

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Строительство подводного перехода магистрального нефтепровода «Нефтепровод-отвод трубопроводная система «Восточная Сибирь –Тихий океан» -Комсомольский нефтеперерабатывающий завод» через р. Березовый на участке 65км УДК 622.692.4.053.07(204.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21	Олефир Антон Павлович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев А.Л.	к.т.н, доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Глызина Т.С.	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В..	доцент		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

И. о. зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, доцент		

**ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА  
21.03.01 Нефтегазовое дело**

*Планируемые результаты обучения*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<b><i>в области производственно-технологической деятельности</i></b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b><i>в области организационно-управленческой деятельности</i></b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b><i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i></b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать,	Требования ФГОС ВО

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	<i>обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>(ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3б)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	<i>Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:  
И.О. Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Бурков П.В.  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

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

В форме:

бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21	Олефир А.П

Тема работы:

Строительство подводного перехода магистрального нефтепровода «Нефтепровод-отвод трубопроводная система «Восточная Сибирь –Тихий океан» -Комсомольский нефтеперерабатывающий завод» через р. Березовый на участке 65км	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	От 20.04.2017. № 2843/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Технология строительства подводного перехода через р. Березовый магистрального нефтепровода-отвода ТС «Восточная сибирь-Тихий океан» – Комсомольский НПЗ»</p>
---	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Требования к выполнению строительно-монтажных работ, расчёт участка магистрального нефтепровода на прочность и устойчивость для нормальных условий эксплуатации.</p> <p>Конструктивная характеристика МН, технология строительства магистрального нефтепровода-отвода ТС «Восточная сибирь-Тихий океан» – Комсомольский НПЗ» пересекающего водную преграду траншейным способом, технико-экономическое обоснование стоимости строительства подводного перехода через р.Березовый, рассмотрение вопросов социальной ответственности при проведении строительных работ на участке строительства.</p>
--	--

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

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

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Ст. преподаватель Глызина Татьяна Святославовна
«Социальная ответственность»	Доцент Гуляев Милий Всеволодович

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


**Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику**

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев А.Л.	к.т.н, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21	Олефир Антон Павлович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б21	Олефир Антон Павлович

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Транспорта и хранения нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<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 «Социальная ответственность»:**

<p>1. Характеристика подводного перехода нефтепровода отвода «ТС ВСТО – Комсомольский НПЗ» через р. Березовый.</p>	<p><i>Рабочая зона расположена на открытом воздухе. Трасса нефтепровода проходит в лесной зоне (тайга) Дальнего Востока. В районе водосбора реки Амур. Местность заболоченная, равнинная. Климат умеренно холодный.</i></p> <p><i>При строительстве нефтепровода могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.</i></p> <p><i>Оказывается, негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i></p> <p><i>Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера</i></p>
--	---

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве подводного перехода нефтепровода-отвода «ТС ВСТО – Комсомольский НПЗ» через р. Березовый.</p>	<p><i>Вредные факторы</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>Неудовлетворительные климатические условия</i></li> <li>2. <i>Повышение уровня шума</i></li> <li>3. <i>Недостаточная освещенность рабочей зоны</i></li> <li>4. <i>Повышенная напряжённость и тяжесть труда</i></li> <li>5. <i>Повреждения в результате контакта с насекомыми</i></li> </ol>
---	--

<p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве подводного перехода нефтепровода «ТС ВСТО – Комсомольский НПЗ» через р. Березовый.</p>	<p><i>Опасные факторы</i>  1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)  2. Ожоги при проведении сварочных работ  3. Поражение электрическим ток  4 Взрывоопасность и пожароопасность</p>
<p><b>2. Экологическая безопасность.</b></p>	<p><i>При строительстве магистрального трубопровода воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения. Строительства трубопровода сопровождается:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- загрязнением атмосферного воздуха;</li> <li>- повреждением почвенно-растительного покрова;</li> <li>- изъятием земель.</li> </ul>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.</b></p>	<p><i>Чрезвычайные ситуации на магистральном трубопроводе могут возникнуть в результате его внезапной разгерметизации.</i></p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.</b></p>	<p><i>РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывопожароопасных объектах»; СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Организация строительства»</i></p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21	Олефир Антон Павлович		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б21	Олефир Антон Павлович

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Транспорта и хранения нефти и газа</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. <i>Стоимость ресурсов при строительстве : материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения строительства с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Технико-экономическое обоснование стоимости строительства подводного перехода через р. Березовый</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета строительства</i>	<i>Линейный график выполнения работ на участке подводного перехода через р.Березовый</i>

**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>
Ст. преподаватель	Глызина Т.С.	К.Х.Н		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б21	Олефир Антон Павлович		



## РЕФЕРАТ

Выпускная аттестационная работа 103 с., 10 рис., 11 табл., 92 источников

Ключевые слова: строительство подводного перехода, строительство магистрального нефтепровода, технология строительства, безопасность.

Объектом строительства является: подводный переход через речей Березовый, магистрального нефтепровода «Нефтепровода –отвода ТС ВСТО –Комсомольский НПЗ»

Цель работы: Рассмотрение строительства магистрального нефтепровода «Нефтепровода –отвода ТС ВСТО –Комсомольский НПЗ» с подземной прокладкой проектируемого нефтепровода через ручей Березовый, траншейным методом строительства ППМН.

Основные конструктивные и технологические характеристики приведены характеристика района проведения строительных работ на подводном переходе, работы подготовительного цикла, работы в основного период проведения сварочно монтажных работ, берегоукрепление, а так же гидравлические испытания избыточным давлением.

В процессе исследования проводились: расчеты толщины стенки магистрального трубопровода и устойчивость его от всплытия. Приведен анализ мероприятий по социальной ответственности и технико- экономическая часть

					Строительство подводного перехода магистрального нефтепровода «нефтепровода-отвод трубопроводная система «Восточная Сибирь –Тихий океан – Комсомольский Нефтеперерабатывающий завод» через р. Березовый на участке 65км			
Изм.	Лист	ФИО	Подп.	Дата				
Разработал	Олефир А.П				Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.					ВКР	9	103
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав.каф.	Бурков П.В.					Группа 3-2Б21		

## ABSTRACT

Graduation certification work 103 pp., 10 Fig., 11 table, 92 sources

Key words: construction of an underwater crossing, construction of a main oil pipeline, construction technology, safety.

The object of construction is: underwater crossing the Berezovy speech, the main oil pipeline of the "Oil pipeline - the outlet of the TS ESPO-Komsomolsk oil refinery"

Purpose of work: Consideration of the construction of the main oil pipeline "Oil pipeline - the offtake of the TS ESPO-Komsomolsk oil refinery" »with the underground laying of the projected oil pipeline through the Berezovy brook, by the trench method of construction of the PPMN.

The main design and technological characteristics are the characteristics of the area of construction work on the underwater passage, the work of the preparatory cycle, work in the main period of welding works, shore strengthening, as well as hydraulic tests with excessive pressure.

In the process of the study, calculations were made of the wall thickness of the main pipeline and its stability from ascent. The analysis of measures on social responsibility and the technical and economic part

					Строительство подводного перехода магистрального нефтепровода «нефтепровода-отвод трубопроводная система «Восточная Сибирь –Тихий океан – Комсомольский Нефтеперерабатывающий завод» через р. Березовый на участке 65км			
Изм.	Лист	ФИО	Подп.	Дата				
Разработал		Олефир А.П.			Abstract	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				ВКР	10	103
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б215		
Зав.каф.		Бурков П.В.						

## ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

Принятое сокращение	Расшифровка сокращения
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
ВТД	Внутритрубная диагностика
ВИК	Визуально-измерительный контроль
ВИП	Внутритрубный инспекционный прибор
ДДК	Дополнительный дефектоскопический контроль
МК	Магнитопорошковый контроль
МН	Магистральный нефтепровод
НК	Неразрушающий контроль
МГ	Магистральный газопровод
НТД	Нормативно-технический(е) документ(ы)
КИП	Контроль измерительный пункт
ПСД	Проектно–сметная документация
ПТУС	Производственно-техническое управление связи
ПДК	Предельно–допустимая концентрация
ПИР	Проектно–изыскательские работы
ППМН	Подводный переход магистрального нефтепровода
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
ППР	Проект производства работ
РФ	Российская Федерация
СМР	Строительно–монтажные работы
СОД	Средства очистки и диагностики
ИГЭ	Инженерно-геологический элемент
УЗК	Ультразвуковой контроль
ЭХЗ	Электрохимзащита

					Строительство подводного перехода магистрального нефтепровода «нефтепровода-отвод трубопроводная система «Восточная Сибирь –Тихий океан – Комсомольский Нефтеперерабатывающий завод» через р. Березовый на участке 65км				
Изм.	Лист	ФИО	Подп.	Дата					
Разработал		Олефир А.П				<b>ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.И.					ВКР	11	103
							Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б21		
Зав.каф.		Бурков П.В.							

## ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ .....	9
ABSTRACT .....	10
ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ .....	11
ОГЛАВЛЕНИЕ .....	12
ВВЕДЕНИЕ .....	14
1. ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОД.....	15
1.1 Краткая характеристика места производства работ .....	15
1.2 Климатическая характеристика .....	16
1.3 Гидрологическая характеристика.....	17
1.4 Инженерно-геологическая характеристика .....	19
2. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ .....	23
2.1 Основные технические решения .....	23
2.2 Материалы и изделия.....	23
2.3 Календарный план и сроки строительства .....	24
2.4 Организационно-технологическая схема подготовки и организации строительства.....	24
2.5 Отвод земель.....	26
3. МЕТОДЫ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ .....	28
3.1 Геодезическая подготовка трассы.....	28
3.2 Подготовительные работы .....	29
3.3 Основные технологические операции .....	31
3.4 Доставка технических средств, оборудования и строительных материалов .....	31
3.5 Подготовка площадки для производства работ .....	31
3.6 Устройство переезда с водопропуском.....	32
3.7 Устройство майн .....	34
3.8 Земляные работы.....	35
3.9 Сварочные работы.....	37
3.10 Контроль качества сварных соединений .....	40
3.11 Изоляционные работы .....	46
3.12 Балластировка трубопровода .....	48
3.13 Монтаж нефтепровода .....	50
3.14 Строительство переходов через р. Березовый.....	52
3.15 Врезка испытанного участка трубопровода .....	54
3.16 Берегоукрепление .....	54
3.17 Информационные знаки .....	56

					Строительство подводного перехода магистрального нефтепровода «нефтепровода-отвод трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан – Комсомольский Нефтеперерабатывающий завод» через р. Березовый на участке 65км			
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата				
Разработал		Олефир А.П			ОГЛАВЛЕНИЕ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				ВКР	12	103
консультант						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б21		
Зав.каф.		Бурков П.В.						

3.18	Гидравлические испытания .....	58
3.19.1	Подготовительные мероприятия.....	58
3.19.2	Наполнение трубопровода .....	61
3.19.3	Испытание на прочность и герметичность.....	61
3.19.4	Опорожнение дюкера от воды после гидроиспытаний.....	64
3.20	Электрохимзащита .....	65
4.	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ .....	67
4.1	Определение толщины стенки нефтепровода.....	68
4.2	Проверка трубопровода на прочность .....	69
4.3	Проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации.....	70
4.4	Проверка на устойчивость против всплытия .....	71
5.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	73
5.1	Производственная безопасность .....	73
5.1.1	Анализ выявленных вредных факторов при строительстве нефтепровода отвода «ТС-ВСТО- Комсомольский НПЗ» через р. Березовый .....	73
5.1.2	Анализ выявленных опасных факторов при строительстве нефтепровода отвода «ТС-ВСТО- Комсомольский НПЗ» через р. Березовый .....	77
5.2	Экологическая безопасность.....	84
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	87
5.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	90
6.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	91
6.1	Расчет времени на проведение комплекса изоляционно-укладочных работ ..	92
6.2	Затраты на заработную плату работникам .....	94
6.3	Затраты на закупку материалов .....	95
6.4	Общая стоимость затрат .....	97
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	98
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....	99

## ВВЕДЕНИЕ

Ожидается, что реализация проекта «Нефтепровод-отвод ТС ВСТО — Комсомольский НПЗ» принесет выгоду не только нефтепереработчикам, но и всему региону в целом. Хабаровский край получает дополнительный социально-экономический эффект уже на этапе сооружения трубопровода — в виде заказов для новой стройки, привлечения подрядных организаций, налоговых отчислений, создания рабочих мест.

Трасса будущего нефтепровода проходит по пересеченной местности: сопкам, ложбинам, поймам горных рек, болотам и обводненным участкам, а также территориям с мерзлотой и скальным грунтом. Нефтепровод преодолет 139 водных преград, четыре из них крупные – это реки Сельгон, Харпи, Аькан и Хевчен. Строительно-монтажные работы на заболоченных и обводненных участках из-за слабой несущей способности грунтов планируется проводить зимой.

Особое внимание в этих условиях нужно уделять строительству переходов через водные препятствия. Повышенный риск эксплуатации любого ППМН по сравнению с основной линейной частью магистрального трубопровода определяется не только вероятностью возникновения аварийной ситуации, сколько большими экологическими проблемами и экономическими затратами на ликвидацию ее последствий.

Технико-экономическая обоснованность выбора метода прокладки трубы на подводном переходе имеет немаловажное значение в экономном расходовании капитальных вложений, снижении эксплуатационных затрат, повышении надежности трубопроводов, исключении возникновения аварийных ситуаций и как следствие минимализация техногенного воздействия на окружающую среду при производстве работ и дальнейшей эксплуатации.

					Строительство подводного перехода магистрального нефтепровода «нефтепровода-отвод трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан – Комсомольский Нефтеперерабатывающий завод» через р. Березовый на участке 65км			
Изм.	Лист	ФИО	Подп.	Дата				
Разработал	Олефир А.П				<b>ВВЕДЕНИЕ</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.					ВКР	14	103
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав.каф.	Бурков П.В.					Группа 3-2Б21		

## 1.Общее описание строящегося участка нефтепровода

Дипломный проект предусматривает строительство подводного перехода через р. Березовый нефтепровода отвода «ТС ВСТО – Комсомольский НПЗ» траншейным способом.

Проект выполнен в соответствии с требованиями действующей нормативно технической документации по сооружению и ремонту магистральных нефтепроводов.

Техническая характеристика нитки нефтепровода отвода «ТС ВСТО –  
Комсомольский НПЗ» ППМН р. Березовый

- год ввода в эксплуатацию	2018 г
- рабочее давление (проектное) на выходе НПС	6,3 МПа
- категория трубопровода	I
- класс прочности	K56
- наружный диаметр существующего нефтепровода	530 мм
- толщина стенки существующего нефтепровода	9 мм
- тип балластирующих грузов в русле	пригрузы типа ЧБУ-530,
- длина проектируемого участка	187 м
- предел текучести	355 МПа
- предел прочности	510 МПа
- изоляция	заводская, полиэтиленовая
- вид продукта	товарная нефть

Пропускная способность МН нефтепровода-отвода «ТС ВСТО – Комсомольский НПЗ» составляет 49,2млн.т/год.

### 1.1 Краткая характеристика места производства работ

В административном отношении участок км 0- км 76,1 строящейся трассы «Нефтепровод- отвод «ТС ВСТО - Комсомольский НПЗ» расположен на

					Строительство подводного перехода магистрального нефтепровода «нефтепровода-отвод трубопроводная система «Восточная Сибирь –Тихий океан – Комсомольский Нефтеперерабатывающий завод» через р. Березовый на участке 65км			
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата	Общее описание строящегося участка нефтепровода	Лит.	Лист	Листов
Разработал	Олефир А.П					ВКР	15	103
Руковод.	Саруев А.Л.					Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б21		
Зав.каф.	Бурков П.В..							

территории Амурского района Хабаровского края Российской Федерации.

Ближайшими наиболее крупными населенными пунктами к строящемуся нефтепроводу- отводу являются г. Комсомольск-на-Амуре, г. Хабаровск, г. Амурск.

Район работ малообжитой. Участок строительства МН проходит вдоль железнодорожной ветки Хабаровск - Комсомольск-на-Амуре. Дорожная сеть в районе представлена автодорогой с покрытием, соединяющим г. Комсомольск-на-Амуре с г. Хабаровск.

На территории имеются тракторные дороги, ведущие к карьерам, местам лесозаготовок. Движение транспорта по грунтовым и лесным дорогам возможно на вездеходной технике.

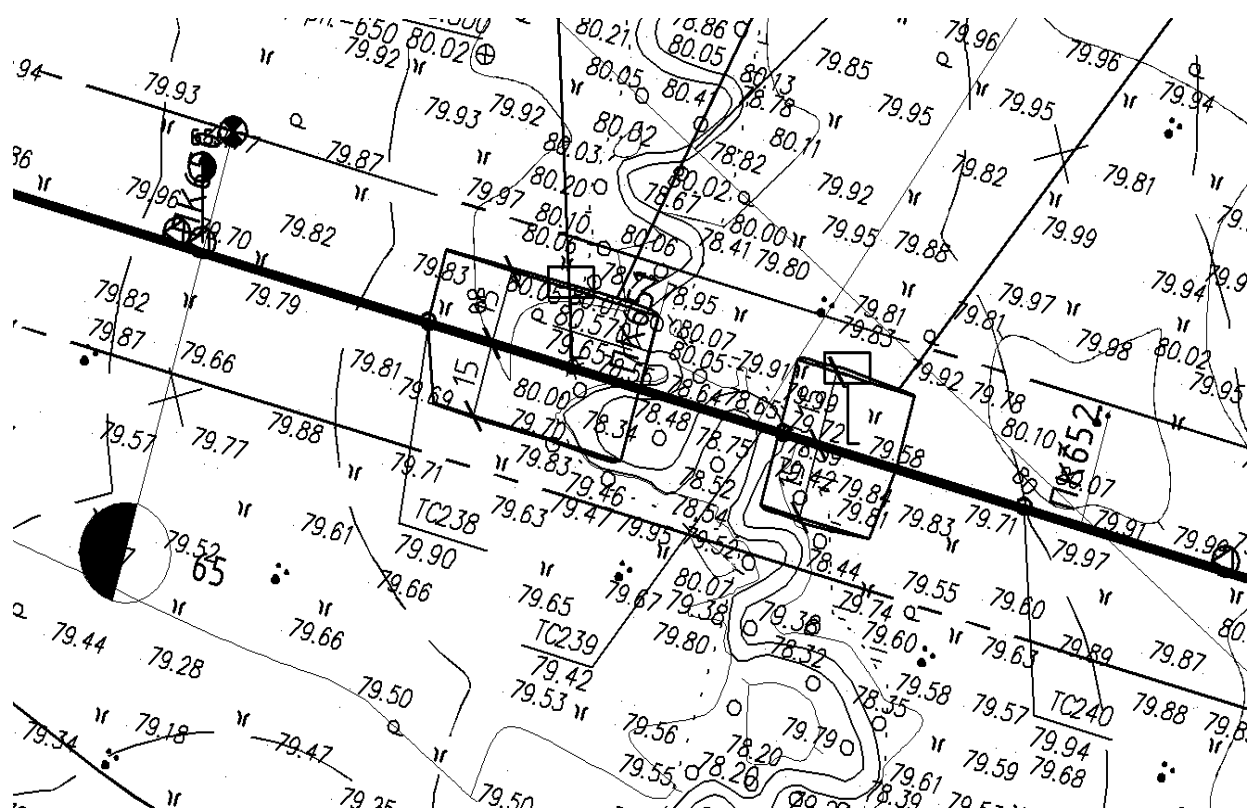


Рис. 1.1.1 План трассы МН пересекающий ручей Березовый на 65км

## 1.2 Климатическая характеристика

По климатическому районированию для строительства объект расположен в I районе, подрайоне III и характеризуется как наименее суровый по условиям

					Общее описание участка нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		16



строительства зданий и сооружений (согласно районирования северной строительной-климатической зоны).

Краткие климатические характеристики района производства работ, с основными показателями, влияющими на условия производства работ, приведены в таблице №1:

Таблица №1. Климатическая характеристика района

Наименование	м.ст. Литовко	м.ст. Хабаровск
1. Сумма средних осадков за год, мм	705	720
2. Абсолютная температура воздуха		
- минимум, °С	-45	-45
- максимум, °С	33	40
3. Среднегодовая скорость ветра, м/с	1,5	3,5
4. Число дней в году с устойчивым снежным покровом	148	161

Средняя годовая температура воздуха 1,3 °С. Существенное влияние на температурный режим в данной местности оказывает переход от континентального к муссонному характеру климата, что проявляется в резко выраженном различии летних и зимних температур воздуха. Наиболее холодным месяцем является январь (-22,8°С), наиболее теплым - июль (20.9°С). Амплитуда колебаний среднегодовых температур составляет 44°С. Средняя продолжительность безморозного периода 158 дней. Период с отрицательными средними месячными температурами воздуха продолжается с ноября по март.

### 1.3 Гидрологическая характеристика

По характеру водного режима, условиям формирования стока и его внутригодовому распределению ручей Березовый относится к Дальневосточному типу рек с весенне-летним половодьем, паводками в теплое время года и низкой зимней меженью (классификация Зайкова Б.Д.).

Питание реки смешанное с преобладанием снегового, которое формирует основной объем годового стока воды.

Наиболее многоводной фазой водного режима ручья Березового является весеннее половодье. Однако собственное половодье реки не выражено, так как

					Общее описание участка нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		17

оно по срокам совпадает с половодьем на Амур. Половодье на Оби начинается обычно во второй декаде апреля, пик половодья проходит в середине мая, после чего наблюдается медленный спад уровней воды.

Летне-осенняя межень начинается обычно в августе. Ее устойчивость и водность зависит от количества осадков и интенсивности их выпадения. Дождевые паводки могут начинаться на спаде половодья и продолжаться до начала ледовых явлений. Наименьшие расходы воды за период летне-осенней межени наблюдаются обычно в сентябре.

В летне-осеннюю межень река не пересыхает.

Зимняя межень устойчивая и маловодная, устанавливается в третьей декаде октября и продолжается до начала вскрытия. Низшие уровни воды зимней межени являются минимальными за год и наблюдаются, как правило, в феврале, марте.

Зимний режим реки характеризуется устойчивым ледоставом. Ледоставу ежегодно предшествует образование заберегов, которые появляются после перехода температуры воздуха через 0<sup>0</sup>С. Осеннего ледохода не бывает, при смерзании заберегов образуется ледяной покров. В среднем ледостав устанавливается в первой декаде ноября. Средняя продолжительность ледостава составляет около 6 месяцев.

Наращение толщины льда происходит наиболее интенсивно в начальный период установления ледостава, постепенно ослабевая к началу марта, когда и отмечается максимальная толщина льда. Согласно опросным данным средняя толщина льда на ручье Березовом составляет 40-50 см.

Процесс весеннего разрушения льда начинается с появления талой воды на его поверхности. Весенний ледоход отсутствует, лед тает на месте. Полное очищение реки ото льда происходит обычно в третьей декаде апреля.

Показателем начала устойчивого повышения температуры воды, исчезновения ледяных образований весной и появления ледяных образований осенью, является дата перехода температуры воды через плюс 0,2<sup>0</sup>С. Весной

					Общее описание участка нефтепровода	Лист
						18
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

переход температуры воды через плюс 0,2°C, обычно, происходит в начале мая, осенью в конце октября. После очищения реки ото льда весной температура воды интенсивно повышается до конца июля - начала августа. Наибольшая средняя месячная температура воды в реке наблюдается в июле, ее среднее многолетнее значение составляет плюс 19°C.

Пойма ручья Березового на участках переходов нефтепровода низкая, заросшая угнетенным лесом, заболочена. В периоды высоких половодий пойма ручья здесь полностью затапливается. Согласно опросным данным продолжительность затопления поймы около 1,5-х месяцев.

Русло ручья на исследуемом участке сложено суглинком серовато-бурым. В прибрежной части русло заросло водной растительностью, тальником.

Берега пологие, заросшие в основном осокой, местами покрыты луговой растительностью, задернованы.

#### **1.4 Инженерно-геологическая характеристика**

В пределах участка проведения работ на исследуемую глубину до 10,0 м геологический разрез сложен средне-верхнечетвертичными аллювиально-озерными отложениями (laQII-III), современными верхнечетвертичными аллювиальными (aQIV) и болотными отложениями (b QIV).

Сверху природные отложения перекрыты почвенно-растительным слоем, на отдельных участках - насыпным грунтом.

**Почвенно – растительный слой (pdQIV)** залегает с поверхности мощностью 0,1 м.

**Насыпные (техногенные) грунты (tQIV)** залегают с поверхности на отдельных участках, и слагает защитные валы вдоль оси трассы нефтепровода.

**Верхнечетвертичные аллювиальные (aQIV)** отложения представлены донными отложениями в русле р. Маслов Исток. Донные отложения представлены текучими иловатыми суглинками мощностью до 0,2 м.

					Общее описание участка нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		19

**Современные биогенные болотные образования (bQIV)** имеют на участке небольшое распространение в плане и по глубине.

**Органические грунты** представлены торфом коричневым, сильноразложившимся, высокозольным, насыщенным водой, мощностью 0,4 м.

**Озерно-аллювиальные средне-верхнечетвертичные отложения (IaQII-III)** представлены тяжелыми текучепластичными суглинками с примесью органических веществ, с прослоями глин и присыпками песка. Общая мощность вскрытых озерно-аллювиальных отложений достигает 9,8 м.

На исследуемой территории специфические грунты представлены техногенными (насыпными) грунтами слоя Ia и органическими грунтами – торфом ИГЭ 2.

Насыпные (техногенные) грунты слагают защитные валы вдоль трассы существующего нефтепровода. Представлены насыпные грунты суглинками отсыпанными сухим способом, уплотненными, слежавшимися.

Согласно СП 11-105-97 (Часть II) и СП 115.13330 из опасных геологических процессов и неудовлетворительных инженерно-геологических явлений на территории строительства отмечаются подтопление подземными и поверхностными водами, сейсмичность территории, морозная пучинистость грунтов, заболачивание.

Подтопление и заболачивание: по подтоплению исследуемая территория относится ко I (подтопленной) области, район I-A, участок I-A-1 (постоянно подтопленные): уровень подземных вод в период проведения инженерно-геологических работ (май 2011г) расположен на глубине до 0,6 м от поверхности земли.

Согласно СП 115.13330 (приложение Б) категория опасности территории по подтоплению оценивается как весьма опасная.

Протяженность обводненных участков на период инженерно-геологических работ по оси проектируемой трассы МН «ТС ВСТО-Комсомольский НПЗ»

					Общее описание участка нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		20

составляет 573 м, что составляет 97,6 % от общей протяженности исследуемой территории 587,1 м.

На исследуемой территории отмечены локальные участки заболачивания территории, которое связано с залеганием на отдельных участках с поверхности глинистых грунтов, высоким положением уровня грунтовых вод и затрудненным стоком поверхностных вод с пониженных форм рельефа, поэтому в весенне – осенние периоды, во время обильных дождей, при таянии снегов и сезонной мерзлоты возможно затопление территории, приводящее к дальнейшему развитию болотообразования и заболачивания.

Протяженность болот по существующей нитке нефтепровода «ТС ВСТО-Комсомольский НПЗ» на период инженерно-геологических работ (май 2011 г) равна 249,3 м, что составляет 45,5% от общей протяженности исследуемой территории.

Морозное пучение: грунты в зоне сезонного промерзания, в открытых траншеях, котлованах подвержены воздействию сил морозного пучения.

Согласно ГОСТ 25100-95 по степени морозоопасности грунты в зоне сезонного промерзания и в открытых траншеях, котлованах суглинки текучепластичные ИГЭ 4-5, ИГЭ 4-5а относятся к сильнопучинистым и чрезмернопучинистым.

Торф ИГЭ 2 пучинистыми свойствами не обладает.

Нормативная глубина сезонного промерзания согласно СП52.13330.2011, СП 22.13330.2011 и СП 50-101-2004 для суглинков составляет 2,53 м.

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

Во время строительства и эксплуатации промерзание грунтов может прогрессировать в результате нарушения условий естественного залегания грунтов.

					Общее описание участка нефтепровода	Лист
						21
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

Согласно СП 115.13330 (приложение Б) категория опасности территории по пучению для сооружений на естественном основании оценивается как весьма опасная.

Сейсмичность: согласно СНиП II-7-81\* и карте общего сейсмического районирования (ОСР-97) территории РФ сейсмическая активность исследуемого участка составляет 6 баллов (карта А и В) по шкале MSK-64.

Согласно СНиП II-7-81\* грунты на исследуемом участке суглинки текучепластичные - ИГЭ 4-5 и ИГЭ 4-5а относятся к III категории грунтов по сейсмическим свойствам.

Расчетная сейсмичность исследуемого участка трассы составит 6-7 баллов.

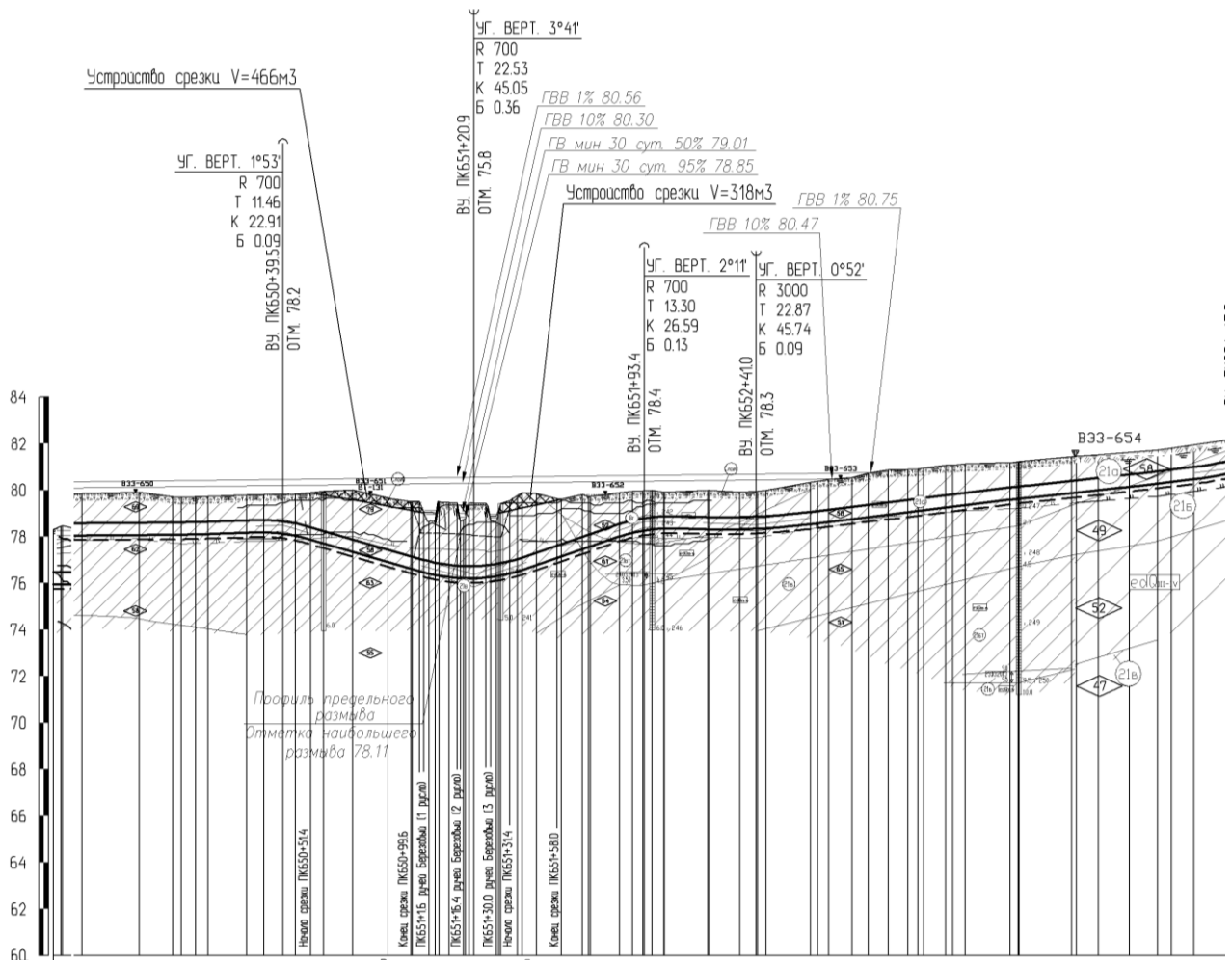


Рис.1.4.1 Продольный профиль МН на участке пересечения ручья Березового .

					Лист
Общее описание участка нефтепровода					22
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата	

## 2.ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

### 2.1 Основные технические решения

На русловом участке МН глубина заложения трубопровода составляет не менее 1,0 м от прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки до верха балластирующей конструкции, но не менее 1,5 м от естественных отметок дна реки. На пойменных участках МН, заложения трубопровода составляет не менее 1,0 м до верха трубы с учетом балластирующей конструкции.

Сварные стыки трубопровода, укладываемого методом протаскивания, изолируются термоусаживающимися манжетами 1 типа нормального исполнения Пк40 шириной 450 мм, толщиной не менее 2,2 мм в соответствии с ОТТ-25.220.01-КТН-200-14, а затем футеруется рейкой

Электрохимическая защита от коррозии (ЭХЗ) проектируемого участка нефтепровода будет осуществляется методом катодной поляризации от станций катодной защиты.

### 2.2 Материалы и изделия

Для проектируемого трубопровода прокладываемого протаскиванием и трубопровода, укладываемого с бровки траншеи проектом приняты стальные сварные прямошовные трубы 530x9 по ОТТ-23.040.00-КТН-051-11, с заводским трехслойным полиэтиленовым покрытием толщиной не менее 2,2 мм (тип 3) по ОТТ-25.220.01-КТН-212-10.

. Технические характеристики трубы:

- предел прочности – 550 МПа;
- рабочее давление - 6,3МПа;
- класс прочности - К56;
- уровень качества – второй;

предел текучести – 355 Мпа

Минимальный радиус упругого изгиба принят 700 м.

					Строительство подводного перехода магистрального нефтепровода «нефтепровода-отвод трубопроводная система «Восточная Сибирь –Тихий океан – Комсомольский Нефтеперерабатывающий завод» через р. Березовый на участке 65км			
Изм.	Лист.	ФИО	Подп.	Дата				
Разработал		Олефир А.П			<b>Технические решения</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				ВКР	23	
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав.каф.		Бурков П.В..				Группа 3-2Б21		

Потребность в основных строительных конструкциях и материалах определяется в соответствии с объемами работ.

### **2.3 Календарный план и сроки строительства**

Календарный план строительства является основным документом, определяющим порядок и продолжительность работ, а также распределение финансовых вложений по периодам.

### **2.4 Организационно-технологическая схема подготовки и организации строительства**

Согласно регламента организации производства строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов, до начала производства основных работ необходимо выполнить следующие подготовительные работы:

- отвод территории для производства строительства ;
- организация временного строительного хозяйства, решение вопросов размещения и быта рабочих, заправки техники, хранения и подготовки материалов к работе;
- уточнение положения нефтепровода с установкой вешек и оформлением акта закрепления трассы и акта передачи участка нефтепровода;
- устройство подъездов к месту производства работ, временных переездов через нефтепровод с предварительной разработкой мероприятий по безопасному движению техники и схем маршрутов движения;
- доставка строительной техники, оборудования и строительных материалов;

Основные технологические операции при строительстве участка нефтепровода через малую водную преграду выполняются в следующей последовательности:

- устройство временных переездов, организация технологических площадок для строительства;

					<b>Технические решения</b>	Лист
						24
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		



- сборка, сварка, контроль стыков трубопровода,
- предварительные гидроиспытания избыточным давлением
- изоляция стыков, футеровка и балластировка трубопровода;
- укладка трубопровода
- засыпка нефтепровода
- врезка испытанного участка трубопровода, контроль данных стыков и их

ИЗОЛЯЦИЯ;

- очистка полости, гидроиспытание и профилометрия трубопровода
- вывоз бытовых и промышленных отходов в специализированные организации;
- берегоукрепление
- рекультивация земель.

Последовательность технологических операций по этапам уточняется в проекте производства работ, разрабатываемом подрядчиком с учетом требований регламента разработки проектов производства работ на строительство, техническое перевооружение и реконструкцию объектов магистральных нефтепроводов.

При строительстве требуется обеспечить производственной базой Подрядчика и временным притрассовым строительным хозяйством производственного, складского и административно-бытового назначения.

Организация временного строительного хозяйства предусматривается за счет затрат на временные здания и сооружения сметного расчета.

Проживание рабочих предусмотрено во временном жилом городке.

Электроснабжение временной строительной базы предусмотрено осуществлять от передвижной КТПН 100-10 кВ Подрядчика, напряжение питания – 10 кВ.

Организация питания рабочего персонала выполняется Подрядчиком на стадии подготовительных работ.

Воду для хозяйственно-питьевых нужд на стройплощадку предусмотрено доставлять ежедневно из существующей системы водоснабжения п. Литовко

					<b>Технические решения</b>	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		25

автотранспортом, хранить в пластиковых бочках с соблюдением гигиенических норм. Воду для производственных нужд брать из р. Березового.

Вывоз твердых бытовых отходов, строительного мусора и промышленных отходов предусмотрен в МУП «ПЭК» п. Литовко.

Вывоз жидких отходов – МУП «ПЭК» п. Литовко

До начала работ Подрядчик должен заключить договор по вывозу твердых и жидких бытовых отходов и строительного мусора.

На площадке строительства предусматривается размещение передвижных инвентарных (имеющиеся на балансе Подрядчика) вагончиков (с помещениями обогрева работающих, конторы производителя работ, закрытого склада) и биотуалетов. Площадку складирования материалов, бытовые помещения разместить за водоохраной зоной.

Расчет потребляемой мощности и количества прожекторов для освещения зоны производства работ осуществляется Подрядчиком и приводится в ППР. Установка осветительных устройств на сгораемых кровлях (покрытиях) зданий запрещается. Организация временных сетей электроснабжения предусматривается за счет затрат на временные здания и сооружения сметного расчета.

Медицинское обслуживание работающих производить за счет существующих медицинских учреждений ближайших населенных пунктов.

Детальную организацию быта рабочих на стройплощадке Подрядная организация должна проработать до начала производства работ и отразить в ППР.

## **2.5 Отвод земель**

Земельные участки, необходимые для производства работ, располагаются на землях КГУ "Падалинского лесничества" филиала "Литовского лесничества".

Расчет размеров земельных участков, отводимых в краткосрочное и долгосрочное пользование для размещения временного строительного хозяйства и зоны производства работ выполнен в соответствии с требованиями СН 452-73 «Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов», а так же технологии производства работ.

					<b>Технические решения</b>	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		26

Использование земель над подземными магистральными трубопроводами по назначению должно осуществляться с соблюдением мер по обеспечению сохранности трубопроводов.

Общая площадь аренды земель составляет 45000 м<sup>2</sup>,

					<b>Технические решения</b>	Лист
						27
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

### 3. МЕТОДЫ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ

#### 3.1 Геодезическая подготовка трассы

Геодезические работы являются неотъемлемой частью работ по подготовке трассы под строительство.

В соответствии со СП 86.13330.2012 необходимо создать геодезическую разбивочную основу для строительства и не менее чем за 10 дней до начала строительно-монтажных работ передать подрядчику техническую документацию на нее и закрепленные на трассе пункты и знаки этой основы, в том числе:

- знаки закрепления углов поворота трассы;
- створные знаки углов поворота трассы в количестве не менее двух на каждое направление угла в пределах видимости;
- створные знаки на прямолинейных участках трассы, установленные попарно в пределах видимости;
- створные знаки закрепления прямолинейных участках трассы на переходах через водные преграды в количестве не менее двух с каждой стороны перехода в пределах видимости;
- высотные реперы, установленные на переходах через водные преграды на обоих берегах;
- пояснительную записку, абрисы расположения знаков и их чертежи;
- каталоги координат и отметок пунктов геодезической основы.

Допустимые среднеквадратические погрешности при построении геодезической разбивочной основы:

- угловые измерения  $\pm 2$  минуты;
- линейные измерения 1/1000;
- определения отметок  $\pm 50$  мм.

Трасса принимается подрядной строительно-монтажной организацией от Заказчика по акту. Все геодезические измерения должны осуществляться

					Строительство подводного перехода магистрального нефтепровода «нефтепровода-отвод трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан – Комсомольский Нефтеперерабатывающий завод» через р. Березовый на участке 65км			
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата				
Разработал		Олефир А.П			Методы производства работ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				ВКР	28	103
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Утвердил		Бурков П.В.				Группа 3-2Б21		

в соответствии с требованиями СП 126.13330.2014 «Геодезические работы в строительстве».

Перед началом строительства подрядная строительно-монтажная организация должна выполнить на трассе следующие работы:

- произвести контроль геодезической разбивочной основы;
- установить дополнительные знаки (вехи, столбы и пр.);
- вынос в натуре горизонтальных кривых естественного (упругого) изгиба трассы нефтепровода через 10 м, а искусственного изгиба – через 2 м;
- разбить пикетаж по всей трассе и в ее характерных точках (в начале, середине и конце кривых, в местах пересечений трубопроводов с подземными коммуникациями).

Подрядчик должен применять сертифицированные геодезические приборы, прошедшие в установленном порядке метрологическую поверку и имеющие заводские паспорта.

На выполненную геодезическую подготовку трассы составляется акт.

Контроль качества работ выполняется согласно указаниям СП 126.13330.2014.

### 3.2 Подготовительные работы

Согласно Регламента организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов до начала производства основных работ необходимо выполнить следующие подготовительные работы:

Подготовительные работы при строительстве подводных переходов через водные преграды следует выполнять в соответствии с нормативно технической документации.

Подготовительные работы на магистральном нефтепроводе, включающие трассовые и внутрассовые подготовительные работы, должны быть выполнены заранее.

Внутрассовые подготовительные работы включают:

- аттестацию технологий работ;

					Методы производства работ	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		29

-сварку труб в секции на трубосварочных базах

-холодное гнутье труб,

Трассовые подготовительные работы включают:

-разбивку и закрепление пикетажа, детальную геодезическую разбивку горизонтальных и вертикальных углов поворота, разметку строительной полосы, выноску пикетов за ее пределы;

-расчистку полосы отвода от деревьев и кустарников, корчевку пней; снятие и складирование в специально отведенных местах плодородного слоя земли (лес после вырубki временно разместить в зоне монтажной площадки с последующим вывозом для устройства дорог лежневых по трассе нефтепровода);

-планировку строительной полосы;

-устройство полок и срезки;

-устройство временных дорог;

-устройство защитных ограждений, обеспечивающих безопасность при производстве работ;

-устройство водомерного поста;

-устройство ледовой переправы для рытья траншеи и протаскивания дюкера (зимний период).

В комплекс работ по инженерной подготовке строительства входят внеплощадочные и внутриплощадочные подготовительные работы.

Внеплощадочные подготовительные работы включают в себя:

-отвод земель;

-устройство подъезда к строительной площадке;

-подвод электроэнергии и воды для обеспечения строительных нужд;

Внутриплощадочные работы включают в себя:

-размещение на строительных площадках временных зданий и сооружений;

-обеспечение строительных площадок противопожарным водоснабжением и инвентарем, освещением;

					Методы производства работ	Лист
						30
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

-устройство складских площадей для конструкций на строительной площадке.

### **3.3 Основные технологические операции**

Основные технологические операции при строительстве нефтепровода на выполняются в следующей последовательности:

устройство временных переездов, организация технологических площадок для строительства, сборка, сварка, контроль стыков нефтепровода, I этап испытаний избыточным давлением, изоляция стыков трубопровода со всеми сопутствующими работами, футеровка , балластировка, укладка и засыпка нефтепровода, врезка испытанного участка трубопровода, очистка полости, гидравлические испытания избыточным давлением и профилометрия трубопровода, вывоз бытового мусора и промышленных отходов с места строительства, рекультивация земель.

Последовательность технологических операций по этапам уточняется в ППР, разрабатываемым подрядчиком с учетом требований регламентов ПАО «Транснефть»

### **3.4 Доставка технических средств, оборудования и строительных материалов**

Доставка технических средств, оборудования и строительных материалов на объект осуществляется согласно графика поступлений строительных конструкций, изделий, материалов и оборудования.

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах определяется на основании физических объемов и эксплуатационной производительности машин.

Схема доставки отражается в ППР.

### **3.5 Подготовка площадки для производства работ**

На площадке строительства выставить первичные средства пожаротушения (ПСП) в удобном для доступа месте, установить дизельную электростанцию на расстоянии не менее 50 м от основного агрегата. При расстановке оборудования

					Методы производства работ	Лист
						31
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

должна обеспечиваться возможность маневрирования и беспрепятственного движения техники в экстренных случаях

В пределах полосы отвода располагается монтажная площадка. На монтажной площадке складировются трубы, детали пригрузов и другие материалы необходимые для проведения работ по монтажу и оснащению плети подводного перехода.

Трубы со стеллажей складирования до места монтажа перемещаются кранами-трубоукладчиками.

### **3.6 Устройство переезда с водопропуском.**

В целях предотвращения обводнения и заболачивания полосы отвода и прилегающих участков, для переезда строительной колонны через естественные полосы стока и водотоки должен быть построены переезды с водопропуском.

Способ устройства переезда определяется в зависимости от притоков, ширины водной преграды, геологии дна и скорости течения.

В теплое время года пересечение строительной техникой водотоков глубиной до 50см, дно которых сложено гравийным грунтом может осуществляться вброд. В случае мягких грунтов производится отсыпка щебнем дна на ширину до 7метров и высотой 20 см

Допускается применение водопропускных труб, бывших в употреблении (б/у) диаметром от DN 700 до DN 1000, имеющим коэффициент износа не более 20%. Количество и диаметр труб, которых должен обеспечить пропускную способность водотока.

Перед укладкой водопропускных труб выполняется подсыпка русловой части песчаногравийной смесью толщиной 20 см.

Уложить водопропускные трубы в проектное положение при помощи автокрана. Водопропускная труба укладывается с уклоном 0,04 - 0,1 по течению. Выполнить обсыпку привозным грунтом на высоту 70 см при помощи экскаватора с планировкой проезда бульдозером. Переезд устраивают шириной 6,0 м, с уклоном 3° от центра. Откосы выполнить с уклоном 1:1. После планировки грунт насыпи

					Методы производства работ	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		32



уплотнить катками либо проходом гусеничной техники за 4 - 6 раз. Переезд должен быть оборудован опознавательными знаками.

По окончании работ временные переезды демонтировать, материалы и конструкции вывозят с места производства работ, грунт от переездов распланировать по полосе отвода.

Все подготовительные работы следует выполнять в соответствии с требованиями ПАО «АК Транснефть»

В период высоких вод (весеннее половодье и дождевые паводки), а также после окончания работ временных переездов через водные преграды необходимо демонтировать и восстановить русло водотока, если оно было повреждено.

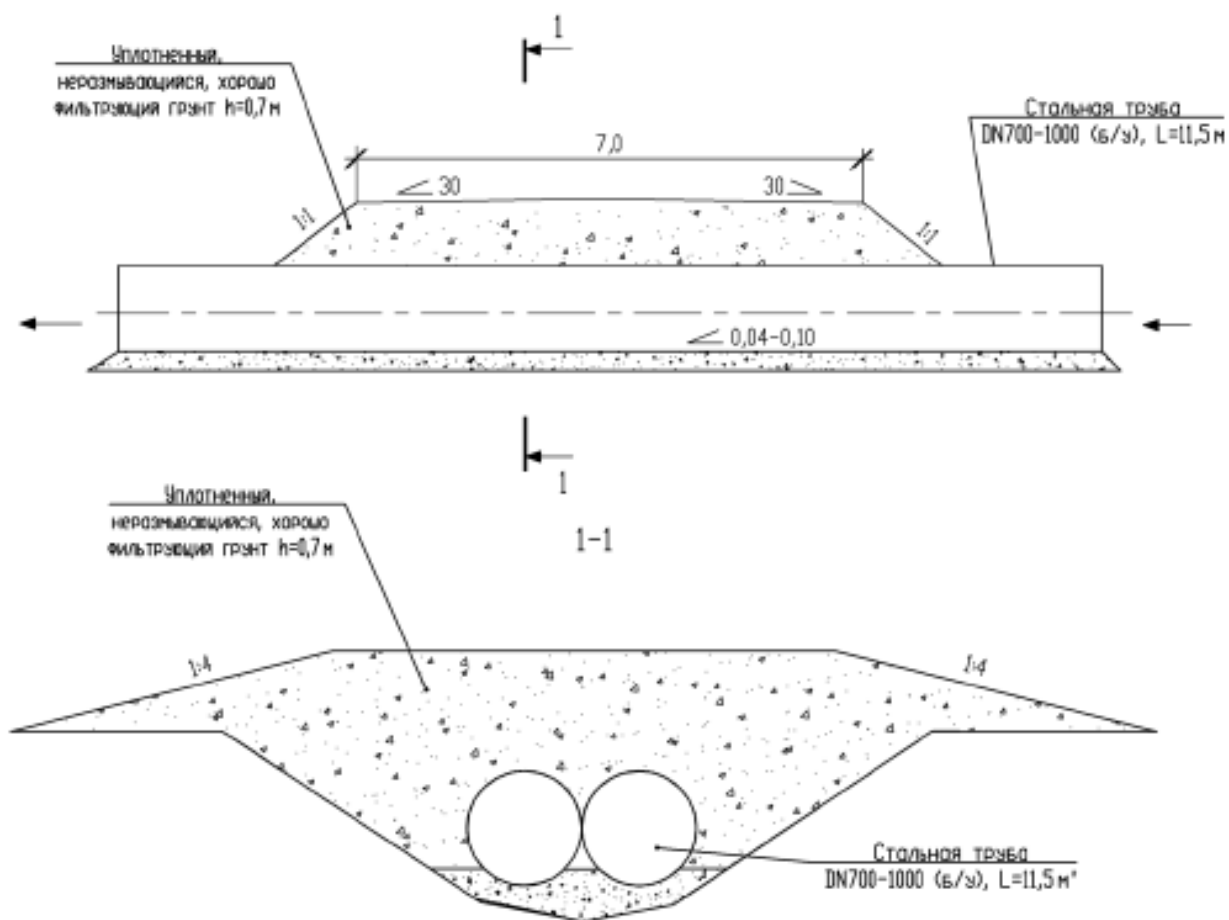


Рисунок .3.6.1. схема устройства водопропускной трубы

					Методы производства работ	Лист
						33
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

### 3.7 Устройство майн

При разработке русловой траншеи в зимнее время требуется выполнение дополнительных работ. Эти работы включают в себя: нарезание ледорезной машиной (бензомоторными пилами) прорезей в ледовом покрове, рыхление льда экскаватором механическим способом с последующим удалением его с целью создания майны (свободной ото льда поверхности воды) для производства земляных работ в русловой части реки.

Непосредственно перед началом работы ледорезной машины (бензомоторными пилами) на льду должна быть проверена толщина ледяного покрова, который должен выдержать нагрузку от работающей техники с учетом ее вида и массы, расположения относительно прорези, а также температуры воздуха и прочности льда.

Во время ведения работ на льду постоянно должна производиться визуальная проверка отсутствия трещин ледового покрытия.

Перед удалением карт льда из майны необходимо:

-посыпать песком лед около майны и места работы;

-рабочим надеть спасательные жилеты и предохранительные пояса со страховочной

веревкой, конец которой закрепить за надежную опору;

-подготовить спасательные круги, багры, шесты с бросательными концами и назначить страховочных рабочих;

-оградить края майны знаками с предупредительными надписями.

При устройстве майн вручную, колку льда на карты, отстроповку карт для вытаскивания их из воды следует выполнять с трапов, переброшенных через майну. Трапы должны иметь ограждения высотой не менее 1 м и перекрывать кромку льда не менее чем на 1 м с каждой стороны.

Людям запрещается находиться на отрезаемых картах льда или участках, которые подрезаны с двух - трех сторон и легко могут обломиться.

					Методы производства работ	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		34

Для удаления карт льда из майны экскаватор следует устанавливать от ее кромки на расстоянии не менее 1 м. Во избежание перегрузки ледяного покрова, карты льда не размещать по краям майны. Разрезанные карты льда следует удалять со стороны майны, не ослабленной поперечными резами ледорезной машиной (бензомоторными пилами).

Ширина майны при рытье русловой траншеи должна быть равна ширине раскрытия русловой траншеи.

Примечание: При строительстве перехода нефтепровода через малые водные преграды в летнее время, для проезда техники и укладки рабочей плети в проектное положение выполнить строительство дамбы с укладкой водопропускных труб.

Размещать извлеченные карты льда на краю майны не допускается.

Экскаватор при извлечении карт льда из майны должен быть установлен на расстоянии не менее 2 м от ее кромки. Разрезанные карты льда следует удалять со стороны майны, не ослабленной поперечными резами.

Возле майны, для производства земляных и монтажных работ, устраивается дощатый настил.

Перед началом проведения работ оформляется в природоохранных органах решения на право пользования водными объектами для строительства трубопроводов в соответствии с Водным кодексом РФ.

При строительстве перехода через водные препятствия в летнее время, для проезда строительной техники и укладки дюкера в проектное положение выполняется строительство дамбы с укладкой водопропускных труб

### **3.8 Земляные работы**

Земляные работы выполнять механизированным способом в соответствии с СНиП 3.02.01-87, СНиП 12-01-2004, 12-03-2001, 12-04-2002.

Траншею разработать с помощью экскаватора, засыпку выполнить бульдозером. Земляные работы на русловых участках ручья Березового производятся экскаватором, доработка траншеи производится гидромонитором (землесос), а засыпка производится экскаватором.

					Методы производства работ	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		35

Ширина траншеи по дну принята с учетом технологии производства земляных работ определяется согласно СП 76.13330.2012 СП 45.13330.2012, СП 86.13330.2012. Ширина траншей по дну должна быть не менее  $1,5 D$  (где  $D$  – наружный диаметр защитной оболочки). На участках кривых вставок ширина траншеи по дну должна быть не менее удвоенной ширины траншеи, разрабатываемой на соседних прямолинейных участках. На участке балластировки трубопровода пригрузами ширина траншеи по дну должна быть не менее  $2.2 D$ . В местах технологических разрывов должны разрабатываться приемки с размерами, не менее: длина 1,0 м, ширина  $(D + 1,2)$  м. Крутизна откосов траншеи принимается с учетом вида грунта в соответствии с требованиями СП45.13330.2012, СП 86.13330,2012, СНиП 12-04-2002 и РД-93.010.00-КТН-114-07.

Работы по разработке траншеи в зимнее время года проводятся после удаления снега с полосы отвода земель. Подводные земляные работы в зимних условиях, следует выполнить, установленным на лед грунтососом. В ППР должны быть разработаны специальные инженерно-технические мероприятия по поддержанию прорези и транспортировки грунта в отвал.

Размещение отвалов размываемых грунтов следует произвести за границами прибрежных защитных полос.

Земляные работы на береговых и русловых участках переходов включают:

- рытье траншей на береговых участках переходов одноковшовым экскаватором;
- рытье траншеи в русловой части переходов одноковшовым экскаватором;
- засыпку траншеи в русловой и береговых частях перехода;
- восстановление профиля реки;
- берегоукрепление.

В технологической карте рассмотрено рытье руслового и береговых участков траншеи гидравлическими экскаваторами с обратной лопатой.

В целях уменьшения попадания грунта в русло ручья, рытье траншей начинается с береговых участков перехода с помощью двух экскаваторов с

					Методы производства работ	Лист
						36
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

обратной лопатой, оставляя русловой участок перехода и участки от русловых урезом неразработанными.

Грунт, вынутый из траншеи, складывается в отвалы на расстоянии не менее 1,0 м от бровки траншеи и не менее 3 м от берега русла реки.

Рытье траншеи в русловой части подводного перехода и разработку перемычек необходимо выполнять с помощью двух одноковшовых экскаваторов непосредственно перед укладкой трубопровода в проектное положение.

В процессе рытья траншеи геодезисты должны контролировать отметки дна траншеи

Контроль качества работ, сдача-приемка земляных работ оформляется исполнительным приемо-сдаточным актом согласно ВСН 012-88

### **3.9 Сварочные работы**

Все технологии сварки подлежат аттестации в соответствии с требованиями РД-25.160.00-КТН-037-14, РД-03.120.10-КТН-007-16 и РД 03-615-03.

Сварочное оборудование и сварочные материалы подлежат аттестации согласно РД 03613-03 и РД 03-614-03.

К сварке трубопроводов допускаются сварщики (операторы сварочных установок), аттестованные в соответствии с требованиями ПБ 03-273-99, РД 03-495-02. Сварщики (операторы) должны пройти допускные испытания в соответствии с требованиями РД-25.160.00-КТН-037-14 (раздел 13) перед началом сварочных работ на объекте ОСТ.

К руководству и выполнению работ по строительству, ремонту в процессе эксплуатации и строительному контролю за качеством производства сварочно-монтажных работ, допускаются специалисты, аттестованные в соответствии с требованиями ПБ 03-273-99, РД 03-495-02 и имеющие допуск к руководству и техническому контролю за выполнением сварочно-монтажных работ соответствующих технических устройств группы технических устройств «Нефтегазодобывающее оборудование».

					Методы производства работ	Лист
						37
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

Сварочное оборудование и сварочные материалы, применяемые для реализации технологии сварки при строительстве, должны выпускаться в соответствии с действующими национальными стандартами Российской Федерации и специальными ТУ на каждую марку сварочного оборудования, материала и должны быть аттестованы на группу «Нефтегазодобывающее оборудование», в соответствии с требованиями РД 03-613-03, РД 03-614-03, иметь соответствующие свидетельства об аттестации.

На первом этапе работ выполняется сварка двухтрубных секций на площадке строительства с применением инвентарных лежек из бруса, требования к сборке и сварке стыков аналогичны сварке в нитку в следующей последовательности:

1)кран трубоукладчик производит выкладку стартовой трубы на инвентарные лежки;

2)при помощи крана трубоукладчика заводится внутренний центратор ЦВГ-54 внутрь трубы;

3)подводится вторая труба к торцу первой трубы для центровки;

4)производится центровка труб с разжатием жимков внутреннего центратора с последующим измерением зазора и смещения кромок труб согласно технологической карты по сборке и сварке;

5)на собранный стык устанавливается сварочная палатка со сварочным оборудованием STT:

с помощью индукционного подогревателя MillerProHeat производится подогрев стыка согласно технологической карты по сборке и сварке труб;

производится сварка корневого слоя шва с последующей зачисткой шлифовальной машинкой;

производится перемещение АПС с комплексом STT на следующее стыковое соединение.

б)на кольцевой стык устанавливается сварочная палатка со сварочными головками М-300:

производится сварка сварочными головками М-300 горячего прохода,

					Методы производства работ	Лист
						38
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

выполняется сварка заполняющего шва,

производится сварка облицовочного слоя шва с послойной зачисткой швов дисковыми щетками;

7) после сварки стык маркируется и накрывается термоизолирующим поясом

После проведения неразрушающего контроля выявленные ремонтные стыки 2-х трубных секций перемещаются в зону ремонта. Ремонт производится с применением ручной дуговой сварки аттестованными и допущенными к ремонту сварщиками. Секции, признанные годными, в дальнейшем вывозятся на трассу для сварки в нитку. Перед вывозом на участок строительства линейной части необходимо получить разрешение СК Заказчика на вывоз секций труб.

Операционный контроль сварных стыков производится следующими способами:

- систематическим операционным контролем в процессе сборки и сварки;
- визуальным осмотром и обмером сварных соединений;
- проверкой сварных швов неразрушающими методами контроля.

Операционный контроль выполняется производителями работ и мастерами, а самоконтроль - исполнителями работ. При операционном контроле должно проверяться соответствие выполняемых работ рабочим чертежам, требованиям настоящего документа, государственным стандартам и инструкциям, утвержденным в установленном порядке.

Пределы температур окружающего воздуха, допускаемые при выполнении строительно-монтажных работ с трубами с антикоррозионным и теплоизоляционным покрытиями, должны соответствовать требованиям РД-93.010.00-КТН-114-07.

Сборка труб в плетень выполняется на бровке траншеи трубоукладчиками на инвентарных лежках с центровкой на внутренних центраторах. Монтаж отводов выполняется в траншее.

Сварка стыков плетей выполняется комбинированным способом по разработанной технологической карте сварки. При выполнении сварки труб с заводской изоляцией необходимо применить защитные коврики из асбестовой

					Методы производства работ	Лист
						39
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

ткани, которые предназначены для предохранения заводского изоляционного покрытия от попадания на него брызг расплавленного металла.

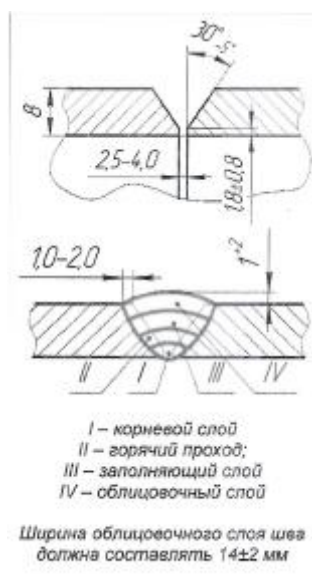


Рис.3.9.1 форма разделки кромок и сварного шва

Сварку русловых участков нефтепровода в нитку производить на монтажных площадках.

Для сборки захлесточных стыков должны быть оставлены незасыпанным грунтом участки длиной  $50 \pm 10$  м с каждой стороны захлеста.

При организации сварочных работ выполнять требования НТД. Неразрушающий контроль сварных швов, дефектовку, а также оформление результатов проводить согласно РД «Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов» с учетом требований регламента технического надзора за проведением контроля качества сварных соединений лабораториями неразрушающего контроля строительных подрядчиков на объектах строительства МН.

### 3.10 Контроль качества сварных соединений

Все монтажные сварные соединения на линейной части подвергаются неразрушающему контролю (НК). Методы и объемы неразрушающего контроля сварных соединений трубопроводов принимаются по таблице 1 РД-25.160.10-КТН-

					Методы производства работ	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		40



016-15 «Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов».

Проектом предусматривается согласно требованиям ОР-91.200.00-КТН-089-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок осуществления строительного контроля за проведением контроля качества сварных соединений ЛНК подрядчиков на объектах строительства организации системы «Транснефть»» контроль сварных стыков силами подрядчика при постоянном присутствии представителя строительного контроля.

При оценке качества сварных соединений учитываются все дефекты выявленные примененными методами НК.

Выявленные в сварных соединениях недопустимые дефекты устраняются до ввода трубопровода в эксплуатацию.

НК сварных соединений трубопроводов проводят в следующей последовательности: ВИК → УЗК → РК → (ВИК → УЗК) → ВИП.

Повторно ВИК и УЗК проводится при применении труб с классом прочности К60 и выше, при строительстве магистрального трубопровода, перед проведением изоляционных работ, но не ранее чем через 2 дня после проведения сварочных работ на данном сварном соединении для обнаружения холодных трещин в сварном шве и зоне термического влияния.

УЗК может проводиться в ручном, автоматизированном или механизированном режимах с сохранением результатов контроля. Методика УЗК должна обеспечивать выявление дефектов (в т. ч. трещин), ориентированных вдоль и поперек оси шва.

Согласно требованиям РД-25.160.10-КТН-016-15 проектом предусмотрены контроль сварных соединений:

- 100% визуальный и измерительный (ВИК).
- 100% ультразвуковой контроль (УЗК).
- 100% радиографический контроль (РК).
- 100% контроль внутритрубными инспекционными приборами (ВИП).

На подводных переходах МН через водные преграды и малых водотоках в границах перехода дополнительно предусматривается РК в объеме 100% стыков

					Методы производства работ	Лист
						41
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

(дублирующий контроль) силами Заказчика в присутствии специалиста строительного контроля в соответствии с РД-75- 200.00-КТН-012-14 п. 21.4.10.

Согласно РД-25.160.10-КТН-016-15 проектом предусмотрен 100% визуальный и измерительный контроль сварных соединений кожуха.

Ответственность за подготовку сварного соединения к контролю, а после его выполнения к последующим технологическим операциям, несет производитель работ.

Результаты контроля оформляют в виде заключений (в двух экземплярах) отдельно на каждое сварное соединение в соответствии с приложением В РД-25.160.10-КТН-016-15 и фиксируют в журнале контроля сварных соединений методами НК в соответствии с приложением Е РД- 25.160.10-КТН-016-15. К каждому заключению должна быть приложена схема проконтролированного соединения с указанием на ней координат продольных сварных швов и мест расположения недопустимых дефектов.

Заключения по результатам контроля сварного соединения, подтвержденные специалистами СК заказчика, предоставляются производителю сварочно-монтажных работ в срок не более 48 ч после окончания сварки стыка, в срок не более 72 ч после выполнения сварочно-монтажных работ на ремонтных стыках, захлестных стыках линейной части, стыках, выполняемых для устранения разрывов, разнотолщинных сварных соединениях.

При выявлении неудовлетворительного качества радиографических снимков по результатам НК срок выдачи заключений при повторном радиографическом контроле увеличивается в 2 раза (при наличии в ЛНК ПО подтверждающих материалов - радиографический снимок, заключение по РК с визой СК).

При проведении работ по НК в период плановой остановки трубопровода, сроки предоставления заключений НК определяются в соответствии с ОР-75.200.00-КТН-085-13.

Контроль качества сварных швов физическими методами производить согласно нормативно технической документации:

					Методы производства работ	Лист
						42
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

- визуально-измерительный контроль ВИК - по РД 03-606-03 «Инструкция по визуальному и измерительному контролю».
- радиографический контроль РК - по ГОСТ 7512-82 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод», СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- ультразвуковой контроль - по ГОСТ Р 55724-2013 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые».

### **Визуально-измерительный контроль ВИК**

*Используется для:*

- проверки соответствия геометрических параметров сварных соединений требованиям НТД, ТД и проектной документации;
- обнаружения поверхностных (выходящих на поверхность) и сквозных дефектов сварных соединений типа трещин, прожогов несплавлений, подрезов, , неметаллических включений, незаваренных кратеров, расслоений и т. д. и определения их координат, размеров и ориентации по поверхности.

Недопустимые дефекты, выявленные при ВИК, должны быть устранены до выполнения контроля другими методами НК.

ВИК при монтаже и ремонте нефтепровода, выполняется непосредственно на месте монтажа/ремонта. При этом должно быть обеспечено удобство подхода контролирующих лиц к месту производства работ по контролю.

Измерительный контроль сварного соединения, осуществляется для:

- измерения глубины и протяжённости подрезов;
- измерения чешуйчатости сварного шва;
- определения координат и протяжённости поверхностных дефектов, выявленных при визуальном контроле;
- проверки геометрических параметров формы сварного шва;
- измерения глубины межваликовой канавки («западания»);
- измерения величины смещения кромок, свариваемых элементов;
- измерения наименьшего расстояния между центрами продольных швов, прилегающих к поперечному сварному шву, с указанием типов

					Методы производства работ	Лист
						43
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

секций - одношовных или двухшовных;  
размеров катетов угловых сварных соединений.

### **Радиографический контроль**

При проведении РК контролируемая зона сварного соединения должна включать не только изображения сварного шва, а так же прилегающую к нему околошовную зону, ширина, которой не менее толщины стенки (при толщине стенки до 20 мм) и не менее 20 мм при толщине стенки 20 мм и более.

РК проводится для выявления внутренних и выходящих на поверхность дефектов, таких как трещины, непровары, шлаковые включения, несплавления, газовые поры, подрезы и др.

Сварное соединение допускается к проведению РК при наличии заключения о годности данного сварного соединения по результатам ВИК и заключения по УЗК.

При выполнении РК качества сварных стыков МН в качестве детектора ионизирующего излучения используется любой из следующих детекторов: запоминающие многоразовые пластины или радиографическая пленка. Выбор детектора определяет технологию получения изображения проконтролированного соединения. При этом выдача заключения по результатам радиографии может быть выполнена по изображениям, полученным с применением любой из этих технологий: традиционной радиографии с радиографической пленкой или цифровой радиографии с запоминающими многоразовыми пластинами.

Кольцевые сварные швы свариваемых изделий, в которые возможен свободный доступ внутрь, контролируется за одну установку источника (панорамное просвечивание).

Во время строительства линейной части нефтепровода целесообразно контролировать с помощью самоходных внутритрубных устройств («кроулера»). Технические характеристики которых выбирают исходя из следующих параметров:

- диаметра трубы толщины стенки.
- чувствительности контроля.
- темпов сооружения линейной части и т. д..
- источника ионизирующего излучения.

					Методы производства работ	Лист
						44
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

-типа рентгенографической пленки.

Сварные соединения трубопроводов, к которым невозможен доступ изнутри трубы, контролируют фронтальным просвечиванием. Просвечивание таких швов осуществляют через две стенки трубы за три и более установок источника ионизирующего излучения.

### **Ультразвуковой контроль**

УЗК проводят для выявления внутренних и выходящих на поверхность протяженных (непровары трещины,, несплавления, цепочки скопления пор и включений подрезы,) и не протяженных (шлаковые включения ,одиночные газовые поры) дефектов.

Сварное соединение допускают к проведению УЗК при наличии заключения о годности данного сварного соединения по результатам ВИК.

Для контроля следует применять контактные наклонные совмещенные или раздельносовмещенные (в т. ч. «хордового» типа) ПЭП, технические характеристики которых (рабочая частота, угол призмы) обеспечивают выявление дефектов, регламентируемых требованиями РД- 25.160.10-КТН-016-15.

Если при выполнении сварных соединений заводская кромка трубы обрезается более чем на 30 мм, должен проводиться УЗК участка, прилегающего к сварному шву, шириной 60 мм, прямым раздельно-совмещенным ПЭП по всему периметру кромки трубы для выявления возможных расслоений.

Результаты контроля фиксируют в журнале НК и оформляют в виде заключений установленной формы. К заключению должна быть приложена схема проконтролированного соединения с указанием на ней координат продольных сварных швов и мест расположения недопустимых дефектов.

После завершения строительства участка нефтепровода, перед сдачей его в эксплуатацию, производят НК с применением внутритрубных инспекционных приборов. Порядок пропуска ВИП, представления отчетов по его результатам, идентификации и устранения выявленных дефектов определены ОР-19.000.00-КТН-194-10 (изм.2).

					Методы производства работ	Лист
						45
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

К работам по неразрушаемому контролю допускают лиц, прошедших курс обучения (с учетом специфик контроля сварных соединений трубопроводов, швов приварки соединительных деталей трубопроводов и запорной арматуры) и успешно выдержавшие квалификационные испытания. Они должны быть аттестованы на I, II или III уровень квалификации по ПБ 03-440-02 на соответствующий метод НК и иметь действующие удостоверения установленной формы и пройти дополнительную аттестацию в соответствии с ОР-03.120.00-КТН-063-15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Требования к аттестации специалистов неразрушающего контроля, выполняющих работы на объектах организаций системы "Транснефть".

Специалисты, выполняющие работы по РК с применением технологии цифровой радиографии, должны иметь документ, подтверждающий факт прохождения специального дополнительного обучения с учетом специфик технологии и оборудования цифровой радиографии, работ с электронными изображениями, обработки и расшифровки этих изображений, идентификации дефектов по электронному изображению и измерения их размеров.

### **3.11 Изоляционные работы**

Работы по изоляции нефтепровода должны выполняться с соблюдением требований ВСН 008-88, СП 86.13330.2014, ОТТ.25.220.01-КТН-200-14, ОТТ.25.220.01-КТН-113-14

Изоляция зон сварных стыков труб с противокоррозионным покрытием, нанесенным в заводских условиях, предусматривается манжетами термоусаживающимися для защиты сварного стыка DN 530.

Изоляция зон сварных стыков производится на монтажной площадке после сварки изолированных труб в плетель перед укладкой нефтепровода в траншею.

Изоляция сварных стыков термоусаживающимися манжетами должна выполняться в следующей последовательности:

- свободное надевание манжеты вместе с упаковкой на один из концов свариваемых труб до сварки стыка;

					Методы производства работ	Лист
						46
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

- механическая очистка изолируемой поверхности после сварки и контроле качества сварного соединения;
- снятие упаковки, подогрев стыка до 120-140°C и надвигка манжеты на стык с нахлестом не менее 7,5 см на заводское противокоррозионное покрытие;
- центровка и термоусадка манжеты с прикаткой её к изолируемой поверхности;
- контроль качества изоляционного покрытия стыка, применение термоусаживающихся манжет должно быть выполнено в соответствии с технологией, разработанной заводом-изготовителем манжет.

Ремонт противокоррозионного покрытия, нанесенного в заводских условиях, должен проводиться в соответствии с технологией завода-поставщика.

При необходимости должен быть проведен ремонт заводского покрытия с выполнением следующих требований:

- ремонту подлежат все сквозные повреждения покрытия, повреждения с оставшимся на трубе слоем покрытия менее 1,5 мм, участки с отслоившимся от металла труб покрытием (которое должно быть удалено);
- участок покрытия трубы в месте его повреждения должен быть тщательно очищен от загрязнений, влаги на расстоянии не менее 20 см (от краёв оставляемого покрытия) с переходом от оставляемого покрытия к металлу трубы со скосом под углом не более 30°С;
- поверхность металла трубы в месте повреждения изоляционного покрытия должна быть очищена от ржавчины, пыли и влаги стальными щетками и сухой обтирочной тканью;
- при температуре наружного воздуха ниже плюс 10°С очищенную поверхность трубы и покрытия необходимо равномерно нагреть газовой горелкой до температуры плюс 30°С - 40°С, не допуская плавления, коробления и отслаивания изоляционного покрытия и только после этого приступать к ремонту поврежденного участка.

					Методы производства работ	Лист
						47
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

При выполнении изоляционных работ проводится контроль сплошности нанесения слоя грунтовки, мастики, сплошности и равномерности ленточного покрытия, расположение слоев ленты. Пропуски грунтовочного и изоляционного слоя, наличие пузырей, комков не допускается. Также производится, контролируется общая толщина изоляционного покрытия, диэлектрическая сплошность, адгезия к стали и пр.

Согласно ГОСТ Р51164-98 нанесение изоляционного покрытия на влажную поверхность труб во время дождя, тумана, снега и сильного ветра не допускается.

### **3.12 Балластировка трубопровода**

В связи с обводненность и морозным пучением грунтов на территории строительства, для обеспечения устойчивого положения проектируемого участка нефтепроводов предусмотрена балластировка:

– в русловой части, в границах протаскивания – чугунными кольцевыми пригрузами;

Для предотвращения повреждения изоляционного покрытия участка протаскиваемого трубопровода покрыть сплошной футеровкой. Футеровочные маты выполняются из деревянных реек 30х60 мм, скрепленных отоженной проволокой диаметром 6 мм. Рейки располагают сплошным прилеганием друг к другу. Крепление матов на трубопроводе выполнить скруткой проволоки с шагом 50 см. Зазоры между матами не допускаются.

Работы по футеровке трубопровода рейкой производить на монтажной площадке. Футеровку производить в следующей последовательности:

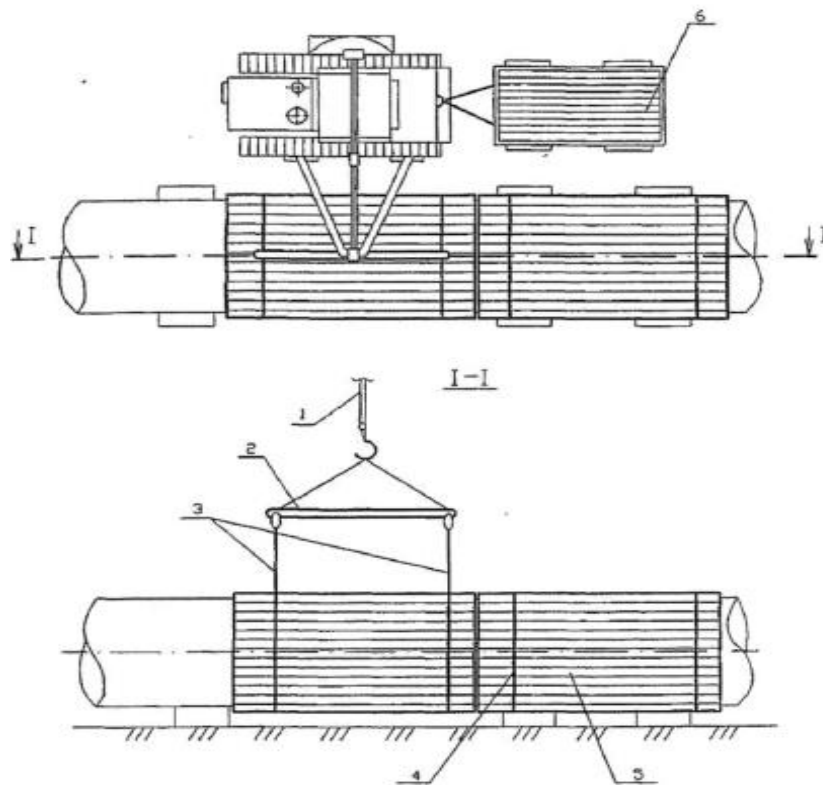
- плеть трубопровода выложить на лежки;
- футеровочную рейку уложить вдоль трубопровода;
- обертывание рейкой выполнять вручную;
- подготовить проволоку - катанку 06 мм, и нарезать ее участками равными;
- на проволоку выложить рейки;

					Методы производства работ	Лист
						48
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		



-приподняв трубоукладчиком трубопровод на 0,4-0,5 м, произвести обертывание его футеровочной рейкой, которая должна плотно прилегать к поверхности трубы;

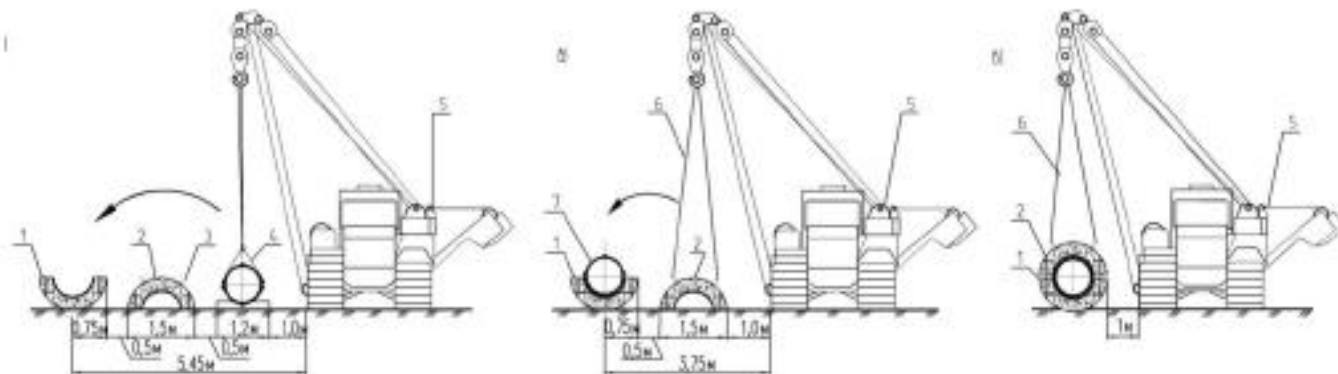
-закрепить футеровочную рейку на поверхности трубы с усилием, чтобы исключить возможность смещения рейки.



1. Гак трубоукладчика. 2. Траверса. 3. Пояса. 4. Проволочные скрутки. 5. Зафутерованный трубопровод. 6. Прицеп с рейкой.

Рис.3.12.1 Схема футеровки трубопровода

Участки трубопроводов рассчитаны против всплытия на устойчивость положения. Количество необходимых утяжелителей и шаг их расстановки подтвержден расчетом и представлен 4 разделе.



Граница опасной зоны при работе трубокладчика равна L стрелы + 6м от края опоры трубокладчика

Схема монтажа чучуных упорителей

- а) - Установка рабочей платформы на нижнее полукольцо пригруза б) - Монтаж верхних полуколец  
 в) - Сборка и фиксация болтов опорных упорителей
- 1 - нижнее полукольцо упорителя, 2 - верхнее полукольцо упорителя, 3 - монтажные петли полуколец  
 4 - валовые низки, 5 - трубокладчик, 6 - стрела 4-х телевой, 7 - рабочая платформа трубопровода

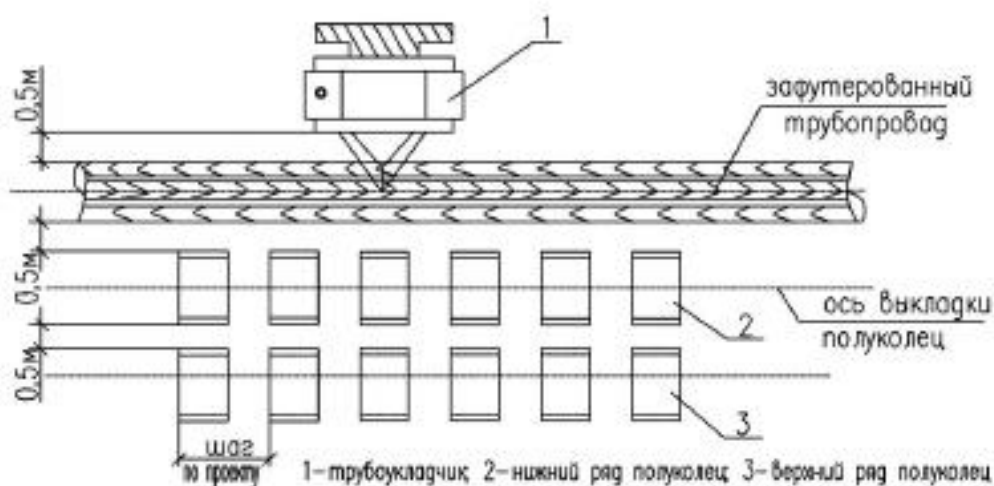


Рис.3.12.2 Схема балластирования трубопровода

### 3.13 Монтаж нефтепровода

Приемку труб для монтажа нефтепровода выполнить руководителем монтажной организации в присутствии представителей заказчика с оформлением «Акта передачи оборудования, изделий и материалов в монтаж» Подготовку к монтажным работам, монтаж трубопроводов выполнить в соответствии НТД.

Сборку и сварку технологических трубопроводов выполнять ручным электродуговым способом на бровке траншеи с использованием монтажных опор.

Производство монтажных работ производится в следующей последовательности:

- сварка дюкера;
- I этап гидротиспытаний;

					Методы производства работ	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		50

- сооружение площадок для монтажа дюкера и лебедки
- протаскивание дюкера;
- монтаж пойменных участков с бровки траншеи;
- врезка испытанного участка трубопровода
- II этап гидроиспытаний
- профилометрия;
- заполнение нефтью и ввод в эксплуатацию;

Укладку трубопровода в траншею выполнять методом протаскивания. Подъем и укладку трубопровода осуществлять трубоукладчиками с помощью мягких полотенец, соблюдая меры предосторожности против повреждения изоляционного покрытия.

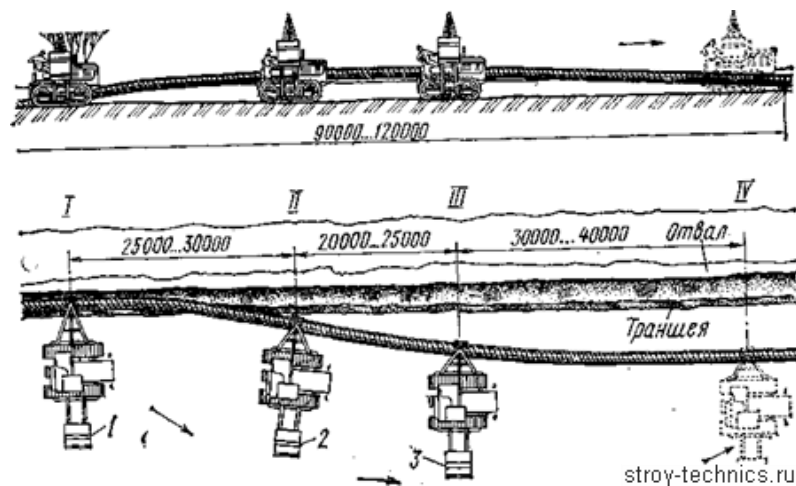


Рисунок 3.12.1 – Схема укладки трубопровода в траншею.

					Методы производства работ	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		51

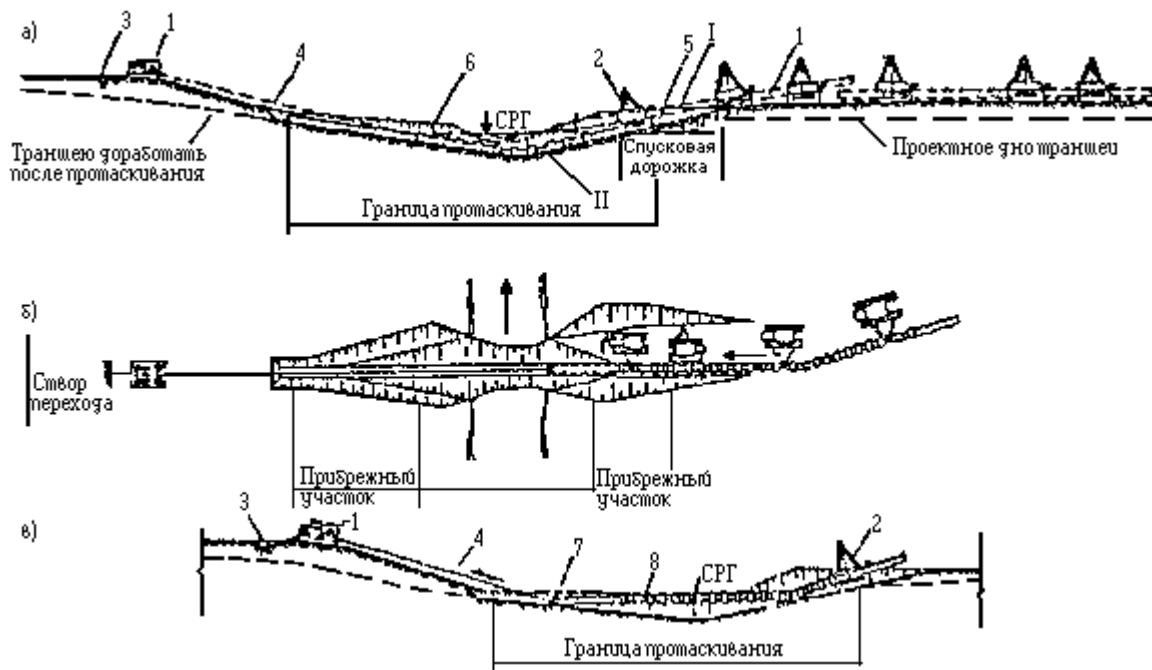


Рисунок 3.12.2 – Схема протаскивания дюкера.

### 3.14 Строительство переходов через протоку р. Березовый

Глубина прокладки трубопровода в русловой части перехода принята в соответствии с РД «Переходы магистральных нефтепроводов через водные преграды. Общие технические требования к проектированию» не менее 1 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки, но не менее 1,5 м от естественных отметок дна реки до верха забалластированного трубопровода.

Укладку дюкера в подводную траншею предусмотрено выполнять методом протаскивания.

При укладке изолированного трубопровода в траншею должно быть обеспечено:

- проектное положение трубопровода;
- сохранность труб и изоляционного покрытия;
- плотное прилегание трубопровода ко дну траншеи по всей длине;
- минимальное расстояние между трубопроводом и стенками траншеи - 150 мм, а на участках, где предусмотрена установка грузов - 1 м.
- Укладку осуществлять с применением мягких монтажных полотенец или троллейных подвесок для изолированного трубопровода. Высота подъема трубопровода над землей должна быть не более 0,5-0,7 м.

					Методы производства работ	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		52

Для приварки прилегающих участков руслового участка с пойменными, необходимо произвести откачку воды из траншей, для чего сооружают технологические перемычки из грунта и откачивают воду водоотливным агрегатом.

Поэтапный контроль качества выполнения подводно-технических работ по разработке траншеи, укладки трубопровода и его засыпке должны быть предусмотрены:

- промеры отметок дна на участке проведения работ перед началом земляных работ в русле;
- промеры геометрических размеров разработанной траншеи на соответствие проекту: отметки дна, их координаты, заложения откосов, ширина траншеи по низу, отклонение дна траншей от проектного положения по вертикали, фактическое положение оси траншеи;
- контроль геометрических размеров котлована на соответствие проекту при выборочном ремонте трубопровода;
- контроль соответствия планово-высотного положения трубопровода требованиям проекта после укладки его в траншею и до засыпки.

После укладки трубопровода следует провести геодезическую съемку положения трубопровода в траншеи.

					Методы производства работ	Лист
						53
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

### 3.15 Врезка испытанного участка трубопровода

Технологические захлесты трубопроводов следует производить после полной готовности испытанного трубопровода, по аттестованной технологии сварки с соблюдением правил техники промышленной и пожарной безопасности.

При сборке захлесточного стыка вваркой «катушки», длина незасыпанных грунтом участков с каждой стороны от захлеста, для трубопроводов диаметром 530 мм, должна быть не менее 50 м.

При наличии в траншее грунтовых вод необходимо выполнить водоотлив.

Испытанный участок подключается к остальному нефтепроводу врезкой «катушек» по технологической схеме согласно ТК.

Используемые методы неразрушающего контроля:

- визуальный
- радиографическим (рентгенографическим)
- ультразвуковым.

Заключения, радиографические снимки, зарегистрированные результаты ультразвуковой дефектоскопии хранятся в производственной испытательной лаборатории до сдачи трубопровода в эксплуатацию.

### 3.16 Берегоукрепление

Берегоукрепительные работы следует производить на всех нарушенных участках строительства при переходах нефтепровода через водные преграды, в соответствии с рабочим проектом.

Укрепление берега должно осуществляться таким образом, чтобы не изменять геометрические характеристики профиля русла водотока.

Выполнение берегоукрепительных работ предусмотрено производить с применением габионов матрацного типа и устройством каменной наброски.

На данном участке работы по берегоукреплению предусмотрено выполнять с применением сухопутных средств механизации, транспорта и приспособлений.

					Методы производства работ	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		54

До начала берегоукрепительных работ должны быть выполнены следующие

подготовительные работы:

-засыпка приурезных и береговых участков траншеи до отметок укладки берегозащитных покрытий;

-планировка откосов до уклона 34о и грубое разравнивание основания в подводной части;

-площадка очищена от строительного мусора, острых предметов;

-установка опорных знаков в границах крепления берегов;

-заготовка материалов для производства работ в объеме, предусмотренном рабочей документацией;

-перебазировка на место производства работ машин и механизмов, необходимых для производства работ;

-подготовка устройств и приспособлений для выполнения отдельных технологических операций;

-укомплектование рабочей бригады.

Засыпку приурезных траншей следует выполнять бульдозерами (экскаваторами), местным или привозным грунтом.

При планировке грунта, щебеночной или гравийной подготовке допустимое отклонение должно быть в пределах 20см.

При планировке откосов и отсыпке подготовки берегоукрепления выше меженного уровня допускаются следующие отклонения отметок подготовки:

± 5 см - для железобетонных покрытий из сборных плит размером более 1м;

± 10см - для гибких покрытий из плит и решеток с размером модуля до 1м;

± 20см - для каменной наброски;

± 15см - для закрепленных грунтов.

При засыпке и планировке берегового участка следует стремиться к минимальной срезке грунта за границами раскрытия траншеи, сохраняя по возможности корневую систему.

					Методы производства работ	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		55

Планировку берегового откоса следует заканчивать, как правило, до наступления устойчивых отрицательных температур.

При устройстве берегоукрепления выполняют следующие мероприятия:

-в границах участка поверхность укрепляется габионами матрачного типа по ГОСТ 521322003, уложенных на слой геотекстиля ГТС-200 г/м<sup>2</sup> Матрацы заполняются щебнем или местным щебенистым грунтом фракции 80-125мм, крупнообломочным каменным материалом фракции 70-120 мм, марки камня по прочности при сжатии должна быть не ниже 100 кг/см<sup>2</sup>, морозостойкости - не ниже F50, плотность каменного материала должна быть не менее 2300 кг/м<sup>3</sup>, проверенная в местных лабораториях. Выравнивание поверхности под укладку матрацов, производится механизированным способом, отклонения отметок, спланированной поверхности от проектных: в нескальных грунтах ±5 см.

Укладку рулонных нетканых синтетических материалов (НСМ) в защитных покрытиях следует производить от основания откоса с пересечением слоев 0,1 - 0,2м.

Полотнища НСМ скрепляют между собой металлическими анкерами диаметром 16мм и длиной не менее 0,6м, которые забивают в грунт.

Наброску камня выполняют от подошвы откоса снизу вверх. Перед устройством защитной «одежды» должна быть выполнена отсыпка упорной призмы из камня либо устройство упоров из железобетона. Для устройства наброски используется местный щебенистый грунт фракции.

### **3.17 Информационные знаки**

В соответствии с РД 153-39.4-056-00, ОР-19.100.00-КТН-384-07 предусмотрена установка опознавательных знаков на нефтепроводе резервной нитки:

- опознавательный знак «Охранная зона МН, устанавливаемый на углах поворота – 7 шт.;
- предупредительный знак обозначения ППМН – 4 шт.;
- маркерный знак – 4 шт.;

					Методы производства работ	Лист
						56
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		



Установка опознавательных знаков на нефтепроводе основной нитки:

- предупредительный знак обозначения ППМН – 2 шт.;
- маркерный знак – 2 шт.;

					Методы производства работ	Лист
						57
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

### 3.18 I этап гидравлических испытаний

#### 3.18.1 Подготовительные мероприятия для испытаний 1 этапа

Перед проведением испытаний выполняется комплекс подготовительных работ, в том числе врезка присоединительных патрубков для опрессовочных агрегатов и сливных патрубков, монтаж штуцеров для установки манометров, установка манометров для контроля давления (монтаж игольчатых клапанов для установки манометров), установка сферических днищ (заглушек) на торцах труб, врезка запорной арматуры для спуска воздуха и опорожнения трубопроводов после испытания, согласно схеме гидравлических испытаний (см. приложение Б), определение и расстановка границ охранных зон трубопроводов.

Врезку патрубков в испытываемый трубопровод для подсоединения наполнительных и опрессовочных агрегатов, а также для установки измерительных приборов и сигнализаторов следует выполнять в соответствии с требованиями РД-23.040.00-КТН-021-14, ОР-13.100.00-КТН-030-12, РД-23.040.00-КТН-073-15.

Контроль давления Р, МПа (кгс/см<sup>2</sup>) - производится по показаниям показывающего манометра классом точности не ниже 1, которые устанавливаются в начале и конце испытываемого участка и по электронному регистратору давления. Контроль показаний осуществляют 2 наблюдательных поста, расположенные за пределами охранной зоны в начале и конце испытываемых участков.

- перед началом гидроиспытаний весь персонал, участвующий в испытании, вывести за пределы охранной зоны - 100 м в обе стороны от оси трубопровода и на 1200 м за 60° сектор в направлении отрыва заглушки от торца трубопровода (приложение Б);

- выставить группы наблюдения за испытываемым участком трубопровода и ремонтно-восстановительной бригады;

- выполнить подключение опрессовочного агрегата.

Подъём давления производится опрессовочным агрегатом АО-181, либо аналогом с необходимой производительностью.

					Методы производства работ	Лист
						58
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

Гидравлические испытания трубопроводов должны проводиться с выполнением следующих требований:

-патрубок для заполнения монтируется по нижней образующей трубы, для выпуска воздуха - по верхней образующей трубы;

-места установки заглушек на время проведения испытания должны быть отмечены предупредительными знаками, и пребывание около них людей не допускается.

При наполнении воздух выпускается через воздушные клапаны, установленные согласно схеме испытаний (Рис. 3.19.1).

До начала проведения испытания опрессовочный агрегат АО -181 – 1 шт. монтируется на ж/б плите.

Трубопроводы подключения опрессовочных насосных агрегатов к испытуемому участку монтируются из изделий и материалов заводского изготовления и должны быть подвергнуты гидравлическому испытанию на давление  $R_{исп.вр.тр}=1,25R_{исп}=1,25 \times 11,5 = 14,375$  МПа в течение 6 часов.

Материалы, конструкции, оборудование, приборы и другие средства, применяемые при предварительном испытании плети, а также при подготовительных работах к этим операциям, должны иметь соответствующую эксплуатационную и разрешительную документацию.

Не допускается применять для изготовления временных трубопроводов для подключения наполнительных и опрессовочных агрегатов детали полевого изготовления.

Выполнение подготовительных мероприятий, предусмотренных в данном разделе, должно быть освидетельствовано комиссией в акте готовности к испытаниям установленной формы.

После выполнения подготовительных мероприятий и наличия акта готовности к испытаниям установленной формы, приступить к наполнению трубопроводов и проведению испытаний.

					Методы производства работ	Лист
						59
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

Участок предварительного испытания на монтажной площадке  
 ПК 650+24 – ПК 652+11 (руч. Березовый, L=187 м)

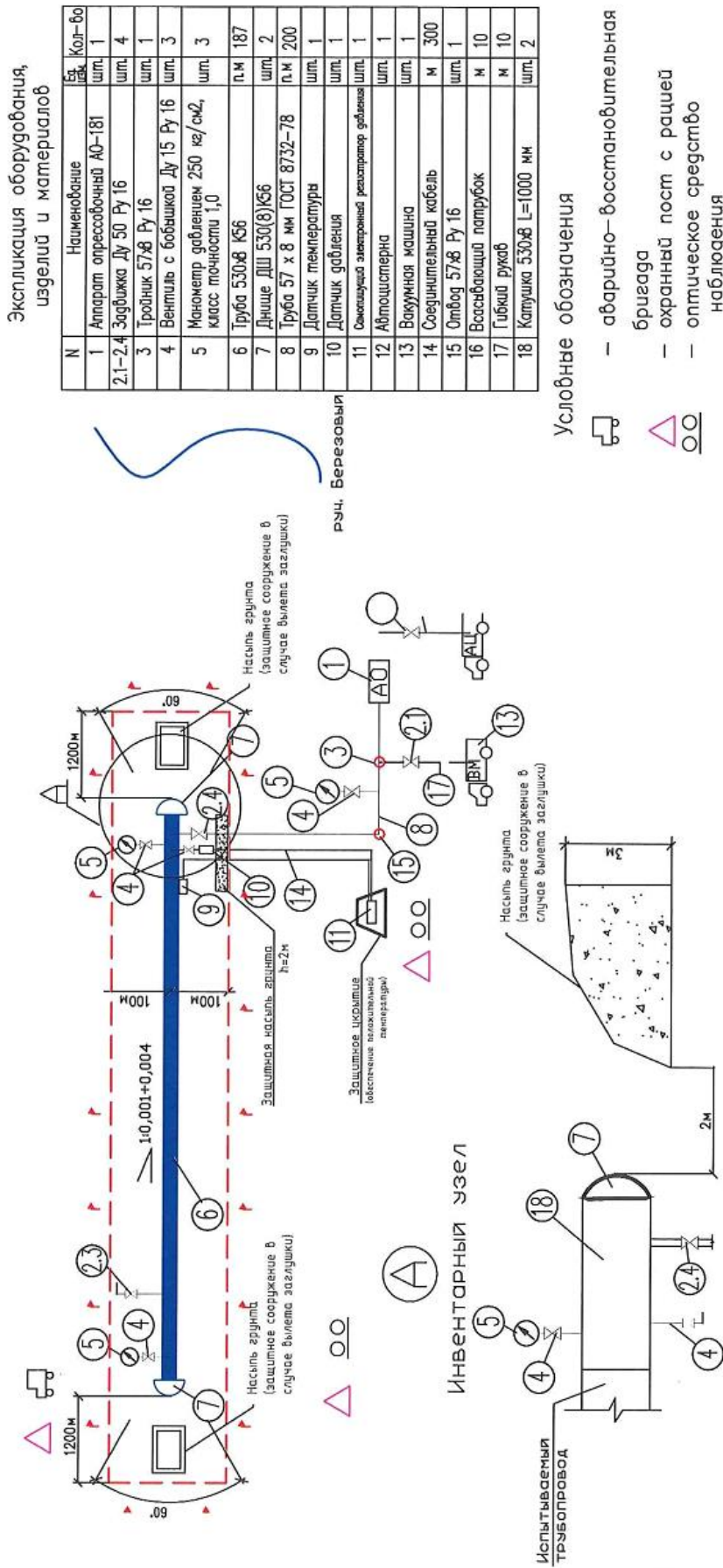


Рис. 3.19.1 Участок предварительного испытания на монтажной площадке

### 3.19.2, Наполнение трубопровода

Заполнение испытываемого участка водой производится автоцистерной с помощью опрессовочного агрегата АО-181. Схему заполнения испытываемого участка водой представлена в приложении .

Подключение автоцистерны с водой выполняется через всасывающий патрубок №16 опрессовочника Ду 200.

По команде председателя комиссии начать заполнение испытываемого участка водой.

Заполнение полости нефтепровода водой производится при открытой воздухоотводной задвижке № 2.3 и задвижек № 2.2, 2.4, задвижка № 2.1 закрыта. При появлении из воздухоотводной задвижки плотной струи воды без воздуха задвижку № 2.3 перекрыть и закрыть задвижки № 2.2, 2.4.

Запустить в работу опрессовочный агрегат. При достижении испытательного давления  $P_{исп.вр.тр}=1,25$   $P_{исп}=1,25 \times 11,5=14,375$  МПа опрессовочный агрегат останавливают. Далее в течении 12 часов производится выдержка подводящего трубопровода

В любой точке испытываемого участка трубопровода на прочность испытательное давление не должно превышать наименьшего из гарантированных заводами испытательных давлений ( $P_{зав.}$ ) на трубы, задвижки, фитинги и др. оборудование, установленные на испытываемом участке.

### 3.19.3 Испытание на прочность и герметичность

Поскольку испытания выполняются на подготовленной монтажной площадке, протяженность испытываемого участка незначительная - при расчете испытательного давления перепад высот не учитывается (перепад высот крайне мал).

Вода для проведения гидроиспытания будет подвозиться водовозами. После проведения гидроиспытаний, откачиваться и вывозиться.

Испытание на прочность 1 этапа выполняется в течение 6 часов давлением, устанавливаемым заводом-изготовителем в технических условиях на трубопроводы ( $P_{зав}=11,5$  МПа/117,3 кгс/см<sup>2</sup> в нижней точке).

					Методы производства работ	Лист
						61
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

После испытания подводящего трубопровода открыть задвижку № 2.4, запустить в работу опрессовочный агрегат и открыть задвижку № 2.2. При достижении испытательного давления  $P_{исп}=11,5$  МПа/117,3 кгс/см<sup>2</sup> опрессовочный агрегат останавливают и перекрывают задвижку № 2.2.

Прочность и герметичность обвязки наполнительных и опрессовочных агрегатов должны быть проверены испытательным давлением на закрытую задвижку.

Скорость подъема давления при испытании не должна превышать 0,04 МПа (0,4 кгс/см<sup>2</sup>) в минуту. При достижении величины давления, равной 0,9 от величины максимального испытательного давления в нижней точке трассы (11,5 МПа/117,3 кгс/см<sup>2</sup>), скорость подъема давления должна находиться в пределах от 0,01 до 0,02 МПа (0,1 до 0,2 кгс/см<sup>2</sup>) в минуту.

Подкачки в трубопровод при проведении испытаний запрещены.

Участок нефтепровода считается выдержавшим испытание на прочность, если в течение времени выдержки под испытательным давлением не произошло изменение давления или разрушение трубопровода.

После проверки на прочность необходимо открыть задвижку № 2.1, тем самым снизить давление до  $P_{раб} = 6,7$  МПа/68,3 кгс/см<sup>2</sup>, закрыть задвижку № 2.1 и провести испытание трубопровода на герметичность.

Проверку на герметичность на монтажной площадке проводят в течение 12 часов рабочим давлением ( $P_{раб} = 6,7$  МПа/68,3 кгс/см<sup>2</sup>). При испытании на герметичность должен быть проведен осмотр участка нефтепровода и установленного оборудования - воздухоотводных задвижек, отборов давления. Утечки воды, запотевания, деформации не допускаются. В случае обнаружения утечки в процессе проверки на герметичность необходимо устранить неисправность и повторить проверку на герметичность.

Испытания трубопровода должны быть прерваны и давление снижено до статического давления на данном участке нефтепровода в случаях:

					Методы производства работ	Лист
						62
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

-падения давления на испытываемом участке на 0,1 МПа (1,02 кгс/см<sup>2</sup>) и более;

-обнаружения выхода воды на трубопроводе;

-возникновения непредвиденных обстоятельств, при которых продолжение испытаний может привести к аварии или опасной ситуации.

Распоряжение о прекращении или перерыве в испытаниях отдает руководитель испытаний. Причины прекращения испытаний фиксируются в рабочем журнале испытаний.

После снижения давления до уровня статического на участке наблюдатели по распоряжению руководителя испытаний проводят осмотр закрепленного за ними участка нефтепровода. Место повреждения определяется визуально по выходу воды из трубопровода, акустическим методом (по звуку утечки) и по падению давления на участке.

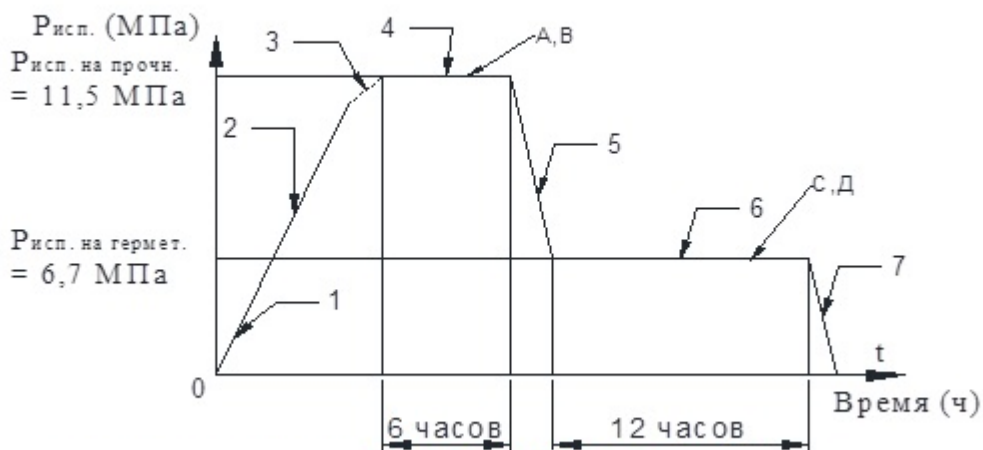
Выявленные при испытаниях дефекты и повреждения и их последствия подрядчиком заменой дефектного участка. После восстановления нефтепровода испытания на прочность повторяются.

Данные о характере выявленных дефектов (падение давления, течь, запотевание) и повреждений трубопровода, а также работы по их устранению фиксируются в акте устранения дефекта по форме Е.8 ОР-19.000.00-КТН-075-16. При обнаружении поставленных бракованных материалов или оборудования на объект привлекается поставщик этих материалов и оборудования.

По окончании гидравлических испытаний представители подрядчика», заказчика и строительного контроля оценивают результаты испытаний на основании материалов испытаний (рабочего журнала, рабочих журналов наблюдателей и других документов, составленных в период подготовки и проведения испытаний) и в течение 1 суток составляют акт гидравлического испытания на прочность и проверки на герметичность по форме Е.9 приложения ОР-19.000.00-КТН-075-16. Результаты испытаний участка трубопровода признаются удовлетворительными, если во время испытаний не произошло

					Методы производства работ	Лист
						63
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

разрывов, видимых деформаций, отсутствует падение давления по манометру согласно ОР-19.000.00-КТН-075-16, а в основном металле, сварных швах, корпусах арматуры, разъемных соединениях и в местах приварки патрубков не обнаружено течи и запотевания.



- 1 – заполнение трубопровода водой;
- 2 – подъем давления со скоростью не более 0,04 МПа/мин (давление от 0 МПа до 10,35 МПа);
- 3 – подъем давления со скоростью не более 0,01-0,02 МПа/мин (давление от 10,35 МПа до 11,5 МПа)
- 4 – выдержка под  $P_{исп} = P_{зав} = 11,5 \text{ МПа}/117,3 \text{ кгс/см}^2$  в течение 6 часов А,В – точки А(верхняя) и В(нижняя) выдержка под испытательным давлением на прочность;
- 5 – сброс давления до  $P_{раб} = 6,7 \text{ МПа}/68,3 \text{ кгс/см}^2$ ;
- 6 – выдержка под  $P_{раб} = 6,7 \text{ МПа}/68,3 \text{ кгс/см}^2$  в течение 12 часов;
- С,Д – точки С(верхняя) и Д(нижняя) выдержка под испытательным давлением на герметичность;
- 7 – сброс давления до 0 МПа.

Рис. 3.19.2 График подъема, выдержки и сброса давления при проведении гидроиспытаний

### 3.19.4Опорожнение дюкера от воды после гидроиспытаний

Опорожнение испытываемого участка от воды после испытаний производится путем откачки вакуумной машиной. Объем откачиваемой воды равен количеству закачиваемой воды по каждому участку. Опрессовочная вода вакуумной машиной вывозится для очистки и утилизации на основании договора на утилизацию с ООО УК «Векторстрой».

					Методы производства работ	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		64



На участках испытания выполняется подключение вакуумной машины через гибкий рукав Ду100, Ру 25Мпа № 17. Откачка производится при открытых задвижках № 2.1, 2.4.

По окончании удаления воды с испытываемого участка составляется акт удаления воды после испытания трубопровода по форме ОР-19.000.00-КТН-075-16 приложение Е.10.

### 3.20 Электрохимзащита

После укладки проектируемый участок нефтепровода включается в существующую систему электрохимзащиты.

Пуск, опробование и наладку средств и установок ЭХЗ производит пусконаладочная бригада, в состав которой входят специалисты не менее 3 группы электробезопасности, обладающие навыками пусконаладочных работ каждого вида оборудования. Число людей в бригаде определяется объемом и характером пусконаладочных работ.

Узлы присоединения кабелей катодной защиты к трубопроводу выполнить термитной сваркой с использованием медного термита, либо с использованием паяльно-сварочных стержней ЭХЗ-1150, ЭХЗ-1152. Концы привариваемых кабелей должны быть изолированы с применением термоусаживаемых трубок, с перекрытием изоляции кабелей не менее 50 мм.

Контрольно-измерительные пункты по трассе трубопровода должны быть смонтированы и опробованы до проверки изоляционного покрытия методом катодной поляризации, что должно быть подтверждено актом.

Все электромонтажные работы выполнить в строгом соответствии с требованиями СНиП 3.05.06-85, ПУЭ, ВСН 009-88, РД-91.020.00-КТН-149-06. В случае необходимости пригласить представителей эксплуатирующих служб.

В соответствии с РД «Нормы проектирования ЭХЗ магистральных трубопроводов и сооружений НПС» на каждом берегу подводного перехода длиной менее 500 метров устанавливается КИП с датчиком поляризационного потенциала.

					Методы производства работ	Лист
						65
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

Согласно ГОСТ 9.602-89 «Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.», конструкция КИП предусматривает наличие контрольного щитка с клеммами для присоединения катодного вывода от трубопровода и кабелей от стационарного электрода сравнения и вспомогательного электрода (датчика потенциала).

В ходе проведения индивидуальных испытаний проводится инструментальная проверка сопротивления изоляции кабельных линий, визуальный контроль качества болтовых соединений на клеммных платах КИП, наличие маркировки кабелей и клемм.

Условия проведения испытаний: на момент проведения испытаний на участке испытываемого трубопровода не должно быть электрических и технологических перемычек с другими сооружениями. На все время проведения испытаний должна быть обеспечена высокая надежность электрической цепи поляризации. Подключение источника поляризующего тока осуществляют только после предварительного измерения естественного потенциала на конце контролируемого участка.

Качество изоляции нефтепровода определяется её сопротивлением, которое для трехслойной полимерной изоляции должно составлять не менее  $3 \cdot 10^5 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ .

					Методы производства работ	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		66

#### 4.ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Необходимый уровень конструктивной надежности магистральных трубопроводов обеспечивается путем категорирования трубопроводов и их участков в зависимости от назначения.

При проектировании был выполнен расчет максимальных суммарных напряжений, возникающих в сечении трубопровода от неблагоприятных сочетаний нагрузок в период его строительства и эксплуатации в соответствии с требованиями СНиП «Нагрузки и воздействия». На основании которого, сделано заключение о напряженно-деформированном состоянии трубопровода, и произведен расчет необходимой толщины стенки для обеспечения его сохранности и целостности.

Расчет толщины стенки был выполнен на максимальное рабочее давление.

Температурный перепад при расчете принят равным 39 °С, температура окружающего воздуха при сварке гарантийных монтажных стыков должна быть не ниже минус 26 °С.

#### Исходные данные

Расчет нефтепровода диаметром 530 мм;

$R^{\text{н}}_1=510$  МПа -минимальное значение временного сопротивления металла трубы;

$R^{\text{н}}_2=355$  МПа -минимальное значение предела текучести металла трубы;

$\delta_5 = 0.2$  - относительное удлинение при разрыве, %;

Категория 1 - категория участка трубопровода;

$m$  - коэффициент условий работы трубопровода  $m=0,75$ ;

$k_1 = 1.4$ - коэффициент надежности по материалу принимаем по табл. 9 СП 36.13330.2012;

$k_n = 1$  -коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по табл. 11 СНиП 2.05.06-85\*;

$k_2 = 1.15$  -коэффициент надежности по материалу, принимаемый по табл. 10 СП 36.13330.2012;

$\Delta t = 40$  - расчетный температурный перепад;

Принятый минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода  $\rho=700\text{м}$

					Строительство подводного перехода магистрального нефтепровода «нефтепровода-отвод трубопроводная система «Восточная Сибирь –Тихий океан – Комсомольский Нефтеперерабатывающий завод» через р. Березовый на участке 65км			
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата				
Разработал		Олефир А.П			Технологические расчеты	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				ВКР	67	103
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б21		
Утвердил		Бурков П.В.						

#### 4.1 Определение толщины стенки нефтепровода

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла трубы определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{m * R_{n1}}{k_1 * k_n} = \frac{0.6 * 510}{1.4 * 1} = 218.57, \text{ МПа}$$

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла трубы определяется по формуле:

$$R_2 = \frac{m * R_1^n}{k_2 * k_n} = \frac{0.6 * 355}{1.1 * 1} = 193.63$$

Расчетная толщина стенки трубопровода определяется по формуле:

$$\delta = \frac{n * p * D_H}{2 * (R_1 + n * p)} = \frac{1.1 * 6.3 * 530}{2 * (382.5 + 1.1 * 6.7)} = 5 \text{ мм}$$

$p = 6,3$  МПа - расчетное рабочее (нормативное) давление;

$n = 1.1$  - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по табл. 13\* СП 36.13330.2012;

$D_H = 530$  мм - наружный диаметр трубопровода.

Принимаем предварительное значение толщины стенки  $\delta = 8$  мм.

Внутренний диаметр трубопровода равен:

$$D_{вн} = D_H - 2\delta = 530 - 2 * 8 = 514 \text{ мм}$$

#### Определение переменных параметров - модуля Юнга и коэффициента Пуассона

Промежуточное значение продольного осевого напряжения от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\begin{aligned} \sigma_{пр.N} &= -\alpha * E_0 * \Delta t + \mu_0 * \frac{n * p * D_{вн}}{2 * \delta} \\ &= -0,000012 * 206000 * 40 + 0,3 * \frac{1,1 * 6,3 * 514}{2 * 8} = 30,018 \text{ МПа, где} \end{aligned}$$

$\Delta t = 40$  - расчетный температурный перепад, °С;

$\mu_0 = 0.3$  - коэффициент Пуассона упругой стадии работы металла, принятый по таблице 12 СП 36.13330.2012;

$E_0 = 206000$  МПа – модуль упругости материала трубы, принятый по таблице 12 СП 36.13330.2012

$\alpha = 0.000012$ , град<sup>-1</sup> - коэффициент линейного расширения .

Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления определены по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n * p * D_{вн}}{2 * \delta} = \frac{1.1 * 6.3 * 514}{2 * 8} = 127,22 \text{ МПа}$$

Интенсивность напряжений определена по формуле:

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_{кц}^2 + \sigma_{пр.N}^2} - \sigma_{кц} * \sigma_{пр.N}$$

$$\sigma_i = \sqrt{127,22^2 + 30,02^2} - 127,22 * 30,02 = 115,17 \text{ МПа}$$

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		68

Значение деформаций определено по нормированной диаграмме растяжения и составляет:

$$\varepsilon = 0.00104$$

Интенсивность деформаций от интенсивности напряжений определено по формуле:

$$\varepsilon_i = \varepsilon - \frac{1-2\mu_0}{3E_0} \sigma_i = 0.00104 - \frac{1-2 \cdot 0.3}{3 \cdot 206000} \cdot 214.25 = 0.0009;$$

Переменный параметр упругости (модуль Юнга) определяется для i-того приближения по формуле:

$$E = \frac{\frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1 + \frac{1-2\mu_0}{3E_0} \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}} = \frac{\frac{115,17}{0,0009}}{1 + \frac{1-2 \cdot 0,3}{3 \cdot 206000} \frac{115,17}{0,0009}} = 118185 \text{ МПа}$$

Переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона):

$$\mu = \frac{\frac{1}{2} - \frac{1-2\mu_0}{3E_0} \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1 + \frac{1-2\mu_0}{3E_0} \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}} = \frac{\frac{1}{2} - \frac{1-2 \cdot 0,3}{3 \cdot 206000} \frac{115,17}{0,0009}}{1 + \frac{1-2 \cdot 0,3}{3 \cdot 206000} \frac{115,17}{0,0009}} = 0,38$$

Материал трубопровода работает в упругой области.

Принимаем для дальнейших расчетов следующие значения:

$$\mu = 0,38$$

$$E = 206000 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{пр.N} = -41.8 \text{ МПа};$$

Проверка трубопровода на прочность

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла определяется по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0.75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1}\right)^2} - 0.5 \left(\frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1}\right) = \sqrt{1 - 0.75 \cdot \left(\frac{30.018}{218,57}\right)^2} - 0.5 \left(\frac{30.018}{218,57}\right) = 0.9242$$

Расчетная толщина стенки с учетом влияния осевых сжимающих напряжений равна:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (\psi_1 \cdot R_1 + n \cdot p)}$$

$$\delta = \frac{1.1 \cdot 6.3 \cdot 530}{2 \cdot (0.9242 \cdot 218,57 + 1.1 \cdot 6,3)} = 8.8 \text{ мм}$$

Принимаем значение толщины стенки  $\delta = 9 \text{ мм}$

#### 4.2 Проверка трубопровода на прочность

Проверка трубопровода на прочность производится по условию:

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \psi_2 R_1 \text{ где:}$$

$\psi_2$  - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определяемый по формуле:

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		69

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0.75 * \left( \frac{\sigma_{\text{КЦ}}}{R_1} \right)^2} - 0.5 \frac{\sigma_{\text{КЦ}}}{R_1} \text{ где :}$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0.75 * \left( \frac{\sigma_{\text{КЦ}}}{R_1} \right)^2} - 0.5 \left( \frac{\sigma_{\text{КЦ}}}{R_1} \right) = \sqrt{1 - 0.75 * \left( \frac{127,22}{218,57} \right)^2} - 0.5 \left( \frac{127,22}{218,57} \right) = 0.5726$$

Максимальное значение отрицательного температурного перепада:

$$\Delta t_- = \frac{R_1 - 0.25 * n * p * \frac{D_{\text{ВН}}}{\delta}}{\alpha * E} = \frac{218,57 - 0.25 * 1.1 * 6.3 * \frac{502}{9}}{0.000012 * 206000} = 49,32$$

Максимальное значение положительного температурного перепада:

$$\Delta t_+ = \frac{\psi_2 R_1 + 0.25 * n * p * \frac{D_{\text{ВН}}}{\delta}}{\alpha * E} = \frac{0.5726 * 218,57 + 0.25 * 1.1 * 6.3 * \frac{502}{9}}{0.000012 * 206000} = 89,72$$

Условие прочности выполняется

$$|\sigma_{\text{пр.Н}}| \leq \psi_2 R_1$$

$$30,18 \leq 0,5726 * 218,57$$

$$30,18 \leq 125,15$$

### 4.3 Проверка трубопровода на отсутствие недопустимых пластических деформаций

Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{КЦ}}^H = \frac{p * D_{\text{ВН}}}{2 * \delta} = \frac{6,3 * 502}{2 * 9} = 175,7 \text{ МПа}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0.75 * \left( \frac{\frac{\sigma_{\text{КЦ}}^H}{m}}{0.9 * k_n R_2} \right)^2} - 0.5 \left( \frac{\frac{\sigma_{\text{КЦ}}^H}{m}}{0.9 * k_n R_2} \right) = \sqrt{1 - 0.75 * \left( \frac{175,7}{\frac{0,6}{0,9 * 1} * 355} \right)^2} - 0.5 \left( \frac{175,7}{\frac{0,6}{0,9 * 1} * 355} \right) = 0.3947$$

Минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода:

$$\rho = \frac{E * D_H}{2 * \left( \psi_3 * \frac{m}{0.9 * k_n R_2} + \mu \frac{p * D_{\text{ВН}}}{2 * \delta} - \alpha * E * \Delta t \right)}$$

$$\rho = \frac{206000 * 530}{2 * \left( 0,3947 * \frac{0,6}{0,9 * 1} * 355 + 0,3 * \frac{6,3 * 502}{2 * 9} - 0,000012 * 206000 * 40 \right)}$$

$$= 614784,6 \text{ мм}$$

Принимаем для дальнейших расчетов минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода  $\rho = 700 \text{ м}$

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		70

Максимальные суммарные продольные напряжения растяжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}(+)=\frac{\mu * \rho * D_{\text{ВН}}}{2 * \delta} - \alpha * E * \Delta t + \frac{E * D_{\text{H}}}{2 * \rho}$$

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}(+)=\frac{0,3 * 6,3 * 502}{2 * 9} - 0,000012 * 206000 * 40 + \frac{206000 * 530}{2 * 700} = 0,779 \text{ МПа}$$

Максимальные суммарные продольные напряжения сжатия от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}(-)=\frac{\mu * \rho * D_{\text{ВН}}}{2 * \delta} - \alpha * E * \Delta t - \frac{E * D_{\text{H}}}{2 * \rho}$$

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}(-)=\frac{0,3 * 6,3 * 502}{2 * 9} - 0,000012 * 206000 * 40 - \frac{206000 * 530}{2 * 700} = -0,780 \text{ МПа}$$

Проверка по формуле (29) СП 36.13330.2012

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}(+)=0,779 < \frac{m}{0,9 * k_{\text{H}}} R^{\text{H}2} = 1 * \frac{0,6}{0,9 * 1} * 355 = 236,67 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}(+)=|-0,779| \text{ МПа} < \psi_3 \frac{m}{0,9 * k_{\text{H}}} R^{\text{H}2} = 0,446 * \frac{0,6}{0,9 * 1} * 355 = 105,65 \text{ МПа};$$

Проверка по формуле (30) СП 36.13330.2012

$$\sigma_{\text{Hкц}} \leq \frac{m}{0,9 * k_{\text{H}}} R^{\text{H}2}$$

$$175,7 \text{ МПа} < 236,67 \text{ МПа}$$

Условия проверки на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняется.

#### 4.4 Проверка на устойчивость против всплытия Тип балластирующего груза - ЧБУ

Расчет на устойчивость положения против всплытия (балластировка трубопровода)

Исходные данные

Трубопровод диаметром 530 мм;

Внутренний диаметр трубопровода 502 мм;

Толщина стенки трубопровода 9мм;

Толщина слоя изоляции 3,5 мм;

Диаметр изолированного трубопровода 537 мм;

Толщина слоя футеровки трубопровода 30 мм;

Диаметр футерованного трубопровода 587 мм;

Коэффициент надежности устойчивости положения против всплытия  $k_{\text{H.В}} = 1.03$ ;

Длина участка  $l = 48,7$  м;

Тип балластирующего груза - ЧБУ

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		71

Вес груза –  $P_{гр} = 4414 \text{ н}$

Объемный вес материала пригрузки  $\gamma_{б} = 7450 \text{ кг/м}^3$

Угол поворота оси трубопровода  $0^\circ$

Вес продукта не учитывается.

Расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод:

$$q_{в} = \frac{\pi}{4} * D_{фут}^2 * g * \gamma_{в} = \frac{3,1415}{4} * 0,387^2 * 9,81 * 1000 = 2654,7$$

где  $\gamma_{в} = 1000 \text{ кг/м}^3$  плотность воды с учетом растворенных в ней солей.

Расчетная нагрузка от массы трубопровода:

$$q_{тр} = g * 0,95 * \frac{\pi}{4} * ((D_{н}^2 - D_{вн}^2) * \gamma_{тр} + (D_{из}^2 - D_{н}^2) * \gamma_{из} + (D_{фут}^2 - D_{из}^2) * \gamma_{фут})$$

$$q_{тр} = 9,81 * 0,95 * \frac{\pi}{4} * ((0,530^2 - 0,502^2) * 7850 + (0,537^2 - 0,530^2) * 1040 + (0,567^2 - 0,537^2) * 600)$$

$$q_{тр} = 1862,56 \text{ н/м}$$

где 0,95 - коэффициент надежности по нагрузке  $n$  от веса трубопровода, принимаемый по таблице СП 36.13330.2012.

Момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке:

$$I = \frac{\pi}{64} * (D_{н}^4 - D_{вн}^4) = \frac{\pi}{64} * (0,530^4 - 0,502^4) = 0,003873 \text{ м}^4$$

Нормативная интенсивность балластировки трубопровода:

$$q_{бал} = \frac{1}{n_{б}} * (k_{н.в} * q_{в} + q_{изг} - q_{тр} - q_{доп}) * \frac{\gamma_{б}}{\gamma_{б} - \gamma_{в} * k_{н.в}}$$

$$q_{бал} = \frac{1}{1} * (1,03 * 2654,7 + 0 - 1862,56 - 0) * \frac{7450}{7450 - 1000 * 1,03} = 1011,64$$

Расстояние между осями пригрузов:

$$L_{гр} = \frac{P_{гр} * 0,95}{q_{бал}} = \frac{4414 * 0,95}{1011,64} = 4,14$$

где 0,95 - коэффициент надежности по нагрузке  $n$  от веса обустройств трубопровода, принимаемый по таблице 15 СП 36.13330.2012.

Количество грузов на участке:

$$n = \frac{1}{L_{гр}} = \frac{187}{4,14} = 45,11 \text{ шт}$$

Принимаем количество грузов на участке  $n = 46$

Уточненное расстояние между осями пригрузов

$$L_{гр} = \frac{1}{n} = \frac{187}{46} = 4,06 \text{ м}$$

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		72



**5 Социальная ответственность.  
5.1. Производственная безопасность.**

**5.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве нефтепровода «ТС-ВСТО- Комсомольский НПЗ» через р. Березовый.**

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

Полевой этап

5.1.1.1 Неудовлетворительные климатические условия

Микроклимат 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.

Так как ремонт газопровода с заменой участка запланирован в летний период года, то возможны перегревания организма. Повышенная температура воздуха рабочей среды характерна также для выполнения сварочных работ.

Профилактика от перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени, введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты.

5.1.1.2. Повышенный уровень шума

Источниками шума в полевых условиях являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности объектов (при ведении сварочных работ источниками шума являются механизмы пневмоприводов, вентиляторы, источники питания), используемого транспорта. Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему.

					Строительство подводного перехода магистрального нефтепровода «нефтепровода-отвод трубопроводная система «Восточная Сибирь –Тихий океан – Комсомольский Нефтеперерабатывающий завод» через р. Березовый на участке 65км			
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата				
Разработал		Олефир А.П			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				ВКР	73	103
Консультант		Гуляев.М.В.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б21		
Утвердил		Бурков П.В.						

Таблица 5.1. Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

Применяемые мероприятия по снижению шума.

Средства коллективной защиты разрабатываются согласно [6]:

- Снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств): глушители звука;
  - звукоизолирующие ограждения;
  - звукоизолирующие кожухи,
  - акустические экраны.

Средства индивидуальной защиты:

- Ушные вкладыши;
- Противошумный шлем;
- Шумозащитный костюм;
- Наушники.

Вывод: при выполнении указанных мероприятий условия труда по шумовому фактору соответствуют допустимому (кл. 2), согласно [ ].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		74

5.1.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны на участке строительства подводного перехода через р.Березовый.

Виды освещения:

- Рабочее освещение,
- Аварийное освещение,
- Дежурное освещение

Системы освещения:

- Система общего равномерного освещения,
- Система общего локализованного освещения,
- Система комбинированного освещения (к общему освещению добавляется местное),
- Переносное освещение.

Освещенность рабочих поверхностей мест производства работ, расположенных вне зданий, на этажерках вне зданий и под навесом, должна приниматься по табл. 5.2.

Таблица 5.2

Разряд зрительной работы	Отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего	Минимальная освещенность в горизонтальной плоскости, лк
IX	Менее $0,05 \times 10^{-2}$	50
X	От $0,5 \times 10^{-2}$ до $1 \times 10^{-2}$	30
XI	Св. $1 \times 10^{-2}$ « $2 \times 10^{-2}$	20
XII	« $2 \times 10^{-2}$ « $5 \times 10^{-2}$	10
XIII	« $5 \times 10^{-2}$ « $10 \times 10^{-2}$	5
XIV	« $10 \times 10^{-2}$	2

**Примечание** - При опасности травматизма для работ XI-XIV разрядов освещенность следует принимать по смежному, более высокому разряду.

Источником повышенной радиации является излучение сварочной дуги. Интенсивность излучения сварочной дуги в оптическом диапазоне и его спектральный состав зависят от мощности дуги, применяемых сварочных материалов, защитных и плазмообразующих газов. При отсутствии защиты возможно поражение органов зрения (электроофтальмия, катаракта) и кожных покровов (эритемы, ожоги).

Меры защиты от повышенной яркости - необходимо глаза и лицо закрывать специальной маской или щитком со светофильтром.

Вывод: принятые меры защиты условий труда соответствуют допустимому (кл. 2)

#### 5.1.1.4 Повышенная напряжённость и тяжесть труда

Физическая нагрузка на верхние конечности возникают при ручном методе сварки, наплавки и резки металлов и зависит от массы и формы электрододержателей, горелок, резаков, гибкости и массы шлангов, проводов, длительности непрерывной работы. В результате перенапряжения могут возникать заболевания нервно-мышечного аппарата плечевого пояса.

Меры для снижения влияния физических нагрузок: необходимо соблюдение режима труда и отдыха, а также использование облегченного рабочего инструмента.

Вывод: при выполнении указанных мероприятий условия труда соответствуют допустимому (кл. 2).

#### 5.1.1.5. Повреждения в результате контакта с насекомыми

В лесной зоне, где имеются кровососущие насекомые в большом количестве (клещи, комары, мошки), работники должны быть оснащены соответствующими средствами защиты, а так же накомарниками.

В полевых условиях наиболее опасны укусы энцефалитного клеща. Поэтому нужно уделять особое внимание профилактике энцефалита.

Мероприятия, предотвращающие воздействия кровососущих насекомых. Основное профилактическое мероприятие – противоэнцефалитные прививки,

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		76

которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу. Также, при проведении ремонтов необходимо:

- иметь против-энцефалитную одежду;
- проводить осмотр одежды и тела 3-4 раза в день.
- каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты от клещей: репеллентами и акарицидами (для пропитки одежды и смазывания открытых участков тела).

При заболевании энцефалитом происходит поражение центральной нервной системы .

Требуется ежегодно разрабатывать и согласовывать механизмы по профилактике клещевого энцефалита и болезни (Лайма) с местными органами санитарной службы с учетом местных условий предстоящей работы в весенне-летний период, оповещать каждого потенциального работника подверженного угрозе заражения.

Вывод: при выполнении указанных мероприятий условия труда соответствуют допустимому (кл. 2) .

### **5.1.2 Анализ выявленных опасных факторов строительстве нефтепровода отвода «ТС-ВСТО- Комсомольский НПЗ» через р. Березовый**

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибель человека.

#### **5.1.2.1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

В полевых условиях при ремонте трубопровода возможность получения механических травм при работе машин и механизмов (экскаваторов, бульдозеров, автокранов, труборезных машин) высокая. Повреждения могут быть разной тяжести вплоть до летального исхода. Для предотвращения повреждений необходимо строго соблюдать технику безопасности.

Мероприятия по обеспечению охраны труда, техники безопасности при проведении подготовительных и основных работ.

1) До начала работ, оформить наряды – допуска на проведение газоопасных,

					Социальная ответственность	Лист
						77
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

огневых работ и работ повышенной опасности.

2) Провести внеочередной инструктаж всем членам бригады по безопасным методам и приемам ведения газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности, а также по правилам поведения во взрыва и пожароопасной обстановке и других опасных условиях и обстоятельствах с росписью в журнале инструктажей на рабочем месте и наряде-допуске. Ознакомить всех руководителей, специалистов, механизаторов и бригадиров с данным планом производства работ до начала работ, выборочно опросить персонал по усвоению требований безопасности отраженных в разделе;

3) До начала работ установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ;

4) После доставки и расстановки всё электрооборудование, жилые вагоны, электрические аппараты следует заземлить;

5) Проверить взрывозащитную изоляцию применяемого оборудования.

На весь период работ.

1. В зоне производства работ организовать места для приема пищи, отдыха и санитарно – гигиенические зоны. Жилой городок расположить на расстоянии не менее 100 м от места производства работ;

Перед началом работ в приемке переносным газоанализатором СГГ-20 проверить уровень загазованности воздушной среды согласно разделу. При этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно допустимой концентрации (ПДК) по санитарным нормам (для предельных алифатических углеводородов  $C_2-C_{10}$  (в пересчете на углерод) в воздухе рабочей зоны, которые составляют  $300 \text{ мг/м}^3$  – среднесменная,  $900 \text{ мг/м}^3$  – максимальная разовая (ПДК метана -  $7000 \text{ мг/м}^3$ ), при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно-допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДВК), [9];

					Социальная ответственность	Лист
						78
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

2. При сильном притоке грунтовых вод стенки ремонтного котлована должны крепиться металлическими или деревянными шпунтами, а при их отсутствии – деревянными сваями;

3. Всю гусеничную технику, используемую при производстве работ, оборудовать устройствами, предохраняющими от бокового скольжения;

4. Проверить наличие спецодежды, спец. обуви и СИЗ у исполнителей по видам работ (костюм х/б, костюм сварщика, противогаз шланговый, страховочный пояс, страховочная веревка, защитная каска и т.д.).

Вывод: при выполнении указанных мероприятий от опасных воздействий машин и механизмов условия труда соответствуют допустимому (кл. 2) .

#### 5.1.2.2. Ожоги при проведении сварочных работ

Сварку труб производят ручной электродуговой сваркой. Для ручной электродуговой сварки существует несколько опасных факторов воздействий на сварщика:

- поражение электрическим током при прикосновении человека к токовыводящим частям электрической цепи;
- ожоги от капель брызг металла и шлака при сварке;
- взрыва в результате проведения сварки вблизи легковоспламеняющихся и взрывоопасных веществ;
- травмы механического характера при подготовке трубопровода к сварке и в процессе сварки.

Для защиты от данного опасного фактора необходимо проверить наличие спецодежды, спец обуви и СИЗ у исполнителей по видам работ (костюм х/б, костюм сварщика, противогаз шланговый, страховочный пояс, страховочная веревка, защитная каска). Средства защиты рабочих должны соответствовать требованиям. Электросварщику следует работать на резиновом коврике, пользоваться диэлектрическими перчатками. Рабочие места должны быть снабжены индивидуальными аптечками и индивидуальными средствами пожаротушения.

					Социальная ответственность	Лист
						79
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

Для тушения электрооборудования должны быть применены углекислотные огнетушители .

#### 5.1.2.3 Поражение электрическим током.

Применяемое электрооборудование на участке строительства магистрального нефтепровода. Автономное электрогенерирующее оборудование, воздушные линии электропередач, распределительные щиты, приборы освещения, сварочное оборудование, провода электрические, электрооборудование.

Класс опасности - зона В-I Г располагается непосредственно в местах повышенного скопления горючих газов, рядом с установками, содержащими опасные вещества. Согласно ПУЭ.

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

Малое напряжение соответствует не более 50 В согласно.

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

- При прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпус ;
- При однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением в результате нарушения изоляции.

Мероприятия по снижению опасности поражения электрическим током:

Коллективная защита:

- Применение плакатов и знаков безопасности для предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током;
- Изоляция;
- Заземление;
- Зануление;
- Ограждение;

					Социальная ответственность	Лист
						80
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		



- Применение устройств УЗО.

## 2. Индивидуальная защита:

- Применение изолирующих защитных средств;

Организационные мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;

- аттестация оборудования;

- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

Вывод: в результате проведенных мероприятий по предупреждению поражения электрическим током человека, данная вероятность мала.

### 5.1.2.4. Взрывоопасность и пожароопасность.

При обеспечении пожарной безопасности следует руководствоваться ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации», РД-13.220.00-КТН-575-06 "Стандарт Правила пожарной безопасности на объектах МН ОАО "АК "Транснефть" и дочерних акционерных обществ" и Федеральным законом от 22 июля 2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Вопросы пожарной безопасности должны быть детально и в полном объеме проработаны в проекте производства работ.

Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа, а при изменении специфики работы проходить дополнительное обучение по предупреждению и тушению возможных пожаров в порядке установленном руководителем.

Вся передвижная техника должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления. На видных местах должны быть вывешены таблички с указанием порядка вызова пожарной охраны. Приказом должен быть установлен соответствующий противопожарный режим, в том числе:

- определены и обозначены места для курения;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		81

- определены места и допустимое количество одновременно находящихся в помещениях материалов;
- установлен порядок уборки горючих отходов, хранения промасленной спецодежды;
- определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и окончании рабочего дня;
- регламентированы: порядок проведения временных огневых и других пожароопасных работ, после окончания работы, действия работников при обнаружении пожара;
- определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, а также назначены ответственные за их проведение.

Руководитель работ должен совместно с работниками пожарной охраны определить места установки противопожарного оборудования и обеспечить необходимым противопожарным инвентарем. Горючие отходы, мусор и т.д. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить.

Объект строительства необходимо обеспечить прямой связью с ближайшим подразделением пожарной охраны. На рабочих местах должны быть вывешены предупредительные надписи: “Не курить”, “Огнеопасно”, “Взрывоопасно”.

АВЦ-40. Пожарный автомобиль должен быть установлен на расстоянии не ближе 30 м от места производства работ, проложены пожарные рукава, присоединены пожарные стволы или пеногенераторы, а также произведена проверка подачи огнетушащих веществ и их качества. Не более 3 м от края траншеи (котлована) должен быть выставлен (организован) пожарный пост. Водитель пожарного автомобиля должен находиться у места управления пожарным насосом и действовать по команде ответственного за производство работ.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		82

Комплектация мест проведения огневых и ремонтных работ пожарной техникой и первичными средствами пожаротушения в зависимости от вида и объемов работ должна производиться исполнителем работ.

Не далее 3 метров от зоны проведения огневых работ должен выставляться пожарный пост с первичными средствами пожаротушения: огнетушители ОП-10 или ОУ-10 -10 штук или один ОП-100, асбестовое полотно размером 2х2 - 2 шт., ведра, лопаты, топоры. На месте производства работ приказом по эксплуатирующей или подрядной организации, из числа работающих создать боевой расчет ДПД с распределением обязанностей согласно утвержденному таблице.

Производитель работ обязан проверить выполнение мер пожарной безопасности в пределах рабочей зоны. Приступать к ремонтным и огневым работам разрешается только после выполнения всех мероприятий, обеспечивающих пожарную безопасность предусмотренных в наряде-допуске. Проведение ремонтных и огневых работ по окончании светового дня, кроме аварийных ситуаций, не допускается.

Руководители ремонтных работ, выполняемых подрядными организациями, несут ответственность за соблюдение подчиненным персоналом действующих на объекте правил и требований пожарной безопасности и за возникновение пожаров, происшедших по их вине.

К местам открытого хранения строительных материалов, конструкций и оборудования обеспечить свободный подъезд. При производстве работ, связанных с устройством антикоррозионной защиты, не разрешается производить электросварочные и другие огневые работы. Все работы, связанные с применением открытого огня, должны проводиться до начала использования горючих и трудногорючих материалов. Не разрешается накапливать на участках работ горючие вещества (жирные масляные тряпки, и т.д.), их следует хранить в закрытых металлических контейнерах в безопасном месте. Противопожарное оборудование содержать в исправном, работоспособном состоянии. Проходы к щитам с противопожарным инвентарем должны быть всегда свободны и обозначены

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

соответствующими знаками. На рабочих местах, где применяются гидроизоляционные составы, краски не допускаются действия с использованием огня или вызывающие искрообразование. Эти рабочие места должны проветриваться. Электроустановки в таких зонах должны быть во взрывобезопасном исполнении.

Ответственность за обеспечение безопасности объектов магистрального нефтепровода и инженерных коммуникаций, при производстве в охранной зоне ремонтных работ несет руководитель эксплуатирующей организации.

### 5.2. Экологическая безопасность

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала реконструкции и потенциально достижимого при реконструкции:

- уровня загрязнения природной среды;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов.

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции магистрального газопровода в (таблице 5.2.1).

Таблица 5.2.1. - Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при прокладке магистрального газонефтепровода

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
	Засорение почвы производственными отходами	Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов образующихся в результате проведения работ. На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и

		<p>выше перечисленным инструкциям.</p> <p>Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошмой или асбестом.</p>
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором	<p>Соблюдение согласованных мест расположения и границ площадок, расположенных от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды;</p> <p>Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально отведенной площадке на металлических поддонах, с оборудованным герметичным бордюром, позволяющим предотвратить разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки. Обслуживание, ремонт, заправка техники осуществляется на специально оборудованных (с учетом экологических требований) площадках.</p> <p>В случае возникновения нештатной ситуации, связанной с проливом ГСМ, места проливов зачищаются немедленно с помощью песка. Образующийся отход должен храниться в отдельном контейнере.</p>
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования	<p>Поддержание всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществление постоянного контроля на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов и регулировка двигателей.</p>
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение.	<p>Для того чтобы обеспечить более высокий экологический уровень природопользования, позволяющий на порядок снизить ущерб животному миру, необходимо применение щадящих технологий при производстве работ и прогрессивных методов пользования ресурсами фауны, заключающихся в следующем:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-ограничить применение техники с большим удельным давлением на грунт, разрушающим почвенный покров, а также подземные ходы, норы, убежища животных.</li> </ul>

Для предотвращения эрозионных процессов при прокладке трубопровода следует стремиться к сохранению естественной сети местного стока, а в случае ее нарушения следует производить восстановление стока.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		85

При прокладке трубопроводов на склонах (если в этом есть необходимость) должно производиться закрепление откосов в соответствии с требованиями проекта.

При производстве работ в летний период следует применять строгие противопожарные мероприятия, в том числе не допускать при работе на сухих торфяниках применения открытого огня, не разводить костры и не сжигать порубочные остатки; разведение открытого огня допускается только в специально оборудованных местах в соответствии с правилами противопожарной безопасности.

Для восстановления нормального режима водотоков следует предусматривать:

- биологическую рекультивацию речных пойм, нарушенных строительством;
- планировку береговых откосов и берегоукрепление;
- расчистку русел реки от наносов, вызванных строительными работами.

Для восстановления нормального гидрологического режима территории и естественного стока поверхностных вод, а также для исключения подпора воды вдоль трассы трубопровода при необходимости в местах переходов трубопровода через естественные препятствия осуществляют строительство водопропускных сооружений.

После окончания строительно-монтажных работ с трассы трубопровода должны быть удалены остатки труб, строительных, горюче-смазочных материалов.

Обеспечение экологической безопасности является неотъемлемым условием деятельности системы трубопроводного транспорта газа. Основные принципы процесса транспортировки нефти осуществляются в соответствии с принятыми международными и национальными требованиями в области экологической безопасности:

- обеспечение охраны окружающей природной среды путем совершенствования управления природоохранной деятельности предприятий;
- рациональное использование природных ресурсов;
- предупреждение чрезвычайных ситуаций и эффективная ликвидация их последствий;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		86

•реализация контроля над выполнением экологических нормативов при осуществлении производственно-хозяйственной деятельности предприятий газопроводного транспорта;

•мониторинг отдельных компонентов окружающей природной среды в районах размещения объектов предприятия;

•контроль организационных работ по утилизации отходов производства и потребления, минимизация их объемов и снижение токсичности;

•расчет платежей за выбросы и сбросы загрязняющих веществ, размещение отходов и организация работ по их снижению.

Мероприятия по экологической безопасности включают в себя:

1) Засыпка рабочего приямка с последующей планировкой, созданием ровной поверхности после уплотнения грунта. (После окончания работ в течение всего дня);

2) Отвести место для твердых бытовых отходов, замазученного грунта (до начала работ);

3) Уборка бытового и строительного мусора, замазученный грунт вывести в накопитель отходов (после окончания работ. В течении 8 час);

4) Планировка строительной полосы, территории занятой площадками стоянки техники. (После окончания работ. В течении 8 час);

5) Произвести зачистку и рекультивацию прилегающей территории.

6) Отобрать пробы почвы до начала и после окончания работ. Провести анализ на содержание нефтепродуктов эколаборатории (до начала и после окончания работ);

7) Сдать землю землепользователю по акту приема передачи рекультивированных земель (в день окончания срока аренды земли).

### 5.3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Аварии на магистральных трубопроводах были, есть и видимо еще будут. Но есть очевидная истина – аварию легче предотвратить, чем ликвидировать ее последствия.

					Социальная ответственность	Лист
						87
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

Закон о промышленной безопасности требует, чтобы были разработаны планы ликвидации аварий на магистральных трубопроводах.

Мероприятия, состав аварийных средств, для ликвидации возможного аварийного разлива нефти на участке МН должны соответствовать существующему «Плану по ликвидации возможных аварий на линейной части магистральных нефтепродуктопроводов» и РД-13.020.40-КТН-195-13 "Табель оснащения нефте - и нефтепродуктопроводных предприятий ОАО «АК «Транснефть» техническими средствами для ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на подводных переходах магистральных нефте - и нефтепродуктопроводов". Согласно которого участок производства работ обеспечен следующим оборудованием для ликвидации возможных аварий с выходом нефти:

- Летние БЗ, м - 1000
- Зимние БЗ, м - 400
- Нефтесборщики суммарной производительностью, м3/ч - 100
- Сорбенты, кг - 1340
- Лодка, шт. - 3
- Емкости для временного хранения нефти, м3 - 1000
- Установка для сжигания отходов, шт. - 1
- Средства для установки БЗ, комплект - 3
- Средства для работы в ледовый период, комплект - 1
- Средства пожарной безопасности, комплект - 1
- Средства индивидуальной защиты, комплект - 20

В случае повреждения нефтепровода или при обнаружении выхода нефти при выполнении работ руководитель работ обязан:

- прекратить все работы в охранной зоне нефтепродуктопровода;
- заглушить все работающие механизмы в зоне аварии;
- вывести персонал из зоны аварии и организовать охрану зоны аварии для

предотвращения доступа посторонних лиц;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		88



- отвести технические средства на безопасное расстояние вне зоны аварии;
  - известить диспетчера РНУ об аварии;
  - оградить место аварии аварийными знаками, флажками;
  - до прибытия на место аварии руководителя аварийной бригады действовать согласно оперативной части «Плана по ликвидации возможных аварий на ЛЧ МН»;
- по прибытии на место аварии руководителя аварийной бригады выполнять его распоряжения согласно «Плану по ликвидации возможных аварий на ЛЧ

Суммарное распределение причин аварий на магистральных газопроводах по данным Ростехнадзора за 2005–2013 гг. таблица 3,1

МН». Таблица 5.3.1. Причины аварий на магистральных трубопроводах.

№ п/п	Причины возникновения аварий	Процент от общего числа
1	Внутренние и внешние коррозионные повреждения, расслоение металла трубы, трещины усталостного характера	48
2	некачественный монтаж при строительстве	22
3	Внешнее механическое воздействие	15
4	Конструктивные недостатки (брак в изделии)	8
5	Ошибочные действия обслуживающего персонала при эксплуатации	6
6	Износ оборудования	1
7	Воздействие стихийных явлений природного происхождения	1
8	Прочие причины	4

#### 5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

1. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»
2. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»
3. ГОСТ 12.1.004-91\* «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»
4. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
5. РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;
6. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».
7. ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»
8. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
9. Пот Р М-026-2003 «Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации газового хозяйства организаций».
10. Всн 006-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка».
11. «Инженерная защита», выпуск №11 (ноябрь - декабрь 2015)
12. ВСН 196-83 (Минтрансстрой) Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения основных цехов промышленных предприятий  
Минтрансстрой
13. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
14. Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ
15. «Правила устройства электроустановок» ПУЭ издание седьмое.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		90

## 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Сметная стоимость строительства нефтепровода складывается из прямых расходов – это затраты на содержание и эксплуатацию машин, амортизационные отчисления, затраты на материалы, расходы на заработную плату и социальные отчисления из ФОТ, накладных расходов и плановых накоплений. Норма накладных расходов составляет – 20% от прямых затрат. Процент плановых накоплений составляет 8% от суммы прямых и накладных расходов.

Продолжительность строительства исходя из календарного планового графика будет составлять 3 месяца (в т.ч. подготовительный период 1 месяц):

Таблица 6.1 Календарный план строительства

Вид работ	1 декада	2 декада	3 декада	4 декада	5 декада	6 декада	7 декада	8 декада	9 декада
Подготовительные работы									
Сварочно-монтажные									
I этап гидравлических испытаний									
Изоляционно-укладочные									
Земляные									
Рекультивация / Берегоукрепление									

					Строительство подводного перехода магистрального нефтепровода «нефтепровод-отвод трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан – Комсомольский Нефтеперерабатывающий завод» через р. Березовый на участке 65км			
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата				
Разработал		Олефир А.П.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				ВКР	91	103
консультант		Гльзина Т.С.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б21		
Утвердил		Бурков П.В.						

## 6.1 Расчет времени на проведение комплекса изоляционно-укладочных работ

Определим нормы времени на изоляционно-укладочные работы . Время на проведение мероприятия включает себя следующие этапы:изоляция стыков, футеровка трубопровода, балластировка, укладка трубопровода.

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е11», «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е22» «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е39», время на выполнение мероприятия представлено в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Время на выполнение мероприятия

Операция	Общее время, ч
Изоляция сварных стыков =0,5ч*16ст	8
Футеровка трубопроводов деревянными рейками1,87*100м*18ч	33,6
Установка балластных кольцевых грузов на берегу 1,65ч*46шт	75,9
Укладка трубопроводов в подводную траншею протаскиванием по дну	10ч
<b>Итого:</b>	<b>127,5</b>

Общее время на изоляционно-укладочные работы будет равно 127 ч.

Основываясь на директивных сроках строительства согласно календарного плана строительства подводного перехода через р.Березовый на МН «ТС ВСТО-Комсомольский НПЗ» проектом принята продолжительность строительства :

$T_n = 3$  мес.

·Рассчитаем затраты на содержание и эксплуатацию машин и механизмов

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 92
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

Таблица .6.3 Потребность в строительных машинах и механизмах

№№ п/п	Наименование	Марка	Кол-во, шт.	Полная стоимость 1 ед. руб	Норма амортизации ,%	Стоимость амортизации проекту. руб.
1	Бульдозер	Caterpillar D6	1	6 000000	10	600000
2	Экскаватор одноковшовый	Hitachi ZX330	1	5 850000	10	585000
3	Трубоукладчик	Komatsu D355 C3	4	5200000	10	2080000
4	Автомобиль бортовой до 15т	КАМАЗ 43118	1	2980000	10	298000
5	Кран автомобильный	КАМАЗ 43118-	1	7 950000	10	795000
6	Вахтовый автобус	УРАЛ 32551	2	6310000	10	1262000
7	Автомастерская	ПАРМ 4768	1	3124000	10	312400
8	Топливозаправщик	УРАЛ 5668	1	8240000	10	824
9	Внутренний центратор		1	550000	10%	55000
10	Передвижная сварочная установка	STT-350V	2	90000	10%	18000
11	Передвижная сварочная установка	M-300	4	75000	10%	35000
12	Передвижная электростанция	ДЭС-100	3	500000	10%	150000
13	Наполнительный агрегат	АН-2	1	320000	10%	32000
14	Опрессовочный агрегат	АО-181	1	300000	10%	30000
15	Машина для резки труб	MPT-530 12-20	1	12000	10%	1200
16	Шлифмашинка	Bosh	6	3900	10%	2340
	<b>Итого</b>					<b>7079940</b>
	<b>За 3 месяца</b>					<b>1769985</b>

Линейный способ начисления амортизации.

В соответствии с классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной Постановлением Правительства РФ от 01 января 2002 года № 1, объекты, указанные в таблице 6.3 относятся к третьей амортизационной группе со сроком использования свыше 5-ти лет до 10-ти лет включительно. Срок полезного использования установлен 5 лет.

Годовая норма амортизации принята 10% (100%/10 лет).

## **6.2 Затраты на заработную плату работникам**

Суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда.

Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др. Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		94

Таблица 6.4 Расчет заработной платы

94	Должность	Кол-во	Разряд	Зарботная плата за один месяц	Норма времени на проведение мероприятия, месяцы	Премия, %	Зарботная плата с учетом надбавок и РК (1,8%) руб.
	Монтажник	6	5	39400	3	10	794162,2
	Сварщик	6	6	42300	3	10	852615,7
	Стропальщик	4	5	34600	3	10	464941
	Машинист ДЭС	3	5	34600	3	10	348705,7
	Газорезчик	1	5	34600	3	10	116235,2
	Машинист КТУ	4	5	42300	3	10	568410,5
	Машинист Экскаватора	1	5	42300	3	10	142102,6
	Изолировщик	3	5	34600	3	10	348705,7
	МастерСМР	1		55000	3	15	193165,5
	Прораб	1		58000	3	15	203701,8
	Геодезист	1		55000	3	15	193165,5
	Дефектоскопист	3		42300	3	10	426307,9
	<b>ИТОГО</b>						<b>4 652 219</b>
	<b>Социальные отчисления, 30%</b>						<b>1 395 666</b>
	<b>Сумма общая</b>						<b>6 047 885</b>

### 6.3 Затраты на закупку материалов

Величина материальных затрат складывается из стоимости потребления сырья, материалов, покупных полуфабрикатов, топлива, воды и энергии всех видов, части транспортных, заготовительных и других расходов по их приобретению. При изготовлении продукции она непосредственно относится на издержки производства

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		95

того отчетного периода, в котором имел место расход материальных ценностей. В состав материальных затрат, как экономического элемента издержек, кроме сырья, основных и вспомогательных материалов, покупных полуфабрикатов, включаются расходы на топливо и энергию, запасные части и другие материалы для ремонта, на содержание и эксплуатацию основных средств, в том числе природоохранного назначения. По технологическим признакам к сырью относится продукция добывающих отраслей промышленности и сельского хозяйства, образующая материальную основу изделий. Стоимость собственного сырья включает затраты труда на его добычу или производство, а в некоторых случаях и переработку. Расходы на производство или добычу собственного сырья выделяются в управленческом учете как самостоятельное место затрат и центр ответственности. Основными материалами следует считать предметы труда (Таблица 6.5), которые прошли промышленную переработку и используются для изготовления продукции, вещественно входят в состав ее элементов либо являются необходимым компонентом при производстве

Таблица 6.5 Спецификация материалов.

Наименование	Количество	Цена за ед. с НДС	Итого, руб.
Труба 530x9, т	23,1	39500	912450
Манжета ТЕРМА-СТМП-530, шт	16	945,0	15120
Рейка деревянная 30x60, м <sup>3</sup>	9,5	8500	80750
Утяжелители кольцевые типа ЧБУ -530, комплект	46	20400	938400
<b>ИТОГО</b>			1 946 720
Транспортные расходы ( 5%)			97336
<b>всего</b>			<b>2 044 056</b>

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		96



#### 6.4 Общая стоимость затрат

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно – технического мероприятия (Таблица 6.6 ).

Таблица 6.6 Затраты на проведение организационно технического мероприятия

<b>Затраты</b>	<b>Сумма затрат, руб.</b>
Материальные затраты	2044056
Затраты на оплату труда	4652219
Социальные отчисления	1395666
Амортизационные отчисления	1769985
Прочие ( накладные) расходы ( 20% от прямых)	1972385
<b>Общая сумма расходов</b>	<b>11834311</b>

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе, была решена задача строительства подводного перехода магистрального нефтепровода нефтепровода-отвод «ТС ВСТО- Комсомольский НПЗ» пересекающего водную преграду (р. Березовый), стандартным траншейным методом прокладки под дном ручья, что является наиболее эффективным методом прокладки труб.

Был проведен расчет трубопровода на устойчивость от всплытия, для обеспечения устойчивого положения данного трубопровода в обводненной траншее

На сегодняшний день траншейный метод является наиболее распространенным методом, так как трубопровод защищен от воздействия внешних факторов, повышающих ее коррозию и уменьшается риск от несанционированных врезок в нефтепровод. А так же не требует огромных финансовых и трудовых затрат и больших календарных сроков строительства предусмотренных им мероприятий.

					Строительство подводного перехода магистрального нефтепровода «нефтепровода-отвод трубопроводная система «Восточная Сибирь –Тихий океан – Комсомольский Нефтеперерабатывающий завод» через р. Березовый на участке 65км			
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата				
Разработал	Олефир А.П				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.					ВКР	98	103
консультант	Гльзина Т.С.					Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б21		
Утвердил	Бурков П.В.							

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон от 21.07.1997 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
2. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
3. Федеральный закон РФ № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. (с изменениями на 14.03.2009 г.).
4. Федеральный закон РФ № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе» от 23.11.1995 г..
5. Федеральный закон РФ № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998г..
6. Федеральный закон РФ № 128-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности» от 08.08.2001 г..
7. СП 22.13330.2011 «Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83\*»
8. СП 36.13330.2012 "Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*"
9. СП 45.13330.2012 "Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87"
10. СП 48.13330.2011 «Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004»
11. СП 49.13330.2010 "Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования
12. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*»
13. СП 75.13330.2011. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 3.05.05-84
14. СП 76.13330.2016 "СНиП 3.05.06-85 Электротехнические устройства
15. СП 86.13330.2014 "Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80\*"
16. СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство.
17. ОР-91.010.30-КТН-133-07 Положение по разработке проектов организации строительства, объектных проектов организации строительства (в составе проектной организации) и проектов производства работ (в составе производственно-технологической документации) для строительства и капитального ремонта объектов магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть»

					Строительство подводного перехода магистрального нефтепровода «нефтепровода-отвод трубопроводная система «Восточная Сибирь –Тихий океан – Комсомольский Нефтеперерабатывающий завод» через р. Березовый на участке 65км			
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата				
Разработал		Олефир А.П			Список литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				ВКР	99	103
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б21		
Утвердил		Бурков П.В.						

18. ОР-91.010.10-КТН-125-07 Регламент разработки проектов производства работ на строительство, техническое перевооружение и реконструкцию объектов магистральных нефтепроводов.
19. ОР-91.010.30-КТН-143-07 Правила приемки в эксплуатацию объектов магистральных нефтепроводов, законченных строительством.
20. ВСН 31-81 Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов министерства нефтяной промышленности.
21. ВСН 004-88 Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация.
22. ВСН 008-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция.
23. ВСН 009-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты (с дополнением).
24. ВСН 010-88 Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы.
25. ВСН 012-88 Часть 1, 2. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ.
26. ВСН 014-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды.
27. СН 452-73 Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов.
28. Правила охраны магистральных трубопроводов.
29. Правила устройства электроустановок 6, 7-е издания. (2006 г.).
30. РД-11-02-2006 Требования к составу и порядку ведения исполнительной документации при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства и требований, предъявляемых к актам освидетельствования работ, конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения.
31. РД-11-06-2007 Методические рекомендации о порядке разработки проектов производства работ грузоподъемными машинами и технологических карт погрузочно-разгрузочных работ.
32. РД-91.020.00-КТН-149-06 Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС.
33. РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
34. РД-25.160.00-КТН-037-14 Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов".
35. РД-19.100.00-КТН-192-10 Правила технической диагностики нефтепроводов при приемке после строительства и в процессе эксплуатации.
36. РД-75.200.00-КТН-073-09 Переходы магистральных нефтепроводов через водные преграды. Общие технические требования к проектированию.
37. Правила охраны электрических сетей свыше 1000 В.

					Список литературы	Лист
						100
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

38. Правила охраны линий связи РФ.
39. ОР-75.200.00-КТН-402-09 Регламент технической эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов через водные преграды.
40. ОР-15.00-45.21.30-КТН-003-1-01 Регламент организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов.
41. ОР-16.01-60.30.00-КТН-012-1-04 Регламент по очистке и испытанию нефтепроводов на прочность и герметичность после завершения строительно-монтажных работ.
42. РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. (Утв. приказом Минэнерго России от 24.04.2002 г. №780)
43. РД-91.200.00-КТН-139-06 Инструкция по производству работ с использованием труб с заводским теплоизоляционным покрытием: погрузочно-разгрузочные работы, железнодорожные и автомобильные перевозки, складирование и хранение, укладка в траншею, монтаж на надземных опорах. Технические требования и оснащенность.
44. СанПиН 2.2.3.1384-03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ.
45. СП 12-135-2002 Безопасность труда в строительстве. Отраслевые типовые инструкции по охране труда.
46. СП 12-136-2002 Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ.
47. ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации.
48. Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001 г..
49. Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001 г. (с изменениями на 17.07.2009 г.).
50. Водный кодекс РФ № 74-ФЗ от 03.06.2006 г. (с изменениями на 23.07.2008 г.).
51. СНиП 23-01-99\* Строительная климатология.
52. СП 2.1.7.1386-03 Санитарные правила по определению класса опасности токсичных отходов производства и потребления .
53. ГОСТ 12.1.005-88\* ССБТ: Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
54. ГОСТ 17.4.3.02-85 Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.
55. ГОСТ 17.5.3.04-83\* Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель.
56. ГОСТ 17.5.3.05-84 Охрана природы. Рекультивация земель. Общие требования к землеванию.
57. ГОСТ 17.5.1.02-85 Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации.
58. ГОСТ 17.5.3.06-85 Охрана природы. Земли. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.

					Список литературы	Лист
						101
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

59. Закон РФ о плате за землю от 11.10.1991 г. №1739-1(с изменениями на 07 мая 2005 г.).
60. Руководство по проведению оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) при выборе площадки, разработке технико-экономических обоснований и проектов строительства (реконструкции, расширения и технического перевооружения) хозяйственных объектов и комплексов, 1992 г..
61. Методика расчета выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах, С.-Пб, 2000 г..
62. Методика расчета выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выделений), С.-Пб,1999 г..
63. Методика проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для баз дорожной техники (расчетным методом), М., 1998 г.;
64. Временная методика определения предотвращенного экологического ущерба, М.,
65. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, С.-Пб, 2005 г..
66. РД 39-142-00 Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования, г. Краснодар.- 2001 г..
67. Методическое пособие по расчету выбросов от неорганизованных источников в промышленности строительных материалов, г. Новороссийск, 1989 г..
68. Инструктивно-методические указания по взиманию платы за загрязнение окружающей природной среды. Утверждены Минприроды РФ 26 января 1993 г.;
69. Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух, С.-Пб, 2006 г.;
70. Методические рекомендации по оценке объемов образования отходов производства и потребления. М. 2003г..
71. РДС 82-202-96 Правила разработки и применения нормативов трудноустраняемых потерь и отходов материалов в строительстве.
72. Семенищенков А.А., Комов Н.В., Родин А.З., Спиридонов В.Ф., Чернявский В.Г., Предоставление земельных участков для строительства объектов нефтегазового комплекса, промышленности, транспорта, линий связи и электропередачи. Практическое пособие для разработки землеустроительной документации. - 3-е изд., переработ. и доп. – М.: Юни-пресс, 2003 г. - 650 с..
73. Методические рекомендации по определению размера вреда окружающей среде (животному миру). Томск, 2006 г..
74. Методические рекомендации по выполнению вероятностного анализа безопасности (ВАБ) объекта МН. Москва, 2007 г.. Список литературы

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		102

75. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. Казань, Новополюцк, 1997 г..
76. Дополнений к "Методическим указаниям по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", 1999 г.
77. СанПиН 2.1.4.1175-02 Гигиенические требования к качеству воды нецентрализованного водоснабжения. Санитарная охрана источников.;
78. СанПиН 2.1.4.1074-01 Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы.
79. ГОСТ 2761-84 Источники централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения. Гигиенические, технические требования и правила выбора.
80. СП 2.1.7.1386-03 Санитарные правила по определению класса опасности токсичных отходов производства и потребления.
81. Федеральный закон от 30.12.2008 N 309-ФЗ «О внесении изменений в статью 16 Федерального закона «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты РФ».
82. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03, Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов (с изменениями на 10 апреля 2008 года).
83. Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
84. РД 39-00147105-006-97 Инструкция по рекультивации земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов.
85. РД 52.04.186-89 Руководство по контролю загрязнения атмосферы.
86. РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
87. РД-07.00-74.20.55-КТН-001-1-05 Удельные нормативы образования отходов производства и потребления при строительстве и эксплуатации производственных объектов ОАО «АК «Транснефть».
88. ОР 06.00-74.20.55-КТН-001-1-01 Регламент о порядке организации эколого-аналитического контроля за состоянием окружающей среды на промышленных объектах ОАО «АК «Транснефть».
89. ВСН 011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытания.
90. РД-75.180.00-КТН-150-10 Регламент по вырезке и врезке «катушек» соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов.
91. РД 39-00147105-015-98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов.
92. РД-19.100.00-КТН-001-10 Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов.

					Список литературы	Лист
						103
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		