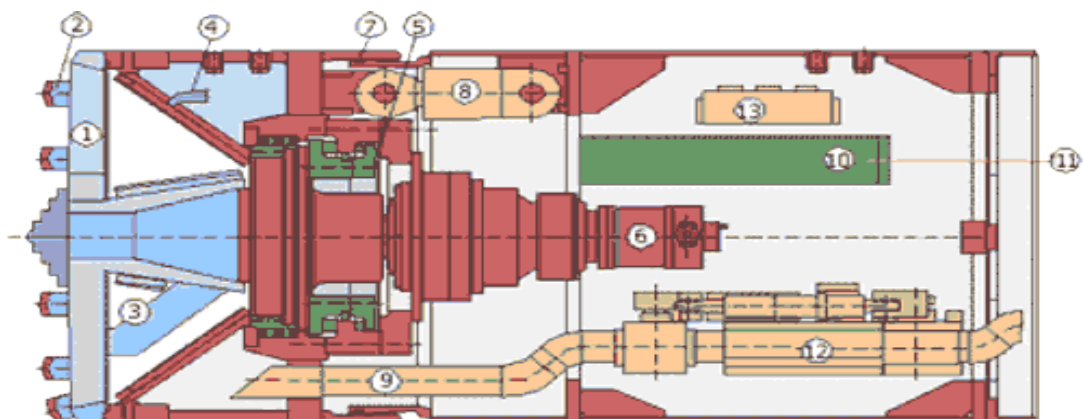


Рисунок 6 – Схема оборудования микропроходческого комплекса фирмы "Херренкнехт" (Herrenknecht) AVN 80

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

На рисунке 6: 1 - рабочий орган (буровая головка); 2 - специальные рабочие впайки из твердых сплавов; 3 - дробильная область для измельчения породы; сопло режущей части; 4 - основной подшипник; силовой привод; 5 – переключатель; 6-домкрат управления; 7 - транспортирующая труба; 8 - мишень лазера; 9-луч лазера; 10 – байпас; 11 - гидравлический блок.

### Укрепление берегов подводных переходов

Конструктивные решения бестраншейных подводных переходов трубопроводов работы, а также в обязательном порядке производят восстановление нарушенных естественных склонов берегов разработкой траншей.

В зависимости от типа руслового процесса, воздействия льда, волн и течений, наличия местных строительных материалов могут применяться различные конструкции берегоукреплений.

По конструкции берегоукрепительные сооружения подразделяются:

- отсыпки гравия и щебня;
- хвороста;
- набросные;
- плитные;
- тюфячные;
- с применением каменного мощения;
- посева трав и посадки кустарников.

На участках подводных переходов к используемым конструкциям предъявляются следующие требования:

- работоспособность конструкции защиты при частичных повреждениях или непредвиденных изменениях стокового режима;
- обеспечение фиксированного положения участка нефтепровода и целостности грунтового основания;

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

- минимальное вмешательство в природную среду (сохранение естественного режима стока и исключение ущерба водной флоре и фауне).

При незначительном разрушении бетонных облицовок: разрушение швов, вымыв грунта из основания конструкций, размыв дна ниже бетонной конструкции - приводят, как правило, к разрушению всего берегозащитного сооружения.

#### Технология укладки подводных трубопроводов

После того как проведены все работы по подготовке трубопровода, т.е. трубопровод сваривают в нитку, изолируют, футеруют, утяжеляют грузами и оснащают необходимыми приспособлениями, приступают к операциям по его укладке.

Все способы укладки трубопроводов можно разбить на три вида: протаскивание по дну; погружение с поверхности воды трубопровода полной длины; погружение с поверхности воды последовательным наращиванием секций трубопровода.

#### Укладка подводных трубопроводов способом протаскивания

Подготовленный трубопровод протаскивают по дну подводной траншеи с одного берега к другому с помощью троса, заранее проложенного в траншее.

К основным схемам укладки трубопроводов протаскиванием можно отнести:

- без изменения направления движения;
- протаскивание с одновременной заливкой внутрь его воды;
- протаскивание с изменением направления движения тягового троса;
- протаскивание с последовательным наращиванием укладываемого трубопровода.

Для того чтобы произвести укладку трубопровода с одного берега на другой без изменения направления их движения необходимо на одном из

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

берегов установить спусковую дорожку, достаточную для размещения всего трубопровода, а на другом берегу находятся тяговые средства..

Укладка в горизонтальной и вертикальной плоскостях выполнена с использованием:

- радиусов естественного изгиба (в соответствии со [2] и прочностным расчетом). Радиус естественного изгиба принят равным не менее 1200 м;

- отводов холодного гнущего радиусом 40 м по [18].

Прокладка нефтепровода на всем протяжении подземная, с глубиной заложения до верха балластирующей конструкции:

- не менее 1,0 м от поверхности земли на береговом участке;
- не менее 0,5 м от линии предельного размыва до верха балластирующего устройства.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

## 2 Объект и методы исследования

### 2.1 Физико-географическая характеристика

Территория работ в географическом отношении расположена в пределах Обь-Тымской низменности в центральной части Западно-Сибирской равнины.

В геоморфологическом отношении район работ представляет аккумулятивную долину реки Оби. Рельеф местности типично равнинный. Для территории характерно чередование заболоченных участков с плоскими равнинами, расчлененными оврагами, ручьями и мелкими реками. Абсолютные высоты колеблются от 40 до 100 м.

Местность обжитая, имеется сеть автомобильных дорог, соединяющих населенные пункты. Вдоль магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» в непосредственной близости проходит асфальтированное шоссе «Нижевартовск-Стрежевой».

Обзорная схема района работ представлена на рисунке 7.

					Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» методом замены трубы на участке 17 – 18 км			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хвоцевский И.В.			<i>Объект и методы исследования</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.							45	107
Консульт.						ТПУ, гр. 3-2БЗД		
Зав. Каф.								

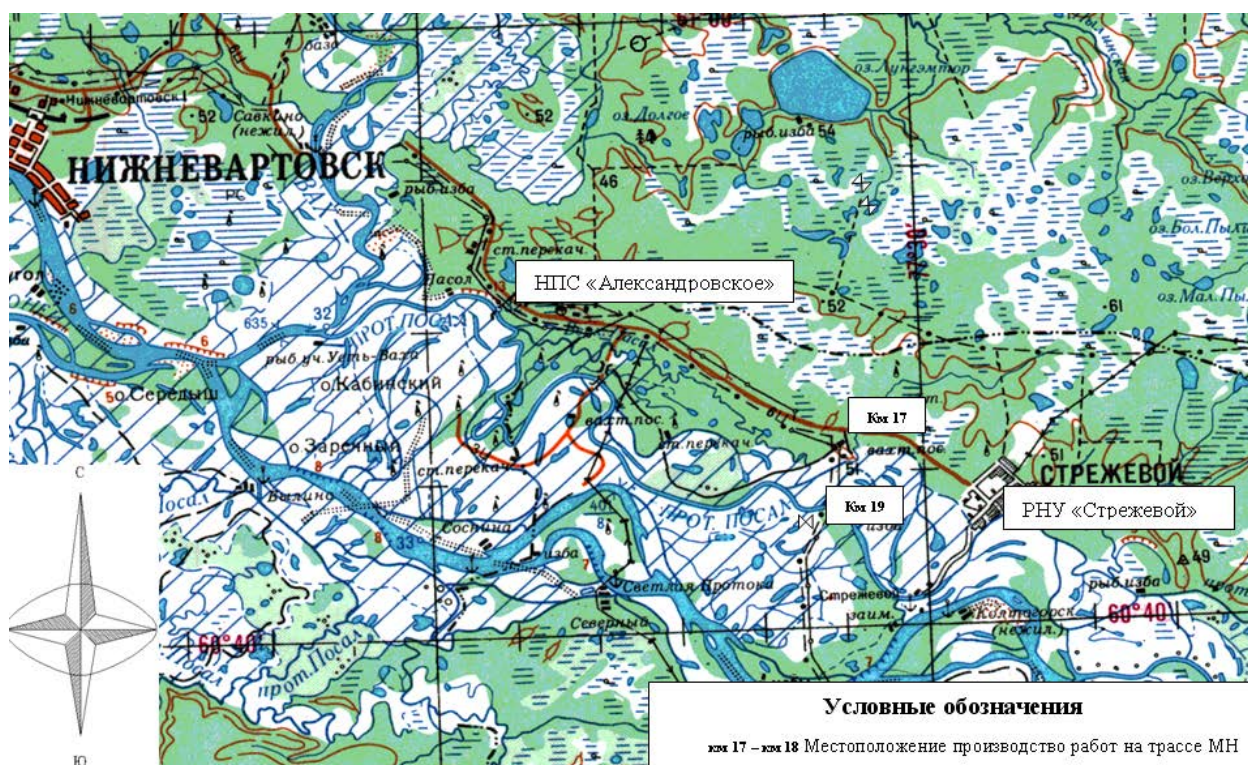


Рисунок 7 – Обзорная схема района работ

Примечание - Обзорная схема составлена с использованием материалов Роскартографии. Лист Р-43-В,Г. Издание 1987 г.

## 2.2 Климатическая характеристика

Согласно климатическому районированию для строительства исследуемый район расположен в зоне I Д, а по степени влажности относится к нормальной зоне.

Климат данного района ярко выраженный, континентальный, влажный. Рассматриваемая территория характеризуется суровой продолжительной зимой с сильными ветрами и метелями, устойчивым снежным покровом и коротким, жарким летом. Переходные сезоны короткие, с резкими колебаниями температуры.

Продолжительность благоприятного периода для полевых работ составляет не более четырех месяцев.

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Для характеристики климата района использованы данные метеостанции «Александровское».

Температура воздуха. Многолетняя среднегодовая температура в районе отрицательная - минус 2,5 °С. Средние температуры по месяцам и среднегодовая температура приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Средние многолетние климатические характеристики

<b>Средние многолетние характеристики по месяцам</b>											
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
<b>Среднемесячная температура воздуха, °С</b>											
-21.5	-19.6	-12.1	-1.7	5.5	13.7	17.5	13.7	8.0	-1.4	-12.7	-19.6
<b>Абсолютный максимум температуры воздуха, °С</b>											
2	5	13	23	34	33	35	30	29	22	8	4
<b>Абсолютный минимум температуры воздуха, °С</b>											
-51	-51	-41	-34	-20	-4	1	-3	-9	-29	-46	-51
<b>Температура поверхности почвы, °С</b>											
-23	-22	-14	-4	6	16	20	15	8	-2	-14	-20
<b>Среднемесячное количество осадков, мм</b>											
20	15	16	24	45	73	82	80	54	44	34	25
<b>Преобладающее направление ветра</b>											
юз	ююз	юз	зюз	сз	зсз	ссз	зсз	юз	юз	юз	юз
<b>Среднемесячная скорость ветра, м/с</b>											
3.3	3.4	3.7	3.7	4.1	3.9	3.0	3.1	3.4	3.9	3.8	3.5
<b>Максимальная скорость/порыв ветра, м/с</b>											
17/24	20	20/28	20/22	20/28	20/40	17/20	20/24	17/28	20/36	20/28	20/26
<b>Среднее число дней с туманами</b>											
2	1	0.8	0.9	1	0.3	1	2	2	1	1	1
<b>Среднее число дней с грозами</b>											
			0.09	2	6	8	5	1	0.02		
<b>Среднее число дней с метелями</b>											
9	8	9	4	0.9					4	8	9
<b>Максимальное число дней с градом</b>											
			2	1	2	2	1	1			

Самым холодным месяцем в году является январь со среднемесячной температурой минус 21,5 °С, самым теплым месяцем – июль со среднемесячной температурой плюс 17,5 °С. В наиболее холодные зимы температура воздуха понижалась до минус 51 °С.

Весна – наиболее короткий, ветреный сезон в году, для которого характерно быстрое повышение среднесуточной температуры воздуха от

0 °С до плюс 15 °С. От марта к маю наблюдается интенсивное повышение температуры воздуха и, в среднем, с 28 мая устанавливаются положительные температуры.

Лето короткое, влажное. Абсолютный максимум температуры воздуха плюс 35 °С. Часто встречающиеся максимальные температуры длятся от нескольких дней до двух - трех недель.

Период предзимья характеризует постепенное похолодание. В среднем этот период длится от перехода средней суточной температуры через 0 °С, до наступления устойчивых морозов. Наиболее сильные холода наступают после перехода средней суточной температуры воздуха через минус 5 °С и образования устойчивого снежного покрова. Длится зима шесть - семь месяцев, с октября по март - апрель. Продолжительность безморозного периода в среднем составляет 108 дней.

Расчетная температура самой холодной пятидневки обеспеченностью 98 % равна минус 44 °С, обеспеченностью 92 % равна минус 42 °С. Продолжительность отопительного периода 270 дней с средней температурой минус 8,3 °С.

Температура почвы.

Температура почвы зависит от ряда факторов таких как: температуры воздуха, изменения высоты и плотности снежного покрова, тепловых и водно-физических свойств грунта. На возвышениях и под оголенной поверхностью почва может промерзнуть на глубину в два-три раза большую, чем в более заснеженных понижениях. Степень контрастности температурного режима почв уменьшается с увеличением глубины слоя и с утяжелением механического состава.

Исследования показали, что колебания температуры воздуха в условиях зимних морозов, характерных для этих мест, становятся незаметными для почвы лишь при высоте снежного покрова не менее 50-60 см. Благодаря раннему выпадению снега влажные почвы лесной зоны

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48



меньше промерзают, чем в годы с поздним выпадением снега. Максимальная глубина промерзания почвы бывает в конце марта – начале апреля.

Глубина промерзания грунтов составляет: для торфяников – 0,5-0,9 м; для песков до 2,63 м; для глинистых грунтов – 2,16 м; в среднем - от одного до двух метров.

Среднемесячные данные по температуре почвы приведены в таблице 1.

Атмосферные осадки.

Район относится к зоне умеренного увлажнения., т.е за год здесь выпадает в среднем 512 мм осадков, основное количество которых – 400 мм - выпадает в теплое время года (с апреля по октябрь). В годовом ходе количество летних осадков значительно преобладает над зимними (почти в 4 раза).

Наибольшее количество осадков в теплый период наблюдается в июле (82 мм), наименьшее количество осадков выпадает в феврале (15 мм).

Среднемесячные данные по осадкам приведены в таблице 1.

Снежный покров.

Интенсивная циклоническая деятельность благоприятствует значительному накоплению снега. Время выпадения нового снега близко к дате перехода средней суточной температуры воздуха через 0 °С. Обычно появление снежного покрова наблюдается в середине октября, а к 23 октября образуется снежный покров, который лежит всю зиму. Максимальной высоты снежный покров достигает во второй декаде марта (таблица 3). Средняя высота снежного покрова за зиму составляет на защищенных участках 82 см, а на открытых участках около 50 см, снег держится 190 - 197 дней (таблица 4).

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Таблица 3 - Даты режима снежного покрова по многолетним наблюдениям

Количество дней	Снежный покров, дата.											
	Появление			Образование устойчивого покрова			Разрушение			Сход		
	сре д.	ран н.	поз д.	сре д.	ран н.	поз д.	сре д.	ран н.	поз д.	ран н.	сре д.	позд.
191	13. X	21.I X	29. X	23. X	1.X	15. XI	4.V	1.I V	28. V	10. III	15.I V	15.V

Таблица 4 - Среднедекадная высота снежного покрова, см

X		XI			XII			I			II			III			IV			Макс.
2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
3	8	10	15	19	22	25	28	32	34	36	37	39	40	41	41	39	34	19	6	82

Согласно [4] исследуемая территория по весу снегового покрова относится к пятому району (приложение 5, карта 1).

Направление и скорость ветра.

На рассматриваемой территории в течение практически всего года преобладают ветры южного направления, что связано с особенностями атмосферной циркуляции Западной Сибири. Средняя годовая скорость ветра равна 3,6 м/с. В осенние и весенние месяцы средняя скорость ветра наибольшая достигает 4,1 м/с, наименьшая средняя отмечается в июле – 3,0 м/с. Максимальные скорости ветра наблюдаются в пределах 15 – 20 м/с, порывы до 28 м/с. Максимальный отмеченный порыв ветра – 40 м/с.

Согласно [4] исследуемая территория по давлению ветра относится ко второму району.

Среднемесячные данные по направлению ветров приведены в таблице 1.

Атмосферные явления.

					Объект и методы исследования										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата											50

К опасным метеорологическим процессам относят обильные и продолжительные дожди, грозы, град, туманы, сильные штормовые ветры, метели, заморозки.

Ветер.

Сильные штормовые ветры обычно юго-западного направления. Их повторяемость особенно велика в холодный период года с ноября по март.

Метели.

Метели сопровождаются продолжительным усилением ветра, значительным количеством осадков, а соответственно ухудшают видимость. Метели - следствие фронтальной деятельности циклонов. Наибольшее количество дней с метелями (53 – 62 дня) отмечается в долине реки Оби. Средняя продолжительность метели составляет 7 – 14 часов. Скорость ветра при метелях составляет 6 – 9 м/с.

Заморозки.

Число дней с заморозками в среднем составляет 22 – 30 дней в году. Первые осенние заморозки в среднем отмечаются в середине сентября, последние весенние – в середине мая.

Среднемесячные данные по атмосферным явлениям приведены в таблице 1.

Гололедно-изморозевые явления.

Отложения гололеда, изморози и мокрого снега на проводах отмечаются уже в октябре, продолжают до мая. Температура воздуха при достижении отложений гололеда максимальных размеров колеблется от минус 0,4 °С до минус 11,2 °С. Скорость ветра при достижении гололеда максимальных размеров может быть от 0 до 5 м/с. Повторяемость годовых максимумов масс гололедно-изморозевых отложений до 40 г/м составляет 93 %, свыше 40 г/м – 7 %. Общее число случаев отложений за год около 28. Согласно [4] исследуемая территория относится ко второму району по толщине стенок гололеда.

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

### 2.3 Геолого-литологическое строение

Для Западно-Сибирской низменности установлено трехъярусное строение. Породы двух нижних ярусов составляют фундамент эпигерцинской платформы; верхний платформенный чехол сложен осадками мезозоя-кайнозоя.

Отложения четвертичной системы пользуются повсеместным распространением. Они сплошным чехлом перекрывают водоразделы и слагают надпойменные террасы и пойму реки Оби и ее притоков. Стратиграфическая схема верхней части разреза четвертичных отложений представлена аллювиальными верхнечетвертичными и современными образованиями.

Аллювиальные отложения (аQIII-IV) слагают долину рек Оби и ее притоков. Пойменные отложения представлены серо-коричневыми, пылеватыми песками. Пески переслаиваются с супесями, суглинками и глинами. Мощность пойменных отложений составляет (10 – 24) м.

### 2.4 Гидрологическая характеристика

Переход через водоток находится на км 17,8 магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск». Ближайший населённый пункт город Стрежевой расположен на протоке Пасол в 13,5-14,5 км выше по течению от створа перехода.

Долина и пойма водотока является составной частью поймы р. Обь. Территория изобилует озерами, небольшими понижениями, заполняемыми паводковой водой. Зимой река Первый Саим и ручьи перемерзают.

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Пойма с отметками (39 – 40) м в БС почти ежегодно затапливается и, в основном, покрыта луговой растительностью. Лес и кустарники занимают неширокую полосу вдоль русел ручьев.

Рельеф местности пологоволнистый, характерно чередование заболоченных участков с плоскими гривами, расчлененными оврагами, ручьями.

Режим исследуемых ручьев и реки Первый Саим аналогичен режиму малых водотоков территории, с характерным весенне-летним половодьем и паводками в теплое время. Главную роль в питании водотоков играют талые воды сезонных снегов и летние осадки. Так как ручьи и река Саим, располагаются в пойме реки Обь, то во время весеннего половодья ложбины, по которым они текут, обычно затапливаются.

Начало половодья малых водотоков приходится на конец апреля - начало мая. Окончание половодья приходится на середину июля. В это время на реке Обь наблюдается пик половодья. Окончание половодья наблюдается в середине-конце августа.

С конца августа по октябрь устанавливается летне-осенняя межень, во время которой влияние уровня режима реки Обь отсутствует. Практически ежегодно межень нарушается прохождением дождевых паводков. Продолжительность летне-осенней межени составляет в среднем 60 дней.

Зимняя межень устанавливается в конце октября - начале ноября и продолжается до начала подъема половодья. Ледостав ручьев и реки Саим устойчивый. В этот период малые водотоки перемерзают. Средняя продолжительность ледостава достигает 170 дней.

Трасса нефтепровода (резервная нитка) пересекает рукав реки Первый Саим на км 17,8 – резервная нитка. Рукав отделяется от реки в 50 м выше основной нитки и течет в направлении с СЗ на ЮВ. Затем, в 8 м выше основной нитки, в вершине небольшой излучины, рукав поворачивает и

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

течет на ЮВ, параллельно реке. Наибольшая глубина в створе существующего перехода 1,38 м (от поверхности льда), горизонт льда 35,88 м в БС, по полевым измерениям, выполненным в декабре 2006 г.

Ширина русла по льду составляет 70 м. Русло V-образной формы, хорошо разработанное, сложено глиной легкой, пылеватой, мягкопластичной мощностью до 0,15 м. Ниже залегает супесь пылеватая мощностью более 4 м.

Левый и правый берег сложены суглинком легким, пылеватым мощностью до 1,1-1,3 м и супесью пылеватой мощностью до 3,5 м.

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

### 3 Расчеты и аналитика

#### 3.1 Технология капитального ремонта

##### Очистка полости трубопровода

Очистку внутренней полости трубопровода выполнить перед проведением контроля геометрических параметров путем пропуска 2-х скребков, перемещаемых под давлением воды. Запуск второго скребка следует осуществлять только после приема первого скребка. Водозабор осуществлять из протоки р. Пасол. Доставку воды произвести автотранспортом. После очистки нефтепровода провести пропуск калибровочного прибора в потоке воды. Водозабор для контроля геометрических параметров участка линейной части нефтепровода, осуществляемый калибровочным прибором, осуществить из временного амбара, расположенного на берегу.

##### Испытания трубопровода

Проведение испытания трубопровода на участке подводного перехода (в границе категории «I») выполняется в три этапа в соответствии с требованиями [26] и [39].

На период испытаний должна быть обеспечена бесперебойная связь, установлена охранная зона, а так же организованы посты наблюдения.

Испытательное давление должно составлять в верхней точке не менее 1,25 P<sub>раб.</sub>, в нижней точке P<sub>исп.</sub>=P<sub>зав.</sub> (по сертификату на трубу). В связи с тем, что заводское давление на трубы и отводы могут отличаться друг от друга, при испытании трубопровода взять наименьшее давления (или на трубы или на гнутые отводы).

					Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» методом замены трубы на участке 17 – 18 км			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хвощевский И.В.			<i>Расчеты и аналитика</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.							55	107
Консульт.						ТПУ, гр. 3-2БЗД		
Зав. Каф.								

Трубопровод выдержать под испытательным давлением 24 часа, после чего снизить давление до рабочего и выдержать трубопровод под данным давлением в течение 12 часов для проверки на герметичность.

Для проведения гидравлических испытаний и очистки полости трубопровода устраиваются амбары. Потребность воды для проведения гидравлических испытаний приведена в табл. 5.

Таблица 5 - Потребность в воде при испытании трубопровода

Испытываемый участок	Протяженность испытываемого участка, м	Объем воды для испытания, м <sup>3</sup>	Забор воды	Вытеснение воды после испытания
км 17,8 – км 18,1 (р.н.)				
ПК7+98,51-ПК10 + 97,51	300	351	Из амбара	В амбар

#### Технологические захлесты трубопровода

Технологические захлесты трубопровода следует производить после полной готовности нового трубопровода согласно п.2.9.12 [12] и [32] по аттестованной технологии сварки с соблюдением правил техники безопасности и пожарной безопасности.

Подключение вновь уложенного трубопровода к существующему следует выполнять после полного завершения процесса и его готовности. Минимальная температура замыкания «минус» 72,6 °С. Расчетный температурный перепад составляет  $\Delta t = 41,5$  °С. Закрытие открытых концов существующего трубопровода предусмотреть герметизаторами по [36].

Стыковка (подгонка) магистральных трубопроводов методом установки “катушек” или захлестов, установка и монтаж соединительных деталей.



Суть метода заключается в том, что оси соединяемых трубопроводов выставляются в единую продольную линию на расстоянии не менее половины длины вскрываемого участка. Данная длина в зависимости от диаметра трубопровода, минимального радиуса упругого изгиба и величины несоосности стыкуемых концов трубопровода, размещение трубоукладчиков в зависимости от их грузоподъемности приведены в [23], в таблицах Е.1, Е.2 приложения Е.

Трубопровод должен быть вскрыт и освобожден от грунта.

Перемещение участков трубопроводов для достижения их соосности осуществляется трубоукладчиками в соответствии с данными таблицы Е.2 приложения Е [23] с применением термина “мягких” полотенец. Мягкое полотенце должно быть расположено не ближе 2 -3 метров от герметизатора с целью недопущения его повреждения при подъеме трубы. Подъем трубопровода с применением строп-удавок и тросовых полотенец запрещается.

При подготовки участка магистрального трубопровода на линейной части, для врезки, производится следующие виды работ:

- измерение дегазации при ремонтных работах в котлованах;
- определение соосности стыкуемых участков трубопроводов.

При соосности стыкуемых участков трубопровода производятся работы по подгонке “катушки” к соединительным деталям. При несоосности концов трубопровода участки трубопровода дополнительно освобождаются от грунта экскаватором. Длина вскрываемого линейного участка магистрального нефтепровода, с учетом величины перемещения и радиуса упругого изгиба трубопровода, приведена в таблице 6.

Длина откапываемого магистрального участка нефтепровода определяется по формуле:

$$m = \sqrt{R_{y.изг.}^2 - (R_{y.изг.} - c)^2}, \quad (3)$$

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

где:

$m$  – длина откапываемого трубопровода, м;

$R_{у.изг.}$  – минимальный радиус упругого изгиба, м;

$c$  – величина несоосности, м.

Таблица 6 – Длина откапываемого (или незасыпанного) участка трубопровода в зависимости от величины несоосности стыкуемых концов трубопровода при выполнении технологического захлеста

Величина несоосности (с) стыкуемых концов трубопровода, м	Условный диаметр трубопровода 1000 мм	
	$R_{у.изгб}$	$m$ (длина освобождаемого участка)
0,5	1000	31
1	1000	44
2	1000	63

Выставленные торцы трубопровода, при проведении дальнейших работ, должны оставаться неподвижными. Неподвижность концов трубопровода обеспечивается фиксированием положения стрелы трубоукладчика и засыпкой магистральных трубопроводов грунтом.

Неперпендикулярность обработанных торцов детали относительно образующей трубы не должна быть больше чем 2 мм.

Центровка “катушки”, соединительных деталей с линейной частью магистрального трубопроводом производится с применением наружных центраторов .

В случае, когда концы магистрального трубопровода и соединительных элементов имеют овальность, для сборки должны применять центраторы специальной конструкции.

При работах соблюдается следующая последовательность.

Соблюдая требования [2], [32] по смещению кромок и разнотолщинности свариваемых элементов, на торец ремонтируемого трубопровода установить, зафиксировать и приварить одну сторону гнutoго отвода.

Сборка окатушенной соединительной детали с ремонтируемым трубопроводом производится с выполнением захлеста или установкой соединительной “катушки”.

Смещение продольных швов стыкуемых труб должно быть не менее 100 мм. Минимальное расстояние от поперечных сварных швов ремонтируемого трубопровода до сварных швов привариваемой детали должно быть не менее наружного диаметра трубопровода.

Перед сварными работами кромки и концы соединительных деталей и ремонтируемого трубопровода зачищаются до металлического блеска, на ширину не менее 10 мм, с внутренней и наружной стороны.

При сборке стыков труб с одинаковой толщиной стенки должны соблюдаться требования нормативной технической документацией.

Сборка и сварка захлесточных стыков должны выполняться по специально разработанным технологическим картам.

Состояние магистрального трубопровода может быть в виде двух вариантов:

- концы трубопровода не засыпаны грунтом, находятся в траншее и могут перемещаться;
- один конец трубопровода засыпан грунтом, а другой имеет свободное перемещение.

При выполнении захлеста концы перемещаемых участков трубопровода должны выполняться из расчета необходимости перемещения конца трубопровода на расстояние (высоту), равное диаметру трубопровода плюс 0,3 м, указанное в [23] таблице Е.2 (Приложения Е) от места

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

выполнения захлесточного стыка. Расположение стыка должно быть на расстоянии не менее одного диаметра от соседнего кольцевого шва. Соединение концов трубопровода выполняется сваркой одного кольцевого стыка.

Порядок выполнения захлесточного стыка следующий:

- заземленный конец трубопровода подготовить под сварные работы;
- вывесить трубоукладчиком вторую плеть. Разметить место реза. Разметка линии реза должна быть выполнена с помощью шаблона, чтобы обеспечить перпендикулярность плоскости реза оси трубопровода;
- обрезать конец трубы газовой резкой или шлеймашиной, с последующей обработкой кромок механизированным абразивным инструментом. Угол скоса кромки должен быть (30-5) град. с притупление  $(1,8 \pm 0,8)$  мм;
- совместить оси стыкуемых участков магистрального трубопровода путем работ стрелой трубоукладчика в вертикальной и горизонтальной плоскостях. Необходимо поддерживать поднятый участок трубопровода вторым трубоукладчиком. Затем необходимо установить наружный центратор и страховочную опору;
- предварительный подогрев выполнить согласно требованиям технологических карт;
- фиксацию сборочного зазора можно производить с установкой прихваток. При сварки корневого шва прихватки должны быть полностью удалены;
- для выполнения работ и качественной сборки рекомендуется собирать стык с зазором на 0,5-1 мм меньше рекомендуемого технологической картой после чего необходимо пропилить зазор шлифовальным кругом толщиной 2,0-3,0 мм;

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

- сварку стыка осуществить в соответствии с технологическими картами и регламентами на основании требований [23];

- провести работы по неразрушающему контролю сварного стыка - радиографический и ультразвуковой, в объеме 100 %.

Сварочные работы с захлесточными стыками выполняются непрерывно.

По окончании работы необходимо захлесточный стык как следует накрыть теплоизолирующим поясом до полного остывания.

Для выполняемых работ необходимо оформить исполнительную документацию в объеме, указанном в [23].

При несоответствии и несоблюдении качества сварного стыка захлеста требованиям [33], он подлежит вырезке.

В данном случае технологический разрыв устраняется методом установки “катушки”.

Устанавливая захлест, необходимо соблюдать ряд ограничений, таких как:

- выполнение захлеста с использованием труб разной толщины стенки запрещается;

- для обеспечения необходимого зазора в сварном стыке должна быть произведена натяжка любого конца трубы;

- перемещение подвижного конца трубопровода с радиусом меньше радиуса упругого изгиба трубопровода [23] таблица Е.2 приложение Е.

На участке линейной части магистрального нефтепровода для достижения соосности, разработать траншею против хода нефти протяженностью 125 м, с одновременным заглублением существующего трубопровода и разработать траншею для соблюдения соосности по ходу нефти протяженностью 150 м с одновременным заглублением существующего магистрального трубопровода.

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

## 3.2 Расчет показателей капитального ремонта

### Основные технологические показатели

Дипломным проектом предусматривается капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» методом замены трубы на участке 17-18 км.

Трасса нефтепровода проходит в пределах существующего технического коридора с соблюдением минимального расстояния между параллельно лежащей основной ниткой согласно требованиям [5].

В соответствии с классификацией [5] по условиям прохождения и степени ответственности проектируемый нефтепровод отнесен ко I классу, по степени надежности реконструируемый участок относится к категории «I».

Основные показатели заменяемого участка нефтепровода:

- толщина стенки трубы – 14 мм;
- марка стали трубы – 17ГС;
- тип изоляции трубы – усиленная, тип 3;
- марка изоляции – ленточная: праймер «Транскор»;
- лента «Литкор» [50];
- обертка «Полилен-ОБ»;
- диаметр нефтепровода – 1020 мм;
- максимальное рабочее давление на выходе НПС «Александровское» - 5,18 МПа;
- битумно-резиновая;
- температура нефти – зимой - плюс 14 °С, летом – плюс 22 °С;
- год ввода в эксплуатацию нефтепровода – 1972 г.

Проектом предусмотрен следующий порядок проведения работ при замене участка трубопровода:

- демонтаж существующего нефтепровода, длиной 300 м;

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

- доработка траншеи до проектного заглубления;
- прокладку трубопровода в границах подводно-технических работ протаскиванием дюкера длиной 159,79 м в подготовленную подводную траншею;
- прокладка трубопровода на береговых участках с бровки траншеи в створ демонтируемого нефтепровода длиной 47,82 м-правый берег и 92,39 м – левый берег;
- подключение к существующему нефтепроводу «катушками» длиной по 2 м каждая.

Основные показатели участка подлежащему капитальному ремонту методом замены трубы:

- нефтепровод «Александровское-Анжеро-Судженск» (резервная нитка);
- диаметр нефтепровода–1020 мм, принят в соответствии с техническим заданием;
- проектное давление в нефтепроводе – 5,18 МПа;
- толщина стенки трубы – 14 мм;
- тип изоляции трубы – усиленная, тип 4 и тип 3 приняты в соответствии с [42];
- температура нефти – зимой - плюс 14 °С, летом – плюс 22 °С.

Прокладка заменяемого участка подводного перехода в проекте предусмотрена траншейным способом. Укладка нефтепровода на котловинном участке выполняется продольным протаскиванием, на береговых участках – с бровки траншеи.

Мероприятия по защите трубопровода от снижения (увеличения) температуры продукта выше (ниже) допустимой не требуются.

Опасные участки на трассе трубопровода отсутствуют.

### Расчет толщины стенки трубопровода

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

### Исходные данные для проведения расчета

- Продукт перекачки – нефть.
- Категория участка трубопровода – I.
- Рабочее давление (P) – 5,18 МПа.
- Наружный диаметр (Dн) – 1020 мм.
- Марка стали – 17Г1С.
- Временное сопротивление ( $R_{н1} = \sigma_{вр}$ ) – 550 МПа.
- Предел текучести ( $R_{т2} = \sigma_{т}$ ) – 410 МПа.
- Коэффициент надежности по материалу (K1) – 1,4.
- Плотность перекачиваемого продукта ( $\rho$ ) – 870 кг/м<sup>3</sup>.
- Температурный перепад ( $\Delta t$ ) -  $\pm 26,7$  °С.

Рассчитаем толщину стенки трубопровода категории «I».

Необходимая толщина стенки трубы определяется по формуле:

$$\delta = \frac{n_p P D_H}{2(R_1 + n_p P)}, \quad (4)$$

где:

$n_p = 1,10$  – в соответствии с табл. 13 [5] для нефти продуктов (НП) Ду=700-1200 мм без промежуточных НПС (одна головная НПС, собирающая нефть с промыслов) или с промежуточными НПС, работающих постоянно только с подключенной ёмкостью, а также для НП и НПП Ду менее 700 мм.

$P = 5,18$  МПа - рабочее (нормативное) давление, МПа;

$R_1^H = \sigma_{вр}$  - нормативные сопротивления металла труб и сварных соединений растяжению (сжатию) и изгибу, принимаемые равными минимальным значениям соответственно временного сопротивления образца из данной марки стали на разрыв и предела текучести (напряжение, которое соответствует остаточному относительному удлинению образца после разгрузки, равному 0,2 %) по государственным стандартам (ГОСТам) и техническим условиям (ТУ) заводов-изготовителей на трубную сталь, Па.

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64



Примечание. Нагрузки и воздействия, а также вызываемые ими усилия и напряжения, установленные нормативными документами на основании статического анализа, называются нормативными и обозначаются здесь и далее с индексом «н». Расчетные значения нагрузок и воздействий определяются умножением нормативных величин на коэффициент надежности по нагрузке  $n$ , учитывающий возможные отклонения их в неблагоприятную сторону.

$$R_1 = [\sigma_{BP}] = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H}, \quad (5)$$

$$R_1 = [\sigma_{BP}] = \frac{550 \times 10^6 \times 0,75}{1,4 \times 1,15} = 256,21 \times 10^6 \text{ Па}$$

где:

$m = 0,75$  - коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по табл.1 [5].

$k_1 = 1,4$  - коэффициенты надежности по материалу, учитывает качество материала труб с учетом реальной технологии их изготовления, допусков на толщины стенок, степени контроля сварных соединений (приведен в исходных данных в соответствии с ТУ на трубы. Принимается по табл. 9 [5].

$k_2 = 1,15$  - коэффициенты надежности по материалу, учитывает способ изготовления трубы и ее прочностные характеристики. Принимается по табл. 10 [5].

$k_H = 1,15$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода, учитывающий внутреннее избыточное давление, диаметр трубопровода и его назначение, принимается по табл.11 [5].

Вычисляем расчетную толщину стенки трубопровода:

$$\delta = \frac{1,1 \times 5,18 \times 1,020}{2(256,21 \times 10^6 + 1,1 \times 5,18)} = 13 \text{ мм}$$

Полученное расчетное значение толщины стенки округляем до ближайшего большего по сортаменту  $\delta = 13$  мм.

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Определим абсолютное значение max. положительного  $\Delta T_{(+)}$  и отрицательного.

$\Delta T_{(-)}$  перепада температур, при котором толщина стенки определяется из условия восприятия внутреннего давления:

$$\Delta T_{(+)} = \frac{\mu^* R_1}{\alpha^* E}; \quad (6)$$

$$\Delta T_{(-)} = \frac{R_1^*(1-\mu)}{\alpha^* E}, \quad (7)$$

где:

$\mu = 0,3$  - коэффициент Пуассона;

$\alpha = 12 \times 10^{-6}$  1/град. - коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,06 \times 10^5$  МПа – модуль упругости стали;

Тогда:

$$\Delta T_{(-)} = \frac{256,21 \times 10^6 \times (1 - 0,3)}{1,2 \times 10^{-5} \times 2,06 \times 10^6} = 72,6 \text{ град.}$$

$$\Delta T_{(+)} = \frac{0,3 \times 256,21 \times 10^6}{1,2 \times 10^{-5} \times 2,06 \times 10^6} = 31,1 \text{ град.}$$

К дальнейшим расчетам принимаем большую из величин  $\Delta T = 72,6$  град.

Знак «минус» указывает на наличие осевых сжимающих напряжений. Поэтому вычисляем коэффициент  $\Psi_1$ , учитывающий двухосное напряженное состояние металла по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left( \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \times \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1}, \quad (8)$$

Для прямолинейных участков подземных трубопроводов полностью заземленных грунтов (т.е. при отсутствии продольных и поперечных перемещений последнего в траншее просадок и пучения грунта) от воздействия расчетного температурного перепада ( $\Delta t$ ) и внутреннего давления (Р).

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

$$\sigma_{\text{ПР.Н}} = \sigma_{\text{ПР.Р}} + \sigma_{\text{ПР.т}}, \quad (9)$$

$$\sigma_{\text{ПР.Н}} = 127,82 + 66 = 193,82 \text{ МПа}$$

ГДЕ:  $\sigma_{\text{ПР.Р}}$ ,  $\sigma_{\text{ПР.т}}$  – расчетные продольные напряжения в прямолинейном или упругоизогнутом полностью заземленном подземном трубопроводе соответственно от внутреннего давления (Р) (при изгибе труб) и расчетного температурного перепада ( $\Delta t$ ) (термическое напряжение, определяемое по закону Гука при коэффициенте надежности  $n_t=1,0$ ).

$$\sigma_{\text{ПР.т}} = \sigma_{\text{ПР.т}}^H = -\alpha_t E \Delta t, \quad (10)$$

$$\sigma_{\text{ПР.т}} = \sigma_{\text{ПР.т}}^H = -1,2 \times 10^{-5} \times 2,06 \times 10^{11} \times 26,7 = 66 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{ПР.Р}} = n_p \sigma_{\text{ПРР}}^H = n_p \xi \sigma_{\text{КЦ}}^H = \xi \sigma_{\text{КЦ}}, \quad (11)$$

$$\sigma_{\text{ПР.Р}} = 0,5 \times 255,64 = 127,82 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{КЦ}} = n_p \sigma_{\text{КЦ}}^H = n_p \left( \frac{PD_{\text{ВН}}}{2\delta_H} \right) = n_p \left( \frac{PD_H}{2\delta_H} - P \right), \quad (12)$$

$$\sigma_{\text{КЦ}} = 1,1 \times \left( \frac{5,18 \times 10^5 \times 1,02}{2 \times 0,0133} - 5,18 \times 10^5 \right) = 255,64 \text{ МПа}$$

ГДЕ:

$\sigma_{\text{КЦ}}$  – кольцевые напряжения от внутреннего рабочего давления, действующие тангенциально поверхности трубопровода, Па.

$\sigma_{\text{ПР.Р}}^H, \sigma_{\text{КЦ}}^H$  – нормативные продольные (от Р) и кольцевые напряжения соответственно, Па.

$\alpha_t$  – коэффициент линейного теплового (термического) расширения металла трубы, равный для стали  $\alpha_t = 1,2 \times 10^{-5} \text{ 1/}^\circ\text{C}$ .

E – модуль упругости металла трубы равный для стали  $E = 2,06 \times 10^{11} \text{ Па}$ .

$\Delta t = (t_3 - t_{\text{ф.р.с.}})$  – расчетный температурный перепад между температурой стенок трубы в процессе эксплуатации  $t_3$  (определяется в технологической части проекта и принимается равной температуре продукта на выходе из КС или НПС) и температурой, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода  $t_{\text{ф.р.с}}$  (свариваются захлесты, навешиваются

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

балластирующие грузы, производится засыпка трубопровода и т.п., т.е. когда фиксируется статически неопределимая система), С.

$\xi$  – коэффициент, принимающий следующие значения:

$\xi = 0,5$  – для «свободного» подземного трубопровода (на подводных переходах, в поймах рек, на болотах, слабонесущих грунтах, у мест выхода на поверхность на поворотах, где не обеспечивается полное заземление грунтом), а также для надземных трубопроводов в виде балочных, шпренгельных и висячих систем, в которых предусмотрена компенсация продольных (температурных) деформаций, а также для арочных систем.

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left( \frac{193,82}{256,21} \right)^2} - 0,5 \times \frac{193,82}{256,21} = 0,817$$

Пересчитаем толщину стенки нефтепровода

$$\delta = \frac{n_p P D_H}{2(\psi_1 R_1 + n_p P)}, \quad (13)$$

$$\delta = \frac{1,1 \times 5,18 \times 10^5 \times 1,02}{2 \times (0,817 \times 256,21 \times 10^5 + 1,1 \times 5,18 \times 10^5)} = 14 \text{ мм}$$

Расчетная толщина стенки трубопровода, определенная по формуле (4), также как и в первом случае, округляется в большую сторону до ближайшей номинальной по сортаменту труб и обозначается  $\delta_H$ .

### Проверочный расчет трубопровода на прочность

Проверку на прочность подземных трубопроводов в продольном направлении проведем из условия:

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_2 \times R_1, \quad (14)$$

где:

$\psi_2$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (15)$$

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

$$\sigma_{кц} = \frac{nPD_{вн.}}{2\delta}, \quad (16)$$

$$\sigma_{кц} = \frac{1,1 \times 5,18 \times (1,020 - 2 \times 14)}{2 \times 14} = 201,872 \text{ МПа}$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left( \frac{201,872}{256,21} \right)^2} - 0,5 \times \frac{201,872}{256,21} = 0,337$$

$$\psi_2 \times R_1 = 0,337 \times 256,21 = 86,34$$

-193,82 ≤ 86,34, условие прочности трубопровода выполняются.

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

## Проверочный расчет на отсутствие недопустимых пластических деформаций

Проверка проводится по условиям:

$$|\sigma_{np}^H| \leq \frac{\psi_3 \times m \times R_2^H}{0,9 \times k_H}, \quad (17)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m_0}{0,9 * k_H} * R_2^H, \quad (18)$$

Определим  $-\frac{m_0}{0,9 \times k_H} \times R_2^H = \frac{0,75}{0,9 \times 1,0} \times 460 = 383,333 \text{ МПа}$

где,

$$R_2^H = \sigma_m = 460 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{кц}^H = \frac{\sigma_{кц}}{n} = \frac{201,872}{1,1} = 183,52 \text{ МПа}$$

$$183,52 \leq 383,333$$

Рассчитаем коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла трубы по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left( \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m_0}{0,9 * k_H} \times R_2^H} \right)^2} - 0,5 \times \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m_0}{0,9 \times k_H} \times R_2^H}, \quad (19)$$

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left( \frac{183,52}{\frac{0,75}{0,9 \times 1,0} \times 460} \right)^2} - 0,5 \times \frac{183,52}{\frac{0,75}{0,9 \times 1,0} \times 460} = 0,670$$

Для прямолинейных и упругоизогнутых участков подземного трубопровода определим max. суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{np.}^H = \mu \times \sigma_{кц}^H - \alpha \times E \times \Delta T \pm \frac{E \times D_{н.}}{2\rho}, \quad (20)$$

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

принимая  $\rho = 1000 \text{ м}$  и подставляя значения в формулу:

$$\sigma_{np}^H = 0,3 \times 1183,52 - 12 \times 10^{-6} \times 2,06 \times 10^5 \times 72,6 \pm \frac{2,06 \times 10^6 \times 1,020}{2 \times 1000} = -124,41 \pm 105,06$$

$$\sigma_{np1}^H = -19,35 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{np2}^H = -229,47 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{np}^H < 0,670 \times 460 = 308,2$$

Недопустимые пластические деформации отсутствуют.

### Расчет устойчивости трубопровода против всплытия

Исходные данные для проведения расчета

- Наружный диаметр с учетом изоляции – 1,028 м;
- Удельный вес трубы – 9810 Н/м<sup>3</sup>;
- Выталкивающая сила воды – 8141,3 Нм;
- Нагрузка от веса трубы – 3298 Н/м;
- Нагрузка от изоляции – 259,5 Н/м;
- Удельный вес чугунного утяжелителя - 71123 Н/м;
- Коэффициент надежности устойчивости – 1,03;
- Коэффициент надежности по нагрузке – 1,0;
- Вес балластировки в воде – 4990,9 Н/м;
- Вес балластировки в воздухе – 5836,1 Н/м;
- Средний объем груза – 0,152 м<sup>3</sup>;
- Средняя масса груза – 1100 кг.

Выполним расчет геометрических параметров трубы

Приняв окончательно номинальную толщину стенки трубы  $\delta_n$ , необходимо подсчитать геометрические параметры трубы:

Определим радиус срединной поверхности цилиндрической оболочки ( $R_C$ ), м:

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

$$R_{CP} = \frac{(D_H - \delta_H)}{2}, \quad (21)$$

$$R_{CP} = \frac{(1020 - 14)}{2} = 503 \text{ мм} = 0,503 \text{ м}$$

где:

$\delta_H / R_{CP}$  - отношение номинальной толщины стенки к радиусу срединной поверхности;

Определим площадь поперечного сечения стенки трубы ( $F_\delta$ ),  $\text{м}^2$ :

$$F_\delta = \frac{\pi}{4} (D_H^2 - D_{BH}^2) = 2\pi R_{CP} \delta_H, \quad (22)$$

$$F_\delta = 2 \times 3,14 \times 0,503 \times 0,014 = 3,173 \text{ м}^2$$

Определим осевой момент инерции поперечного сечения трубы при ее изгибе ( $J$ ),  $\text{м}^4$ :

$$J = J_{XX} = J_{YY} = \frac{\pi}{64} (D_H^4 - D_{BH}^4) \approx \pi R_{CP}^3 \delta_H, \quad (23)$$

$$J = 3,14 \times 0,503^3 \times 0,014 = 0,0056 \text{ м}^4 = 0,56 \text{ см}^4$$

Приближенная формула (21) справедлива только для тонкостенных цилиндрических оболочек, у которых  $\delta_H / R_{CP} \leq 1/20 = 0,05$ .

Расчет устойчивости трубопровода против всплытия

Под устойчивостью трубопровода будем понимать его способность сохранять прямолинейное или начальное упруго-искривленное положение на дне обводненной траншеи при выпуклом (вогнутом) рельефе местности при самой неблагоприятной комбинации силовых воздействий, стремящихся вывести его из этого положения.

В общем случае при протаскивании трубопровода, покрытого сплошной деревянной футеровкой, по дну обводненной траншеи при равномерном расположении балластирующих устройств по длине трубопровода, включая участки, уложенные свободным изгибом формула примет вид.

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72



Расчет устойчивости трубопровода против всплытия производится согласно [5].

$$q_{бал}'' = \frac{1}{n_б} \times (k_{н.в.} \times q_в + q_{изг} - q_{тр} - q_{дон}), \quad (24)$$

где:

$q_{бал.в.}''$  – нормативный вес балластировки в воде, Н/м;

$n_б$  – коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый равным для чугунных грузов 1,0;

$k_{н.в.}$  – коэффициент надежности против всплытия, принимаемый равным 1,03 для нефтепровода, который может быть освобожден от продукта и заполнен воздухом;

$q_в$  – расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровода, которая рассчитывается по формуле:

$$q_в = \frac{\pi \cdot D_{н.и.}^2}{4} \cdot \gamma_в, \quad (25)$$

$$q_в = \frac{3,14 \times 1,028^2}{4} \times 9810 = 8141,3 \text{ Н / м}$$

$D_{н.и.}$  – диаметр трубопровода с учетом изоляции;

$\gamma_в$  – удельный вес воды с учетом растворенные в ней солей, принимаемый равным  $0,981 \cdot 10^3$ , Н/м<sup>3</sup>;

$q_{изг}$  – расчетная нагрузка, обеспечивающая упругий изгиб трубопровода соответственно рельефу дна траншеи и определяемая для выпуклых участков по формуле:

$$q_{изг} = \frac{8 \cdot E_0 \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3} \cdot 10^4, \quad (26)$$

для вогнутых участков – по формуле:

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot E_0 \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3} \cdot 10^4, \quad (27)$$

где:

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

$E_0$  – переменный параметр упругости, модуль Юнга, МПа;

$I$  – момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке, см<sup>4</sup>;

$\beta$  – угол поворота оси трубопровода, рад;

$\rho$  – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см.

$q_{изг}$  принимаем равное «нулю».

Нагрузка на трубу рассчитывается по формуле:

$$q_{тр} = q_m + q_{из}, \quad (28)$$

$q_{тр}$  – расчетный вес единицы длины трубопровода в воздухе с учетом изоляции при коэффициенте надежности по нагрузке  $n_б=1$ .

Нагрузка от собственного веса металла труб  $q_m$  рассчитывается по формуле:

$$q_m = n_{с.в.} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2), \quad (29)$$

где

$\gamma_m$  – удельный вес металла, из которого изготовлена труба, Н/м<sup>3</sup>;

$D_n, D_{вн}$  – наружный и внутренний диаметр трубопровода, соответственно, мм.

Нагрузка от собственного веса изоляции  $q_{из}$  рассчитывается по формуле:

$$q_{из} = n_{с.в.} \cdot (q_{и.п.}^н + q_{об}^н), \quad (30)$$

где:

$q_{и.п.}^н$  и  $q_{об}^н$  – соответственно нормативные нагрузки от веса изоляционного покрытия и оберточного слоя, которые рассчитываются по формулам:

$$q_{и.п.}^н = k_{из} \cdot \pi \cdot D_n \cdot \delta_{и.п.} \cdot \rho_{и.п.} \cdot g, \quad (31)$$

$$q_{об}^н = k_{из} \cdot \pi \cdot D_n \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об} \cdot g, \quad (32)$$

где

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

$k_{из}$  – коэффициент, учитывающий величину нахлеста. При двухслойной изоляции  $k_{из}=2,30$ ;

$\delta_{и.п.}$  – толщина изоляционной ленты, мм;

$\rho_{и.п.}$  – плотность изоляционного материала, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{об}$  – плотность оберточного материала, кг/м<sup>3</sup>;

$\delta_{об}$  – толщина обертки, мм;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Нагрузку от веса перекачиваемого продукта  $q_{доп}$  мы не учитываем, т.к. в процессе эксплуатации возможно опорожнение и заполнение воздухом.

Рассчитав вес балластировки в воде  $q_{бал.в.}^н$ , можно определить вес балластировки в воздухе:

$$q_{бал}^н = q_{бал.в.}^н \cdot \frac{\lambda_{\sigma}}{\lambda_{\sigma} - \lambda_{\sigma} k_{н.в.}}, \quad (33)$$

где  $\gamma_{\sigma}$  – удельный вес материала пригруза, Н/м<sup>3</sup>.

При балластировке одиночными пригрузами основными параметрами являются расстояние между ними (между их центрами)  $l_{Г}$  и их количество пригрузов  $N$ , необходимое для балластировки данного участка трубопровода.

Расстояние рассчитывается по формуле:

$$l_{Г} = \frac{Q_{Г} \cdot g - \gamma_{в} \cdot V_{Г}}{q_{бал.в.}^н}, \quad (34)$$

где:

$Q_{Г}$  – средняя масса одного пригруза, кг;

$V_{Г}$  – объем пригруза, м<sup>3</sup>.

Объем пригруза находим из формулы:

$$V_{Г} = \frac{m_{Г}}{\rho_{Г}}, \quad (35)$$

Число пригрузов, необходимое для балластировки участка трубопровода длиной  $L$ , определяется по формуле:

$$N = \frac{L}{l_{Г}}, \quad (36)$$

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Данное число  $N$  округляется в большую сторону до ближайшего целого числа.

Граница установки чугунных грузов выбрана исходя из ширины русла при среднем уровне вод.

Результаты расчета приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет трубопровода против всплытия

Показатель	Величина	Ед. изм.
Выталкивающая сила воды $q_v$	8141,3	Н/м
Нагрузка от веса трубы, $q_m$	3298,0	Н/м
Нагрузка от изоляции, $q_{из}$	259,5	Н/м
Удельный вес пригруза, $\gamma_б$	71123	Н/м
Вес баллаستировки в воде, $q_{бал.в.}$	4990,9	Н/м
Вес балластировки в воздухе, $q_{бал.}$	5836,1	Н/м
Средний объем груза, $V_г$	0,152	м <sup>3</sup>
Средняя масса груза, $Q_г$	1100	кг
Расстояние между пригрузами, $l_г$	1,9	м
Протяженность участка, $L$	78	м
Число пригрузов на участке, $N$	42	шт.

Расчет трубопровода при монтажных работах

Протяженность заменяемого участка общая составляет 300 м, в т.ч.

- 1 участок (русло) – длина 159,79 м;
- 2 участок (правый берег) – длина 47,95 м;
- 3 участок (левый берег) – длина 92,39 м.

Расчет произведен по методике, представленной в [1].

Исходные данные для расчета:

- $q_{тр} = q_m = 6,68$  кН/м – единица веса трубы с учетом балластировки и футеровки;

- $h_т = 4,61$  м- глубина траншеи;

-В = 2,24 м – ширина траншеи по дну;

- $\varphi_{sp} = 36^\circ$  угол внутреннего трения грунта (лабораторные данные);

- $h_1=1$  м высота подъема трубопровода.

Определим момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке J:

$$J = \frac{\pi}{64} \times (D_n^4 - D_{вн}^4); \quad (37)$$

где:  $D_n$  -1,02 м наружный диаметр трубопровода;

$D_{вн}$  – 0,992 м внутриний диаметр трубопровода.

$$J = \frac{3,14}{64} \times (1,02^4 - 0,992^4) = 0,0054 м^4$$

Расстояние  $l_1$  определяется из условия равенства максимального изгибающего момента в пролете и изгибающего момента в точке подъема трубопровода первым трубоукладчиком (или первой группой трубоукладчиков).

$$l_1 = \bar{l}_1 \times \sqrt[4]{\frac{EJh_1}{q_{mp}}}; \quad (38)$$

где:  $\bar{l}_1$  – принимается согласно табл.26 [1];

$E = 206000$  МПа модуль упругости, принимается согласно[5] табл.12;

$J$  – момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке;

$q_{mp}$  – единица веса трубы с учетом балластировки и футеровки;

$h_1 = 1$  м высота подъема трубопровода.

$$l_1 = 1,263 \times \sqrt[4]{\frac{2,1 \times 10^8 \times 5,4 \times 10^{-3} \times 1}{6,68}} = 25,64 м$$

Расстояние между трубоукладчиками:

$$l = \frac{l_1}{m}; \quad (39)$$

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

где:  $m$  – принимается согласно табл.26 [1].

$$l = \frac{25,64}{1,909} = 14,43 м$$

Определение усилия на крюках кранов-трубоукладчиков от собственного веса трубопровода:

$$K_1 = \bar{K}_1 \sqrt[4]{E J h_1 q_{mp}^3}; \quad (40)$$

где:  $K_1$  – усилие на первом крюке крана-трубоукладчика;

$\bar{K}_1$  – принимается согласно табл.26 [1].

$$K_1 = 1,998 \times \sqrt[4]{2,1 \times 10^8 \times 5,4 \times 10^{-3} \times 1 \times 6,68^3} = 270,9 кН$$

$$K_2 = \bar{K}_2 \sqrt[4]{E J h_1 q_{mp}^3}; \quad (41)$$

где:  $K_2$  – усилие на последующих крюках кранах-трубоукладчиках;

$\bar{K}_2$  – принимается согласно табл.26 [1].

$$K_2 = 1,183 \times \sqrt[4]{2,1 \times 10^8 \times 5,4 \times 10^{-3} \times 1 \times 6,68^3} = 160,4 кН$$

Определение напряжения в трубопроводе в точках подъема крайними трубоукладчиками

$$\sigma_1 = \bar{\sigma}_1 \sqrt{E h_1 \gamma_m}; \quad (42)$$

$$\sigma_x = \bar{\sigma}_x \sqrt{E h_1 \gamma_m}; \quad (43)$$

где:  $\bar{\sigma}_1$  – принимается согласно табл.26 [1].;

$\bar{\sigma}_x$  – принимается согласно табл.26 [1].;

$\gamma_m$  – 78,5 кН ([5] табл.12).

$$\sigma_1 = 0,564 \times \sqrt{2,1 \times 10^5 \times 1 \times 78,5 \times 10^{-3}} = 72,14 МПа$$

$$\sigma_x = 0,757 \times \sqrt{2,1 \times 10^5 \times 78,5 \times 10^{-3}} = 97,19 МПа$$

Определение расчетных сопротивлений растяжению (сжатию)  $R_1$  и  $R_2$

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_n}; \quad (44)$$

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H}; \quad (45)$$

где:  $m = 0,75$  коэффициент условий работы трубопровода принимается по [5] табл.1;

$R_1^H$  и  $R_2^H$  нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, приняты равным соответственно минимальным значениям временного сопротивления предела текучести и сопротивления растяжению, принятые по техническим условиям на трубы;

$k_1, k_2$  – коэффициенты надежности по материалу принимаемые соответственно [5] табл.9 и 10;

$k_H = 1$  коэффициент надежности по материалу трубопровода, принимается по [5] табл.11.

$$R_1 = \frac{510 \times 0,75}{1,4 \times 1} = 273 \text{ МПа}$$

$$R_2 = \frac{355 \times 0,75}{1,2 \times 1} = 222 \text{ МПа}$$

Оба значения напряжений удовлетворяют условию прочности:

$$\sigma_1 < R_1 \quad 72,14 \text{ МПа} < 273 \text{ МПа}$$

$$\sigma_2 < R_2 \quad 97,19 \text{ МПа} < 222 \text{ МПа}$$

Определение минимального вылета стрелы

$$\alpha_{\min} = \frac{B}{2} + h_T t q \varphi_{cp} + \frac{D_H}{2} + 0,3, \quad (46)$$

где:  $B$  – ширина траншеи по дну;

$h_T$  – глубина траншеи;

$\varphi_{cp}$  – угол внутреннего трения грунта;

$D_H$  – наружный диаметр трубопровода.

$$\alpha_{\min} = \frac{2,24}{2} + 4,61 \times t q 36^\circ + \frac{1,02}{2} + 0,3 \approx 6 \text{ м}$$

Используем для работы краны трубоукладчики KOMATSU D 355C-3 с моментом устойчивости 1100 кН

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

$$K_{доп} \leq \kappa \frac{Mч}{a}; \quad (47)$$

где:  $K_{доп}$  - допустимое вертикальное усилие на крюке трубоукладчика;  
 $\kappa$  - коэффициент надежности по грузоподъемности, учитывающий  
 неровный рельеф местности,  $\kappa=0,9$ ;

$a$  - вылет стрелы.

$$K_{доп} \leq 0,9 \frac{1100}{6} = 164,9кН; \quad (48)$$

Сопоставив величину  $K_{доп}$  со значениями  $K1$  и  $K2$  видим что в  
 качестве  $K1$  необходимо использовать группу из двух трубоукладчиков.  
 Общее число в колонне составит 5 шт.

#### 7.6 Определение тягового усилия при укладке трубопровода методом протаскиванием

Заменяемый участок трубопровода протяженностью 300 м  
 (ПК7+97,51-ПК10+97,51) укладывается несколько этапов.

Протаскивание осуществляется с правого берега на левый берег.

I этап укладки:

- приварка эллиптического днища с крюком для протаскивания;
- два трубоукладчика перемещают участок трубопровода к  
 траншеи и отпускают по мере приближения трубоукладчика к бровке, до  
 опускания трубы на воду. Лебедка протаскивает трубу по траншеи;

- приварка второго участка к первому;

- контроль качества сварочных и изоляционных работ.

II этап укладки:

- лебедка протягивает трубопровод, пять трубоукладчиков  
 поддерживая участок трубопровода до тех пор пока последний  
 трубоукладчик поддерживающий трубопровод не дойдет до начала  
 траншеи;

- приварка третьего участка ко второму;

					Расчеты и аналитика	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



- контроль качества сварочных и изоляционных работ;
- засыпка трубопровода минеральным грунтом.

Расчет тягового усилия при комбинированной укладке (протаскивание, сплавление) трубопровода произведен по методике представленной в [14].

При расчете на страгивающие усилие вес трубы не полностью учитывался, в связи с тем, что трубопровод либо поддерживают трубоукладчики, либо он находится на плаву.

Определение тягового усилия:

$$F_{\text{тяг}} = \mu \times m \times q, \quad (49)$$

где:  $\mu$  – коэффициент трения скольжения принимается по [14] приложение 7 таблица 1;

$m = 46,2$  т – масса чугунных грузов находящиеся в русловой части ручья и трубы (длинной 24 м);

$q = 9,81$  Н/с<sup>2</sup> - ускорение свободного падения.

$$F_{\text{тяг}} = 0,4 \times 46,2 \times 9,81 = 181,3 \text{ кН}$$

Определение страгивающего усилия:

$$F_{\text{страг}} = k \times F_{\text{тяг}}, \quad (50)$$

где:  $k$  – коэффициент троганья принимается по [14] приложение 7 таблица 2;

$$F_{\text{страг}} = 2 \times 181,3 = 362,6 \text{ кН}$$

Вывод: при укладке данного участка страгивающие усилие 362,6 кН необходимо применять тяговый механизм с тяговым усилием более 428,66 кН. Данное усилие, возможно, обеспечить при использовании 2-х бульдозеров в жесткой сцепке либо лебедкой ЛП-151.

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

## 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 4.1 Техничко – экономические показатели объекта

Проведение капитального ремонта участка нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» методом замены трубы на участке 17 – 18 км не приведет к изменению его основных технико-экономических показателей – проектной мощности, пропускной способности, параметров охранной зоны и других основных характеристик газопровода.

Таблица 8 – Техничко-экономические показатели объекта капитального ремонта

Наименование	Параметры
1	2
Диаметр	1200 мм
Протяженность участка газопровода	1 км
Продолжительность работ, в т.ч.:	72 дня
– работы подготовительного периода	20 дней
– работы основного периода	52 дня
Потребность в кадрах:	
– работы подготовительного периода	40 чел.
– работы основного периода	65 чел.
Общее количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при проведении работ	269,691 т
Плата за загрязнение атмосферного воздуха, в ценах 2018 г.	31,474 тыс.руб.
Общее количество отходов производства, передаваемых предприятиям для утилизации	18729,040 т
Плата за утилизацию отходов, в ценах 2018 г.	1124,88 тыс.руб.
Масса загрязняющего вещества с неорганизованным сбросом	310,022 т
Плата за неорганизованный сброс загрязняющих веществ, в ценах 2018 г.	2686,071 тыс.руб.

					Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» методом замены трубы на участке 17 – 18 км			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хвоцевский И.В.			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.							82	107
Консульт.						ТПУ, гр 3-2Б3Д		
Зав. Каф.								

Продолжение таблицы 8

Объем лесных ресурсов	62,5 м <sup>3</sup>
Плата за лесные ресурсы, в ценах 2018 г.	5,488 тыс.руб.
Ущерб животному миру в ходе производства ремонтных работ, в натуральном выражении	827 особей
Плата за ущерб животному миру, в ценах 2018 г.	110,136 тыс.руб.
Ущерб рыбным запасам в ходе производства ремонтных работ, в натуральном выражении	1,167 т
Плата за ущерб рыбным запасам, в ценах 2018 г.	67,277 тыс.руб.
Площадь рекультивируемых земель	201,625 га
Стоимость рекультивации, в ценах 2018 г.	3094,96 тыс.руб.
Арендная плата по предварительному расчету, в ценах 2018 г.	663,544 тыс.руб.
Сметная стоимость работ по капитальному ремонту в ценах на 01.01.2018 г.:	
– всего	85547,38 тыс.руб.
– СМР	24083,00 тыс.руб.

Для анализа капитального ремонта участка нефтепровода произведено сравнение разработки траншеи экскаватором, бульдозером и гидромонитором. В ценах 2018 г I квартал.

При разработке грунта (суглинок) экскаватором 1 м<sup>3</sup> – составляет 23,70 руб.

При разработке грунта (суглинок) бульдозером 1 м<sup>3</sup> – составляет 9,17 руб.

При разработке грунта (суглинок) гидромонитором 1 м<sup>3</sup> – составляет 3274,79 руб.

При прокладке трубопровода методом наклонно-направленное бурение, затраты для прохождения 1 м составляет 14055 руб.

При разработке грунта (суглинок) гидромонитором могут возникнуть затруднения, так как суглинки плохо размываемый тип грунта.

Стоимость ремонта траншейным методом:

Проведен анализ сметной стоимости по структуре и процентному отношению к общему сводному расчету, цены указаны на 2018 г I квартал:

Подготовка территории строительства 550,96 тыс. руб.

Затраты по основным объектам строительства 58890,84 тыс. руб.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Временные здания и сооружения 15679,06 тыс. руб.

Прочие работы и затраты 10520,87 тыс. руб.

Содержание дирекции 1174,31 тыс. руб.

Проектные работы, изыскательские, авторский надзор  
15778,12 тыс. руб.

Резерв средств на непредвиденные расходы 2947,64 тыс. руб.

Общая стоимость в ценах на I кв. 2018г. без НДС составляет:  
109630,38 тыс. руб.

в том числе:

СМР – 85547,38 тыс. руб.

Прочие – 24083,00 тыс. руб.

#### 4.2 Расчет окупаемости затрат на проведение работ

Расчет основных работ и стоимости оборудования составлен на основании сметной документации по ценам на 01.01.2018 г.

Рассчитаем срок окупаемости ремонтных работ.

Годовая пропускная способность (производительность) нефтепровода составляет 88 млн. м<sup>3</sup>/год. или 553,5 млн. баррелей в год.

Для расчета окупаемости примем цену 70 \$ за 1 баррель нефти.

При курсе 1\$ = 60 руб. цена за 1 баррель составит:

$$70 \cdot 60 = 4200 \text{ руб.}$$

Годовой доход от продажи нефти составляет:

$$553,5 \text{ млн.} \cdot 4200 = 2324,7 \text{ млрд. руб.}$$

Предприятие, оказывающее транспортные услуги, получает 10% дохода от продажи нефти, т.е.: 232,47 млрд. руб.

Общая протяженность нефтепровода составляет 817 км.  
Ремонтируемый участок составляет 1 км или

$$\frac{1}{817} \cdot 100\% = 0.12\% \text{ от общей протяженности.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Таким образом, доход, приходящийся на ремонтируемый участок, составит:

$$232,47 \cdot 0,0012 = 0,279 \text{ млрд. руб. или } 279 \text{ млн. руб.}$$

Рентабельность линейной части нефтепровода составляет 20 %. Исходя из этого, прибыль транспортной организации за год составит

$$279 \cdot 0,2 = 55,8 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитаем окупаемость ремонтируемого участка нефтепровода, как отношение общих затрат на ремонт нефтепровода к прибыли от участка:

$$109,6/55,8 = 1,96 \text{ года.}$$

Таким образом, окупаемость данного участка нефтепровода составляет 1,55 года, что является хорошим сроком возврата вложений по отрасли.

### 4.3 Ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Эффективность организации труда и ускорение темпов работ следует обеспечить следующими мероприятиями:

- систематическим соблюдением работниками «Правил внутреннего трудового распорядка», утверждённых на предприятии;
- точным соблюдением последовательности этапов работ и операций;
- соблюдением контрольных сроков выполнения работ;
- планированием в масштабе недели, месяца (точным определением всех видов ресурсов, исполнителей);
- бесперебойным снабжением материально-техническими ресурсами;
- документальным учётом расхода всех видов ресурсов;
- исключением «коллективной ответственности» и дублирования, чётким разделением обязанностей между исполнителями с введением личной ответственности за результаты конкретной операции, работы;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

– поддержанием дисциплины, подчинения и управляемости всех работников;

– соблюдением решений, предусмотренных в ППР.

Для обеспечения эффективности управления, лица, ответственные за производство работ, должны:

– искать полную информацию по решаемым вопросам из нескольких источников;

– рассматривать несколько вариантов решения возникающих вопросов;

– давать исполнителям чёткие, недвусмысленные рабочие задания и указания о выполняемой работе;

– определять ответственность исполнителей в рамках порученной работы;

– устанавливать точные, реальные сроки выполнения работ и определять точное количество необходимых материально-технических ресурсов;

– осуществлять контроль результатов работ личным осмотром;

– постоянно присутствовать на месте производства работ и контролировать последовательность и правильность выполнения технологических операций;

– точно оценивать результаты работ и их исполнителей.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

## 5 Социальная ответственность

При производстве ремонтно-строительных работ на магистральном нефтепроводе «Александровское - Анжеро-Судженск» необходимо строго соблюдать правила техники безопасности. Выполняя капитальный ремонт магистральных трубопроводов, необходимо руководствоваться нормативными документами. В утвержденных программах обучения рабочих различных профессий и повышения квалификации инженерно-технических работников выделяются часы для изучения правил техники безопасности. Специализированные ремонтное и строительное управления разрабатывают производственную инструкцию по технике безопасности при ремонте магистрального трубопровода с учетом местных условий. Руководство управления знакомят рабочих и технический персонал с инструкцией по производству работ и правилами техники безопасности и выдают на руки всем работающим эти инструкции по профессиям.

### 5.1 Производственная безопасность

Работы, проводимые при капитальном ремонте нефтепровода МН «Александровское - Анжеро-Судженск»:

- вскрышные работы;
- подъем трубопровода;
- очистные работы;
- подогрев трубопровода;
- изоляционные работы;
- балластировка трубопровода;
- засыпка трубопровода.

					Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» методом замены трубы на участке 17 – 18 км			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хвоцевский И.В.			<i>Социальная ответственность</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.							87	107
Консульт.						ТПУ, гр 3-2Б3Д		
Зав. Каф.								

Во всех этих работах присутствует опасные производственные факторы, которые могут нанести вред человеку. Чтобы этого не произошло нужно максимально соблюдать требования техники безопасности.

Наличие вредных и опасных факторов приведено в таблице 9.

Таблица 9 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ при ремонте МН «Александровское - Анжеро-Судженск»

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Осуществление работ	1. Повышенный уровень шума; 2. Повышенный уровень ультразвука 3. Отклонение показателей климата; 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	1. Электрический ток; 2. Движущиеся машины и механизмы	ГОСТ 12.3.003-86 ПОТ Р М 020-2001 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 ГОСТ 12.1.003-83

К опасным производственным факторам относятся факторы, которые могут привести к травме, к вредным - факторы, которые могут привести к заболеванию. Опасные и вредные факторы (**ОВПФ**) делятся на физические, химические, биологические и психофизиологические.

Физические - движущиеся машины и механизмы, повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, шум, вибрация, инфра- и ультразвук, неблагоприятные метеорологические условия, опасное напряжение недостаточная освещенность, взрыв, пожар и др.

Биологические ОВПФ - микроорганизмы (бактерии, вирусы, грибы, простейшие и др.) и макроорганизмы (растения и животные).

Психофизиологические - тяжесть и напряженность труда.



## **Повышенный уровень шума**

Источниками шума являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности машин, используемых при ремонте МН (бульдозеры, экскаваторы, автокран). Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему.

Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха. Длительное действие шума > 85 дБ в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

Основные методы борьбы с шумом. Общая классификация средств и методов защиты от шума приведена в ГОСТ 12.1.029-80:

- использование средств, снижающих шум. К акустическим средствам защиты относятся звукоизоляция, звукопоглощение. Применяются звукоизолирующие экраны, кожухи, кабины, облицовки, прокладки, опоры, конструктивные разрывы, демпферы, а также глушители шума - реактивные, абсорбционные, комбинированные. Для защиты от непосредственного, прямого воздействия шума используют звукоизолирующие экраны и перегородки;
- средства индивидуальной защиты (СИЗ) - наушники;
- соблюдение режима труда и отдыха.

## **Повышенный уровень ультразвука**

Ультразвуковые колебания, при ремонте МН могут возникать при работе движущихся частей машин, а также при ультразвуковой сварке (сварке давлением, осуществляемая под воздействием ультразвуковых колебаний).

Такой вид сварки сопровождается звуковыми колебаниями, лежащими в диапазоне ультразвука и инфразвука.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

Человеческое ухо воспринимает слышимые колебания, лежащие в пределах от 20 до 20000 Гц.

Звуковой диапазон принято подразделять на низкочастотный (20-400 Гц), среднечастотный (400-1000 Гц) и высокочастотный (свыше 1000 Гц). Звуковые волны с частотой менее 20 Гц называются инфразвуковыми, а с частотами более 20000 Гц - ультразвуковыми. Инфразвуковые и ультразвуковые колебания органами слуха человека не воспринимаются.

Инфразвук оказывает негативное влияние на органы слуха, вызывая утомление, чувство страха, головные боли и головокружения, а также снижает остроту зрения. Особенно неблагоприятно воздействие на организм человека инфразвуковых колебаний с частотой 4-12 Гц.

Вредное воздействие ультразвука на организм человека выражается в нарушении деятельности нервной системы, снижении болевой чувствительности, изменении сосудистого давления, а также состава и свойств крови.

Характеристикой воздушного ультразвука на рабочих местах являются уровни звукового давления в децибелах в третьоктавных полосах со среднегеометрическими частотами 12,5, 16, 20, 25, 31,5, 40, 50, 63, 80, 100 кГц. В таблице 25. приведены нормативные значения уровня звукового давления согласно ГОСТ 12.1.001-89:

Таблица 11 - Допустимый уровень звукового давления

Среднегеометрические частоты третьоктавных полос, кГц	Уровень звукового давления, дБ
12,5	80
16	80(90)*
20	100
25	105
31,5-100,0	110

\*Допускается по согласованию с заказчиком устанавливать значение показателя, указанное в скобках.

Для того, чтобы минимизировать действие ультразвука на человека следует:

- подбирать оборудования соответствующее ГОСТ 12.2.051;
- запретить непосредственный контакт работающих с рабочей поверхностью оборудования в процессе его обслуживания, жидкостью и обрабатываемыми деталями во время возбуждения в них ультразвука;
- для защиты рук от возможного неблагоприятного воздействия контактного ультразвука в твердой или жидкой средах необходимо применять две пары перчаток - резиновые (наружные) и хлопчатобумажные (внутренние) или только хлопчатобумажные;
- для защиты работающих от неблагоприятного воздействия воздушного ультразвука следует применять противошумы по ГОСТ 12.4.051.

### **Отклонение параметров климата**

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления. Максимальная температура для Томской области составляет +37°С, минимальная -51°С.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Работающие в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами. При температуре воздуха -40°С и ниже необходима защита органов дыхания и лица.

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Ремонтируют нефтепровод как правило, в дневное время, а ночью - только в исключительных случаях. При этом необходимо разрешение

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

главного инженера организации, производящей ремонт, и согласие организации, эксплуатирующей газопровод. В темное время суток на месте производства работ необходимо обеспечить освещенность не менее 10 лк.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

## Электробезопасность

Опасность поражения электрическим током существует при работе с прорезными устройствами типа МРТ и при сварке.

Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях:

- при прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоко- ведущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;
- при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Электрический ток оказывает следующие воздействия на человека:

- поражение электрическим током;
- пребывание в шоковом состоянии;
- ожоги;
- нервное и эмоциональное расстройство;
- смертельный исход.

Возникновение электротравмы в результате воздействия электрического тока или электрической дуги может быть связано:

- с одновременным прикосновением человека к двум токоведущим неизолированным частям (фазам, полюсам) электроустановок, находящихся под напряжением;
- с однофазным (однополюсным) прикосновением неизолированного от земли (основания) человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением, или к металлическому корпусу электрооборудования, оказавшегося под напряжением;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

- с приближением на опасное расстояние человека к неизолированным от земли токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Согласно ГОСТ 61140-2012 для максимальной защиты персонала необходимо предпринимать следующие меры:

- изолировать токоведущие части оборудования;
- заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
- применять СИЗ, не проводящие токи;
- устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

#### Пожаробезопасность

Предотвращение пожаров и взрывов объединяется общим понятием - пожарная профилактика. Ее можно обеспечивать различными способами и средствами:

- технологическим;
- строительными;
- организационно-техническими.

Пожарная профилактика является важнейшей составной частью общей проблемы обеспечения пожаро- взрывобезопасности различных объектов, и поэтому ей уделяется первостепенное внимание при решении вопросов защиты объектов от пожаров и взрывов. При пожаре на людей воздействуют следующие опасные факторы:

- повышенная температура воздуха или отдельных предметов; открытый огонь и искры; пониженное содержание кислорода в воздухе; взрывы;
- токсичные продукты сгорания, дым и т.д.

Основными причинами пожаров на производстве являются нарушение технологического режима работы оборудования, неисправность

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

электрооборудования, самовозгорание различных материалов и другое. В соответствии с нормативным документом вероятность возникновения пожара или взрыва в течение года не должна превышать 10 (одной миллионной). Для предотвращения пожаров и взрывов необходимо исключить возможность образования горючей и взрывоопасной среды и предотвратить появление в этой среде источников зажигания. По пожарной опасности технологический процесс относится к категории А (ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования).

Ответственность за пожарную безопасность при строительстве магистрального газопровода возлагается на руководителя огневых работ. Приказ доводится до сведения всех работников, задействованных на огневых работах и знакомятся с приказом под роспись.

Требования пожарной безопасности при проведении огневых работ устанавливаются Правилами противопожарного режима в Российской Федерации (Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 года N 390).

Обеспечение пожарной безопасности при проведении огневых работ осуществляет назначенное приказом лицо ответственное за проведение огневых работ, а при нескольких местах огневой работы, приказом назначается лицо ответственное за выполнение мероприятий обеспечивающих пожарную безопасность

Лица, принимающие участие в огневых работах должны ежегодно проходить обучение по пожарно-техническому минимуму со сдачей экзамена.

Осмотр места проведения и согласование в наряде-допуске на выполнение огневых работ осуществляют:

- инженеры пожарной охраны, ГО и ЧС;
- командиры отделений ведомственной пожарной охраны (ВПО);

- лица ответственные за пожарную безопасность филиала (при отсутствии в штатах инженеров пожарной охраны, ГО и ЧС или командиров отделений ВПО)

При отсутствии оформленного в установленном порядке наряда-допуска или нарушении правил пожарной безопасности работы должны быть немедленно прекращены.

Места проведения огневых работ следует обеспечивать в необходимом количестве первичными средствами пожаротушения (огнетушители, лопаты, ёмкости с водой).

## 5.2 Экологическая безопасность

Перед началом производства работ по капитальному ремонту нефтепровода необходимо выполнить следующие мероприятия: заключить договор на захоронение отходов; организовать место сбора отходов; оборудовать место складирования ГСМ, автозаправку с твердым покрытием; после окончания работ предоставить справку о сдаче металлолома и отходов.

При выполнении работ по капитальному ремонту МН необходимо строго соблюдать требования по защите окружающей среды, установленные законодательством по охране природы.

Работа и проезд строительной техники ведется строго в зоне отвода. Заправка строительной техники должна производиться бензовозом на специально оборудованной площадке. Слив отработанных масел на грунт не допускается.

Строй городок располагать с подветренной стороны на расстоянии 100 м.

При производстве работ, в случае обнаружения следов нефти на поверхности земли или воды необходимо сообщить об этом диспетчеру эксплуатирующей организации, при этом принять все возможные меры по ликвидации последствий до прибытия аварийной бригады. По окончании

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96



работ освободить полосу отвода от строительного мусора и произвести планировочные работы.

При проведении планировочных работ почвенный слой, пригодный для дальнейшего использования, предварительно снимается и складывается во временные отвалы.

Перечень предполагаемых мероприятий предусматриваемых соблюдение экологических требований во время ремонта:

- назначение ответственных лиц за соблюдением экологических требований во время строительства.
- наличие должностных инструкций на руководителей и специалистов в части обязанностей по охране окружающей среды.
- наличие годовых планов работы по охране окружающей природной среды, содержание этих планов и их выполнение.
- наличие договора на вывоз и размещение отходов, своевременность выполнения условий договора.
- наличие на территории обустроенных мест для временного хранения отходов и их соответствие требованиям инструкции.

Для снижения воздействия на поверхность земель в период ремонта предусмотрены следующие мероприятия:

- рекультивация нарушенных земель на всей площади отвода для восстановления растительности;
- проезд строительной техники разрешен только в пределах полосы отвода земель;
- своевременная уборка мусора и отходов для исключения загрязнения территории отходами производства;
- планировка полосы отвода после окончания работ для сохранения направления естественного поверхностного стока воды;
- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

- запрещение использования неисправных, пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств;
- для исключения разлива ГСМ заправка техники осуществляется на временной площадке с твердым покрытием и обваловкой, площадка после окончания реконструкции демонтируется;
- снятие перед вскрытием траншей плодородного слоя земли и помещение его в отдельный отвал;
- размещение отвалов грунта в пределах границ полосы отвода;
- выполнение работ, связанных с повышенной пожароопасностью, специалистами соответствующей квалификации.

Для снижения суммарных выбросов загрязняющих веществ в период кап. ремонта магистрального нефтепровода предусмотрено:

- исключение применения в процессе строительства веществ, строительных материалов, не имеющих сертификатов качества России; запрещение разведения костров и сжигания в них любых видов материалов и отходов;
- постоянный контроль за соблюдением технологических процессов с целью обеспечения минимальных выбросов загрязняющих веществ;
- прекращение использования оборудования, выбросы которого значительно превышают нормативно-допустимые;
- исключение использования при строительстве материалов и веществ, выделяющих в атмосферу токсичные и канцерогенные вещества, неприятные запахи и т.д.;
- оперативное реагирование на все случаи нарушения природоохранного законодательства.

Осуществлять периодический контроль содержания загрязняющих веществ в выхлопных газах.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

Контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание для удержания значений выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта в расчетных пределах;

Допускать к эксплуатации машины и механизмы в исправном состоянии, особенно тщательно следить за состоянием технических средств, способных вызвать загорание естественной растительности.

### 5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Необходимо спрогнозировать все возможные чрезвычайные ситуации при проведении ремонтных работ:

- ошибочные действия персонала при проведении ремонтных работ, несоблюдение очередности оперативных переключений трубопроводов и запорной арматуры и др;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- порыв трубопровода при его подъёме;
- коррозия оборудования;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.);
- обморожение;
- пожары;
- взрывы;
- разливы сильнодействующих ядовитых веществ и т.д.

Частые аварии на трубопроводах с разливом нефти являются довольно распространённым явлением техногенного характера, при которых ежегодно теряется не менее 10-20 млн. тонн нефти.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

В современных АО, занимающихся транспортировкой нефти в постоянной готовности к работе находится эффективная техника и оборудование, предназначенные для ликвидации аварий, несколько десятков видов материалов и препаратов для устранения причин разлива, локализации нефти на месте аварии и ликвидации её последствий скиммеры-нефтеборщники с вакуумным, «экскаваторным» сбором нефти различной вязкости собирают нефть при различных погодных условиях.

На предприятии проводятся регулярные учения МЧС с участием надзорных органов и природоохранных служб нефтяной компании в соответствии с разработанными планами ликвидации аварий.

#### 5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Все проводимые в ходе капитального ремонта работы и мероприятия должны удовлетворять требованиям следующей нормативной документации.

СНиП 2.05.06-85\* Магистральные трубопроводы.

СНиП Ш-42-80\*Магистральные трубопроводы. Правила производства работ.

СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство.

СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве.

СНиП 23-01-99\*Строительная климатология.

СНиП 3.02.01 -87Земляные сооружения, основания и фундаменты.

СНиП 3.04.01-87 Изоляционные и отделочные материалы.

СНиП 3.05.06-85 Электротехнические устройства.

СНиП 2.01.07-85\*Нагрузки и воздействия.

ВСН 004-88 Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация.

РД 153-39.4-114-01 Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

РД 03-14-2005 Положение оформления декларации промышленной безопасности и перечень включаемых в нее сведений.

РД-16.01-74.20.00-КТН-058-1-05 Специальные нормы проектирования и строительства магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь - Тихий океан»

СП 12-135-2003 Безопасность труда в строительстве «Отраслевые типовые инструкции по охране труда.

Правила противопожарного режима в Российской Федерации. Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 года N 390.

ВППБ 01-05-99 Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов ОАО «Транснефть».

ПБ 13-407-01 «Правила безопасности при проведении взрывных работ».

СТР-19.020.00-КТН-089-07 Регламент по очистке и испытанию нефтепроводов на прочность и герметичность после завершения строительно- монтажных работ.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

## Заключение

По результатам проделанной работы можно сделать вывод о практической значимости применения траншейного метода организации строительства ППМН русловых частях ППМН.

Метод ремонта изучен, выявлены его достоинства:

- относительная дешевизна;
- быстрота проведения работ.

Недостатки метода:

- при проведении работ страдают русла реки;
- конструктивные недоработки.

Тем не менее, на сегодняшний день этот метод находит все большее применение для восстановления работоспособности ППМН ОАО АК «Транснефть».

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

## Список использованной литературы

1. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов. Высшее образование. Москва «Недра» 1995 г Л.А. Бабин, П.Н. Григоренко, Е.Н. Ярыгин.
2. СНиП III – 42-80\* Магистральные трубопроводы.
3. СНиП 3.01.03-84 Геодезические работы в строительстве.
4. СНиП 2.01.07-85\* Нагрузки и воздействия.
5. СНиП 2.05.06- 85\* Магистральные трубопроводы.
6. СНиП 2.04.03-85 Канализация. Наружные сети и сооружения.
7. СНиП 2.06.07-87 Подпорные стены, судоходные шлюзы, рыбопропускные и рыбозащитные сооружения.
8. СНиП 23-01-99\* Строительная климатология.
9. СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве. Часть I. Общие требования.
10. СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть II. Строительное производство.
11. ВСН 30 – 81 Инструкция по установке и сдаче заказчику закрепительных знаков и реперов при изыскании объектов нефтяной промышленности.
12. ВСН 006-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов сварка.
13. ВСН 008—88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая защита.
14. ВСН 010 – 88 Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы.
15. ВСН 012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ.

					Список использованной литературы	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

16. ГОСТ Р 51164 – 98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

17. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

18. ГОСТ 24950-81 Отводы гнутые и вставки кривые на поворотах линейной части стальных магистральных трубопроводов. Технические условия.

19. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

20. ГОСТ 12.1.004-91\* ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

21. РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.

22. РД 1390-001-2001 Инструкция по технологии ремонта мест повреждений полиэтиленового покрытия труб.

23. РД-153-39.4Р-130-200\* /ОР 13.01-45.21.30-КТН-004-2-02 Регламент по вырезке и врезке "катушек", соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов.

24. РД 39.00147105-015-98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов.

25. РД 17.01-60.30.00-КТН-007-1-04 Инструкция по контролю состояния изоляции магистральных нефтепроводов методом катодной поляризации.

26. РД-16.01-60.30.00-КТН-103-1-05 Гидравлические испытания вновь построенных и эксплуатируемых нефтепроводов.

27. РД-13.100.00-КТН-225-06 Система организации работ по охране труда на нефтепроводном транспорте.

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104



28. РД-13.100.00-КТН-226-06 Система организации работ по промышленной безопасности на нефтепроводном транспорте.

29. РД-13.100.00-КТН-196-06 Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов.

30. РД-13.220.00-КТН-575-06 Стандарт правила пожарной безопасности на объектах МН ОАО «АК «Транснефть» и дочерних акционерных обществ.

31. РД-93.010.00-КТН-114-07 Магистральные нефтепроводы. Правила производства и приемки строительно-монтажных работ.

32. РД-25.160.00-КТН-011-10 Сварка при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов ОАО АК «Транснефть».

33. РД-19.100.00-КТН-001-10 Неразрушимый контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов.

34. ОР-04.00-29.56.90-КТН-004-3-00 Типовое положение об организации технического надзора за соблюдением проектных решений и качеством строительства, капитального ремонта и реконструкции на объектах магистральных трубопроводов ОАО АК «Транснефть».

35. ОР-15.00-45.21.30-КТН-003-1-01 Регламент организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов.

36. ОР-13.01-45.21.30-КТН-005-1-03 Регламент по герметизации внутренней полости трубопровода линей части магистральных нефтепроводов с исключением применение глины ОАО АК «Транснефть».

37. РД 39-00147105-015-98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов.

38. ОР-15.00-45.21.30-КТН-004-1-03 Регламент организации огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах предприятий системы

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

ОАО АК «Транснефть» и оформление нарядов-допусков на их подготовку и проведение.

39. ОР-19.000.00-КТН-009-10 Регламент по очистке, гидроиспытанию и внутритрубной диагностике нефтепроводов после завершения строительномонтажных работ.

40. ОТТ-04.00-45.21.30—КТН-002-1-03 Технические требования на наружные антикоррозионные покрытия на основе термоусаживающихся полимерных лент, предназначенных для изоляции сварных стыков магистральных нефтепроводов и отводов от них ОАО АК «Транснефть».

41. ОТТ-04.00-27.22.00-КТН-005-1-03 Технические требования на заводское полиэтиленовое покрытие труб.

42. ОТТ-04.00-27.22.00-КТН-006-1-03 Технические требования на наружное антикоррозионное покрытие фасонных соединительных деталей и задвижек трубопроводов.

43. ПБ 10-157-97 Правила устройства и безопасной эксплуатации кранов-трубоукладчиков.

44. ПБ 10-382-00 Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов.

45. ПБ 10-611-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации подъемников (вышек).

46. ПБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации.

47. ТУ 4111-076-00221540-2006 Чугунные грузы для баллаستировки трубопровода (с изменением 1 от 17.01.2007 г).

58. ТУ 102-488-05 Детали соединительные и узлы магистральных трубопроводов.

49. ТУ 2245-001-48312016-01 Лента полимерно-битумная на основе мастики «Транскор» - «Ликтор».

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

50. СП 12-136-2002 Безопасность труда в строительстве. Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ.

					Список использованной литературы	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		