



Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Реконструкция магистрального нефтепровода  методом замены трубы на участке 

УДК 622.692.4.053-048

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т01	Чечнёв А.Ю.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В.К.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим А.А.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н., доцент		

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ 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>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
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)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
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)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
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)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
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-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	<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 профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

Рудаченко А.В.

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т01	Чечнёву Алексею Юрьевичу

Тема работы:

Реконструкция магистрального нефтепровода XXXXXXXXXX
 методом замены трубы на участке XXXXXX

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(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.).

Магистральный нефтепровод XXXXXXXXXX

Режим работы – непрерывный.

Рабочее давление 4,9 МПа.

Диаметр 1220 мм.

Транспортировка нефти плотностью 853,6 кгс/см².

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</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>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Краткая характеристика объекта производства работ; 2. Технологический процесс реконструкции МН методом замены трубы; 3. Технологический расчет магистрального нефтепровода 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение; 5. Социальная ответственность.
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Вазим Андрей Александрович, к.э.н., доцент</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Гуляев Милий Всеволодович, доцент</p>
<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В.К.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т01	Чечнёв А.Ю.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т01	Чечнёву Алексею Юрьевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Специалист	Направление/ Специальность	Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет затрат на реконструкцию магистрального нефтепровода [REDACTED] методом замены трубы
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка потребности в основных строительных машинах и механизмах	Расчет затрат на аренду строительной техники и механизмов подрядной организации
2. Оценка в потребности в горюче смазочных материалов при проведении строительно-монтажных работ	Расчет затрат на приобретение горюче смазочных материалов в период проведения работ
3. Оценка потребности в техническом газе при проведении строительно-монтажных работ	Расчет затрат на приобретение технического газа используемого при проведении строительно-монтажных работ
4. Оценка потребности в основных материалах необходимых при реконструкции магистрального нефтепровода	Расчет затрат на приобретение необходимого количества материала для прокладки магистрального нефтепровода
5. Оценка потребности строительства в кадрах	Расчет затрат связанных с выплатой заработной платы рабочему персоналу

Перечень графического материала:

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т01	Чечнёв Алексей Юрьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т01	Чечнёву Алексею Юрьевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Специалист	Направление/ Специальность	Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

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

В административном отношении участки производства работ находятся на территории ЗАТО "Северск" и на территории Томского района Томской области.

Начало участка на [] [] расположен в 2,2 км на северо-запад от северной окраины нас. п. [], [] на северо-запад от северной окраины г.Томск. Конец участка на [] МН XXXXX расположен в 8,2 км от восточной окраины нас. [], [] на северо-запад от северной окраины г.Томск.

Климат района резко континентальный. Характеризуется холодной продолжительной зимой (среднемесячная температура января -18,8 °С), с сильными ветрами, метелями, устойчивым снежным покровом и довольно жарким летом (среднемесячная температура июля +18,5 °С).

Продолжительность теплого и холодного периодов составляет по 6 месяцев. Объект предназначен для

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

1.1 Вредные факторы

- Климатические условия;
- Повышение уровня шума;
- Повышение уровня вибрации;
- Недостаточная освещенность рабочей зоны;
- Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
- Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.

1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды

1.2 Опасные факторы

- Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)
- Электробезопасность
- Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением
- Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте
- Электрический ток

2. Экологическая безопасность:	Реконструкция магистрального нефтепровода методом замены трубы сопровождается: - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - повреждением почвенно-растительного покрова; - изъятием земель; - уничтожением лесных массивов.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Чрезвычайные ситуации на реконструируемом участке магистрального нефтепровода могут возникнуть в результате нарушения техники безопасности при производстве строительно-монтажных работ
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	РД 102-76-87 «Организация и режим теплообогрева строителей миннефтегазстроя при выполнении работ на открытой местности»; СП 36.13330.2012 «Свод правил. Магистральные трубопроводы». СП 86.13330.2014. «Свод правил. Магистральные трубопроводы». ГОСТ 12.0.003-74* «Опасные и вредные факторы». ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность» ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности». СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»; ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность». ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность». ГОСТ 12.2.016.1-91 - 12.2.016.5-91 «Система стандартов безопасности труда .Оборудование компрессорное. Общие требования безопасности»
Перечень графического материала:	

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
3-2Т01	Чечнёв Алексей Юрьевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа представлена на 124 листах, содержит 10 таблиц, 1 приложение, 83 источника литературы.

Ключевые слова: реконструкция, земляные работы, сварочно-монтажные работы, контроль качества, изоляция трубопровода, гидравлические испытания, очистка трубопровода, балластировка, комплексные испытания.

Объектом исследования является: магистральный нефтепровод, подлежащий реконструкции методом замены трубы.

Цель работы – разработка технологического процесса, позволяющего произвести реконструкцию магистрального нефтепровода методом замены трубы в максимально короткие сроки без остановки действующего нефтепровода с соблюдением требований и норм при строительстве объектов магистральных нефтепроводов.

В процессе исследования проводился расчет толщины стенки вновь укладываемого нефтепровода, расчет прочности, расчет значений продольных осевых напряжений, расчет на устойчивость трубопровода против всплытия, с последующим расчетом балластировки. Подробно рассмотрены вопросы по технологии проведения строительства, включающие в себя работы подготовительного и основного периодов. Также рассмотрены мероприятия по ОТ и ПБ при производстве строительных работ и произведен экономический расчет сметной стоимости проекта.

Для выполнения аттестационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

					Реконструкция магистрального нефтепровода [REDACTED] [REDACTED] методом замены трубы на участке [REDACTED].			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Чечнёв А.Ю.			Реферат	Лит	Лист	Листов
Руквод.		Никulichиков В.К.					9	
Консульт.								
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						
						НИ ТПУ гр. 3-2Т01		

Abstract

Final qualifying work is presented on 124 pages, contains 10 tables, 1 appendix, 83 literature sources.

Keywords: reconstruction, earthwork, welding and assembly works, quality control, insulation pipe, hydraulic testing, pipeline cleaning, ballasting, complex tests.

The object of the research is: the main oil pipeline to be reconstructed by replacing the pipe.

The purpose of work - process design, allowing to reconstruct the main pipeline by replacing the tube as soon as possible without interrupting the existing pipeline with the requirements and standards in the construction of the main oil pipelines.

The study was carried out calculation of the wall thickness of the pipeline re-stacking, strength calculation, the calculation values of the longitudinal axial stresses, the calculation of the pipeline resistance ascent, followed by calculation of the ballasting. The questions on the technology of construction, including the preparatory work and the main periods. Also consider measures for health and safety in the production of construction and made economic calculation of the estimated cost of the project.

To perform certification work used a text editor Microsoft Word, presentation has been prepared using Microsoft Power Point.

					Реконструкция магистрального нефтепровода [REDACTED] [REDACTED] методом замены трубы на участке [REDACTED].			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Чечнёв А.Ю.			Abstract	Лит	Лист	Листов
Руквод.		Никulichиков В.К.					10	
Консульт.								
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						
						НИ ТПУ гр. 3-2Т01		

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Определения

Арматура – устройства, предназначенные для отключения, включения и регулирования потоков жидкости и газа в трубопроводе.

Балластировка трубопроводов – способ закрепления трубопроводов с помощью утяжеляющих грузов при прокладке их на заболоченных или обводненных грунтах.

Диагностика трубопроводов – получение информации о состоянии стенок трубы в целях обнаружения дефектов.

Задвижка – это запорное устройство, в котором проход перекрывается поступательным движением затвора перпендикулярно движению потока транспортируемой среды. Задвижки широко применяют для перекрытия потоков газообразных и жидких сред в трубопроводах с диаметрами условных проходов от 50 мм до 2000 мм при рабочих давлениях 0,4–20МПа и температуре среды до 450°С.

Нефтепровод – сооружение для транспортировки нефти, в состав которого входят трубопровод, насосные станции и хранилища. Различают нефтепроводы промысловые и магистральные.

Предельно допустимая концентрация (ПДК) – показатель безопасного уровня содержания загрязняющих веществ в окружающей среде.

Рекультивация – восстановление продуктивности и ценности нарушенных хозяйственной деятельностью земель, а также улучшение условий окружающей среды.

Сертификат – документ о качестве конкретных партий труб, деталей, сварочных материалов, удостоверяющий соответствие их качества требованиям технических условий.

					Реконструкция магистрального нефтепровода [REDACTED] [REDACTED] методом замены трубы на участке [REDACTED].			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Чечнёв А.Ю.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит	Лист	Листов
Руквод.		Никulichиков В.К.					11	
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2Т01		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Сокращения

XXXXXX ██████████;

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор;

ВЛ – высоковольтная линия;

ГАЗ – глубинный анодный заземлитель;

ГСМ – горюче смазочные материалы;

ДЭС – дизельная электростанция;

ЗВ – загрязняющие вещества;

ИГЭ – инженерно-геологические элементы;

ИТР – инженерно-технический работник;

КИП и А – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская станция;

ЛЧ – линейная часть;

МН – магистральный нефтепровод;

НК – неразрушающий контроль;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ПБ – пожарная безопасность;

ПКБУ – полимерно-контейнерный балластирующие устройства;

ПКУ – пункт контроля и управления;

ППР – проект производства работ;

РНУ – районное нефтепроводное управление;

СКЗ – станция катодной защиты;

СОД – средства очистки и диагностики;

ТБ – техника безопасности;

УЗА – узел запорной арматуры;

ЧБУ – чугунные балластирующие утяжелители;

ЩСУ – щит станции управления;

ЭХЗ – электрохимическая защита.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						12
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 9.602-2005 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;

ГОСТ 14782-86 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые»;

ГОСТ 7512-82 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод»;

ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;

ОР-19.000.00-КТН-194-10 «Порядок очистки, гидроиспытаний и внутритрубной диагностики нефтепроводов после завершения строительномонтажных работ»;

РД 39-00147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов»;

РД 91.020.00-КТН-234-10 «Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС»;

СП 36.13330.2011 «Магистральные трубопроводы»;

СП 45.13330.2012 «Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция "СНиП 3.02..01-87"»;

СП 48.13330.2011. «Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004»;

СП 49.13330.2010 «Безопасность труда в строительстве. Часть I. Общие требования»;

СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы» (СП 86.13330.2012))»;

СП 131.13330.2012 «Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменением № 2)».

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			13

Оглавление

Введение.....	15
1 Обзор литературы.....	17
2 Обзор и метод проектирования.....	18
2.1 Краткая характеристика объекта.....	18
2.2 Физико-географическая характеристика.....	21
2.3 Климатические условия.....	22
2.4 Свойства грунтов.....	25
2.5 Гидрологический режим водотоков.....	26
2.6 Основные технические решения.....	28
2.7 Технологические решения.....	29
2.8 Схема движения транспорта, места складирования материалов и оборудования.....	30
2.9 Подготовительный период.....	31
2.10 Основной период.....	33
2.10.1 Земляные работы.....	34
2.10.2 Вынос ВЛ-10 кВ.....	38
2.10.3 Сварочно-монтажные работы линейной части нефтепровода.....	41
2.10.4 Контроль качества сварных соединений нефтепровода.....	43
2.10.5 Изоляционно-укладочные работы на линейной части нефтепровода	44
2.10.6 Балластировка трубопровода.....	49
2.10.7 Очистка, профилометрия, гидравлические испытания и освобождение трубопровода от воды.....	50
2.10.8 Электрохимическая защита.....	53
2.10.9 Работы в зимний период.....	55
2.10.10 Подключение к существующему трубопроводу.....	58
2.10.11 Пуско-наладка и комплексные испытания.....	60
2.10.12 Приемка в эксплуатацию по окончанию строительства.....	61
3 Технологический расчет магистрального нефтепровода.....	63

						Реконструкция магистрального нефтепровода [REDACTED] [REDACTED] методом замены трубы на участке [REDACTED].					
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Чечнёв А.Ю.			Оглавление			Лит	Лист	Листов	
Руковод.		Никulichиков В.К.								14	
Консульт.											
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.									
								НИ ТПУ гр. 3-2Т01			

3.1	Определение толщины стенки нефтепровода.....	63
3.2	Определение переменных параметров - модуля Юнга и коэффициента Пуассона.....	64
3.3	Проверка трубопровода на прочность.....	67
3.4	Проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации....	68
3.5	Расчет на устойчивость трубопровода против всплытия.....	70
3.5.1	Расчет балластировки трубопровода одиночными кольцевыми чугунными утяжелителями и бетонными утяжелителями охватывающего типа.....	70
3.5.2	Расчет балластировки трубопровода полимерно-контейнерными балластирующими устройствами ПКБУ.....	73
4.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	81
4.1	Потребность в основных строительных машинах и механизмах.....	81
4.2	Потребность в ГСМ.....	85
4.3	Расчет потребности в газе.....	86
4.4	Расчет потребности в материалах.....	87
4.5	Обоснование потребности строительства в кадрах.....	88
5.	Социальная ответственность.....	93
5.1	Производственная безопасность.....	94
5.1.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	96
5.1.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	101
5.2	Экологическая безопасность.....	106
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	110
5.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	111
	Заключение.....	115
	Список использованных источников.....	116
	Приложение А.....	123

Введение

Нефтегазовая отрасль является лидирующей отраслью экономики Российской Федерации. Транспортировка нефти и нефтепродуктов по магистральным нефтепроводам на сегодняшний день является одним из самых дешевых и экономически выгодных способов доставки продукта до конечного потребителя. Сеть магистральных трубопроводов имеет большую протяженность, а наличие большого диаметра и высокого рабочего давления позволяет транспортировать нефтепродукты на удаленные расстояния за короткий промежуток времени.

Эксплуатация магистральных нефтепроводов связана с большими рисками аварий по причине большого срока эксплуатации трубопровода, что может привести к крупным экологическим катастрофам. В связи с высоким износом трубопровода (коррозия, нарушение изоляции, нарушение геометрии трубы) большая часть существующих магистральных нефтепроводов требует капитального ремонта и обслуживания,

В целях увеличения пропускной способности и увеличения бесперебойного срока службы магистрального нефтепровода проектом предусмотрена реконструкция участка нефтепровода методом замены трубы на трубу с большей толщиной стенки и более качественным изоляционным покрытием, что позволит увеличить рабочее давление и срок службы.

Цель выпускной квалификационной работы: разработка технологического процесса, позволяющего произвести реконструкцию магистрального нефтепровода методом замены трубы в максимально короткие сроки без остановки действующего нефтепровода с соблюдением требований и норм при строительстве объектов магистральных нефтепроводов.

					Реконструкция магистрального нефтепровода [REDACTED] [REDACTED] методом замены трубы на участке [REDACTED].			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Чечнёв А.Ю.			Введение	Лит	Лист	Листов
Руквод.		Никulichиков В.К.					16	
Консульт.								
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						
						НИ ТПУ гр. 3-2Т01		



Основные задачи исследования:

1. Дать характеристику объекта производства работ, физико-географическую характеристику, а также рассмотреть инженерно-геологические условия места производства работ.

2. Рассмотреть вопросы по технологии проведения строительства, включающие в себя работы подготовительного и основного периодов.

3. Произвести расчеты толщины стенки вновь укладываемого нефтепровода, расчеты прочности, расчеты значений продольных осевых напряжений, расчеты на устойчивость трубопровода против всплытия, с последующим расчетом балластировки.

4. Произвести расчет основных затрат на строительство участка магистрального нефтепровода и составить смету затрат.

5. Рассмотреть опасные и вредные факторы, оказывающие неблагоприятное воздействие на окружающую среду и людей, а также мероприятия, предотвращающие негативное влияние.

Личный вклад автора специалиста ВКР: проведение технологических и экономических расчетов, составление транспортной схемы для доставки на место производства работ трубной продукции и необходимых материалов.

1 Обзор литературы

При написании выпускной квалификационной работы были использованы строительные нормы и правила, государственные стандарты, своды правил, отраслевые регламенты, руководящие документы, общие технические требования, Федеральные Законы РФ, нормативно-законодательные акты и т.д.

Основными источниками при раскрытии вопросов связанных со строительными работами магистральных трубопроводов являются ведомственные строительные нормы [1], [3], государственные стандарты [19], [24], своды правил [70], [79], а также ряд руководящих документов [48], [54], [55], [56].

Источниками литературы при рассмотрении мероприятий по гидроиспытанию, очистке, калибровке и профилометрии проектируемого участка нефтепровода послужили отраслевые регламенты [27], [28], а также руководящий документ [52].

При ведении технологического расчета толщины стенки трубы вновь укладываемого нефтепровода и определении значений продольных осевых напряжений, условий прочности, а также проверке трубопровода на недопустимые пластические деформации и расчете на устойчивость трубопровода против всплытия, с последующим расчетом балластировки использовался свод правил [70], в котором последовательно описан порядок проведения расчета трубопроводов.

При рассмотрении методов защиты магистральных трубопроводов от почвенной коррозии в грунтах, обладающих коррозионной агрессивностью, в качестве основных источников были использованы свод правил [70], руководящий документ [60], а также государственный стандарт [25].

					Реконструкция магистрального нефтепровода [REDACTED] [REDACTED] методом замены трубы на участке [REDACTED].			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Чечнёв А.Ю.			Обзор литературы	Лит	Лист	Листов
Руквод.		Никulichиков В.К.					18	
Консульт.								
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						
						НИ ТПУ гр. 3-2Т01		

2 Объект и метод проектирования

2.1 Краткая характеристика объекта

Согласно [70] проектируемые участки нефтепровода соответствуют I-ой и II-ой категории.

Класс трубопровода по рабочему давлению -I.

Класс трубопровода по диаметру -I.

Реконструкция МН [REDACTED] DN1200 мм на участке [REDACTED] выполняется с целью расширения пропускной способности магистрального нефтепровода для обеспечения подачи нефти на НПЗ, подключенный на [REDACTED], в количестве до 1,0 млн. тонн в год.

Реконструкция МН «XXXXX» включает в себя замену участка трубопровода и реконструкцию узла подключения к НПС [REDACTED]

В состав основного оборудования узла пропуска СОД входят:

- технологические трубопроводы с соединительными деталями и запорной арматурой;
- система энергоснабжения;
- средства контроля и управления.

Проектируемый узел пропуска СОД расположен на территории НПС «[REDACTED]», имеющую периметральное охранное освещение, ограждение и технические средства охраны.

На узле пропуска СОД к установке приняты шибберные задвижки. Класс герметичности задвижек - "А". Электроприводы имеют климатическое исполнение, позволяющее размещение на открытом воздухе без защитных мероприятий. Вид климатического исполнения арматуры - ХЛ1. Арматура принята в несейсмостойком исполнении – СО.

					Реконструкция магистрального нефтепровода [REDACTED] [REDACTED] методом замены трубы на участке [REDACTED].			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Чечнёв А.Ю.			Объект и метод проектирования	Лит	Лист	Листов
Руквод.		Никulichиков В.К.					63	
Консульт.								
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						
						НИ ТПУ гр. 3-2Т01		

Замена трубы выполняется на участке МН [REDACTED], предназначенном для транспортировки нефти с НПС [REDACTED] на ЛПДС [REDACTED].

Существующая пропускная способность МН [REDACTED] составляет [REDACTED] млн. т/год.

Техническая характеристика вновь укладываемого участка МН [REDACTED]:

- диаметр трубопровода - 1220 мм;
- толщина стенки трубы - 14 мм;
- давление для расчета толщины стенки - 4,9 МПа;
- уровень качества труб - первый;
- класс прочности - K52;
- минимальная температура стенки нефтепровода при эксплуатации - 0°C;
- категория участка МН - I, II.

Трубы для защитного кожуха выбраны в соответствии с требованиями [70] диаметром 1420x15,2 мм класса прочности K52.

Разрешенное рабочее давление на выходе с НПС составляет 4,61 МПа.

Максимально допустимое рабочее давление (несущая способность металла труб для каждого диаметра и толщины стенки) заменяемого участка трубопровода категории I, II составляет для трубы D1220x 14 мм с классом прочности K52 - 5,32 МПа.

Антикоррозионная изоляция принята:

- труба для МН и изготовления отводов холодного гнущья - заводское трехслойное полиэтиленовое покрытие нормального исполнения толщиной не менее 3 мм (1-го типа);
- труба для кожуха - заводское изоляционное трехслойное полиэтиленовое покрытие специального исполнения (тип 4) толщиной не менее 3,5 мм;

					Объект и метод проектирования	Лист
						64
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

- отводы горячего изготовления - заводское трехслойное терморреактивное покрытие нормального исполнения толщиной не менее 2,0 мм (ПК-40);
- сварные стыки заменяемого участка нефтепровода - манжеты термоусаживающиеся нормального исполнения 1-го типа Пк-40 (толщиной не менее 2,4 мм);
- сварные стыки кожуха, укладываемого закрытым способом - манжеты термоусаживающиеся специального исполнения типа С (Пк-40) (толщиной не менее 3,0 мм).

Величина заглубления укладываемого участка определена в соответствии с требованиями [70]:

- на переходе через водотоки на русловом участке замены трубы МН нормативная глубина заложения трубопровода составляет не менее 1 м от прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки до верха балластирующей конструкции, но не менее 1,5 м;
- при пересечении трассой автомобильных дорог предусмотрена в соответствии с требованиями [70] прокладка нефтепровода в защитном кожухе на глубине не менее 1,4 м от верха дорожного покрытия до верха кожуха (трубопровода - при отсутствии кожуха) и на глубине не менее 0,4 м от низа водоотводной канавы до верха кожуха (трубопровода - при отсутствии кожуха);
- на остальных участках заглубление трубопровода принято не менее 1,0 м до верха трубы или верха балластирующей конструкции.

При пересечении проектируемой трассой автодорог без укладки кожухов проектом предусмотрено устройство постоянных переездов с укладкой двух дорожных железобетонных плит типа ПД АIV размерами 2×6×0,14 м.

Для предотвращения овализации трубопровода в месте устройства постоянного переезда выполнить трамбовку грунта в пазах траншеи слоями по 0,2 м трамбовочными машинами или средствами малой механизации с уплотнением до 0,85 от естественной плотности грунта.

					Объект и метод проектирования	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			65

Материал трубопровода, толщина стенки трубы и изоляционного покрытия соответствуют воспринимаемым нагрузкам и отвечают действующим нормативным документам и требованиям.

Соответствие подобранных труб воспринимаемым эксплуатационным нагрузкам и нагрузкам в процессе производства работ подтверждено расчетами на прочность и недопустимые значения деформаций трубопровода, выполненным в соответствии со [70].

Готовность трубопровода к восприятию эксплуатационных нагрузок проверяется гидравлическими испытаниями.

Все операции на каждой стадии производства работ должны проводиться под контролем (обязательным присутствием) представителей строительного контроля. Все оборудование и материалы, применяемые при реконструкции, должны иметь сертификаты соответствия и должны быть разрешены к применению Ростехнадзором.

Все оборудование и материалы, применяемые при строительстве проектируемого объекта, должны иметь сертификаты соответствия и должны быть разрешены к применению Ростехнадзором и иметь аккредитацию ОАО «АК «Транснефть».

2.2 Физико-географическая характеристика

В административном отношении участки производства работ находятся на территории ЗАТО "Северск" и на территории Томского района Томской области.

Начало участка на [REDACTED] МН [REDACTED] расположен в 2,2 км на северо-запад от северной окраины нас. [REDACTED], xxxxxx на северо-запад от северной окраины г.Томск. Конец участка на xxxxxx МН [REDACTED] расположен в 8,2 км от восточной окраины нас. [REDACTED], xxxxxx на северо-запад от северной окраины г.Томск.

Проезд к началу участка работ ([REDACTED] возможен от ж.д. станции «Томск-2» в северо-западном направлении по автодороге с асфальтовым покрытием на

					Объект и метод проектирования	Лист
						66
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

протяжении 59,3 км до НПС [REDACTED]». Проезд к концу участка возможен от нас. [REDACTED] на протяжении 7,0 км по грунтовой дороге и далее по вдольтрассовому проезду.

Ситуационный план расположения объекта с транспортной схемой представлен в Приложении А.

Технологический участок работ обслуживает НПС [REDACTED]».

Трасса пересекает на своем пути [REDACTED], надземные и подземные инженерные коммуникации.

По характеру растительности район работ относится к зоне смешанных лесов, которые представлены елью, березой, осиной, сосной высотой до 26 м.

Участок коридора занят, в основном, луговой и влаголюбивой растительностью.

Участки производства работ местами проходят по болоту.

Перепад высот на участке производства работ составляет 14 м. Максимальная отметка на участке составляет 89 м, минимальная 75 м.

2.3 Климатические условия

Климат района резко континентальный. Характеризуется холодной продолжительной зимой, с сильными ветрами, метелями, устойчивым снежным покровом и довольно жарким летом.

Переходные сезоны короткие, с резкими колебаниями температуры. Весна и начало лета засушливы.

Атмосферная циркуляция. Барьером на пути воздушных масс,двигающихся с запада, служит Уральский хребет, с востока - Восточно-Сибирская возвышенность. Как летом, так и зимой преобладают континентальные воздушные массы, что ведет к повышению температуры воздуха летом и понижению ее зимой.

Согласно [82] участок работ относится к I (В) климатическому району.

					Объект и метод проектирования	Лист
						67
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Ветровой режим. В течение всего года в данном районе преобладают ветры южного направления.

Средняя годовая скорость ветра составляет 2,1 м/с. Средние месячные скорости ветра изменяются в пределах 1,5-2,5 м/с. Наименьшие скорости ветра наблюдаются летом, наибольшие - зимой.

Участок производства работ расположен во втором ветровом районе, нормативное значение ветрового давления равно 0,3 кПа (30,0 кгс/м²).

Температура воздуха. Средняя годовая температура воздуха составляет минус 0,3 °С. Наиболее холодным месяцем в году является январь со среднемесячной температурой воздуха минус 18,8 °С. Средняя месячная температура июля, самого теплого месяца, составляет плюс 18,5 °С.

Продолжительность теплого и холодного периодов составляет по 6 месяцев.

Абсолютный минимум по данным наблюдений на метеостанции Томск составил минус 55 °С; абсолютный максимум плюс 35,1 °С.

Устойчивый переход среднесуточной температуры воздуха через 0 °С весной происходит в середине апреля, осенью - в конце октября. Первые заморозки отмечаются обычно во второй декаде сентября, последние - в третьей декаде мая. Средняя продолжительность безморозного периода составляет 115 дней.

Температура и глубина промерзания почвы. Средняя годовая температура поверхности почвы составляет плюс 0 °С. Абсолютный максимум температуры поверхности почвы составляет плюс 58 °С, абсолютный минимум - минус 53 °С.

За период 1989-2007 гг. средняя из максимальных глубина промерзания почвы составляет - 56 см, наибольшая - 78 см.

Средняя продолжительность периода промерзания составляет 199 дней.

Осадки. Средняя многолетняя сумма осадков составляет 548 мм. Распределение их в течение года неравномерное, основная масса осадков (69 %)

					Объект и метод проектирования	Лист
						68
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

выпадает в теплый период года, на холодный период приходится 31 % годовой суммы осадков.

Снежный покров. Снежный покров появляется во второй декаде октября. Устойчивый снежный покров образуется в третьей декаде октября, разрушается - во второй декаде апреля. Сход снежного покрова происходит в конце апреля. Средняя продолжительность периода со снежным покровом составляет 178 дней.

Средняя из наибольших за зиму высота снежного покрова за многолетний период составила 58 см, максимальная - 78 см, минимальная - 17 см.

Расчетное значение веса снегового покрова равно 2,4 кПа (240 кгс/м²).

Влажность воздуха. Среднее годовое значение относительной влажности в районе производства работ составляет 74 %. Наиболее высокие значения относительной влажности приурочены к ноябрю и составляют 81 %. В мае относительная влажность понижается до 60 %.

Атмосферные явления.

Туманы. За год среднее количество дней с туманами составляет 16, наибольшее - 29.

Метели. В среднем в году наблюдается 10 дней с метелями, максимальное их количество достигает 33.

Грозы. Среднегодовое количество дней с грозой составляет 22, наибольшее - 39. Средняя продолжительность гроз в году составляет 33,3 часа.

Гололед. Наблюденная максимальная толщина стенки гололеда составляет 50 мм. Максимальный вес гололедно-изморозевых отложений 232 г.

Нормативная толщина стенки гололеда на высоте 10 м над поверхностью земли повторяемостью 1 раз в 25 лет составляет 25 мм. Участок расположен во втором районе, нормативная толщина стенки гололеда составляет 5 мм.

					Объект и метод проектирования	Лист
						69
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

2.4 Свойства грунтов

Согласно [22] и [20], с учётом геологического строения в толще вскрытых отложений на глубину до 10,0 м выделены шесть инженерно-геологических элементов (ИГЭ) и два слоя:

Слой 1 (Q_{IV}) Почвенно-растительный, мощностью 0,1-0,3 м. Встречен повсеместно с поверхности вдоль исследуемой трассы нефтепровода, на площадке ПОС.

ИГЭ Ia (tQ_{IV}) Насыпные грунты представлены суглинками, перемешанными с почвой, отсыпанные сухим способом, слежавшиеся. Насыпными грунтами сложены валы поверх оси трассы нефтепровода.

ИГЭ 2 (bQ_{IV}) Торф бурый, среднеразложившийся, прослоями слаборазложившийся, высокозольный, прослоями нормальнозольный, насыщенный водой. Мощность торфа на болотах вдоль оси трассы нефтепровода составляет 0,5 - 2,5 м.

ИГЭ 4-3 (aQ_{III}) Суглинок бурый, легкий пылеватый, тугопластичный, прослоями полутвердый, с прослоями супеси пластичной и тонкими прослоями песка мелкого и средней крупности мощностью до 0,5 - 2,5 м.

ИГЭ 4-4 (aQ_{III}) Суглинок серовато-бурый, синевато-серый, тяжелый пылеватый, мягко-пластичный, с примесью органических веществ, с прослоями супеси пластичной и тонкими прослоями песка мелкого и средней крупности вскрытой мощностью до 0,8 - 5,0 м.

ИГЭ 5-2 (aQ_{III}) Супесь серая, синевато-серая, песчанистая, пластичная, с тонкими прослоями песка мелкого мощностью до 1,4 - 5,0 м.

ИГЭ 6-2 (aQ_{III}) Песок бурый, буровато-серый, мелкий, прослоями средней крупности и пылеватый, однородный, насыщенный водой, выше уровня грунтовых вод - средней степени водонасыщения, средней плотности, с тонкими прослоями суглинка. Встречен грунт вдоль трассы нефтепровода вскрытой мощностью до 0,5 - 7,0 м и на площадке ГАЗ вскрытой мощностью до 13,5 м.

					Объект и метод проектирования	Лист
						70
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

ИГЭ 6-3 (аQ_{III}) Песок бурый, серовато-бурый, средней крупности, прослоями пылеватым, неоднородный, насыщенный водой, выше уровня грунтовых вод - средней степени водонасыщения, средней плотности, с тонкими прослоями суглинка вскрытой мощностью до 1,0 - 4,7 м и на площадке ГАЗ мощностью до 5,4 м.

Коррозионная агрессивность по отношению к углеродистой и низколегированной стали для торфа ИГЭ 2 средняя, для суглинков тугопластичных ИГЭ 4-3 и суглинков мягкопластичных ИГЭ 4-4 низкая и средняя, для супесей пластичных ИГЭ 5-2, песков мелких ИГЭ 6-2 и песков средней крупности ИГЭ 6-3 - низкая.

Все грунты выделенных ИГЭ по отношению к свинцовой и алюминиевой оболочке кабеля обладают высокой коррозионной агрессивностью [7].

В грунтах, на глубине укладки нефтепровода, наличия восстановленных соединений серы не установлено, т. е. они не обладают биокоррозионной агрессивностью по отношению к стали [7].

Грунты незасоленные: слабоагрессивные по содержанию сульфатов к бетону, неагрессивные к железобетонным конструкциям [69].

2.5 Гидрологический режим водотоков

По характеру водного режима исследуемые водотоки относятся к рекам с ярко выраженным весенним половодьем, паводками в теплое время года и продолжительной, устойчивой зимней меженью. Рассматриваемые водотоки входят в лесостепной гидрологический район, подрайон - Предгорье.

Основным источником питания являются зимние осадки, которые формируют до 79 % годового стока. Доля дождевого стока невелика и составляет 4 %, на долю грунтового питания приходится около 17 % годового стока.

За весенне-летний период в рассматриваемом районе проходит 60-70 % годового стока воды. В осенний и зимний периоды на реках проходит соответственно 14 и 7 % годового стока.

					Объект и метод проектирования	Лист
						71
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Малые реки района с площадью водосбора до 250 км² имеют непохожее на районное распределение сезонного стока. Сток летне-осеннего периода составляет всего 6-7 %, зимнего - 0,2-1,2 %. За лимитирующий период приняты оба маловодных сезона лето-осень и зима, за лимитирующий сезон - зима.

Весеннее половодье начинается во второй половине апреля, заканчивается в третьей декаде мая. Средняя продолжительность половодья составляет около 40 дней. Объем стока за половодье составляет порядка 55 % от годового. Высшие уровни и наибольшие расходы воды весеннего половодья отмечаются, как правило, в третьей декаде апреля - начале мая и являются годовыми максимумами.

Летне-осенняя межень. В начале июня устанавливается летне-осенняя межень и длится до конца октября. Иногда первая половина межени прерывается дождевыми паводками, во время которых наблюдается повышение уровня воды. Продолжительность одномодалных паводков составляет в среднем до 10 дней. По величине наибольшего расхода воды дождевые паводки значительно меньше весенних половодий.

Вторая половина летне-осенней межени достаточно устойчива, в этот период происходит наступление низших уровней и наименьших расходов воды, которые чаще всего наблюдаются в августе. Водотоки в период летне-осенней межени не пересыхают.

Зимняя межень. Осенних подъемов уровня воды при замерзании реки обычно не происходит, летне-осенняя межень плавно переходит в зимнюю, довольно устойчивую и продолжительную. Переход к зимнему режиму наступает преимущественно в третьей декаде октября с появлением первых ледяных образований на реке, обычно это забереги. Забереги, увеличиваясь в размерах, соединяются и образуют сплошной ледяной покров.

На исследуемых водотоках осенний ледоход не наблюдается.

Средняя дата начала ледостава приходится на первую декаду ноября. Средняя продолжительность ледостава составляет 167-170 дней. Зимние низшие

					Объект и метод проектирования	Лист
						72
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

уровни преимущественно выше летних на 5-20 см, приходится в большинстве случаев на ноябрь.

Реки [] и [] в период зимней межени не перемерзают.

Ледовый режим. Интенсивное увеличение толщины льда происходит с момента установления устойчивого ледостава до первой декады января. С увеличением высоты снега на льду интенсивность его нарастания снижается. В конце зимы прирост льда прекращается, а перед вскрытием начинает уменьшаться. Наибольших значений толщина льда достигает обычно в первой половине марта.

После перехода средней суточной температуры воздуха через 0 °С начинается процесс весеннего разрушения льда. Под действием тепловых факторов толщина льда уменьшается на 30-50 % по сравнению с ее наибольшими значениями. Вскрытию рек предшествует подвижка льда в течение 1-3 дней. Разрушение ледяного покрова сопровождается весенним ледоходом продолжительностью от 2 до 13 дней. Затопы на реках лесостепной зоны весьма редкое явление и на участке обследования не наблюдаются. Полное очищение рек ото льда происходит в третьей декаде апреля.

Весенний ледоход на исследуемых участках отсутствует, лед тает на месте.

Термический режим. На реках лесостепной зоны в течение всего периода, свободного ото льда, наблюдается превышение температуры воды над температурой воздуха в среднем на 0,6-0,8 °С. Переход температуры воды через 0,2 °С весной происходит в конце третьей декады апреля (осенью - в конце октября - начале ноября).

2.6 Основные технические решения

Проектом предусматривается параллельная прокладка трубопровода в совмещенную траншею справа по ходу нефти с последующей стыковкой с существующим нефтепроводом в соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

					Объект и метод проектирования	Лист
						73
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

На основании согласованных технических решений принято:

- вынос существующей ВЛ-10кВ на нормируемое расстояние от проектируемой трассы нефтепровода (демонтаж и монтаж);
- переукладка кабеля связи на;
- прокладка трубопровода Ду1200 в совмещенной траншее;
- реконструкция узла пропуска СОД НПС «Хххххххх»;
- электрохимзащита трубопровода;
- катодная поляризация;
- отключение и опорожнение заменяемого участка трубопровода;
- подключение к существующему трубопроводу;
- демонтаж существующего трубопровода.

Временное электроснабжение УЗА на 708км на период строительства нефтепровода и отключения ВЛ предусматривается от передвижной ДЭС.

Для временного обеспечения работоспособности существующего узла пропуска СОД на период строительства нефтепровода предусматривается перенос ЩСУ-3 с блоком ПКУ.

2.7 Технологические решения

Проектом принята подземная прокладка проектируемого нефтепровода в совмещенной траншее.

Трубы для проектируемого участка трубопровода диаметром 1220 мм класса прочности К52 первого уровня качества приняты согласно требованиям [32]. Проектом принята толщина стенки 14 мм.

Антикоррозионная изоляция принята:

- труба для МН и изготовления отводов холодного гнущья - заводское трехслойное полиэтиленовое покрытие нормального исполнения толщиной не менее 3,0 мм (1-го типа) [34];
- отводы горячего изготовления - заводское трехслойное терморепаративное покрытие нормального исполнения толщиной не менее 2,0 мм (ПК-40) [35];

					Объект и метод проектирования	Лист
						74
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

– сварные стыки заменяемого участка нефтепровода - манжеты термоусаживающиеся нормального исполнения 1-го типа Пк-40 (толщиной не менее 2,4 мм) [33].

В проекте выполняется вынос участка вдольтрассовой ВЛ-10кВ на нормируемое расстояние от проектируемого нефтепровода.

ВЛ-10 кВ выполняется на опорах по типовой серии ЭЛ-ТП. 10-220.01.01 «Опоры стальные из гнутого профиля для воздушных линий электропередачи 10кВ с неизолированными проводами». Провод принимается неизолированный сталеалюминиевый марки АС-50/8.

Монтажные стрелы провеса принимаются для максимального расчетного тяжения провода 6,4 кН на основании типовой серии ЭЛ-ТП.10-220.01.01 «Опоры стальные из гнутого профиля для воздушных линий электропередачи 10кВ с неизолированными проводами».

Подвеска провода выполняется с помощью полимерных штыревых изоляторов для промежуточных опор, для концевых, анкерных и анкерно-угловых опор - подвесных полимерных изоляторов.

Наименьшие расстояния от проводов ВЛ до поверхности земли принимаются для ненаселенной местности [43, п. 2.5.201].

Работы основного периода по ремонту ВЛ-10 кВ включают выполнение комплекса земляных и строительно-монтажных работ.

Работы по ремонту вдольтрассовой ВЛ производить в соответствии с [51].

Перед выполнением работ мастер ВЛ и ЭХЗ подает заявки на отключение ремонтируемого участка вдольтрассовой ВЛ.

2.8 Схема движения транспорта, места складирования материалов и оборудования.

Доставку трубной продукции и оборудования для строительства планируется осуществлять железнодорожным транспортом. Разгрузка производится на железнодорожной станции «Томск- 2» г.Томск, Хххххххх АО

					Объект и метод проектирования	Лист
						75
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

«Транснефть – Центральная Сибирь» г.Томск. Далее строительные грузы от Хххххххх АО «Транснефть – Центральная Сибирь» доставляются по существующим автомобильным дорогам и вдольтрассовому проезду до участка производства работ. В связи с особенностями грунтов на участке производства работ проезд возможен только в период с декабря по апрель. Дальность возки труб от Хххххххх до места производства работ составляет 94 км, расстояние от железнодорожной станции «Томск- 2» до места производства работ 80 км (приложение А).

Проживание рабочих предусмотрено во временном городке строителей. При строительстве проектируемого объекта должны использоваться инертные строительные материалы (щебень, песок). Ввиду малого объема потребляемых материалов проект не рассматривает организацию карьеров и отвод земель под них.

Доставка щебня, песка и грунта предусмотрена с г.Томска автотранспортом на расстояние 94км.

2.9 Подготовительный период

Работы подготовительного периода включают в себя следующие виды работ:

- общая организационно-техническая подготовка к строительству;
- инженерная подготовка к строительству;
- подготовительные работы на объекте.

Общая организационно-техническая подготовка к строительству трубопровода должна выполняться заказчиком и строительной организацией и включать:

- оформление разрешительной документации на производство работ на территории действующего пожаровзрывоопасного предприятия в соответствии с указаниями [26];
- оформление разрешительной природоохранной документации (разрешения на выбросы ЗВ в атмосферный воздух, документы об утверждении

					Объект и метод проектирования	Лист
						76
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

нормативов образования отходов и лимитов на их размещение, договора водопользования и т.д.)

– заключение договоров с Подрядной организацией на утилизацию отходов, образующихся в процессе производства работ, водопотребление и водоотведение;

– подготовку и заключение с заказчиком генерального договора подряда;

– получение от заказчика утвержденной в производство работ проектной документации;

– оформление финансирования строительства;

– вынос трассы и площадок для строительства в натуру;

– оформление разрешений и допусков на производство работ;

– решение вопросов бытового обслуживания строителей;

– заключение договоров материально-технического обеспечения.

Инженерная подготовка к строительству ЛЧ траншейным методом выполняется в соответствии с [61].

Подготовительные работы на объекте, включающие трассовые и внетрассовые подготовительные работы, должны быть выполнены заблаговременно.

Внетрассовые подготовительные работы включают:

– аттестацию технологий работ;

– холодное гнутье труб, изготовление укрупненных конструкций трубных блоков и т.п.;

– устройство площадок складирования, или складов для приемки и хранения материалов и оборудования.

Трассовые подготовительные работы включают:

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

					Объект и метод проектирования	Лист
						77
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

- расчистку строительной полосы от снега, леса и кустарника, корчевку пней; снятие и складирование в специально отведенных местах плодородного слоя земли;
- планировку строительной полосы, срезка крутых продольных склонов;
- устройство временных дорог;
- подготовка площадок для производства сварочных, изоляционных и других работ;
- создание системы связи на период строительства;
- устройство защитных ограждений, обеспечивающих безопасность производства работ;
- осуществить мероприятия, обеспечивающие минимальное промерзание грунта в полосе траншеи под трубопровод (на пойменных участках);
- снять плодородный слой земли и переместить его в отвал для временного хранения;
- выполнить мероприятия по осушению строительной полосы и площадок;
- выполнить мероприятия по защите действующих трубопроводов и других коммуникаций при параллельной прокладке трубопровода в техническом коридоре;
- соорудить проезды через подземные трубопроводы и другие коммуникации;
- получить разрешение на разработку карьеров.

2.10 Основной период

В основной период производятся следующие виды работ:

- монтаж узла пропуска СОД;
- земляные работы (разработка траншеи, засыпка уложенного трубопровода);
- сварочно-монтажные работы, контроль качества сварных стыков;
- изоляционно-укладочные работы;

					Объект и метод проектирования	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			78

- балластировка трубопровода;
- очистка, испытание и диагностика нефтепровода;
- остановка перекачки, опорожнение заменяемого участка трубопровода;
- подключение проектируемого участка;
- строительство объектов электрохимической защиты;
- демонтаж временных сооружений, амбаров, техническая рекультивация, вывоз и утилизация отходов.

2.10.1 Земляные работы

Земляные работы выполнять механизированным способом в соответствии с требованиями [26], [5], [42], [41], [71], [79], [1].

К земляным работам разрешается приступать при наличии проектно-технологической документации.

До начала земляных работ во избежание повреждения коммуникаций ковшем экскаватора необходимо определить шурфованием вручную, магнитным искателем положение подземных коммуникаций, пересекаемых и проходящих в одном коридоре с проектируемым трубопроводом.

При работе экскаватора в зоне расположения подземных коммуникаций (трубопроводы, кабели) перед началом работ необходимо получить разрешение на право производства работ от организации, ответственной за эксплуатацию этих сооружений.

Рытье траншеи в местах пересечения нефтепровода с подземными коммуникациями допускается лишь при наличии письменного разрешения и в присутствии представителя организации, эксплуатирующей эти коммуникации. При пересечении трассы нефтепровода с действующими подземными коммуникациями разработка грунта механизированным способом разрешается на расстоянии не ближе 2 м от боковой стенки трубопровода и не менее 1 м над верхом коммуникации. Оставшийся грунт разрабатывается вручную без применения ударных инструментов, исключающих возможность повреждения этих коммуникаций.

					Объект и метод проектирования	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

Обозначаются границы разработки траншеи для выполнения укладки участка проектируемого нефтепровода. Устанавливаются предупредительные знаки в зоне производства работ.

Работы вести строго соблюдая правила производства работ в охранной зоне магистральных нефтепроводов, кабеля связи, ВЛ.

На обводненных и заболоченных участках глубина заложения трубопровода составляет не менее 1,0 м от естественных отметок с учетом балластирующей конструкции.

В соответствии с требованиями [79] ширина траншей для нефтепровода 1220 мм по дну должна быть не менее $1,5D$ - с учетом следующих дополнительных требований:

– при рытье траншей с откосами не круче $1 : 0,5$ ширину траншеи по дну допускается уменьшать до величины $D+500$ мм;

– при разработке грунта землеройными машинами ширина траншей должна приниматься равной ширине режущей кромки рабочего органа машины, принятой проектом организации строительства, но не менее, указанной выше;

– ширина траншей по дну на кривых участках из отводов принудительного гнутья должна быть равна двукратной величине по отношению к ширине на прямолинейных участках;

– ширина траншей по дну при балластировке трубопровода утяжеляющими грузами или закреплении анкерными устройствами должна быть равна не менее $2,2D$ при условии обеспечения расстояния между грузом и стенкой траншеи не менее 0,2 м.

Крутизна откосов траншей должна приниматься в соответствии со [71].

Разработка грунта производится одноковшовыми экскаваторами с гидравлическим приводом. Грунт, вынутый из траншеи, следует укладывать в отвал с одной стороны траншеи, на безопасном расстоянии от бровки (не ближе 0,5 м от бровки), оставляя другую сторону свободной для передвижения транспорта и производства монтажно-укладочных работ (рабочая полоса).

					Объект и метод проектирования	Лист
						80
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Разрешается укладывать отвал на рабочую полосу в стесненных условиях, с последующей его планировкой для прохода техники.

При появлении воды в траншее предусмотреть ее открытый водоотлив в пониженные участки рельефа насосными установками.

Рытье и засыпка траншеи на заболоченных участках производится экскаватором со еланей, на обводненных участках - экскаватором на уширенных гусеницах.

При сооружении трубопроводов диаметром 1220 мм должна проводиться нивелировка дна траншеи по всей длине трассы: на прямых участках через 50 м; на вертикальных кривых упругого изгиба через 10 м; на вертикальных кривых принудительного гнущья через 2 м. [79, п. 3.11]

Укладка трубопровода в траншею, не соответствующую проекту, запрещается.

До начала работ по засыпке траншеи должно быть:

- проверено проектное положение трубопровода и качество изоляционного покрытия;
- получено письменное разрешение от Заказчика на засыпку уложенного трубопровода.

При засыпке траншеи соблюдать следующие правила:

- при наличии горизонтальных кривых вначале засыпать криволинейный участок (начиная от середины его в обе стороны), а затем остальную часть участка;
- на участках с вертикальными кривыми засыпку производить с двух сторон понижения сверху вниз.

Засыпка нефтепровода выполняется бульдозером.

Важнейшими требованиями выполнения земляных работ являются:

- соблюдение допустимой крутизны откосов котлованов и траншей;
- соблюдение технологических разрывов по времени между разработкой траншеи, укладкой трубопровода и обратной засыпкой траншеи.

					Объект и метод проектирования	Лист
						81
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Разработку котлованов под опоры проектом предусмотрено разрабатывать бурильно-крановой машиной: для основных опор - вертикальным бурением, для подкосов — под углом 15° к вертикали.

Проектом предусмотрено устройство фундаментов для опор в нормальных условиях (в необводненных и маловлажных плотных грунтах и в грунтах со средней плотностью) - закрепление опоры осуществлять установкой в пробуренные скважины диаметром 450мм и 650мм с последующим засыпкой пазух песком средней крупности с послойным уплотнением.

Погружение свай в проектное положение сваебойным агрегатом.

Сдача земляных работ должна быть оформлена соответствующими актами.

При обнаружении на месте производства работ подземных коммуникаций и сооружений, не указанных в акте передачи строительной площадки, необходимо приостановить работу, принять меры по защите обнаруженных коммуникаций от повреждений, поставить в известность эксплуатирующую организацию и вызвать их представителя. Строительно-монтажные работы могут быть продолжены после получения официального разрешения от представителя эксплуатирующей организации.

В случае необходимости (наличия грунтовых вод, стесненные условия) выполнить крепление стенок траншей и котлованов инвентарными щитами.

Траншеи для прокладки технологических коммуникаций разрабатываются с помощью одноковшового экскаватора, в стесненных условиях и при пересечении коммуникаций разработка ведется вручную. Обратную засыпку траншей выполнять бульдозером и вручную после проведения предварительных испытаний трубопроводов на прочность и герметичность, полного выполнения изоляционных и строительно-монтажных работ.

Минимальная ширина траншеи по дну принимать не менее 1,5 наружного диаметра трубы.

При производстве земляных работ необходимо проводить контроль параметров в соответствии с [31], контролируемые параметры должны

					Объект и метод проектирования	Лист
						82
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

соответствовать требованиям [71]. Коэффициент уплотнения грунта при обратной засыпке должен соответствовать требованиям табл.8 [72].

2.10.2 Вынос ВЛ-10 кВ

Монтаж опор ВЛ

Монтаж конструкций следует осуществлять только после инструментальной проверки планового и высотного положения фундаментов и опорных поверхностей (и достижения бетоном 70% проектной прочности (15 кгс/см^2)- для монолитных железобетонных участках).

Монтировать ВЛ необходимо в соответствии со [70], [73] и типовыми технологическими картами.

Сборка опор ВЛ

Опоры к установке принимаются по типовой серии по типовой серии ЭЛ-ТП. 10-220.01.01 «Опоры стальные из гнутого профиля для воздушных линий электропередачи 10 кВ с неизолированными проводами».

Сборку металлических опор ВЛ включает следующие основные операции:

- выкладку стойки и подкоса на подкладки;
- закрепление траверс;
- наворачивание изоляторов;
- установку узла крепления откоса (для опор с подкосом);
- заземление траверс плашечными зажимами или сваркой;
- монтаж заземляющего спуска (для опор с разъединителем или разрядником);
- окраску металлических частей и резьбовых соединений.

Железобетонные стойки выкладывать на деревянные прокладки толщиной 150-180 мм бригадой такелажников при разгрузке их на трассе ВЛ. Выложенная стойка не должна мешать подходу землеройной машины и подъемного крана.

Установка опор ВЛ

Монтаж металлоконструкций производится в соответствии со [21].

					Объект и метод проектирования	Лист
						83
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Исходя из максимальной массы монтируемых элементов, учета габаритов возводимых сооружений, к монтажу конструкций принимается кран КС-45717.

В процессе монтажа должна быть обеспечена устойчивость смонтированных элементов.

Транспортировка стоек автокранами разрешается только в пределах строительной площадки.

Установку опор в готовый котлован или в металлическую трубу (забитую сваю) выполнять в следующей последовательности:

- автокран установить в положение для подъема опоры;
- немного выше центра тяжести (считая от основания опоры) закрепить строп;
- к вершине опоры и на расстоянии 3-3,5 м от основания опоры закрепить оттяжки длиной 15-20 м;
- стойку приподнять на 200-300 мм, убедиться в правильности и надежности строповки, поднять на 500 мм выше встречающихся на пути перемещения конструкций, изменением вылета стрелы и с помощью оттяжек подать стойку в готовый котлован или в полую металлическую трубу (сваю);
- пазухи котлована засыпать песком, с тщательным послойным уплотнением по 20-30 см (в процессе засыпки опору удерживать подъемным механизмом в вертикальном положении); в случае погружения опоры в полую металлическую трубу (сваю) межтрубное пространство заполнить бетоном с послойным уплотнением глубинным вибратором.

Установку подкосных опор осуществлять в следующей последовательности:

- проверить глубину котлованов (при разности отметок дна котлованов до 100 мм допускается подсыпка, при большей разности углубление дна котлованов доводят до одинакового уровня);
- выполняют и закрепляют стойку основной опоры;
- из того же рабочего положения крана установить с помощью оттяжек подкос;

					Объект и метод проектирования	Лист
						84
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

- подкос поднять до вертикального положения выше уровня земли на 500 - 600 мм и опустить с помощью оттяжек на дно наклонного котлована;
- верхней оттяжкой и движением стрелы крана предварительно фиксировать верх подкоса на стойке опоры;
- засыпать пазухи котлована песком с тщательным послойным, в случае погружения опоры в сваю - бетоном с послойным уплотнением;
- закрепить подкос к стойке.

На опорах ВЛ 10 кВ устанавливаются информационные знаки и плакаты в соответствии с требованиями [43, п.2.5.23] и в местах пересечения инженерных сооружений. Текст на знаках и плакатах необходимо согласовать с эксплуатирующей организацией.

На монтажной площадке из числа ИТР назначить ответственного за исправное состояние и безопасную работу грузоподъемных машин и приспособлений.

Монтаж приборов и оборудования электроснабжения

При подготовке к работам и монтажу проводов и тросов составляют карту развозки барабанов с проводом с учетом строительных длин провода, рельефа и метода монтажа.

При смене барабанов вручную отмотать 5-10 витков провода с каждого барабана новой партии и концы соединить с концами раскатанных проводов.

Сварка стыков должна выполняться электродами с качественным покрытием. Перед омоноличиванием стыков швы места сварки должны быть зачищены от окалины и шлака.

На пересечениях с автодорогами раскатанные провода следует предохранить, закрыв их щитами или поднять над дорогой на высоту обеспечивающую безопасность при движении транспорта.

Подъем проводов на опоры выполнять с помощью телескопических вышек или вручную. Подъем проводов осуществлять веревкой двумя электролинейщиками: один должен находиться на опоре (или в корзине), другой на земле.

					Объект и метод проектирования	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			85

Перед началом натяжки проводов все электролинейщики должны находиться в безопасной зоне (на расстоянии 40-50 м в сторону от оси трассы).

При натяжке проводов необходимо установить наблюдение:

- за подъемом проводов в пролетах и удалением с них зацепившихся предметов и грязи;
- за прохождением соединительных зажимов и ремонтных муфт через раскаточные ролики;
- за проезжими дорогами и другими препятствиями, над которыми производится натяжка проводов.

После натяжения проводов следует произвести их закрепление сначала на опорах анкерного типа, а затем на промежуточных опорах.

Монтаж приборов и оборудования электроснабжения выполнять в соответствии с рабочей документацией по монтажным чертежам и типовым технологическим процессам при соблюдении правил ПУЭ и СНиП 3.05.06-85.

2.10.3 Сварочно-монтажные работы линейной части нефтепровода

Сварочные работы должны выполняться под руководством аттестованных специалистов, по технологиям сварки согласно [46], [50], [47].

Сварочные работы выполнять согласно [55].

При выполнении сварочных работ обязательно проведение следующих мероприятий:

- назначение лиц, ответственных за подготовку нефтепровода к проведению сварочных работ (от Заказчика);
- назначение лиц, ответственных за подготовку и проведение сварочных работ (от Подрядчика);
- оформление наряда-допуска на ведение огневых работ;
- определение перечня противопожарных мероприятий;
- подготовка сварочных материалов, оборудования и инструментов;
- проверка состояния воздушной среды на месте проведения сварочных работ,

					Объект и метод проектирования	Лист
						86
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

- подготовка поверхности свариваемых деталей;
- сварочные работы;
- контроль качества сварки.

Сварщики должны быть аттестованы в соответствии с требованиями [47].

Результаты контроля сварочных работ оформить документально согласно [54].

Все поступившие на объект трубы, детали трубопроводов, сварочные материалы должны соответствовать сертификатам качества и паспортам. Электроды и сварочная проволока должны обеспечивать равнопрочность сварного соединения к основному металлу. Порядок применения сварочных материалов при изготовлении, монтаже, ремонте нефтепроводов производить с учетом аттестации согласно [49], [46].

До начала сварочных работ следует провести аттестацию выбранной технологии сварки, сварщиков, сварочных материалов и оборудования.

Технология сварки считается аттестованной, если у строительной организации имеется свидетельство об аттестации НАКС, и аттестация выполнялась с учетом требований [50] и [46].

К выполнению сварочных работ при строительстве магистральных нефтепроводов допускаются сварщики и специалисты, осуществляющие руководство работами, аттестованные в соответствии с требованиями действующих [38], [47] и [46], и имеющие на руках следующие действующие документы:

- аттестационное удостоверение сварщика или специалиста сварочного производства соответственно;
- удостоверение проверки знаний в области промышленной безопасности, охраны труда, пожарной безопасности;
- удостоверение по проверке знаний ПТБ электроустановок.

Допуск сварщиков выполняется на основании допускных испытаний в присутствии представителя службы строительного контроля Заказчика. По

					Объект и метод проектирования	Лист
						87
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

результатам испытаний на каждого сварщика оформляется Допускной лист. Допускные испытания проводятся в соответствии с требованиями [55].

До начала работ по сборке и сварке секций труб в нить на трассе необходимо выполнить следующие работы:

- развезти и уложить секции труб на лежки вдоль оси трубопровода на расстоянии 1,0 м от бровки траншеи под углом от 15 до 20* к проектной оси трубопровода;

- секцию очистить от грязи, камней и других предметов;

- зачистить до металлического блеска кромки и прилегающие к ним наружную и внутреннюю поверхности секций на ширину не менее 10-15 мм.

Плоскости торцовых поверхностей стыкуемых трубопроводов должны быть перпендикулярны осям этих трубопроводов и параллельны друг другу.

Неподвижность концов трубопровода обеспечивается фиксированием положения стрелы трубоукладчика и закреплением трубопроводов на опорах.

Перед выполнением сварочных работ производится размагничивание торцов катушек и ремонтируемых труб для нейтрализации эффекта «магнитного дутья».

При монтаже и сварке труб применяются инвентарные «лежки». Использование земляных и снежных призм недопустимо. Во время дождя, грозы и при скорости ветра более 10 м/с необходимо применять инвентарные укрытия.

Все сварные соединения трубопроводов после очистки их от шлака, брызг металла подвергаются визуальному контролю и обмеру. Сварочные работы производить при температуре наружного воздуха не ниже - 40 °С.

2.10.4 Контроль качества сварных соединений нефтепровода

Все монтажные сварные соединения на линейной части подвергаются неразрушающему контролю (НК). Методы и объемы неразрушающего контроля сварных соединений трубопроводов принимаются по таблице 1 [54].

					Объект и метод проектирования	Лист
						88
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Проектом предусматривается согласно требованиям [30] контроль сварных стыков силами подрядчика при постоянном присутствии представителя строительного контроля.

Проектом предусмотрен контроль сварных соединений: 100% визуальный и измерительный; 100% радиографический контроль; 100% ультразвуковой контроль. [54]

Результаты проверки сварных швов физическими методами должны оформляться в виде заключений на каждый стык. На гарантийные сварные стыки оформляются, кроме того акты. [54]

Контроль качества сварных швов физическими методами производить согласно нормативным документам:

- визуально-измерительный контроль ВИК [48];
- радиографический контроль РК [24], [78];
- ультразвуковой контроль [19].

К работам по НК допускаются лица, прошедшие курс обучения и успешно выдержавшие квалификационные испытания. Они должны быть аттестованы на I, II или III уровень квалификации по [39] в части одного или более методов НК и иметь действующие удостоверения.

2.10.5 Изоляционно-укладочные работы на линейной части нефтепровода

Изоляционные работы выполняются согласно требованиям [79], [2], [25], [33], [35].

Антикоррозионная изоляция проектируемого нефтепровода принята согласно [34]: заводское трехслойное полиэтиленовое покрытие толщиной не менее 3,0 мм (тип 1).

Изоляцию сварных соединений выполнить в соответствии с [33] термоусаживающимися манжетами Пк-40 типа 1, толщиной не менее 2,4 мм, шириной не менее 450 мм.

					Объект и метод проектирования	Лист
						89
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Работы выполняются с оформлением наряда-допуска на производство огневых работ и производство работ повышенной опасности.

Концы труб с заводской изоляцией на длине 120 ± 20 мм (или по требованию Заказчика на длине 140 ± 20 мм) свободны от изоляционного покрытия и на них нанесено защитное консервационное покрытие на период транспортировки и хранения изолированных труб.

Термоусаживающиеся манжеты устанавливаются на трубу по эпоксидному праймеру.

Технология изоляции наружных сварных стыков труб термоусаживающимися манжетами по слою эпоксидного праймера включает в себя следующие последовательно выполняемые технологические операции:

- предварительный подогрев и сушка зоны сварного стыка;
- очистку зоны сварного стыка;
- нагрев зоны сварного стыка труб;
- нанесение на зону сварного стыка эпоксидного праймера;
- формирование муфты из термоусаживающейся манжеты (с установкой замковой пластины);
- термоусадка муфты;
- прогрев покрытия на стыке.

В результате проведенных работ по изоляции стыков:

- термоусаживающаяся манжета должна плотно охватывать изолируемую поверхность металла и заводского покрытия трубы и иметь поверхность без пузырей, гофр и складок без следов прожега манжеты;
- через изоляцию должен проступать профиль сварного стыка трубы, нахлеста ленты;
- с обеих сторон от стыка, на заводском покрытии должен выступать адгезив (несколько миллиметров на всем диаметре трубы).

Термоусаживающаяся манжета должна наноситься на очищенную и нагретую до заданной температуры поверхность зоны сварного стыка

					Объект и метод проектирования	Лист
						90
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

трубопровода по согласованной нормативно-технической документации, разработанной с учетом рекомендаций Поставщиков изоляционных материалов.

Перед укладкой трубопровода в траншею проводится контроль сплошности покрытия с применением искрового дефектоскопа. Повреждения изоляционного покрытия трубопровода, допущенные в процессе укладки, устранить до засыпки.

Укладка изолированного трубопровода выполняется одним из двух способов:

- непрерывным способом, предусматривающим использование троллейных подвесок;
- циклическим способом, предусматривающим использование мягких монтажных полотенец.

Непрерывный способ предпочтительней применять при укладке плетей длиной не менее 150-300 м. При укладке более коротких плетей трубопровода целесообразно применять циклический способ.

Расчетное количество кранов-трубоукладчиков определяется расчетом, представленным в ППР согласно [1], с соблюдением требований п.11.3 [61], п.6 [56].

Укладку трубопровода в траншею выполнять с бровки. Подъем и укладку трубопровода осуществлять трубоукладчиками.

При укладке изолированного трубопровода должно быть обеспечено:

- проектное положение трубопровода;
- сохранность труб и изоляционного покрытия методом подсыпки и обсыпки трубопровода мягким минеральным (песчаным) грунтом;
- плотное прилегание трубопровода ко дну траншеи;
- минимальное расстояние между трубопроводом и стенкой траншеи не менее 100 мм.

К моменту укладки трубопровода дно траншеи должно быть выровнено в соответствии с проектом.

					Объект и метод проектирования	Лист
						91
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Укладка трубопровода в траншею, не соответствующую проекту, запрещается.

Подъем трубопровода следует осуществлять плавно, без рывков. Контроль величины усилий на крюках трубоукладчиков производится динамометрами или индикаторами усилия на крюке. Стрелы трубоукладчиков должны быть обрезинены.

Пересечения с водотоками

Пересекаемые трассой водотоки являются малыми водными преградами. Учитывая небольшую глубину и ширину водотоков, а также профиль трубопровода, обусловленный конфигурацией рельефа строительство трубопровода на пересечениях с водотоками рекомендуется выполнять в зимний период времени, при минимальных уровнях воды и промороженном верхнем слое грунтов. Укладку трубопровода через xxxxxxxx и xxxxxxxxxxxx выполнить протаскиванием.

Разработка траншеи осуществляется экскаватором. Крутизна откосов подводных траншей принята проектом в соответствии с требованиями [79], [61].

Длина укладываемого руслового участка определяется профилем траншеи и фактическим уровнем воды с учетом необходимости вывода концов дюкера на отметки выше уровня воды. При невозможности выведения концов плети трубопровода, укладываемой в подводную траншею, выше уровня воды, для выполнения захлестов при стыковке с прилегающими участками, должны выполняться противофильтрационные перемычки (из глины или других нефилтрующих материалов) и водоотлив. Места выполнения захлеста с прилегающими участками должны располагаться на прямолинейных участках трубопровода.

Сборка дюкера для протаскивания выполняется на заранее подготовленной монтажной площадке. Разгрузка труб для дюкера на монтажной площадке должна выполняться кранами- трубоукладчиками. До начала работ по сборке и

					Объект и метод проектирования	Лист
						92
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

сварке труб в нить необходимо развезти и уложить секции труб на лежки вдоль оси трубопровода на расстоянии 1,0 м от проектируемого створа протаскивания.

Укладку дюкера в траншею выполнять методом протаскивания по дну траншеи с помощью тяговой лебедки.

До начала выполнения работ по протаскиванию плети дюкера должны быть выполнены следующие работы:

- плеть должна быть полностью подготовлена к протаскиванию (сварена, заизолирована, зафутерована, забалластирована, испытана гидравлически);
- закончены работы по разработке траншеи, проверка готовности траншеи (проверка отметок дна траншеи);
- испытана тяговая лебедка и трос;
- подготовлены и проверены все приспособления и механизмы;
- налажена двусторонняя дублированная связь с пунктом управления.

Технологическая последовательность выполнения работ:

- установка и закрепление тяговой лебедки;
- приварка оголовка и прокладка тяговых тросов с закреплением их на оголовке;
- прокладка тягового троса через реку по дну траншеи и запасовка на тяговую лебедку;
- застроповка и подъем плети трубоукладчиками на 25-30 см над землей;
- протаскивание подготовленной плети;
- контроль положения уложенного в соответствии с проектом трубопровода;
- срезка оголовка с плети после укладки дюкера;
- демонтаж тяговой лебедки;
- монтаж береговых участков;
- выполнение захлестов.

					Объект и метод проектирования	Лист
						93
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Тяговая лебедка должна включаться в работу плавно без рывков по команде руководителя работ. Протаскивание следует осуществлять одновременной работой тяговой лебедки и кранов- трубоукладчиков.

Подготовительные и монтажные работы необходимо завершить к моменту окончания подводных земляных работ.

В процессе протаскивания трубопровода все рабочие посты (тяговая лебедка, пост у уреза воды) должны иметь двустороннюю: дублированную связь с пунктом управления. С пункта управления должен быть обеспечен визуальный обзор всей спусковой дорожки. Должны быть отработаны условные сигналы движения и остановки трубопровода, которые в зависимости от ширины водной преграды можно передавать с пункта управления по телефону с помощью портативных радиостанций и дублировать световыми сигналами.

2.10.6 Балластировка трубопровода

Для обеспечения устойчивости положения трубопроводов против всплытия на заболоченных и обводненных участках трассы проектом предусмотрено применение балластирующих устройств тканевыми балластирующими устройствами типа ПКБУ-1220. [36]

Для обеспечения устойчивости положения трубопроводов против всплытия проектом предусмотрено применение балластирующих устройств ЧБУ.

При строительстве трубопровода применены балластирующие устройства, удовлетворяющие следующим требованиям:

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

					Объект и метод проектирования	Лист
						94
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

При производстве и приемке работ по балластировке и закреплению трубопровода необходимо осуществлять входной, операционный и приемочный контроль.

2.10.7 Очистка, профилометрия, гидравлические испытания и освобождение трубопровода от воды

Последовательность проведения мероприятий по гидроиспытанию, очистке, калибровке и профилометрии проектируемого участка нефтепровода согласно [28]:

- 1) Проверка состояния изоляции трубопровода методом катодной поляризации на соответствие сопротивления проектным значениям;
- 2) Гидроиспытания трубопровода;
- 3) Монтаж временных КПП СОД для пропуска очистных устройств, профиломера, ВИП.

Конструктивные параметры временных КПП СОД должны соответствовать требованиям, указанным в приложении Д [28] и [37].

- 4) Очистка внутренней полости трубопровода
Очистку полости трубопроводов производят промывкой с пропуском поршней-разделителей в процессе заполнения водой.

- 5) Проведение профилометрии
- 6) Пропуск магнитного очистного скребка СКР-4-02/СКР-3
- 7) Проведение диагностики дефектоскопом ДКК
- 8) Устранение дефектов, выявленных при катодной поляризации и диагностике, и проведение повторной катодной поляризации

- 9) При наличии дефектов изоляционного покрытия по результатам повторной проверки принимается решение о пропуске ультразвуковых приборов WM, CD (ДКУ);

- 10) Пропуск по участку трубопровода ультразвукового прибора WM, CD (ДКУ);

					Объект и метод проектирования	Лист
						95
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

11) Освобождение нефтепровода от воды в два этапа.

Испытания нефтепровода проводятся только водой. Испытания воздухом не допускаются. Участок магистрального нефтепровода, подвергаемый гидравлическому испытанию на прочность и проверке на герметичность, ограничивается сферическими заглушками.

На период испытаний обеспечить бесперебойную связь, организовать посты наблюдения, установить охранную зону.

Согласно [27] размеры охранных зон:

– при очистке трубопровода промывкой устанавливается в обе стороны от оси трубопровода 25 м и в направлении вылета поршня-разделителя -100 м, угол 60°;

– при опорожнении трубопровода от воды воздухом с поршнями-разделителями устанавливается по 100 м в обе стороны от оси трубопровода и в направлении вылета поршня от торца - 1000 м, угол 60°;

– при испытаниях участка нефтепровода водой на прочность и герметичность по 100 м в обе стороны от оси трубопровода и в направлении отрыва заглушки от торца 1200 м, угол 60°.

Подрядчик заблаговременно направляет организациям, ведущим работы в районах испытываемого участка нефтепровода, уведомления, запрещающие выполнение всех видов работ в охранной зоне нефтепровода (земляных, строительно-монтажных, посевных, уборочных и т.п.), с указанием периода времени запрета работ. К уведомлениям прилагается ситуационный план с указанием зон, в которых запрещается присутствие людей, техники и выпас скота.

Работы по испытанию трубопровода Подрядчик выполняет после вывода персонала и основной строительной и ремонтной техники из охранной зоны.

Временные трубопроводы для подключения дополнительного, опрессовочных агрегатов и компрессоров должны быть предварительно

					Объект и метод проектирования	Лист
						96
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

подвергнуты гидравлическому испытанию на давление 1,25 Рисп. в точке закачки опрессовочной жидкости в течение 12 часов.

Обвязку оборудования подключения наполнительного, опрессовочных агрегатов и компрессоров для гидроиспытаний выполнить в соответствии [3].

Трубопровод подвергается гидравлическим испытаниям на прочность в течение 24 часов на Рзав., затем снижают давление до Рраб и проводится проверка на герметичность в течение времени, необходимого для осмотра нефтепровода, но не менее 12 часов.

Трубопровод считать выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление осталось неизменным, а при проверке на герметичность не обнаружены утечки.

Проектом предусматривается забор воды из xxxxxxxx по временному трубопроводу.

Для предотвращения испарения воды в амбаре, в связи с засушливым летом со средними температурами 25-30 градусов, предусмотреть укрытие амбаров пленкой.

Вода после проведение работ по очистке, пропуску калибра, дефектоскопии и испытаниям по временным трубопроводам сбрасывается в амбар.

Для забора воды применять водозаборное устройство, соответствующее требованиям, предъявляемым И-473-ГТП-171-12 «Типовые технические решения по применению водозаборного устройства для гидроиспытаний при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте объектов организаций системы «АК «Транснефть»». Место расположения водозаборного устройства выбирают в устойчивом, наименее загрязненном участке водоема выше населенных пунктов и участков сброса сточных вод. Глубинное положение водозабора выбирают из условия, что расстояние от уровня воды до верха водозабора должно быть не менее 0,2-0,3м. При недостаточной глубине устроить приямок (произвести дноуглобительные работы в месте водозабора) для

					Объект и метод проектирования	Лист
						97
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

размещения затопленного оголовка, с последующим демонтажем после окончания испытаний. Для осуществления забора необходимо применение заградительных рыбозащитных устройств, которые соответствуют рекомендациям [80], [82].

Вынутый из приямка грунт вывозить за пределы водоохранной зоны (ВОЗ), складировать в границах полосы отвода и использовать для обратной засыпки приямка после окончания гидравлических испытаний.

После отстаивания воды в амбаре, необходимо произвести отбор проб и анализ воды на содержание нефтепродуктов и взвешенных веществ в аккредитованной лаборатории. Если содержание нефтепродуктов не превышает ПДК (предельно-допустимая концентрация), то осуществляется сброс воды в ближайший водный объект с помощью рассекателя для предотвращения размыва грунта.

Образовавшиеся твердые отходы подлежат вывозу специальным автотранспортом в места захоронения, согласованные с природоохранными организациями по договору подряда.

По окончании работ, земляные амбары засыпать грунтом из обвалования с помощью бульдозера, выполнить рекультивацию.

2.10.8 Электрохимическая защита

Магистральный нефтепровод защищается от почвенной коррозии комплексно: изоляционным покрытием (пассивная защита) и средствами электрохимической защиты (активная защита) независимо от коррозионной агрессивности грунтов.

Выделенные грунты обладают низкой коррозионной агрессивностью по отношению к стали и удельное электрическое сопротивление грунта изменяется от 59,1 до 440 Ом·м.

Электрохимическая защита обеспечивает в течение всего срока эксплуатации непрерывную по времени катодную поляризацию трубопровода на всем его протяжении.

					Объект и метод проектирования	Лист
						98
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

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

Обеспечивается защитный поляризационный потенциал от -0,85 В до -1.15 В. [60]

2.10.9 Работы в зимний период

Работы в зимний период следует выполнять в соответствии с требованиями [79] и [1].

Для расчистки трассы от снега используются бульдозеры и грейдеры.

Перед началом земляных работ в зимнее время должен быть удален снег с полосы будущей траншеи. Во избежание заноса траншеи снегом и смерзания отвала грунта, при работе зимой, темп разработки траншеи должен соответствовать темпу укладочных работ. Технологический разрыв между землеройной и укладочной колонной должен быть не более 2-х суточной производительности землеройной колонны.

Способы разработки траншей в зимнее время назначают в зависимости от времени выполнения земляных работ, характеристики грунта и глубины его промерзания.

При глубине промерзания грунта до 0,4 м разработка траншеи должна производиться роторным или одноковшовым экскаватором, оборудованным ковшем - обратная лопата емкостью 0,65-1,5 м.

При глубине промерзания грунта более 0,4 м перед разработкой его одноковшовым экскаватором грунт необходимо рыхлить механическим и буровзрывным способом. При разработке мерзлого грунта с использованием тракторного рыхлителя работы по разработке траншеи могут осуществляться по следующей схеме: при глубине промерзания до 1,5 м рыхление грунта тракторным стоечным рыхлителем за несколько проходов, затем выбор разрыхленного грунта бульдозером вдоль траншеи; оставшийся грунт с

					Объект и метод проектирования	Лист
						100
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

глубиной промерзания менее 0,4 м должен разрабатываться одноковшовым экскаватором.

Находящийся в отвале мерзлый грунт перед засыпкой траншеи разрыхляют ножом бульдозера и размельчают гусеницами.

При засыпке трубопровода в зимнее время мерзлым грунтом поверх него должен устраиваться валик грунта с учетом последующей осадки его при оттаивании.

Основания под трубопроводы в мерзлых грунтах следует выравнивать слоем мягкого (песчаного) грунта толщиной не менее 10 см над выступающими частями основания.

При засыпке трубопровода грунтом, содержащим мерзлые комья размером более 50 мм в поперечнике, изоляционное покрытие следует предохранять от повреждений присыпкой мягким (песчаным) грунтом на толщину 20 см над верхней образующей трубы.

Сварочные работы могут выполняться в зимний период с проведением необходимых мероприятий, которые обеспечивают высокое качество сварочных работ при низких температурах, что обеспечивается устройством укрытий (типа палатки), защищающих сварщика и место проведения работ от ветра и низкой температуры. При температуре окружающего воздуха ниже минус 10 °С необходимо иметь вблизи рабочего места сварщика инвентарное помещение для обогрева, при температуре ниже минус 40 °С - оборудовать тепляк.

В зимнее время антикоррозионные работы следует проводить в отапливаемых помещениях или укрытиях. [77]

При использовании манжет для изоляции зоны сварных стыков трубопроводов необходимо соблюдать требования инструкции завода-изготовителя.

Не допускается производить изоляционные работы трубопроводов, аппаратов, конструкций, находящихся вне помещений во время атмосферных осадков.

					Объект и метод проектирования	Лист
						101
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Непосредственно перед нанесением защитных покрытий защищаемые поверхности должны быть просушены. Нанесение мастик на заиндедеввшие или обледеневвшие поверхности стыков не допускается.

Целесообразно изолированную трубу сразу укладывать в траншею и присыпать ее разрыхленным грунтом. Качество нанесения изоляционного покрытия должно отвечать требованиям [2].

Не допускается длительное пребывание изолированной трубы на бровке траншеи.

Работы по монтажу трубопроводов необходимо выполнять с осторожностью, учитывая снижение прочности изоляции и металла трубы.

При укладке в штабеля (складировании) трубы должны быть расположены в поперечном направлении к проезжей части склада, на торцах труб в зимнее время должны быть заглушки, исключая попадание снега.

Испытание нефтепровода при отрицательной температуре производится водой, имеющей естественную температуру водоема.

Гидравлические испытания при отрицательных температурах производятся в соответствии с [52] водой или незамерзающей жидкостью.

Гидравлическое испытание водой при отрицательной температуре воздуха допускается по специальному ППР на испытание.

При испытании водой в специальном ППР приводится:

- организация обязательного контроля температуры воды в трубопроводе во время испытаний;
- меры по поддержанию положительной температуры воды в трубопроводе (подогрев);
- мероприятия по предохранению надземных частей трубопровода, линейной арматуры и приборов от замораживания, по утеплению и укрытию узлов подключения наполнительных и опрессовочных агрегатов, камер запуска и приема СОД, сливных патрубков и обвязочных трубопроводов с арматурой;

					Объект и метод проектирования	Лист
						102
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

- мероприятия по защите от замерзания измерительных приборов и узлов присоединений их к трубопроводу;
- мероприятия по дополнительной обваловке уложенного и засыпанного трубопровода грунтом и (или) снегом;
- меры по экстренному опорожнению трубопровода при угрозе замерзания воды.

При проведении гидравлических испытаний при отрицательных температурах использовать пароспутники, греющий кабель, инвентарные укрытия, тепловые пушки.

2.10.10 Подключение к существующему трубопроводу

Для подключения проектируемого участка трубопровода к существующему необходимо:

- выполнить мероприятия по остановке перекачки, опорожнению существующего трубопровода, работы выполняются силами Заказчика в соответствии с требованиями [58];
- демонтировать участки существующего трубопровода, препятствующие стыковке;
- выполнить размагничивание стыкуемых труб перед сваркой;
- провести сварочно-монтажные работы по подключению проектируемого участка трубопровода к действующему;
- выполнить контроль качества гарантийных сварных соединений визуально- измерительным, радиографическим и ультразвуковым методами;
- нанести защитное антикоррозионное покрытие на трубопровод в местах подключения;
- выполнить контроль качества нанесения изоляции в соответствии с требованиями [25];
- засыпать трубопровод грунтом с планировкой и уплотнением.

Работы по подключению выполняют согласно требований [57].

					Объект и метод проектирования	Лист
						103
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

В зависимости от условий выполнения работ, сварка захлестанных стыков при ликвидации технологических разрывов может производиться по трем схемам в соответствии с [55] с изм. № 1,2.

– схема 1 - оба конца стыкуемых участков трубопровода (плетей) свободны (не засыпаны грунтом и имеют свободу перемещений в вертикальной и горизонтальной плоскостях);

– схема 2 - конец одного из стыкуемых участков трубопровода свободно перемещается в вертикальной и горизонтальной плоскостях, а другой защемлен (подходит к крановому узлу, засыпан и т.п.);

– схема 3 - оба конца соединяемых участков трубопровода засыпаны (защемлены), но оси, соединяемых участков находятся в пределах, соответствующих условиям сборки.

В соответствии с первыми двумя схемами соединение участков трубопровода производится сваркой одного кольцевого захлесточного стыка или вваркой катушки с выполнением двух кольцевых стыков. В соответствии с третьей схемой ликвидации технологических разрыва производят путем вварки катушки с выполнением двух кольцевых стыков (или трех стыков - для варианта составной катушки).

При выполнении захлесточного стыка путем установки катушки необходимо изготовить катушку из труб того же диаметра, той же толщины и марки стали, что и соединяемые участки трубопровода, и уложить ее на инвентарные монтажные опоры (лежки) рядом с траншеей.

Длина катушки должна быть не менее одного диаметра трубы.

Не допускается сварка разнотолщинных труб при монтаже захлестов.

При выполнении работ по сварке стыков захлестов минимальная температура предварительного подогрева должна составлять +100°С.

Предварительный подогрев стыков труб осуществляется с помощью установки индукционного нагрева или кольцевых пропановых горелок.

					Объект и метод проектирования	Лист
						104
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Сборку производить тремя трубоукладчиками с использованием наружного центратора преимущественно гидравлического типа.

В соответствии с таблицей 1 [54] с изм.1-4 контроль стыков (захлестов и катушек) подвергается неразрушающим радиографическим контролем в объеме 100% и 100%-ный ультразвуковым контролем.

После окончания работ по ликвидации технологических разрывов (сварке захлестов и катушек) необходимо приступить к изоляции стыков.

Перед началом работ по изоляции зоны сварных стыков должны быть выполнены следующие подготовительные работы:

- очищен котлован от посторонних предметов;
- получено разрешение на изоляцию зон сварных стыков от Заказчика;
- установлено соответствие изоляционных материалов техническим условиям;
- подготовлено необходимое оборудование и средства механизации работ, проверена их работоспособность и изучена инструкция по эксплуатации.

2.10.11 Пуско-наладка и комплексные испытания

Работы, связанные с комплексным опробованием технологических и вспомогательных систем, осуществляются согласно программе, разработанной Заказчиком в соответствии с [53]. Целью этих работ является обеспечение требуемой работоспособности отдельных систем в соответствии с указаниями проектной документации и подтверждение их готовности к приемке.

До начала комплексного опробования технологических систем должны быть задействованы автоматизированные системы противопожарной защиты.

Порядок, методы и режимы проведения индивидуальных испытаний и комплексного опробования выполнить в соответствии с [29].

Комплексное опробование объекта проводится по письменному разрешению Заказчика и утвержденной ОСТ программе и графикам проведения комплексного опробования оборудования объекта. По результатам проведенных

					Объект и метод проектирования	Лист
						105
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

работ оформляется акт комплексного опробования и акт об окончании ПНР по видам работ в установленном в ОАО «АК «Транснефть» порядке.

В ходе комплексного опробования производится проверка, регулировка и обеспечение совместной взаимосвязной работы оборудования, систем и коммуникаций в предусмотренном проектом технологическом процессе на холостом ходу с последующим переводом оборудования в работу под нагрузкой и выводом на устойчивый проектный технологический режим перекачки и хранения нефти в течение 72 часов.

2.10.12 Приемка в эксплуатацию по окончанию строительства

К приемке в эксплуатацию допускается оборудование в состоянии, самостоятельного использования по назначению, на котором выполнены в соответствии с требованиями проектной, нормативно-технической документации и приняты несущие, ограждающие конструкции и инженерные системы, обеспечивающие в совокупности прочность и устойчивость сооружения, защиту от атмосферных воздействий, температурный режим, безопасность пользователей, населения и окружающей среды.

Приемка в эксплуатацию законченных техническим перевооружением объектов проводится поэтапно рабочей комиссией согласно [29].

Рабочая комиссия осуществляет приемку систем и оборудования после завершения строительно-монтажных работ (в соответствии с рабочим проектом) и индивидуального испытания с оформлением Акта приемки законченного техническим перевооружением объекта по форме КС-11и документов [29, приложение А].

Приемочная комиссия осуществляет приемку законченного реконструкцией объекта с оформлением "Акта приемки законченного строительством объекта приемочной комиссией" по форме КС-14 в соответствии с [29, приложение Б.9].

Акт по форме КС-14 утверждается приказом генерального директора (или лицом, его заменяющим) в срок не позднее тридцати дней после подписания

					Объект и метод проектирования	Лист
						106
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

всеми членами приёмочной комиссии. С момента утверждения Заказчиком (ОСТ) акта по форме КС-14 полномочия приёмочной комиссии прекращаются.

После приемки в эксплуатацию вновь построенных МН, а также участков нефтепроводов, завершённых реконструкцией или КР, при условии их прокладки по новой трассе, Заказчик обеспечивает передачу в комитеты по земельным ресурсам и землеустройству местных органов исполнительной власти материалы фактического расположения (исполнительная съёмка) трубопровода и объектов МН для нанесения на кадастровые карты районов.

Эксплуатация объекта до завершения приемки запрещается.

					Объект и метод проектирования	Лист
						107
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Потребность в основных строительных машинах и механизмах

Потребность в основных строительных машинах и механизмах для производства строительных работ определена согласно организационно-технологической схеме производства работ, исходя из объемов работ, темпов строительства, производительности машин и механизмов. Потребность в основных строительных машинах, механизмах, транспортных средствах приведена в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1 — Общая потребность в основных строительных машина и механизмах

Наименование	Марка и тип машины	Краткая хар-ка	Кол. машин, шт.	Ст-ть аренды, руб./час	Кол-во часов	Итого
Подготовительный период						
Тягач	МА3-537	г.п-50т	1	1500	2080	3 120 000,00
Автомобиль самосвал	КамаЗ-55111	г.п -13 т	3	850	2080	5 304 000,00
Автомобиль бортовой	КамаЭ-43118	г.п-10 т	1	900	2080	1 872 000,00
Автокран	КС-45717	г.п-25 т	1	1200	2080	2 496 000,00
Плетьевоз	ПВ 95	г.п-12 т	2	1100	2080	4 576 000,00
Полуприцеп-тяжеловоз	ЧМЗАП-9990	г.п-60 т	1	1000	2080	2 080 000,00
Бульдозер	ДЗ-27(Б-170М)	125 кВт(170 л.с.)	1	1400	2080	2 912 000,00
Харвестер	John Deere 1270D (1470D)	Макс. диам. при валке 650 мм	1	1200	1040	1 248 000,00
Форвардер	John Deere 1010D	г/п 10 тн	1	1200	1040	1 248 000,00
Корчеватель	КМ-1 (ДП-25)	Макс, диаметр корчующих пней 60(50) см Производит.	1	1400	1120	1 568 000,00

					Реконструкция магистрального нефтепровода [REDACTED] [REDACTED] методом замены трубы на участке [REDACTED].			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Чечнёв А.Ю.				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит	Лист	Листов
Руковод.	Никulichиков В.К.						81	
Консульт.	Вазим А.А.					НИ ТПУ гр. 3-2Т01		
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.							

Наименование	Марка и тип машины	Краткая хар-ка	Кол. машин, шт.	Ст-ть аренды, руб./час	Кол-во часов	Итого
		20-40 пней/час				
Трактор трелевочный	ТТ-4	110 л.с.	1	1400	1040	1 456 000,00
Экскаватор одноковшовый	импортный	V=0,65-1,6 м ³	1	1800	2080	3 744 000,00
Основной период						
Автокран	КС-45717	г.п-25 т	1	1200	1616	1 939 200,00
Бурильно-крановая машина	БМ-302	глубина бурения - 3 м; г/п кранового оборудования - 1,25 т;	1	1300	1616	2 100 800,00
Лебедка на шасси	ГАЗ-63А		1	1100	1616	1 777 600,00
Вышка телескопическая	АГП-12Б	Высота подъема автовышки 12 м	2	800	1616	2 585 600,00
Опоровоз	Типа ПКС-1410	г.п14 т	1	800	1616	1 292 800,00
Сваебойный агрегат	СП-50	-	1	1100	1616	1 777 600,00
Пневмопробойник	166 М	-	1	50	1616	80 800,00
Экскаватор одноковшовый	импортный	V=0,65-1,6 м ³		1800	1616	2 908 800,00
Бульдозер	D-355А	301 кВт(410 л.с.)	1	1500	1616	2 424 000,00
Водоотливная установка	АВ-700	Производ. 700 м ³ /час	1	900	1616	1 454 400,00
Трубоукладчик	D-355С	г/п-92т	4	1800	1616	11 635 200,00
Подвеска троллейная	Для диаметра трубопровода 1220мм	Максимальная г.п. — 63т	4	20	1616	129 280,00
Сварочное оборудование	По согласованию с Заказчиком	комплект	1	60	1616	96 960,00
Установка для подогрева стыков			2	50	1616	161 600,00
Центратор внутренний гидравлический	В соответствии с реестром ТТ и ТУ ОАО	Диаметр центрируемых труб - 1220 мм.	1	55	1616	88 880,00

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						109
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Наименование	Марка и тип машины	Краткая хар-ка	Кол. машин, шт.	Ст-ть аренды, руб./час	Кол-во часов	Итого
	«АК «Транснефть»»					
Центратор наружный	ЦНЗ-1220	Диаметр центрируемых труб - 1220 мм	3	55	1616	266 640,00
Полотенце мягкое	Для диаметра трубопровода 1220мм	Максимальная г.п. - 60т	4	100	1616	646 400,00
Инвентарное укрытие места проведения работ	«Шатер», «Сфера»	Для труб Д=1220мм	1	10	1616	16 160,00
Полустационарная лаборатория по контролю качества сварных соединений	ЛКС-2	Диаметр контролируемых труб - 720-1420 мм	1	1100	1616	1 777 600,00
Передвижная лаборатория для контроля неповоротных стыков	АКП-145	Диаметр контролируемых труб 530-1420 мм	1	1200	1616	1 939 200,00
Установка "Кроулер"		Рабочее напряжение 160-300 кВ. Скорость движения 12 м/мин	1	150	1616	242 400,00
Рентгеновский аппарат постоянного действия	По согласованию с Заказчиком	Напряжение на аноде - 200 кВ. Потребляемая мощность - 400 ВА	1	200	1616	323 200,00
Прибор ультразвукового контроля	УД 2-12	диапазон толщин — от 1 до 999 мм. Потребляемая мощность не более 18 ВА	1	150	1616	242 400,00
Компрессор	ПКС-5	6 атм.	1	400	1616	646 400,00
Передвижная лаборатория для	ЛИП-1	Размещена в вагоне типа	1	1200	1616	1 939 200,00

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						110
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Наименование	Марка и тип машины	Краткая хар-ка	Кол. машин, шт.	Ст-ть аренды, руб./час	Кол-во часов	Итого
контроля изоляции		ВО-10				
Наполнительный агрегат	АН-501	Мощность 368 кВт (220 кВт)	2	1200	1616	3 878 400,00
Опрессовочный агрегат	АО-181	давление - 18,5-4 МПа. Производительность 13,3-89,3 м ³ /ч.	1	1200	1616	1 939 200,00
Компрессор	ГТКУ	P=10 кгс/см ² , Q=60000 нм ³ /час;	1	1100	1616	1 777 600,00
Водозаборное устройство с рыбозащитной сеткой			1	25	1616	40 400,00
Кабельный транспортер	898202 (К-4)	г.п. 4 т	4	30	1616	193 920,00
Электролаборатория на автомобильном ходу	ЭТЛ-10		1	1200	1616	1 939 200,00
Передвижная дизельная электростанция	ДЭС-60	60 кВт	1	145	1616	234 320,00
Автобус-вахта		20 посадочных мест	3	1400	1616	6 787 200,00
Автоцистерна		емк. 5м ³	1	1200	1616	1 939 200,00
Комплектные трансформаторные подстанции		Мощность 100кВт	2	30	1616	96 960,00
Итого						88 943 520,00

Примечание: предусмотренные перечнем марки машин не являются строго обязательными при производстве работ и могут быть заменены другими с аналогичными техническими характеристиками, исходя из наличия у Подрядчика.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						111
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

4.2 Потребность в ГСМ

Потребность в ГСМ определена в соответствии с [6].

Потребность в ГСМ при строительстве проектируемого объекта рассчитана на основании общей потребности в основных строительных машинах, механизмах и автотранспорте и приведена в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1 — Потребность в ГСМ

Расчетная потребность в ГСМ, т	
Дизтопливо	Масла для двигателей дизельных
198	42,3

Заправка автомобилей производится на существующей ближайшей АЗС в г. Томске, заправка строительной техники производится на специально оборудованной площадке заправки техники, расположенной на площадке стоянки техники.

Среднюю стоимость для дизельного топлива на время производства работ принимаем 34,16 руб./л., для моторного масла принимаем 332 руб./л.

$198000 \times 34,16 = 6\,763\,680$ руб. – затраты на приобретение необходимого количества дизельного топлива для транспортных средств.

$42300 \times 332 = 14\,043\,600$ руб. – затраты на приобретение необходимого количества моторного масла для транспортных средств.

Потребность в ГСМ для ДЭС-60.

На время демонтажа ВЛ и строительства нефтепровода выполнить электроснабжение УЗА и СКЗ на [REDACTED] и СКЗ на [REDACTED] МН [REDACTED] от передвижной ДЭС 60кВт.

Общая потребляемая мощность узла линейной задвижки и двух СКЗ – 13 кВт. На 1 кВт приходится расход дизельного топлива 0,25л/час.

Необходимое количество дней работы передвижной ДЭС 145 дней.

$$0,25 \times 13 = 3,25 \text{ л/час,}$$

$$3,25 \text{ л/час} \times 24 \text{ ч} = 78 \text{ л/сутки;}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						112
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

78 л/сутки×145сут =11310 литров.

Общая потребность в дизтопливе составит 11310 литров.

Общая потребность в масле составит 0,5% от расхода топлива - 57 л.

$11310 \times 34,16 = 386349,6$ руб.– затраты на приобретение необходимого количества дизельного топлива для ДЭС 60 кВт.

$57 \times 332 = 18\,924$ руб. – затраты на приобретение необходимого количества моторного масла для ДЭС 60 кВт.

$6\,763\,680 + 386\,349,6 = 7\,150\,029,6$ руб.– общая сумма затрат на приобретение необходимого количества дизельного топлива.

$14\,043\,600 + 18\,924 = 14\,062\,524$ руб. – общая сумма затрат на приобретение необходимого количества моторного масла.

$7\,150\,029,6 + 14\,062\,524 = 21\,212\,553,6$ руб. – общая сумма затрат на приобретение ГСМ.

4.3 Расчет потребности в газе

Расчет потребности в газе определен по нормам расхода в соответствии с Пособием к [40]; с [55], [59].

Норма расхода кислорода составляет:

-стальные конструкции $1,8 \text{ м}^3/\text{т}$;

-технологические трубопроводы $-3 \text{ м}^3/\text{т}$;

- технологическое оборудование - $2,2 \text{ м}^3/\text{т}$.

Общая потребность в кислороде составит $3629,4 \text{ м}^3$, общая потребность в пропан-бутане составит $337,62 \text{ м}^3$.

Среднюю стоимость для пропан-бутана принимаем $77,08$ руб./ м^3 , для кислорода $28,37$ руб./ м^3 .

$337,62 \times 77,08 = 26\,023,75$ руб.– затраты на приобретение необходимого количества пропан-бутана.

$3629,4 \times 28,37 = 102\,966,08$ руб. – затраты на приобретение необходимого количества кислорода.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						113
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

26 023,75 + 102 966,08 = 128 989,83 руб. – общая сумма затрат на приобретение технических газов.

4.4 Расчет потребности в материалах

Стоимость 1 погонного метра трубы составляет 26 211,12 руб. Затраты на прокладку трубопровода общей протяженностью 8160,66 м составят:

$$8160,66 \times 26\,211,12 = \mathbf{213\,900\,071\,руб.}$$

Стоимость комплекта манжеты термоусаживающейся для защиты сварных стыков составляет 2 840,4 руб.

Рассчитаем количество стыков для трубопровода протяженностью 8160,66 м:

$$8160,66 : 11,8 = 691,6, \text{ для расчета примем } 692,$$

где 11,8 – длина одной трубы, м.

Затраты на приобретение необходимого количества манжет составят:

$$692 \times 2840,4 = \mathbf{1\,965\,556,8\,руб.}$$

Стоимость 1 кг электродов составляет 78 рублей. Согласно ВСН 181-85 норма расхода электродов на сварку стыка трубы $d=1220$ составляет 9,64 кг.

$692 \times 9,64 = 6670,88$ кг – необходимое количество электродов для сварки всех стыков.

$6670,88 \times 78 = \mathbf{520\,328,64\,руб.}$ – затраты на приобретение необходимого количества электродов.

Стоимость одного комплекта чугунного утяжелителя ЧБУ составляет 79 700 рублей. Согласно расчетным данным (Раздел 3) для балластировки трубопровода ЧБУ потребуется 245 кт.

Затраты на приобретение необходимого количества ЧБУ составят:

$$245 \times 79\,700 = \mathbf{19\,526\,500\,руб.}$$

Стоимость одного комплекта полимерно-контейнерного балластирующего устройства ПКБУ составляет 4 700 рублей. Согласно расчетным данным (Раздел 3) для балластировки трубопровода ПКБУ потребуется 185 кт.

Затраты на приобретение необходимого количества ПКБУ составят:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						114
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

185×4 770 = **882 450 руб.**

Затраты на материалы приведены в таблице 4.4.1.

Таблица 4.4.1 - Затраты на материалы

Материалы	Кол-во	Ст-ть ед.	Сумма руб.
Труба стальная прямошовная электросварная 1220×14 17Г1С	8160,66	26211,12	213 900 071
Манжеты термоусаживающиеся нормального исполнения 1-го типа Пк-40 (толщиной не менее 2,4 мм)	692	2 840,4	1 965 556,8
Электроды УОНИ 13/45 ф 4,0 мм (тип Э42А, пост.ток, основной)	6670,88	78	520 328,64
Чугунный утяжелитель ЧБУ	245	79 700	19 526 500
Полимерно- контейнерное балластирующее устройство ПКБУ	185	4 770	882 450
Итого			236 794 906,44

4.5 Обоснование потребности строительства в кадрах

Численность работающих определена в целом по объекту.

Строительство данного объекта намечено вести традиционным методом с использованием командирования (70%) рабочих.

Длительность смены не должна превышать 8 часов, продолжительность рабочей недели - не более 40 часов. В течение рабочей смены предусматриваются перерывы на отдых и приём пищи. Продолжительность ежедневного междуменного отдыха должна составлять не менее 12 часов. В проекте принят двухсменный рабочий день. Продолжительность двухсменного рабочего дня 16 часов

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						115
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Среднесписочная потребность в работающих определена исходя из объемов проведения строительного-монтажных работ.

Численность рабочих представлена в таблице 4.5.1 Расчет выполнен на весь период строительного-монтажных работ, включая подготовительный период, периоды демонтажа и монтажа.

Таблица 4.5.1 - Расчет численности рабочих

Количество работающих, чел в том числе				
Всего	Работники рабочих профессий(Р) 80,2%	Инженерно-технические работники 13,2%	Служащие 4,5%	Младший обслуживающий персонал МОП и охрана 2,1%
50	40	7	2	1

Распределение рабочих по категориям и специальностям представлена в таблице 4.5.2. Распределение представлено на весь период СМР, включая подготовительный период, периоды демонтажа и монтажа.

Таблица 4.5.2 - Распределение рабочих по категориям и специальностям

Наименование и состав бригад по профессиям с указанием группы производственных процессов	Разряд	Кол.чел. в одной бригаде	Кол.час.	Ст-ты час.	З/п руб.	Отчисл. соц. страх руб.	Сумма руб.
Подготовительный период							
Машинист автокрана (2г)	5	1	1040	197,69	205 597,60	62 090,48	267 688,08
Стропальщик (2г)	3	2	1040	146,92	305 593,60	92 289,27	397 882,87
Водитель автомобиля (2г)	-	8	1040	229,32	1 907 942,40	576 198,60	2 484 141,00
Машинист бульдозера (2г)	6	1	1040	229,32	238 492,80	72 024,83	310 517,63
Машинист экскаватора (2г)	5	1	1040	197,69	205 597,60	62 090,48	267 688,08
Машинист харвестера	6	1	520	229,32	119 246,40	36 012,41	155 258,81
Машинист форвадера	5	1	520	197,69	102 798,80	31 045,24	133 844,04
Машинист трактора	6	1	520	229,32	119 246,40	36 012,41	155 258,81
Тракторист корчевателя	6	1	560	229,32	128 419,20	38 782,60	167 201,80
Вальщик леса	6	2	520	229,32	238 492,80	72 024,83	310 517,63
Раскряжевщик	4	1	600	170,43	102 258,00	30 881,92	133 139,92
Подсобный рабочий	2	2	1040	126,65	263 432,00	79 556,46	342 988,46
Лесоруб	4	2	520	170,43	177 247,20	53 528,65	230 775,85
Плотник	3	2	1040	146,92	305 593,60	92 289,27	397 882,87

Наименование и состав бригад по профессиям с указанием группы производственных процессов	Разряд	Кол.чел. в одной бригаде	Кол.час.	Ст-ты час.	З/п руб.	Отчисл. соц. страх руб.	Сумма руб.
Чокеровщик	4	1	520	170,43	88 623,60	26 764,33	115 387,93
Основной период							
Машинист ППУ (2г)	6	1	808	229,32	185 290,56	55 957,75	241 248,31
Арматурщик (2г)	4	2	808	170,43	275 414,88	83 175,29	358 590,17
Бетонщик (2г)	4	2	808	170,43	275 414,88	83 175,29	358 590,17
Лаборант электромеханических испытаний и измерений (1а)	4	1	808	170,43	137 707,44	41 587,65	179 295,09
Монтажник по монтажу стальных и ж.б. конструкций (2г)	6	2	808	229,32	370 581,12	111 915,50	482 496,62
Монтажник технологических трубопроводов (1б,2г)	6	2	808	229,32	370 581,12	111 915,50	482 496,62
Монтажник технологических трубопроводов (1б,2г)	5	2	808	197,69	319 467,04	96 479,05	415 946,09
Плотник (2г)	3	2	808	146,92	237 422,72	71 701,66	309 124,38
Машинист бурильно-крановой машины (2г)	6	1	808	229,32	185 290,56	55 957,75	241 248,31
Машинист автогидроподъемника (2г)	5	1	808	197,69	159 733,52	48 239,52	207 973,04
Машинист электролаборатории (2г)	5	1	808	197,69	159 733,52	48 239,52	207 973,04
Электромонтер по освещению и кабельным сетям (1б,2г)	4	2	808	170,43	275 414,88	83 175,29	358 590,17
Электросварщик ручнойсварки (2г)	4	2	808	170,43	275 414,88	83 175,29	358 590,17
Машинист бульдозера (2г)	6	2	808	229,32	370 581,12	111 915,50	482 496,62
Машинист экскаватора (2г)	5	2	808	197,69	319 467,04	96 479,05	415 946,09
Машинист насоса (2г)	5	1	808	197,69	159 733,52	48 239,52	207 973,04
Землекоп (2г)	4	2	808	170,43	275 414,88	83 175,29	358 590,17
Машинист трубоукладчика (2г)	6	4	808	229,32	741 162,24	223 831,00	964 993,24
Трубопроводчик линейный (машинист аппарата для подогрева стыков) (2г)	5	1	808	197,69	159 733,52	48 239,52	207 973,04
Трубопроводчик линейный(1б,2г)	4	2	808	170,43	275 414,88	83 175,29	358 590,17
Электрогазосварщик (машинист сварочного агрегата) (2г)	5	2	808	197,69	319 467,04	96 479,05	415 946,09
Электросварщик полуавтоматической сварки	6	2	808	229,32	370 581,12	111 915,50	482 496,62

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение			Лист
							117	
Изм	Лист	№ докум.	Подпись					

Наименование и состав бригад по профессиям с указанием группы производственных процессов	Разряд	Кол.чел. в одной бригаде	Кол.час.	Ст-ть1 час.	З/п руб.	Отчисл. соц. страх руб.	Сумма руб.
(2г)							
Монтажник наружных трубопроводов (2г)	6	2	808	229,32	370 581,12	111 915,50	482 496,62
Дефектоскопист по ультразвуковому контролю (1б,2г)	5	2	808	197,69	319 467,04	96 479,05	415 946,09
Дефектоскопист по рентгено-, гаммаграммированию (1б,2г)	4	2	808	170,43	275 414,88	83 175,29	358 590,17
Лаборант по ультразвуковой технике (1б)	5	1	808	197,69	159 733,52	48 239,52	207 973,04
Лаборант-рентгеноструктурщик (1б)	4	1	808	170,43	137 707,44	41 587,65	179 295,09
Машинист компрессора (2г)	5	1	808	197,69	159 733,52	48 239,52	207 973,04
Изолировщик труб на линии (2г, 3б)	5	2	808	197,69	319 467,04	96 479,05	415 946,09
Дефектоскопист (1б, 2г)	5	2	808	197,69	319 467,04	96 479,05	415 946,09
Стропальщик (2г)	3	2	808	146,92	237 422,72	71 701,66	309 124,38
Машинист опрессовочного агрегата (2г)	5	1	808	197,69	159 733,52	48 239,52	207 973,04
Машинист наполнительного агрегата (2г)	5	2	808	197,69	319 467,04	96 479,05	415 946,09
Электромонтер по кабельным сетям (2г)	5	1	808	197,69	159 733,52	48 239,52	207 973,04
Электромонтер по кабельным сетям (2г)	4	1	808	170,43	137 707,44	41 587,65	179 295,09
Изолировщик на гидроизоляции (2г, 3б)	3	1	808	146,92	118 711,36	35 850,83	154 562,19
Землекоп (2г)	2	2	808	126,65	204 666,40	61 809,25	266 475,65
Электросварщик термитной сварки (2г)	4	1	808	170,43	137 707,44	41 587,65	179 295,09
Геодезист (2г)		3	808	308,58	747 997,92	225 895,37	973 893,29
ИТР		5	808	308,58	1 246 663,20	376 492,29	1 623 155,49
Итого						21 169 200,61	

Расчёт сметной стоимости строительно-монтажных работ при реконструкции магистрального нефтепровода представлен в таблице 4.5.3.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						118
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Таблица 4.5.3 – Сметная стоимость строительно-монтажных работ

№ п/п	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Объем работ	Сметная стоимость, руб.
1	2	3	4	5
I	Основные расходы			
	Зарботная плата работникам	руб.		21 169 200,61
	Затраты на ГСМ:	руб.		21 212 553,60
	Затраты на технические газы	руб.		128 989,83
	Затраты на основные материалы	руб.		236 794 906,44
	ИТОГО основных расходов			279 305 650,48
II	Накладные расходы (12%)	%	12	33 516 678,06
	ИТОГО			312 822 328,54
III	Плановые накопления (20%)	%	20	62 564 465,71
IV	Подрядные работы (аренда строительных машин и механизмов)			88 943 520,00
	Итого по расчету			464 330 314,25
V	Резерв на непредвиденные расходы (3%)	%	3	13 929 909,43
VI	В целом по расчету			478 260 223,67
	НДС, 18%	%	18	86 086 840,26
VII	ВСЕГО по объекту			564 347 063,93

Исходя из сметной стоимости можем сделать вывод, что затраты на проведение строительно-монтажных работ при реконструкции магистрального нефтепровода ██████████ составят 564 347 063,93 рублей.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность фирмы перед работниками по праву считается важной составляющей корпоративной стратегии и включает в себя ответственность за благополучие своих сотрудников в социальной сфере, ответственность за благополучие общества в целом (уплата налогов, выплата заработной платы, обеспечение необходимых условий труда). Социальная ответственность предприятия представляет собой уровень отклика на различные социальные потребности сотрудников. Необходимо отметить, что такие потребности работников не определяются законом или иными регулируемыми органами – эти действия производятся для общества на добровольной основе. Можно утверждать, что понятие социальной ответственности тесно связано с достижением коммерческой выгоды так, чтобы показать уважение к своим работникам и обществу в целом.

АО «Транснефть – Центральная Сибирь» является одним из примеров социально–ответственных предприятий Сибирского федерального округа. Система нефтепроводного транспорта существует более 100 лет.

АО «Транснефть – Центральная Сибирь» ориентировано в проведении социальной политики как на работника (традиция ежегодно выбирать лучших по основным профессиям, проведение торжественных мероприятий, приуроченных ко Дню нефтяника, проведение спартакиад), так и на подрастающее и старшее поколение (создание совета ветеранов, ежегодное проведение торжественной церемонии в честь выпускников школ). Справедливо отметить, что социальная политика, проводимая АО «Транснефть – Центральная Сибирь», способствует совершенствованию отношений в сфере труда, создает основу благополучия Российской Федерации.

					Реконструкция магистрального нефтепровода [REDACTED] [REDACTED] методом замены трубы на участке [REDACTED].			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Чечнёв А.Ю.			Социальная ответственность	Лит	Лист	Листов
Руквод.		Никulichиков В.К.					93	
Консульт.		Гуляев М.В.				НИ ТПУ гр. 3-2Т01		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

5.1 Производственная безопасность

Магистральный нефтепровод [REDACTED] DN1220 предназначен для транспортировки нефти.

Техническая характеристика вновь укладываемого участка МН

[REDACTED]:

–диаметр трубопровода	-1220 мм;
–толщина стенки трубы	-14 мм;
–уровень качества труб	- первый;
–класс прочности	- K52;
–минимальная температура стенки нефтепровода при эксплуатации	- 0°С;
категория участка МН	- I,II.

В административном отношении участки производства работ находятся на территории ЗАТО "Северск" и на территории Томского района Томской области.

Начало участка на [REDACTED] МН [REDACTED] расположен в 2,2 км на северо-запад от северной окраины нас. [REDACTED], [REDACTED] на северо-запад от северной окраины г.Томск. Конец участка на [REDACTED] МН [REDACTED] расположен в 8,2 км от восточной окраины нас. [REDACTED] на северо-запад от северной окраины г.Томск.

В геоморфологическом плане район местоположения реконструируемого участка магистрального нефтепровода представляет собой слабовсхолмленную приподнятую равнину. Климат района резко континентальный. Характеризуется холодной продолжительной зимой (среднемесячная температура января - 18,8 °С), с сильными ветрами, метелями, устойчивым снежным покровом и довольно жарким летом (среднемесячная температура июля +18,5 °С).

Продолжительность теплого и холодного периодов составляет по 6 месяцев.

Реконструкция магистрального нефтепровода является работой повышенной опасности, в связи с потенциальной возможностью влияния опасных и вредных факторов на обслуживающий персонал (табл. 5.1)

					Социальная ответственность	Лист
						121
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Таблица 5.1 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при реконструкции магистрального нефтепровода

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Реконструкция магистрального нефтепровода	Физические		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.0.003 -74 ССБТ [8]
		Электробезопасность	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [15] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [16] СП 70.13330.2012 [77]
		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	РД 03-29-93[45] ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ [18] ПРИКАЗот 25 марта 2014 года № 116 [44]
		Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ [12] ФЗ №123 от 22.07.2008г. [84]
	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны		СанПиН 2.2.4.548-96[65] РД 102-76-87 [63]
	Повышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [9] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [14] СП 51.13330.2011 [75] СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [66]
	Повышение уровней вибрации		ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [13]
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03[64] СП 52.13330.2011 [76] ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ [17]
	Химические		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [10] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [11]
	Биологические		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Подробнее рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при реконструкции нефтепровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

– Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны

На сегодняшний день для оценки допустимости проведения строительно-монтажных работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях Крайнего Севера, а также районах приравненных к районам Крайнего Севера, используют такое понятие, как предельная жесткость погоды. Предельная жесткость погоды характеризуется эквивалентной температурой жесткости метеорологических условий, оказывающих на организм различные сочетания отрицательных температур в сочетании с ветром или при его отсутствии (штиле). [62]

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, устанавливается для каждого района решением местных региональных органов управления, но не может быть ниже $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$.

При работе на открытом воздухе при отрицательных температурах устанавливается режим теплообогрева в помещениях с поддержанием температуры на уровне $+24\text{ }^{\circ}\text{C}$ - $+26\text{ }^{\circ}\text{C}$, при котором частота и длительность перерывов устанавливается в зависимости от жесткости погоды. [62]

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время теплой спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева. [62]

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

					Социальная ответственность	Лист
						123
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

В рабочих зонах помещения и площадки обслуживания температура воздуха различна в теплый и холодный периоды года.

Для поддержания микроклимата предусматриваются приточная и вытяжная вентиляции, нагреватели.

Профилактика перегревания работников осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха, использования средств индивидуальной защиты.

– Повышение уровней шума.

Во время выполнения работ уровень шума оказывает раздражающее влияние на работника, повышая его утомляемость, а также к росту ошибок при выполнении работ, требующих сосредоточенности, а вследствие длительного воздействия шумового давления может у работника может развиваться тугоухость вплоть до полной глухоты.

Допустимый уровень шума, не оказывающего вредного воздействия, составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [65].

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- применение малошумных машин, изменение конструктивных элементов машин, их сборочных единиц;
- использование средств звукоизоляции и звукопоглощения;
- использование рациональных режимов труда и отдыха работников.

К средствам индивидуальной защиты относятся:

- заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования), заглушающая способность которых зависит от качества материала и может подавлять шум на 15-30 дБА;
- наушники, надеваемые на ушную раковину;

					Социальная ответственность	Лист
						124
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

- независимые наушники;
- встроенные в головной убор [14].

– **Повышение уровней вибрации**

При выполнении строительно-монтажных работ используются различные механизированные инструменты, оборудования и транспортная техника, которая в свою очередь может оказывать воздействие вибрации и может привести к ухудшению состояния здоровья работников.

Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц. [13]

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением оборудования с наименьшей виброактивностью;
- использованием материалов, препятствующих распространению вибрации и воздействию на человека;
- применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;
- организацией профилактических мероприятий, ослабляющих неблагоприятное воздействие вибрации [13].

– **Недостаточная освещенность рабочей зоны.**

Освещенность на строительных площадках и участках проведения работ должна быть равномерной и быть не менее 2 лк. При погрузочно-разгрузочных работах или перемещении грузов, а также при разработке грунта специальной техникой освещенность должна составлять не менее 10 лк. Во время проведения испытаний технологического оборудования уровень освещенности не должен быть менее 50 лк. [17]

					Социальная ответственность	Лист
						125
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Для освещения мест строительного-монтажных работ могут применяться различные источники света, как в стационарном, так и в передвижном исполнении:

- лампы накаливания (прожекторные, галогенные);
- лампы ртутные (газоразрядные, ксеноновые).

– Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

Во время производства работ на строительной площадке при использовании специальной техники в рабочей зоне образуется запыленность, которая неблагоприятно воздействует на дыхательные пути человека, в связи с этим в зоне дыхания должен проводиться постоянный контроль воздушной среды при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. При этом содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для нефтепродуктов и углеводородов ПДК составляет 300 мг/м³. [10]

Анализ ГВС проводится в соответствии с регламентом ОР-13.040.00-КТН-006-12 «Контроль воздушной среды на объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов»

Перед началом, после каждого перерыва и во время проведения огневых и ремонтных работ, а также периодически, но не реже чем через час, должен осуществляться контроль за состоянием воздушной среды.

Первичный контроль газовой среды должен проводиться в присутствии лиц, ответственных за подготовку и проведение работ, текущие замеры в присутствии ответственного за проведение работ.

При направлении ветра от действующих резервуаров к стройплощадке должен осуществляться замер концентраций паров с наветренной стороны не реже, чем через час. При превышении ПДК 0,3г/м³ огневые работы должны быть прекращены.

					Социальная ответственность	Лист
						126
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Работники должны быть обеспечены соответствующими средствами защиты: индивидуальными газоанализаторами-сигнализаторами (прошедшими государственную поверку), индивидуальными противогазами ППФ и ППФ-5М.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах (У2-К, ШБ-1,Р-2У, «Лепесток-200», и др.), защитных очках и комбинезонах. При высоком уровне концентрации паров в траншее или котловане в результате разлива нефтепродуктов необходимо прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем. [11]

– Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.

В районе строительства возможно возникновение инфекционных заболеваний, вызываемых весенне-летним клещевым энцефалитом. Заражение КВЭ происходит в период с апреля по сентябрь, с весенне-летним пиком во время наибольшей активности перезимовавших клещей. В связи с этим необходимо проведение иммунизации против клещевого энцефалита.

Индивидуальная (личная) защита рабочего персонала включает в себя:

- проведение само- и взаимоосмотров каждые 10 – 15 минут для обнаружения клещей;
- ношение специальной одежды – противоэнцефалитных костюмов;
- применение специальных химических средств защиты от клещей: акарицидных средств (для обработки верхней одежды, применение на кожу недопустимо) и репеллентных средств (для обработки верхней одежды, применение на кожу допустимо для защиты от кровососущих двухкрылых).

					Социальная ответственность	Лист
						127
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Подробнее рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при реконструкции магистрального нефтепровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

– Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).

Воздействие движущихся, вращающихся и разлетающихся предметов производственного оборудования может стать источником травмирования работников находящихся в непосредственной близости. Во избежание подобных случаев необходимо соблюдать технику безопасности при работе с оборудованием, машинами и механизмами, а к эксплуатации такого оборудования должны быть допущены только лица имеющие на это право и прошедшие соответствующие инструктажи. Место проведения работ должно быть ограждено [8].

– Электробезопасность

Для обеспечения безопасности при эксплуатации электроустановок необходимо предусматривать:

- схемы электроснабжения приемников, обеспечивающих их надежную работу;
- расчетные нагрузки на провода и кабели, не превышающие максимально допустимый ток нагрузки [43, гл.1-3];
- электрические розетки с защитными шторками;
- заземляющие устройства.

Основными причинами электротравматизма являются:

					Социальная ответственность	Лист
						128
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

- появление напряжения на корпусах оборудования и металлических конструкциях сооружений вследствие повреждения изоляции;
- прикосновения к неизолированным токоведущим частям при отсутствии соответствующих ограждений;
- воздействие электрической дуги, возникающей между токоведущей частью и человеком в сетях напряжением выше 1000В, если человек окажется в непосредственной близости от токоведущих частей;
- прочие причины: несогласованные и ошибочные действия персонала, подача напряжения на установку, где работают люди, оставление установки под напряжением без надзора, допуск к работам на отключенном электрооборудовании без проверки отсутствия напряжения.

Для предупреждения случайного прикосновения работников к элементам сети, находящейся под напряжением, используют установки оградительных устройств, знаки безопасности и предупредительные плакаты, использование малых напряжений (12-42 В), защитное заземление, защитное отключение, а также средства индивидуальной защиты.

К индивидуальным средствам защиты относятся: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки.

К работе на сварочных машинах допускают сварщиков не ниже VI разряда, сдавших испытания на право сварки труб согласно "Правилам аттестации сварщиков" и получивших удостоверение на право сварки нефтепровода (паспорт сварщиков). Операторы-сварщики должны иметь II квалификационную группу по электробезопасности в соответствии с РД 153-34.0-03.150-00 «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Сварку разрешается проводить на расстоянии не менее 50 м от легковоспламеняющихся или взрывоопасных материалов (бочек с горючим,

					Социальная ответственность	Лист
						129
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

баллонов, ацетиленовых газогенераторов). Электрокабели не должны касаться этих материалов и подводных шлангов.

Все электрооборудование должно быть надежно заземлено в соответствии с действующими инструкциями по их эксплуатации. В случае использования передвижной электростанции с изолированной нейтралью все корпуса агрегатов установки и корпус генератора должны быть соединены надежной металлической связью.

В процессе работы необходимо следить за исправным состоянием изоляции токоведущих проводов, пусковых и отключающих устройств, сварочных трансформаторов. Для защиты от электрической дуги и металлических искр работник должен использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки и т.п.

Находящиеся на участке проведения работ взрывоопасные сооружения и наружные установки необходимо защитить от прямых ударов молнии отдельно стоящими молниеотводами и прожекторными мачтами с молниеотводами. Металлические нетоковедущие части электрооборудования присоединяются к защитному заземлению, так как могут оказаться под напряжением по причине нарушения изоляции токоведущих элементов.

Предусматривается глухое заземление нейтрали силовых трансформаторов на стороне низкого напряжения. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом. [43]

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусматривается защитное зануление и устройства защитного отключения (УЗО).

– Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Несоблюдение правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудования работающего под высоким давлением, являющегося объектом повышенной опасности, ведет к травмированию работающего с оборудованием персонала.

					Социальная ответственность	Лист
						130
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: ошибки, допущенные при проектировании и изготовлении; внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; изменение состояния герметизируемой среды; отсутствие или неисправность контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; неисправность запорной и отключающей арматуры; ошибки обслуживающего персонала и т. д [18].

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;
- на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;
- на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически [45].

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля качества при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми.

Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий сосуды (начальник компрессорной, начальник участка, старший мастер участка и т. д.).

					Социальная ответственность	Лист
						131
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

– **Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте**

Категория объекта по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории А (повышенная взрывопожароопасность) [69], так как нефть является легкоиспаряющейся и легковоспламеняющаяся жидкостью. Также нефть является опасным веществом для здоровья жизни человека и для окружающей среды и относится к 3-му классу опасности с ПДК аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны - не более 10 мг/м³ [23]. Перед началом проведения строительномонтажных работ на опасном производственном объекте требуется проведение анализа газовоздушной смеси на предмет превышения ПДК, ПДВК с помощью газоанализаторов различного типа.

Причинами возникновения взрывопожароопасной ситуации может стать использование электрооборудования не взрывозащищенного исполнения, а также проведение огневых работ в рабочей зоне с высоким уровнем ПДК газовоздушной смеси.

Для обеспечения участков работ водой в противопожарных целях использовать существующие противопожарные сети на территории предприятия.

В целях обеспечения противопожарной безопасности предусматривается:

- установка оперативной связи с подразделением пожарной охраны;
- размещение на строительной площадке 2-х щитов с противопожарным инвентарем;
- организация временного электроснабжения с учетом пожарной безопасности;
- размещение временных бытовых помещений вне территории НПС с учетом противопожарных разрывов; расстояние от групп временных зданий до других строений принимать не менее 15 м;
- самоходная техника, сварочные агрегаты, компрессоры, задействованные в производстве работ, должны быть обеспечены не менее чем двумя огнетушителями ОП-10 (каждая единица техники);
- освещение рабочих площадок производить светильниками и

					Социальная ответственность	Лист
						132
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

прожекторами во взрывозащищенном исполнении, напряжением не более 12В;

– 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 полотенце размером 2х2-2 шт, два ведра, две лопаты, один топор, один лом. На месте производства работ приказом по эксплуатирующей или подрядной организации, из числа работающих создается боевой расчет ДПД с распределением обязанностей согласно утвержденному табелю.

Ответственный за проведение огневых работ обязан обеспечить контроль за местом проведения работ в течение 3 ч после их окончания.

Для обеспечения пожарной безопасности объекта, руководители работ обязаны ознакомить работающих с пожарной безопасностью каждого вида строительно-монтажных работ, а так же веществ, материалов, конструкций и оборудования, которые применяются на этих работах.

Персоналу иметь средства индивидуальной защиты. Для безопасной эвакуации предусмотреть необходимое количество эвакуационных выходов, соответствующие средства коллективной защиты.

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.

Воздействие проектируемого объекта на территорию и условия землепользования определяется величиной площади отчуждаемых земельных ресурсов.

Воздействие на почвенно-растительный слой в период производства работ происходит в результате:

					Социальная ответственность	Лист
						133
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

- передвижения строительной техники;
- расчистки участков от древесно-кустарниковой и лесной растительности;
- земляных работ при разработке траншей и амбаров;
- устройства временных отвалов грунта, временных проездов и пр;
- загрязнения территории отходами производства;
- рекреационной нагрузки, связанной с присутствием людей.

Для снижения воздействия на поверхность земель в период производства работ проектом предусмотрены следующие мероприятия;

- рекультивация нарушенных земель;
- проезд строительной техники только в пределах зоны производства работ;
- своевременная уборка мусора и отходов для исключения загрязнения территории отходами производства;
- планировка зоны производства после окончания работ для сохранения направления естественного поверхностного стока воды;
- запрещение использования неисправных, пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств;
- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества;
- размещение отвалов грунта в пределах границ зоны производства работ;
- для исключения разлива ГСМ заправка техники осуществляется на временной площадке с твердым покрытием и обваловкой, использование площадки предусмотрено в период производства работ, после завершения работ площадка демонтируется.

Экологическая устойчивость геологической среды в период реконструкции будет обеспечена следующими факторами:

- направление движения поверхностного стока будет восстановлено после завершения реконструкции;
- баланс земляных масс при земляных и планировочных работах будет составлен с учетом их минимального перемещения.

					Социальная ответственность	Лист
						134
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Загрязнение атмосферного воздуха в период реконструкции нефтепровода происходит за счет выбросов загрязняющих веществ и является временным.

Стационарными источниками неорганизованных выбросов в воздушный бассейн являются:

- работающие строительные машины и механизмы;
- сварочные работы;
- изоляционно-окрасочные работы;
- выемочно-погрузочные и разгрузочные работы;
- пескоструйные и углошлифовальные работы;
- заправка строительной техники;
- работа бензодвигательной пилы;
- дизельная электростанция;
- резка трубопровода.

Нестационарным источником неорганизованных выбросов в атмосферу является автотранспорт при перевозке рабочих и различных грузов.

Мероприятия по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на этапе проведения работ заключается в следующем:

- применение в процессе реконструкции веществ, строительных материалов, имеющих сертификаты качества;
- запрещение разведения костров и сжигания в них любых видов материалов и отходов;
- проведение периодического экологического контроля выбросов автотранспорта и строительной техники силами подрядчика;
- использование оборудования, выбросы которого не превышают нормативно-допустимых;
- оперативное реагирование на все случаи нарушения природоохранного законодательства.

Также предусматриваются следующие природоохранные мероприятия, направленные на защиту атмосферного воздуха в зоне производства работ:

					Социальная ответственность	Лист
						135
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

– контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание (силами подрядчика) для удержания значений выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта и строительной техники в расчетных пределах;

– допуск к эксплуатации машин и механизмов в исправном состоянии, контроль за состоянием технических средств, способных вызвать загорание естественной растительности.

При выполнении реконструкции негативное воздействие на поверхностные и подземные воды может произойти при выполнении следующих видов работ:

- передвижение строительной техники в зоне производства работ;
- земляные работы;
- образование строительных и бытовых отходов.

В целях защиты поверхностных и подземных вод от загрязнения на период проведения реконструкции магистрального нефтепровода проектом предусмотрены следующие мероприятия:

с целью снижения вредного воздействия на подземные воды, строительные работы осуществлять в период низкого стояния грунтовых вод, т.е. в осенне-зимний период;

– при необходимости проведения работ в период интенсивного таяния снега и половодья свести к минимуму все земляные работы;

– размещение всех временных сооружений (склады, амбары для гидроиспытаний, стоянки, вагончики и др.), обслуживание техники предусматривается строго за пределами водоохраной зоны водных объектов;

– соблюдение правил выполнения работ в охранной зоне магистральных трубопроводов;

– планировка строительной полосы после окончания работ для сохранения естественного стока поверхностных и талых вод;

– проезд строительной техники в пределах зоны производства работ;

					Социальная ответственность	Лист
						136
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

- оборудование рабочих мест и бытовых помещений контейнерами для бытовых отходов для предотвращения загрязнения поверхности земли, контейнеры для мусора размещены на площадке складирования материалов;
- своевременный вывоз промышленных отходов и бытовых отходов с площадки производства работ на санкционированный полигон;
- заправка машин и механизмов на специально оборудованной площадке с твердым покрытием за пределами ВЗ и ПЗП;
- запрещена мойка машин и механизмов на строительной площадке;
- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества.

В период реконструкции МН к строительным-монтажным работам, которые оказывают отрицательное воздействие на окружающую среду, допускается персонал, прошедший инструктаж по охране окружающей среды.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Работы по ликвидации аварий на линейной части магистрального трубопровода должны проводиться в соответствии с Планом ЛАРН, планами тушения пожаров, нормативных документов ОАО «АК «Транснефть».

Для оперативного руководства аварийно-восстановительными работами должен быть создан штаб ликвидации аварий. Персональный состав штаба устанавливается приказом руководства ОСТ.

Аварийный участок должен быть отсечен закрытием соседних задвижек, должна быть проверена полнота их закрытия (при необходимости провести обтяжку), штурвалы необходимо снять (при технической возможности), электродвигатели задвижек должны быть обесточены с обеспечением видимого разрыва цепи и вывешены предупреждающие плакаты на ключах управления и на электроприводе задвижек.

При проведении работ по ликвидации аварий на ЛЧ МН должна быть обеспечена устойчивая телефонная или радиосвязь с местом проведения работ.

Запрещается проезд к месту аварии техники всех видов без искрогасителей.

					Социальная ответственность	Лист
						137
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Место проведения аварийных работ в темное время суток должно быть обеспечено освещением. Применяемое освещение и электрооборудование должно быть взрывозащищенного исполнения.

На месте проведения аварийных работ должен быть организован контроль воздушной среды.

Место проведения аварийных работ должно быть обеспечено пожарным постом со средствами пожаротушения.

Огневые, газоопасные и другие работы повышенной опасности при ликвидации аварий должны проводиться в соответствии с ОР-03.100.30-КТН-150-11.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Нормативно-правовыми документами, обеспечивающими безопасную деятельность предприятия АО «Транснефть – Центральная Сибирь» является целый ряд законодательных актов, включающих в себя федеральные законы, указы Президента РФ, ГОСТы, СНиПы, а также отраслевые регламенты и руководящие документы (внутренние нормативные документы ОАО «АК «Транснефть») и т.д.

Система охраны труда является неотъемлемой частью нефтяной отрасли и ключевой в отношениях между работодателем и работником. В целях обеспечения соблюдения требований охраны труда, осуществления контроля за их выполнением в АО «Транснефть – Центральная Сибирь» создана служба охраны труда.

Ответственность за несоблюдение требований охраны труда работниками, в пределах своих должностных обязанностей, несут все руководители участков и подразделений, начиная с мастера участка и заканчивая руководителем предприятия.

В целях обеспечения эффективной работы системы охраны труда на предприятиях законодательными актами устанавливаются:

					Социальная ответственность	Лист
						138
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

- права и обязанности сторон в области охраны труда, на основании трудового договора;
- порядок подготовки и проверки знаний работников по охране труда;
- порядок расследования и учет несчастных случаев на производстве;
- порядок допуска и отстранения работника от работы;
- гарантия реализации права работников на охрану труда.

Работники, заключившие трудовой договор с предприятием, командированные на предприятие или прибывшие на учебу в первую очередь проходят вводный инструктаж, который проводится специалистом (инженером) по ОТ и ПБ или лицом, на которого приказом возложены такие обязанности.

Вводный инструктаж охватывает все вопросы, характеризующие особенности производства в части ОТ и БП. По окончании инструктажа инструктирующий обязан убедиться, что инструктируемый в целом знает основные виды опасности объекта, источники возможного возгорания, правила поведения при этом и порядок вызова пожарной службы. А также, что он ознакомлен с предупредительными знаками, надписями, имеющимися системами извещения о возгорании и правилами применения первичных средств пожаротушения.

Первичный инструктаж (инструктаж на рабочем месте) проводится непосредственным руководителем работ. Такие инструктажи проводятся перед началом работ непосредственно на рабочих местах:

- со всеми работниками, которые вновь приняты на предприятие;
- с работниками, переведенными из другого подразделения;
- с работниками, приступающими к новому виду работы;
- командированными на предприятие и временными работниками;
- со строителями, временно работающими на территории предприятия;
- с лицами (студенты, учащиеся), которые проходят производственное обучение или практические занятия на производстве (по отдельному графику).

В программу первичного инструктажа должны быть включены вопросы, содержащиеся в инструкции по ТБ и ОТ для данной специальности (должности, рабочего места), а также в иных нормативных актах по ОТ.

Проведя инструктаж, инструктирующий обязан проверить знание работником особенностей своего рабочего места, которые касаются ОТ и ПБ, а также правил безопасного выполнения своих должностных (служебных) обязанностей.

Повторный (периодический) инструктаж по ОТ, включающий освещение технологических особенностей работ, связанных с повышенной опасностью, проводятся с соответствующей категорией работников ежеквартально, с остальными – раз в полгода.

Повторный инструктаж может проводиться индивидуально или коллективно (в группе) с работниками одной специальности. Цель – совершенствование знаний правил ТБ и соответствующих инструкций, недопущение повторных нарушений ОТ, которые ранее имели место, ПБ, а также производственной дисциплины. Периодический инструктаж должен освещать вопросы из правил и инструкций по ОТ и ТБ для данной специальности (рабочего места). А также технические и технологические аспекты, связанные с рабочим процессом и определенные должностными инструкциями.

На повторном инструктаже должны рассматриваться также случаи и причины нарушений рабочего процесса и правил ТБ. По его окончании инструктирующий обязан убедиться в хорошем знании работником правил ТБ при выполнении работ.

Внеплановый инструктаж по охране труда проводится прямым руководителем и предусматривается непосредственно на рабочих местах в случаях:

- введения новой или переработанной нормативной документации;
- замены оборудования или изменения технологического процесса;

					Социальная ответственность	Лист
						140
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

- нарушения работником правил ОТ;
- требования должностных лиц органа госрегулирования и надзора;
- перерыва в работе более 30 дней (работы с повышенной опасностью) и более 60 дней – для иных видов работ.

Внеплановые инструктажи проводятся по аналогии с периодическими инструктажами. Но особое внимание необходимо уделить причине их проведения. Внеплановые инструктажи отнюдь не отменяют проведение периодических (повторных) инструктажей.

Целевые инструктажи проводятся в случаях:

- производства работ по наряду или специальному распоряжению;
- выполнения разовых работ, которые не связаны с должностными обязанностями;
- участия в ликвидации аварийных ситуаций или последствий стихийных бедствий;
- привлечения работников к проведению различных внеплановых мероприятий, экскурсий.

Проведение такого инструктажа возлагается на лицо, которое определено приказом по предприятию ответственным за выполнение данной работы или проведение мероприятия.

Проведение вводного инструктажа должно быть зафиксировано в журнале вводных инструктажей под роспись работника. Проведение первичного, периодического и внепланового инструктажей – в соответствующих журналах инструктажей на рабочем месте также под роспись работников. Целевых – в нарядах-допусках на работу и иных документах по решению руководства предприятия.

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			141

Заключение

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были рассмотрены сведения о климатической, физико-географической и инженерно-геологической характеристике района, на территории которого была осуществлена реконструкция линейного объекта, а также дана краткая характеристика объекта производства работ.

Рассмотрены и раскрыты вопросы по методам производства работ в подготовительный и основной периоды строительства с учетом требований нормативно-технической документации при строительстве объектов магистральных трубопроводов.

Для увеличения пропускной способности путем увеличения рабочего давления в трубопроводе был произведен технологический расчет толщины стенки трубопровода, определены значения продольных осевых напряжений, условий прочности, проведена проверка трубопровода на недопустимые пластичные деформации, а также проведен расчет на устойчивость трубопровода против всплытия, для устойчивого положения трубопровода в обводненных и заболоченных грунтах.

Произведен экономический расчет затрат на период проведения строительно-монтажных работ при реконструкции магистрального нефтепровода и составлена сметная стоимость проекта.

Рассмотрены опасные и вредные факторы, оказывающие неблагоприятное воздействие на окружающую среду и людей при проведении работ, а также мероприятия по охране окружающей среды, охране труда и обеспечению пожарной безопасности.

					Реконструкция магистрального нефтепровода [REDACTED] [REDACTED] методом замены трубы на участке [REDACTED].			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Чечнёв А.Ю.			Заключение	Лит	Лист	Листов
Руквод.		Никulichиков В.К.					115	
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2Т01		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Список использованных источников

1. ВСН 004-88. Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация;
2. ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция»;
3. ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание»;
4. ВСН 012-88. Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть 1 и 2;
5. ВСН-31-81. Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности;
6. ВСН 417-81 Инструкция по нормированию расхода дизельного топлива, бензина и электроэнергии на работу строительного-монтажных машин и механизмов;
7. ГОСТ 9.602-2005 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;
8. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Изменением № 1)»;
9. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности»;
10. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением № 1)»;
11. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменением № 1, 2)»;
12. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ «Взрывобезопасность. Общие требования (с Изменением № 1)»;

					Реконструкция магистрального нефтепровода [REDACTED] [REDACTED] методом замены трубы на участке [REDACTED].			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Чечнёв А.Ю.			Список использованных источников	Лит	Лист	Листов
Руковод.		Никulichиков В.К.					116	
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2Т01		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

13. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования»;
14. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ «Средства и методы защиты от шума. Классификация»;
15. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ «Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением № 1);
16. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов(с Изменением № 1)»;
17. ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ «Строительство. Нормы освещения строительных площадок»;
18. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;
19. ГОСТ 14782-86 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые»;
20. ГОСТ 20522-96 «Грунты. Методы статистической обработки результатов испытаний»;
21. ГОСТ 23118-99 «Конструкции стальные строительные. Общие технические условия»;
22. ГОСТ 25100-2011 «Грунты. Классификация»;
23. ГОСТ 51858-2002 «Нефть, Общие технические условия (с Изменением № 1, 2)»;
24. ГОСТ 7512-82 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод»;
25. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
26. ОР-13.100.00-КТН-030-12 «Порядок допуска подрядных организаций к производству работ по строительству, техническому перевооружению, реконструкции, капитальному и текущему ремонту, ремонтно-эксплуатационным нуждам объектов ОАО «АК «Транснефть»»;

					Список использованных источников	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			144

27. ОР-19.000.00-КТН-009-10 «Регламент по очистке и испытанию нефтепроводов на прочность и герметичность после завершения строительномонтажных работ»;

28. ОР-19.000.00-КТН-194-10 «Порядок очистки, гидроиспытаний и внутритрубной диагностики нефтепроводов после завершения строительномонтажных работ»;

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

30. ОР-91.200.00-КТН-116-11 «Порядок осуществления строительного контроля за проведением контроля качества сварных соединений ЛНК подрядчиков на объектах строительства организации системы «Транснефть»»;

31. ОР-91.200.00-КТН-247-10 «Порядок организации и осуществления строительного контроля (технического надзора) за соблюдением проектных решений и качеством строительства линейной части МН и МНПП»;

32. ОТТ-23.040.00-КТН-051-11 с изм.№1-3 «Трубы нефтепроводные большого диаметра. Общие технические требования»;

33. ОТТ-25.220.01-КТН-189-10 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Наружное антикоррозионное покрытие сварных стыков трубопроводов. Общие технические требования»;

34. ОТТ-25.220.01-КТН-212-10 «Заводское полиэтиленовое покрытие труб. Общие технические требования»;

35. ОТТ-25.220.01-КТН-215-10 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Наружное антикоррозионное покрытие труб, соединительных деталей и механо-технологического оборудования. Общие технические требования»;

36. ОТТ-75.180.00-КТН-045-11 «Тканевые балластирующие устройства. Общие технические требования. ОАО «АК "Транснефть"», 08.04.2011 г.»;

					Список использованных источников	Лист
						145
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

37. ОТТ-75.180.00-КТН-370-09 «Камеры запуска и приема средств очистки и диагностики линейной части магистральных нефтепроводов»;
38. ПБ 03-273-99 «Правил аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства»;
39. ПБ 03-440-02 «Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля»;
40. Пособие к СНиП 3.01.01-85 Разработка проектов организации строительства и проектов производства работ для промышленного строительства
41. Правила охраны магистральных трубопроводов с дополнениями, утв. Госгортехнадзором России 22.04.1992 г.;
42. Правила техники безопасности при строительстве стальных магистральных трубопроводов, утв. Миннефтегастроём 11.08.81г.;
43. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) (Изд. 6, 7);
44. Приказ от 25 марта 2014 года N 116 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением»;
45. РД 03-29-93 «Методические указания по проведению технического освидетельствования паровых и водогрейные котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды»;
46. РД-03.120.10-КТН-001-11 «Положение об аттестации сварочного производства на объектах ОАО «АК «Транснефть»»;
47. РД 03-495-02 «Технологический регламент проведения аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства»;
48. РД 03-606-03 «Инструкция по визуальному и измерительному контролю»;
49. РД 03-613-03 «Порядок применения сварочных материалов при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов»;

					Список использованных источников	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			146

50. РД 03-615-03 «Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов»

51. РД-13.02-40.10.50-КТН-003-1-03 «Положение по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту вдольтрассовых высоковольтных линий и средств электрохимической защиты»;

52. РД-16.01-60.30.00-КТН-103-1-05 «Гидравлические испытания вновь построенных и эксплуатируемых нефтепроводов с изм №1,2.»;

53. РД-19.020.00-КТН-089-10 «Требования к программам комплексного опробования систем и оборудования объектов магистрального нефтепровода»;

54. РД-19.100.00-КТН-001-10 «Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов с изм.. 1-4»;

55. РД-25.160.00-КТН-011-10 «Сварка при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов»;

56. РД 39-00147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов»;

57. 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»

58. РД-75.180.00-КТН-399-09 «Технология освобождения нефтепроводов от нефти и заполнения после окончания ремонтных работ»;

59. РД-91.010.20-КТН-200-10 «Методика определения затрат по демонтажу трубы на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах на основании укрупненных стоимостных показателей на объектах системы ОАО АК Транснефть»;

60. РД 91.020.00-КТН-234-10 «Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС»;

					Список использованных источников	Лист
						147
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

61. РД-93.010.00-КТН-114-07 «Магистральные нефтепроводы. Правила производства и приемки строительного-монтажных работ»;
62. РД 102-76-87 «Организация и режим теплообогрева строителей Миннефтегазстроя при выполнении работ на открытой местности»;
63. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий»;
64. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»;
65. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»;
66. СП 12-135-2003 «Безопасность труда в строительстве. Отраслевые типовые инструкции по охране труда»;
67. СП 12-136-2002 «Безопасность труда в строительстве. Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ»;
68. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением № 1)»;
69. СП 28.13330.2012 «Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.3.11-85 (с Изменением № 1)»;
70. СП 36.13330.2011 «Магистральные трубопроводы»;
71. СП 45.13330.2012 «Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция "СНиП 3.02..01-87»;
72. СП 48.13330.2011. «Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004»;
73. СП 49.13330.2010 «Безопасность труда в строительстве. Часть I. Общие требования»;

					Список использованных источников	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			148

74. СП 51.13330.2011 «Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003»;

75. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*»;

76. СП 70.13330.2012 «Несущие и ограждающие конструкции. Актуализированная редакция СНиП 3.03.01.-87»;

77. СП 72.13330.2011 «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии»;

78. СП 75.13330.2011 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»

79. СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы» (СП 86.13330.2012))»;

80. СП 101.13330.2012 «Подпорные стены, судоходные шлюзы, рыбопропускные и рыбозащитные сооружения. Актуализированная редакция СНиП 2.06.07.-87»;

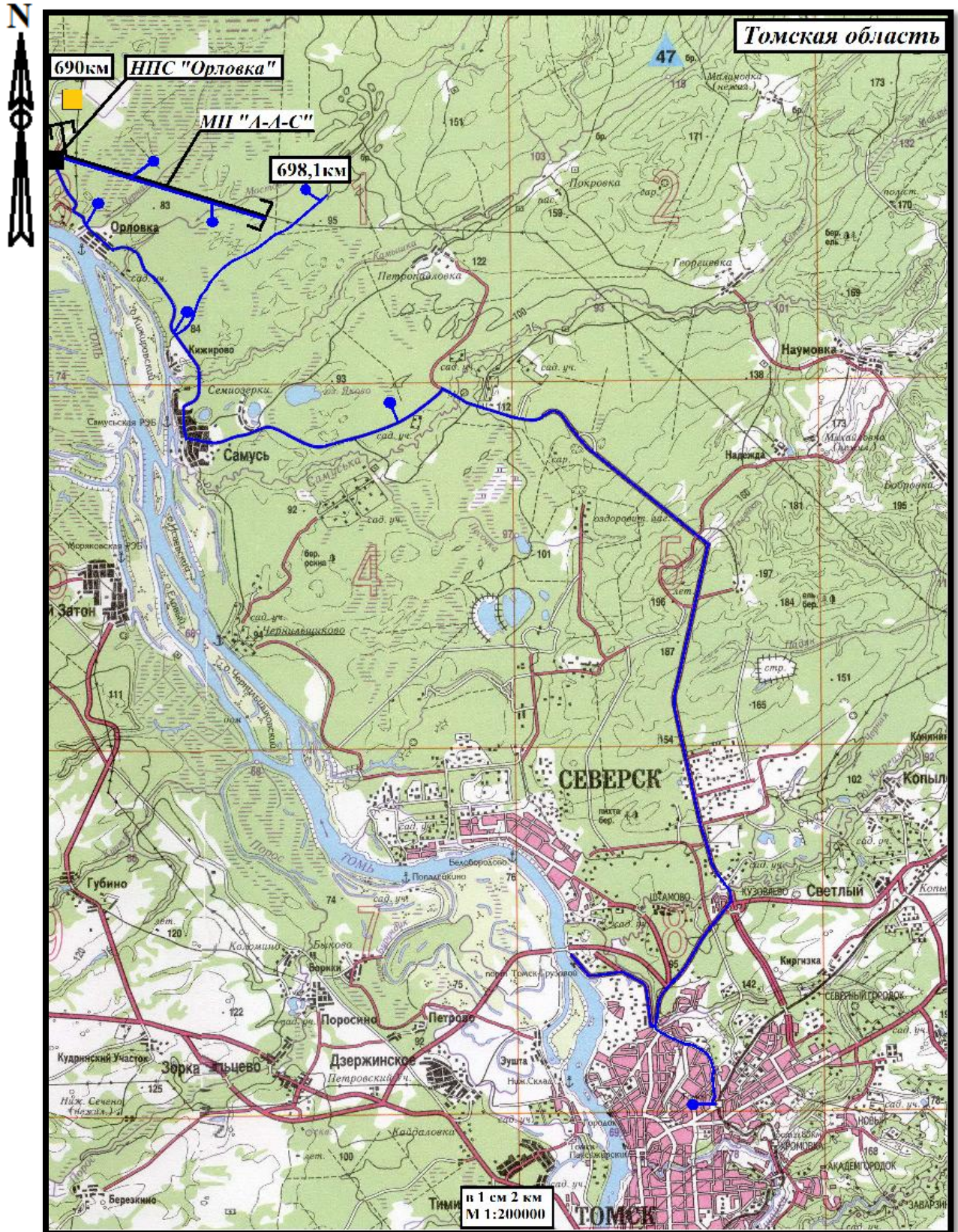
81. СП 131.13330.2012 «Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменением № 2)»;

82. ТКП 45-3.04-171-2009 «Подпорные стены, судоходные шлюзы, рыбопропускные и рыбозащитные сооружения. Строительные нормы проектирования»;


83. Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».


					Список использованных источников	Лист
						149
Изм	Лист	№ докум.	Подпись			

Приложение А



Условные обозначения

690км  - участок изысканий, км по трассе

 - расположение площадки ПОС

 - НПС «»

14,7 км  **А** - автодорога, км по автодороге