

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технология проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск»»

УДК 622.692.4(204.1)-049.32(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б5А	Герасимова Н.Н.		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Сечин А.А.	к.т.н, ассистент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

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 универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
<i>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</i>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромышленного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
Р9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

15.05.2020г.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.04.2020	<i>Характеристика ремонтируемого участка МН</i>	16
13.04.2020	<i>Технические решения по ремонту подводного перехода, методы производства работ</i>	21
17.04.2020	<i>Технологические расчеты трубопровода</i>	15
27.04.2020	<i>Социальная ответственность</i>	13
30.04.2020	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	14
11.05.2020	<i>Заключение</i>	10
14.05.2020	<i>Презентация</i>	11

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5А	Герасимовой Наталье Николаевне

Тема работы:

«Технология проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№59-110/с от 28.02.2020г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является – подводный переход магистрального нефтепровода через реку.</p> <p>Режим работы объекта непрерывный, круглосуточный.</p> <p>Рабочее давление – 4,67 МПа.</p> <p>На территории находятся объекты, относящиеся к технологическим сооружениям повышенной опасности, которые требуют особых условий их эксплуатации.</p>
---	--

<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>	<p>Требования к выполнению строительно-монтажных работ, расчёт участка магистрального нефтепровода на прочность и устойчивость для нормальных условий эксплуатации.</p> <p>Конструктивная характеристика МН, технология ремонта с заменой трубы магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» пересекающего водную преграду траншейным способом, технико-экономическая обоснованность выбора метода ремонта, рассмотрение вопросов охраны труда и промышленной безопасности при проведении ремонтных работ, а также вопросов охраны окружающей среды.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Продольный профиль нефтепровода (резервная нитка), план проектируемого нефтепровода, схема по балластировке трубопровода утяжелителями УБО и чугунными пригрузами, временный переезд, схема гидроиспытания, схема разработки траншеи на пойменных участках</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Рыжакина Т.Г., к.э.н., доцент</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Сечин А.А., к.т.н., ассистент</p>
<p></p>	<p></p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p></p>	
<p></p>	
<p></p>	

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

Задание выдал руководитель:

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>доцент</p>	<p>Саруев Алексей Львович</p>	<p>к.т.н, доцент</p>	<p></p>	<p></p>

Задание принял к исполнению студент:

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>3-2Б5А</p>	<p>Герасимова Наталья Николаевна</p>	<p></p>	<p></p>

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5А	Герасимовой Н.Н.

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технология проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Рабочим местом является участок магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск». Рабочее место находится на открытом воздухе. Трасса нефтепровода проходит через реку и пойменную часть. Климат умеренный. При эксплуатации нефтепровода могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу) Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - Трудовой кодекс Российской Федерации; - Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г.; - ГОСТ Р 12.0.001-2013 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Основные положения. - СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»; - СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»; - ОР-13.100.00-КТН-082-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок организации огневых,
--	--

	газоопасных, ремонтных и других работ повышенной опасности на объектах организаций системы "Транснефть"» - РД-13.110.00-КТН-031-18 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила безопасности при эксплуатации объектов ПАО "Транснефть"
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p><i>Вредные факторы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума; 3. Загазованность воздуха рабочей зоны 4. Повреждение в результате контакта с насекомыми. 5. Тяжесть и напряженность физического труда. <p><i>Опасные факторы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Пожаро-, взрывоопасность. 2. Движущие машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные)
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы при работе строительной техники); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (потери растительного слоя при проведении земляных работ, образование отходов производства и потребления).
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:</p> <ul style="list-style-type: none"> - паводковые наводнения; - лесные пожары; - террористические акты; - по причинам техногенного характера (аварии).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Сечин А.А.	К.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Герасимова Н.Н.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5А	Герасимова Н.Н.

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/с специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормативные справочники. 4. Налоговый кодекс РФ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет и риски	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности	1. Расчет показателей ресурсоэффективности. 2. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		31.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Герасимова Н.Н.		31.01.2020

Определения, обозначения, сокращения

Определения

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.

Переход трубопровода подводный - участок трубопровода, проложенный через реку или водоем шириной в межень по зеркалу воды более 10 и глубиной свыше 1,5 м, или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины.

Трубопровод магистральный - единый производственно-технологический комплекс, включающий в себя здания, сооружения, его линейную часть, в том числе объекты, используемые для обеспечения транспортирования, хранения и (или) перевалки на автомобильный, железнодорожный и водный виды транспорта жидких или газообразных углеводородов, измерения жидких (нефть, нефтепродукты, сжиженные углеводородные газы, газовый конденсат, широкая фракция легких углеводородов, их смеси) или газообразных (газ) углеводородов, соответствующих требованиям законодательства Российской Федерации.

					<i>Технология проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск»</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разработал</i>	<i>Герасимова Н.Н.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>						
					<i>Определения, обозначения, сокращения</i>		
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>						
						НИ ТПУ гр. 3-2Б5А	

Сокращения

Принятое сокращение	Расшифровка сокращения
ВТД	Внутритрубная диагностика
ВИК	Визуально-измерительный контроль
ВИП	Внутритрубный инспекционный прибор
ГРК	Герметизатор резинокордный
ДДК	Дополнительный дефектоскопический контроль
ЛАРН	Ликвидация аварийных розливов нефти
МН	Магистральный нефтепровод
НК	Неразрушающий контроль
НПС	Нефтеперекачивающая станция
НТД	Нормативно-технический(е) документ(ы)
КИП	Контроль измерительный пункт
ННБ	Наклонно-направленное бурение
ПШМН	Подводный переход магистрального нефтепровода
ПСД	Проектно–сметная документация
ПТУС	Производственно-техническое управление связи
ПДК	Предельно–допустимая концентрация
ПИР	Проектно–изыскательские работы
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
ППР	Проект производства работ
РНУ	Районное нефтепроводное управление
РФ	Российская Федерация
СМР	Строительно–монтажные работы
СОД	Средства очистки и диагностики
ЭХЗ	Электрохимзащита

Реферат

Выпускная квалификационная работа 143 с., 8 рис., 13 табл., 86 источников, 8 приложений.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, подводный переход, строительство, капитальный ремонт, безопасность, надежность.

Объектом исследования является: подводный переход через водную преграду магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск», подлежащий капитальному ремонту.

Актуальность – несмотря на то, что в наше высокоразвитое время, различными компаниями очень много разрабатываются и совершенствуются технологии по защите трубопровода, с течением времени всё равно происходит старение и износ трубопровода, поэтому тема капитального ремонта до сих пор остаётся актуальной.

Цель работы: рассмотреть капитальный ремонт нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» с подземной прокладкой проектируемого нефтепровода через русло р. Шуделька в существующем створе (с отключением нефтепровода на период выполнения работ) траншейным методом строительства подводного перехода магистрального нефтепровода.

Для поставленной цели определены задачи:

1. Проработать нормативно-техническую документацию по данной тематике с учетом специфики работы;
2. Изучить технологии проведения капитального ремонта ППМН, контроль качества с учетом последних требований.
3. Произвести необходимые расчёты для трубопровода.

Значимость работы - повышение надежности нефтепровода при дальнейшей эксплуатации и снижения вероятности возникновения аварийной ситуации.

					<i>Технология проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разработал</i>	<i>Герасимова Н.Н.</i>				<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>					<i>ВКР</i>	<i>10</i>	<i>1</i>
						НИ ТПУ гр. 3-2Б5А		
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							

Оглавление

Введение.....	16
1. Общее описание ремонтируемого участка нефтепровода.....	17
1.1 Краткая характеристика места производства работ	19
1.2 Климатическая характеристика	20
1.3 Гидрологическая характеристика.....	21
1.4 Инженерно-геологическая характеристика.....	23
2. Технические решения	27
2.1 Основные технические решения	27
2.2 Материалы и изделия.....	28
2.3 Календарный план и сроки строительства	29
2.4 Организационно-технологическая схема подготовки и организации строительства.....	29
2.5 Отвод земель.....	31
2.6 Внутритрубная диагностика. Классификация дефектов.....	33
3. Методы производства работ.....	36
3.1 Геодезическая подготовка трассы.....	36
3.2 Подготовительные работы	37
3.3 Основные технологические операции	38
3.4 Обозначение коммуникаций и передача участка МН.....	39
3.5 Оформление разрешительной документации на производство ремонтных работ	41
3.6 Доставка технических средств, оборудования и строительных материалов	41
3.7 Организация связи на период строительства	42
3.8 Устройство временных переездов.....	44
3.9 Подготовка площадки для производства работ	44
3.10 Устройство майн	46
3.11 Подготовка линейных задвижек и проверка их герметичности	47
3.12 Подготовка трубы для катушек, соединительных деталей, арматуры	48
3.13 Информационные знаки	50
3.14 Земляные работы.....	50
3.15 Сварочные работы.....	52
3.16 Монтаж нефтепровода	54

					<i>Технология проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разработал</i>	<i>Герасимова Н.Н.</i>				<i>Оглавление</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>					<i>ВКР</i>	<i>13</i>	<i>3</i>
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>				НИ ТПУ гр. 3-2Б5А			

6.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ	114
6.2.3	Разработка графика проведения научного исследования	115
6.3	Технико-экономический расчет.....	119
6.3.1	Расчет стоимости строительно-монтажных работ	119
6.3.1.1	Обоснование способа прокладки.....	119
6.3.2	Эксплуатационные затраты.....	121
6.3.3	Основные технические и экономические показатели	122
6.3.4	Выводы.....	122
Заключение		124
Список использованных источников		125
Приложение А Продольный профиль (резервная нитка)		133
Приложение Б План проектируемого нефтепровода		134
Приложение В Схема по балластировке трубопровода утяжелителями УБО .		135
Приложение Г Временный переезд		136
Приложение Д Схема гидроиспытания (резервная нитка)		137
Приложение Е Схема по балластировке трубопровода чугунными пригрузами		138
Приложение Ж Схема разработки траншеи на пойменных участках		139
Приложение И Технико-экономические показатели на основе смет (СМР).....		140

Введение

В России функционирует более 200 тыс. километров стальных трубопроводов (магистральных и промысловых), предназначенных для транспортировки нефти, газа и нефтепродуктов. Многие из них отслужили четверть века и более. Под воздействием перекачиваемых по ним продуктов, внешней среды и режима эксплуатации постепенно снижается несущая способность трубопроводов, что неизбежно ведет к ремонту дефектных участков или их перевода на более щадящий режим эксплуатации.

Магистральный нефтепровод «Александровское - Анжеро - Судженск» введен в эксплуатацию в 1972 году. Достаточно большой его возраст объективно связан с увеличением риска аварий и отказов при эксплуатации. Дальнейшее его старение, повышение уровня требований к безопасности и надежности трубопроводного транспорта, современные научные представления и инженерные разработки создают сегодня предпосылки для совершенствования концептуальных подходов к вопросу предупреждения аварийных ситуаций на подводных переходах.

Ремонт с заменой трубы магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» пересекающего водную преграду р. Шуделька) выполняется с целью повышения его надежности при дальнейшей эксплуатации и снижения вероятности возникновения аварийной ситуации.

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

					<i>Технология проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское - Анжеро - Судженск»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разработал</i>	<i>Герасимова Н.Н.</i>				<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>					<i>ВКР</i>	<i>16</i>	<i>1</i>
						НИ ТПУ гр. 3-2Б5А		
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							

1 Общее описание ремонтируемого участка нефтепровода

Дипломный проект предусматривает капитальный ремонт подводного перехода через р. Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское - Анжеро - Судженск» с заменой трубы траншейным способом.

Проект выполнен в соответствии с требованиями действующих нормативных документов по сооружению и ремонту магистральных нефтепроводов.

Таблица 1 - Техническая характеристика резервной нитки существующего МН «Александровское-Анжеро-Судженск» ППМН р. Шуделька

Год ввода в эксплуатацию	1973 г
Рабочее давление (проектное) на выходе НПС «Парабель»	4,67 МПа
Категория трубопровода	В
Марка стали, класс прочности	17Г1С, К52
Наружный диаметр существующего нефтепровода	1020 мм
Толщина стенки существующего нефтепровода	14 мм
Тип балластирующих грузов в русле	отсутствуют

Пропускная способность МН «Александровское-Анжеро-Судженск» составляет 49,2 млн.т/год.

В соответствии с требованиями СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*» резервная нитка магистрального нефтепровода диаметром 1020 мм отнесена ко II классу.

В соответствии с требованиями СП 36.13330.2012 [27], РД-75.200.00-

					Технология проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское - Анжеро - Судженск»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разработал	Герасимова Н.Н.				Общее описание ремонтируемого участка нефтепровода	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.					ВКР	17	10
						НИ ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

КТН-012-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Переходы магистральных трубопроводов через водные преграды. Нормы проектирования» и РД-23.040.00-КТН-084-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть магистрального трубопровода. Нормы проектирования» проектируемая резервная нитка ППМН через р. Шуделька относится к подводным переходам магистральных нефтепроводов и отнесена к категории «В».

Таблица 2 - Техническая характеристика проектируемой резервной нитки ППМН

Рабочее давление (проектное) на выходе НПС «Парабель»	4,67 МПа
Диаметр трубопровода	1020 мм
Толщина стенки проектируемого нефтепровода	14 мм
Класс прочности	К 52
Изоляция	заводская, полиэтиленовая
Предел текучести	355 МПа
Предел прочности	510 МПа
Тип балластирующих грузов	чугунные пригрузки, пригрузки типа ЧБУ-1020, железобетонные пригрузки типа БУОТ-1020
Длина заменяемого участка	206 м
Вид продукта	товарная нефть

					Общее описание ремонтируемого участка нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

1.1 Краткая характеристика места производства работ

В административном отношении участок подводного перехода расположен на территории Колпашевского района Томской области. Сам подводный переход расположен в 5,1 км на юго-восток от южной окраины п. Инкино и в 326,8 км от г. Томска. Обзорная схема района представлена на рисунке 1.

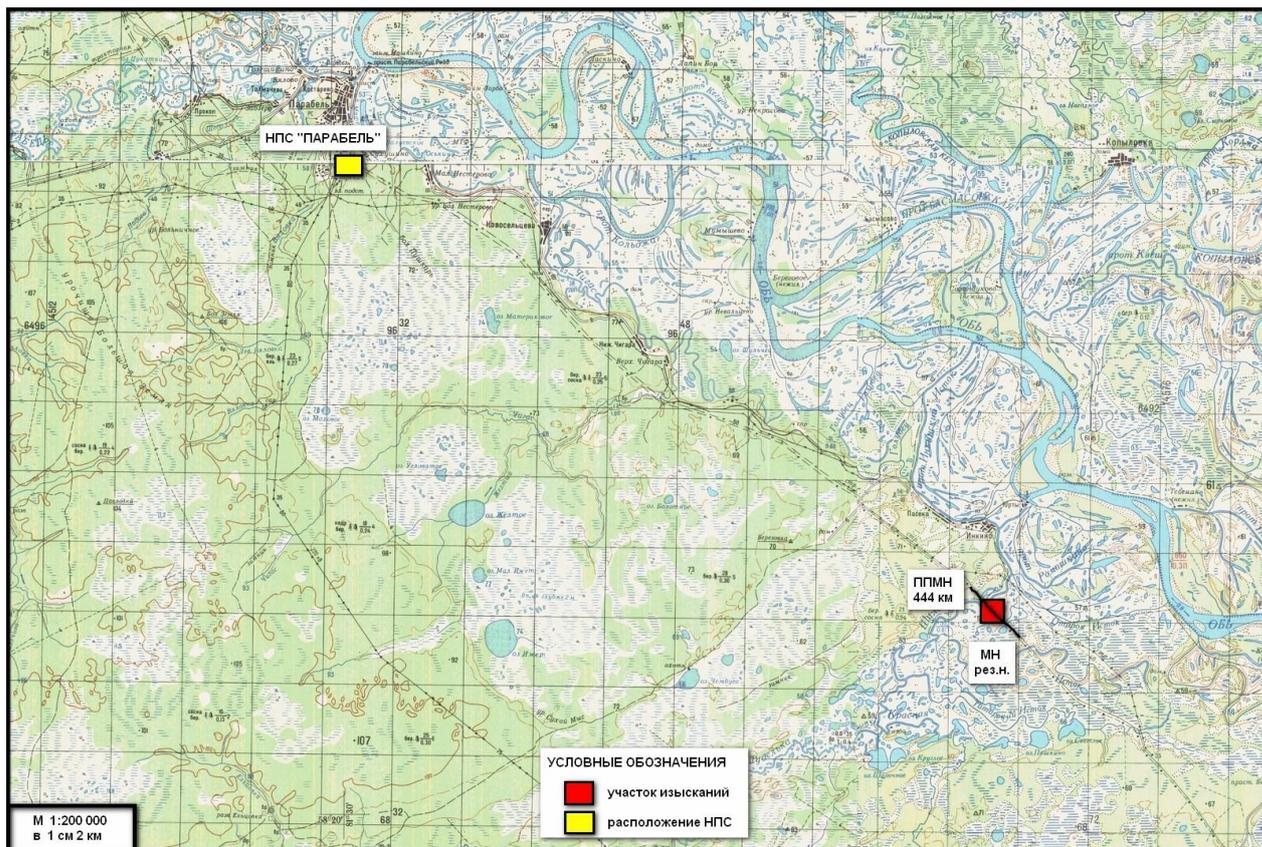


Рисунок 1 - Обзорная схема района производства работ.

Магистральный нефтепровод «Александровское-Анжеро-Судженск» на данном участке обслуживается ЛАЭС «Парабель» РНУ «Парабель».

					Общее описание ремонтируемого участка нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

1.2 Климатическая характеристика

Климатическая характеристика района работ составлена по данным наблюдений метеостанции Парабель, недостающие данные приведены по данным метеостанции Колпашево.

Среднее Приобье характеризуется ярко выраженным континентальным климатом с продолжительной холодной зимой, коротким теплым летом, поздними весенними и ранними осенними заморозками.

Ветровой режим. В холодный период и в годовом разрезе преобладают южные и юго-западные ветры. В теплый период года увеличивается повторяемость ветров северо-западного направления. Средняя годовая скорость ветра составляет 3,5 м/с. Средние месячные скорости ветра изменяются в пределах 2,7-4,1 м/с. Наименьшие скорости ветра наблюдаются в июле, августе.

Температура воздуха. Средняя годовая температура воздуха равна минус 1,5°C. Самым холодным месяцем является январь со среднемесячной температурой воздуха минус 20,7°C. Средняя месячная температура июля, самого теплого месяца, составляет плюс 18,0°C. Абсолютный максимум температуры воздуха составляет плюс 35°C, абсолютный минимум - минус 51°C.

Устойчивый переход среднесуточной температуры воздуха через 0°C осенью происходит 15 октября, весной – 14 апреля. Первые заморозки отмечаются обычно в середине сентября, последние в третьей декаде мая. Безморозный период составляет в среднем 113 дней.

Расчетная температура самой холодной пятидневки по метеостанции обеспеченностью 0,92 составляет минус 42°C, обеспеченностью 0,98 – минус 44°C.

Температура почвы. Температура почвы связана с температурой воздуха. Наиболее низкая температура поверхности почвы наблюдается в январе, феврале (минус 22°C), наиболее высокая - в июле (плюс 22°C). Средняя

					Общее описание ремонтируемого участка нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

годовая температура поверхности почвы равна минус 2°C. С глубиной температура почвы в летние месяцы убывает, в зимние, напротив, температура почвы с глубиной выше, так как сначала охлаждается ее поверхность.

Осадки и снежный покров. Средняя многолетняя сумма осадков составляет 481 мм. Распределение их в течение года неравномерно. Большая часть осадков выпадает в теплый период года (75%), с максимумом в августе (84 мм), в зимний период выпадает (25%) годовой суммы осадков.

Снежный покров появляется в середине октября. Устойчивый снежный покров образуется обычно в конце октября, разрушается в третьей декаде апреля. Полностью снежный покров сходит в начале мая. Максимальной высоты снежный покров достигает в марте. Наибольшая высота снежного покрова за многолетний период наблюдений на поляне в лесу составила 94 см, в поле 72 см.

1.3 Гидрологическая характеристика

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

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

Наиболее многоводной фазой водного режима реки Шуделька является весеннее половодье. Однако собственное половодье реки не выражено, так как оно по срокам совпадает с половодьем на Оби, во время которого полностью затопливается Обская пойма на рассматриваемом участке. Половодье на Оби начинается обычно во второй декаде апреля, пик половодья проходит в середине мая, после чего наблюдается медленный спад уровней воды.

					Общее описание ремонтируемого участка нефтепровода	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

В летне-осеннюю межень река не пересыхает.

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

Зимний режим реки характеризуется устойчивым ледоставом. Ледоставу ежегодно предшествует образование заберегов, которые появляются после перехода температуры воздуха через 00С. Осеннего ледохода не бывает, при смерзании заберегов образуется ледяной покров. В среднем ледостав устанавливается в первой декаде ноября. Средняя продолжительность ледостава составляет около 6 месяцев.

Наращение толщины льда происходит наиболее интенсивно в начальный период установления ледостава, постепенно ослабевая к началу марта, когда и отмечается максимальная толщина льда. Согласно опросным данным средняя толщина льда на р.Шуделька составляет 50-80 см.

Русло реки Шуделька в зимнюю межень не промерзает.

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

Показателем начала устойчивого повышения температуры воды, исчезновения ледяных образований весной и появления ледяных образований осенью, является дата перехода температуры воды через плюс 0,20С. Весной переход температуры воды через плюс 0,20С, обычно, происходит в начале мая, осенью в конце октября. После очищения реки ото льда весной температура

					Общее описание ремонтируемого участка нефтепровода	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

воды интенсивно повышается до конца июля - начала августа. Наибольшая средняя месячная температура воды в реке наблюдается в июле, ее среднее многолетнее значение составляет плюс 19°С.

Собственные долина и пойма реки Шуделька отсутствуют, так как водоток протекает в пойме р. Обь.

Пойма Оби на участках переходов нефтепровода низкая, заросшая угнетенным лесом, заболочена. В периоды высоких половодий пойма Оби здесь полностью затапливается. Согласно опросным данным продолжительность затопления поймы около 2-х месяцев. Глубина затопления поймы при прохождении высоких половодий может достигать 5,0 м.

Русло р.Шуделька представляет собой чередование озеровидных расширений и сужений. Ширина русла в период изысканий в апреле 2011 года изменялась в больших пределах, на расширенных участках она достигала 39 м, в сужениях – 5,7 м. Наибольшие глубины наблюдаются на расширенных участках и достигают 3,15 м, в сужениях глубины резко уменьшаются и составляют 0,03-0,10 м. Русло реки в пределах исследуемого участка одорукавное, делает небольшой поворот вправо. Профили поперечного сечения русла практически повсеместно имеют форму близкую к симметричной.

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

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

1.4 Инженерно-геологическая характеристика

В пределах участка проведения работ на исследуемую глубину до 10,0 м геологический разрез сложен средне-верхнечетвертичными аллювиально-

					Общее описание ремонтируемого участка нефтепровода	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

озерными отложениями (IaQII-III), современными верхнечетвертичными аллювиальными (aQIV) и болотными отложениями (b QIV).

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

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

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

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

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

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

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

На исследуемой территории специфические грунты представлены техногенными (насыпными) грунтами слоя 1а и органическими грунтами – торфом ИГЭ 2.

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

Согласно СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства (Часть II)» и СП 115.13330.2016 «Геофизика опасных природных воздействий. Актуализированная редакция СНиП 22-01-95» из опасных геологических процессов и неблагоприятных инженерно-геологических

					Общее описание ремонтируемого участка нефтепровода	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

явлений на исследуемой территории отмечаются подтопление подземными и поверхностными водами, заболачивание, морозная пучинистость грунтов, сейсмичность территории.

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

Протяженность обводненных участков на период инженерно-геологических работ по оси существующей трассы МН «Александровское-Анжеро-Судженск» составляет 573 м, что составляет 97,6 % от общей протяженности исследуемой территории 587,1 м.

Согласно СП 115.13330.2016 категория опасности территории по подтоплению оценивается как весьма опасная.

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

Протяженность болот по существующей нитке нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» на период инженерно-геологических работ (май 2011 г) равна 279,3 м, что составляет 47,5% от общей протяженности исследуемой территории.

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

Согласно ГОСТ 25100-2011 «Грунты. Классификация (с Поправками)» по степени морозоопасности грунты в зоне сезонного промерзания и в

					Общее описание ремонтируемого участка нефтепровода	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

открытых траншеях, котлованах суглинки текучепластичные ИГЭ 4-5, ИГЭ 4-5а относятся к сильнопучинистым и чрезмернопучинистым.

Торф ИГЭ 2 пучинистыми свойствами не обладает.

Нормативная глубина сезонного промерзания согласно СНиП 23-01-99 (с Изменением №1 2003 г.) Строительная климатология, СП 22.13330.2016 «Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83* (с Изменениями N 1, 2)» и СП 50-101-2004 «Проектирование и устройство оснований и фундаментов зданий и сооружений» для суглинков составляет 2,53 м.

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

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

Согласно СП 115.13330.2016 категория опасности территории по пучению для сооружений на естественном основании оценивается как весьма опасная.

Сейсмичность: согласно СП 14.13330.2018 «Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*» и карте общего сейсмического районирования (ОСР-97) территории РФ сейсмическая активность исследуемого участка составляет 6 баллов (карта А и В) по шкале MSK-64.

Согласно СП 14.13330.2018 «Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*» грунты на исследуемом участке суглинки текучепластичные - ИГЭ 4-5 и ИГЭ 4-5а относятся к III категории грунтов по сейсмическим свойствам.

Расчетная сейсмичность исследуемого участка трассы составит 7 баллов.

					Общее описание ремонтируемого участка нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

2 Технические решения

2.1 Основные технические решения

Замена участка трубы на резервной нитке МН «Александровское-Анжеро-Судженск» через р. Шуделька выполняется с целью повышения надежности нефтепровода при дальнейшей его эксплуатации и снижения вероятности возникновения аварийной ситуации.

Выпускной квалификационной работой предусмотрена подземная прокладка проектируемого нефтепровода в существующем створе (с отключением нефтепровода на период выполнения работ). При ремонте подводного перехода магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» принят траншейный метод строительства ППМН.

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

Сварные стыки трубопровода, укладываемого с бровки траншеи, изолируются термоусаживающимися манжетами 1 типа нормального исполнения Пк40 шириной 450 мм, толщиной не менее 2,4 мм в соответствии с ОТТ-25.220.01-КТН-200-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозийное покрытие сварных стыков трубопроводов. Общие технические требования».

Электрохимическая защита от коррозии (ЭХЗ) заменяемого участка нефтепровода осуществляется методом катодной поляризации от

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата			
					<i>Технология проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск»</i>		
Разработал	Герасимова				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.						
					ВКР	27	9
					Технические решения		
Рук. ООП	Брусник О.В.						
					НИ ТПУ гр. 3-2Б5А		

существующих станций катодной защиты. В проекте предусмотрено переключение проектируемого нефтепровода к существующей УКЗВ на 445 км.

2.2 Материалы и изделия

Для проектируемого трубопровода прокладываемого протаскиванием и трубопровода, укладываемого с бровки траншеи проектом приняты стальные сварные прямошовные трубы 1020x14 по ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования», с заводским трехслойным полиэтиленовым покрытием толщиной не менее 3,5 мм (тип 4) по ОТТ-25.220.60-КТН-103-15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Заводское полиэтиленовое покрытие труб. Общие технические требования».

Технические характеристики трубы:

- предел прочности – 510 МПа;
- рабочее давление - 4,67МПа;
- класс прочности - К52;
- уровень качества – первый;
- марка стали - 17Г1С;
- предел текучести – 355 МПа.

Повороты трубопроводов в горизонтальной и вертикальной плоскостях выполняются монтажом криволинейных участков из отводов холодного гнущья по ОТТ-23.040.01-КТН-052-13 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Отводы холодного гнущья из стальных труб. Общие технические требования»

Минимальный радиус упругого изгиба принят 2000 м.

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

					Технические решения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

2.3 Календарный план и сроки строительства

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

В соответствии со СНиП 1.04.03-85 «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений, продолжительность производства работ составит 60 суток.

2.4 Организационно-технологическая схема подготовки и организации строительства

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

- отвод территории для производства ремонтных работ;
- организация временного строительного хозяйства, решение вопросов размещения и быта рабочих, заправки техники, хранения и подготовки материалов к работе;
- уточнение положения нефтепровода с установкой вешек и оформлением акта закрепления трассы и акта передачи участка нефтепровода;
- оформление акта-допуска по форме СНиП 12-03-2001 [40] на проведение ремонтных работ на территории действующего сооружения;
- получение «Разрешения на производство работ в охранной зоне нефтепровода» и оформление «Ордера на право производства работ в охранной зоне инженерных коммуникаций»;

					<i>Технические решения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		29

- устройство подъездов к месту производства работ, временных переездов через нефтепровод с предварительной разработкой мероприятий по безопасному движению техники и схем маршрутов движения;
- доставка строительной техники, оборудования и строительных материалов;
- организация системы связи с диспетчерами РНУ «Парабель» и генподрядчика;
- оформление нарядов-допусков на производство работ повышенной опасности.

Основные технологические операции при ремонте участков нефтепровода на основной и резервной нитки выполняются в следующей последовательности:

- устройство временных переездов, организация технологических площадок для строительства;
- сборка, сварка, контроль стыков и трубопровода, изоляция стыков со всеми сопутствующими работами;
- укладка трубопровода с бровки траншеи с предварительным демонтажем заменяемых участков;
- очистка полости, гидроиспытание и профилометрия трубопровода;
- засыпка нефтепровода;
- вывоз бытовых и промышленных отходов в специализированные организации;
- рекультивация земель.

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

					<i>Технические решения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

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

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

Проживание рабочих предусмотрено во временном жилом городке.

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

Организация питания рабочего персонала выполняется Подрядчиком на стадии подготовительных работ.

Воду для хозяйственно-питьевых нужд на стройплощадку предусмотрено доставлять ежедневно из существующей системы водоснабжения п. Инкино автотранспортом, хранить в алюминиевых бочках с соблюдением гигиенических норм. Воду для производственных нужд брать из протоки р. Шуделька.

Демонтированные трубы после очищения изоляции вывозятся на НПС «Парабель» автотранспортом на расстояние для размещения на площадке временного хранения металлолома после его пропарки.

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

Вывоз жидких отходов – МУП «ПЭК» с. Парабель.

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

На площадке строительства предусматривается размещение передвижных инвентарных (имеющиеся на балансе Подрядчика) вагончиков (с помещениями обогрева работающих, конторы производителя работ, закрытого

					<i>Технические решения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

склада) и биотуалетов. Площадку складирования материалов, бытовые помещения разместить за водоохраной зоной.

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

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

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

2.5 Отвод земель

Земельные участки, необходимые для производства работ, располагаются на землях ОГУ "Томское управление лесами" филиала «Колпашевское лесничество».

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

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

Общая площадь аренды земель составляет 27000 м².

					<i>Технические решения</i>	<i>Лист</i>
						32
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2.6 Внутритрубная диагностика. Классификация дефектов

Дефект – каждое отдельное несоответствие детали или технической системы требованиям, установленным технической документацией.

По расположению дефекты делят на наружные и внутренние. По происхождению дефекты бывают производственные и эксплуатационные. По степени опасности дефекты подразделяют на критические, значительные и малозначительные.

Комбинированный дефект – два и более дефекта разных типов, для которых минимальное расстояние от границы одного дефекта до границы другого дефекта меньше или равно значения 4-х толщин стенки трубы.

Дефекты геометрии трубы – дефекты, связанные с изменением формы трубы. К ним относятся:

Вмятина – местное уменьшение проходного сечения трубы без излома оси нефтепродуктопровода, возникшее в результате поперечного механического воздействия.

Гофра – уменьшение проходного сечения трубы, сопровождающееся чередующимися поперечными выпуклостями и вогнутостями стенки, в результате потери устойчивости от поперечного изгиба с изломом оси нефтепродуктопровода.

Сужение (овальность) - уменьшение проходного сечения трубы, при котором сечение трубы имеет отклонение от окружности.

Дефекты стенки трубы. К ним относятся:

Потеря металла (коррозионная) – локальное уменьшение толщины стенки трубы в результате коррозионного повреждения.

Уменьшение толщины стенки технологическое – плавное утонение стенки, образовавшееся в процессе изготовления горячекатаной трубы или технологический дефект проката.

					Технические решения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Механическое повреждение типа «риска» – механическое повреждение стенки трубы (риска, царапина, задира, продир) в виде углубления с уменьшением толщины стенки трубы, образованное перемещающимся по поверхности трубы твердым телом.

Расслоение – внутреннее нарушение сплошности металла трубы в продольном и поперечном направлении, разделяющее металл стенки трубы на слои, технологического происхождения.

Расслоение с выходом на поверхность – расслоение, выходящее на внешнюю или внутреннюю поверхность трубы.

Расслоение в околошовной зоне – расслоение, примыкающее к сварному шву (расстояние линии перехода шва к основному металлу до края расслоения меньше или равно значению 4-х толщин стенки трубы).

Трещина – дефект в виде разрыва (несплошности) металла, геометрия которого определяется двумя размерами (протяженность, глубина).

Трещиноподобный коррозионно-механический дефект – дефект в виде одиночной трещины или группы трещин, скорость роста которых определяется воздействием на металл, как коррозионной среды, так и напряжений (коррозионное растрескивание под напряжением).

Дефекты выявляются с помощью диагностики трубопровода. Существует несколько видов диагностики:

- **Магнитный принцип диагностики** - основан на распределении напряженности магнитного поля в зоне локального дефекта потери металла. Для этого используется магнитный дефектоскоп, предназначенный для дефектоскопии трубопроводов методом регистрации рассеяния магнитного потока, обнаружения и определения размеров дефектов потери металла и поперечных трещин по всей окружности трубопровода.

Дефекты, выявляемые внутритрубным магнитным дефектоскопом:

					<i>Технические решения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

- дефекты геометрии без дополнительных дефектов и примыкания к сварным швам;
- дефекты геометрии, примыкающие к сварным швам или расположенные на сварных швах;
- дефекты геометрии в комбинации с потерей металла;
- потери металла точеные, сплошные; риски, царапины, задиры (поперечно ориентированные);
- трещины по телу трубы или в сварном шве (поперечно ориентированные);
- расслоения с выходом на поверхность;
- дефекты поперечно шва; смещения поперечного шва;
- недопустимые ремонтные конструкции и методы ремонта.

• Ультразвуковой метод. Метод основан на регистрации ультразвуковых волн, отраженных от несплошности при импульсном прозвучивании. Дефекты, выявляемые внутритрубным ультразвуковым дефектоскопом:

- дефекты геометрии без дополнительных дефектов и примыкания к сварным швам;
- дефекты геометрии, примыкающие к сварному шву или расположенные на сварном шве; риски, царапины, задиры;
- трещины по телу трубы или в сварных швах;
- дефекты сварных швов;
- смещения поперечных, продольных швов;
- расслоения с выходом на поверхность;
- дефекты поверхности (неоднородности поверхности).

Для измерения внутреннего проходного сечения и радиусов поворотов трубы, что необходимо для оценки возможности безопасного пропуска ВИП проводится профилометрия.

					Технические решения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

3 Методы производства работ

3.1 Геодезическая подготовка трассы

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

В соответствии с СП 86.13330.2014 [27] необходимо создать геодезическую разбивочную основу для строительства и не менее чем за 10 дней до начала строительного-монтажных работ передать подрядчику техническую документацию на нее и закрепленные на трассе пункты и знаки этой основы, в том числе:

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

Допустимые среднеквадратические погрешности при построении геодезической разбивочной основы:

- угловые измерения ± 2 минуты;
- линейные измерения 1/1000;

					<i>Технология проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское – Анжера – Судженск»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разработал</i>	<i>Герасимова Н.Н.</i>				<i>Методы производства работ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>					<i>ВКР</i>	<i>36</i>	<i>43</i>
						<i>НИ ТПУ гр. 3-2Б5А</i>		
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							

- определения отметок ± 50 мм.

Трасса принимается подрядной строительной-монтажной организацией от Заказчика по акту. Все геодезические измерения должны осуществляться в соответствии с требованиями СП 126.13330.2017 «Геодезические работы в строительстве».

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

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

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

На выполненную геодезическую подготовку трассы составляется акт.

Контроль качества работ выполняется согласно указаниям СП 126.13330.2017 [37].

3.2 Подготовительные работы

Согласно Регламента организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов [73] до начала производства основных работ необходимо выполнить следующие подготовительные работы:

- отвод территории для производства ремонтных работ;

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
						37
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- организация временного строительного хозяйства, решение вопросов размещения и быта рабочих, заправки техники, хранения и подготовки материалов к работе;
- уточнение положения нефтепровода с установкой вешек и оформлением акта закрепления трассы и акта передачи участка нефтепровода;
- оформление акта-допуска по форме СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования» на проведение ремонтных работ на территории действующего сооружения;
- получение «Разрешения на производство работ в охранной зоне нефтепровода» и оформление «Ордера на право производства работ в охранной зоне инженерных коммуникаций»;
- устройство подъездов к месту производства работ, временных переездов через нефтепровод с предварительной разработкой мероприятий по безопасному движению техники и схем маршрутов движения;
- доставка строительной техники, оборудования и строительных материалов;
- организация системы связи с диспетчерами РНУ «Парабель» и генподрядчика;
- оформление нарядов-допусков на производство работ повышенной опасности.

3.3 Основные технологические операции

Основные технологические операции при замене участков нефтепровода на основной и резервной нитке выполняются в следующей последовательности:

- устройство временных переездов,
- организация технологических площадок для строительства,
- сборка, сварка, контроль стыков и трубопровода,

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

- изоляция стыков со всеми сопутствующими работами,
- укладка трубопровода с бровки траншеи с предварительным демонтажем заменяемых участков,
- очистка полости,
- гидроиспытание и профилометрия трубопровода,
- засыпка нефтепровода,
- вывоз бытовых и промышленных отходов,
- рекультивация земель.

Последовательность технологических операций по этапам уточняется в ППР, разрабатываемым подрядчиком с учетом требований РД 11-06-2007 «Методические рекомендации о порядке разработки проектов производства работ грузоподъемными машинами и технологических карт погрузочно-разгрузочных работ», ОР-91.010.30-КТН-111-12 «Порядок разработки проектов производства работ на строительство, техническое перевооружение и реконструкцию объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов».

3.4 Обозначение коммуникаций и передача участка МН

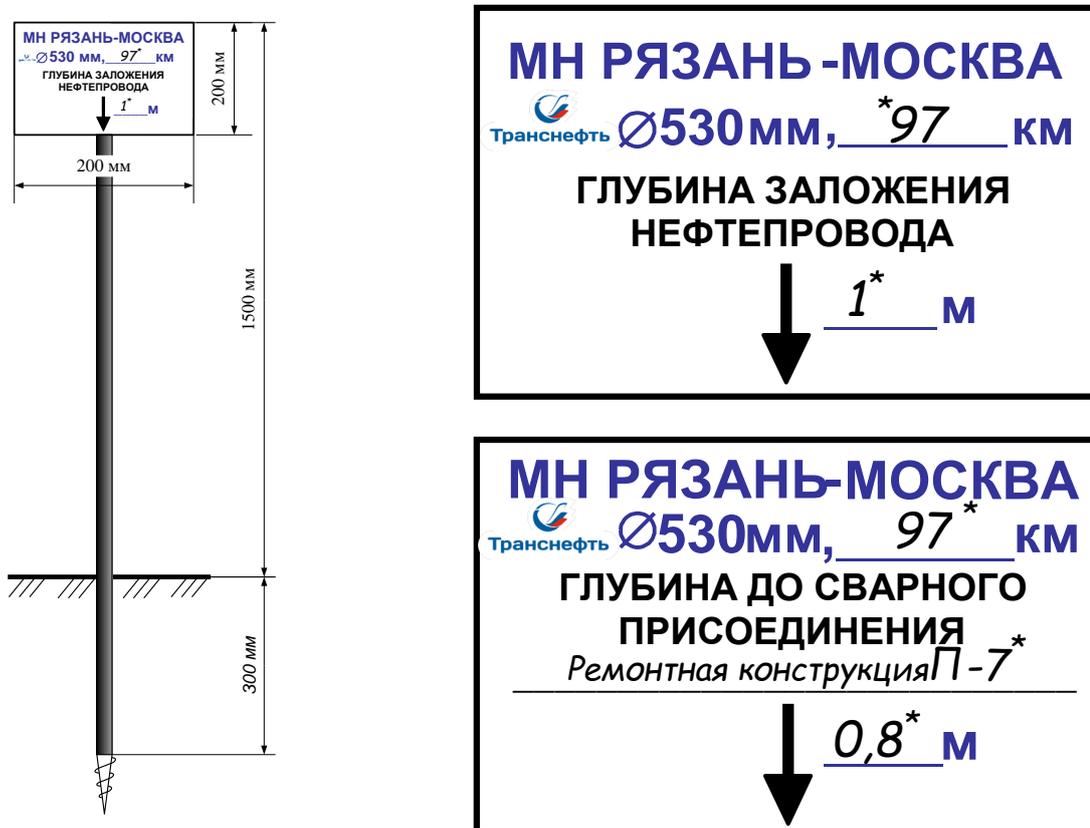
За 5 дней до начала ремонтных работ необходимо:

- установить знаки обозначения оси МН с указанием фактической глубины заложения;
- установить знаки обозначения оси с указанием фактической глубины заложения подземных коммуникаций;
- установить знаки обозначения осей и границ переездов строительной техники;
- выполнить геодезическую разбивку оси дороги, оси и границ переезда.

Трасса нефтепровода в границах зоны производства работ обозначается

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
						39
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

опознавательными знаками (щитами с надписями - указателями) высотой 1,5-2 м от поверхности земли, с указанием фактической глубины заложения, установленными на прямых участках трассы через 50 м, а при неровном рельефе через 25 м. Пример опознавательного знака представлен на рисунке 2.



*Уточняется на местности и наносится вручную несмываемой черной краской.

Рисунок 2 – Пример внешнего вида опознавательного знака

Составляет акт на закрепление трассы, площадки, акт передачи участка нефтепровода.

К акту передачи прилагаются:

- ситуационный план (схема) трассы или участка территории;
- ведомость глубины заложения действующего трубопровода;
- ведомость установленной арматуры и оборудования;
- необходимые характеристики, привязки трубопроводов,

сооружений, коммуникаций, вырытых шурфов и установленных закрепительных

					Методы производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

знаков;

- технологическая схема участка;
- ведомость пересечений участка нефтепровода и технические условия от владельцев коммуникаций на производство работ в зоне пересечений;
- рабочий проект.

3.5 Оформление разрешительной документации на производство ремонтных работ

До начала производства работ необходимо:

- оформить акт-допуск на проведение ремонтных работ на территории действующих коммуникаций;
- получить «Разрешение на производство работ в охранной зоне нефтепровода» от руководства управления МН;
- уведомить органы государственного пожарного надзора, Ростехнадзора, а также владельцев проложенных в едином техническом коридоре коммуникаций о начале работ;
- известить службы технического надзора заказчика о готовности к реализации целей проекта с предоставлением графика производства работ;

Запрещается производство работ в охранной зоне МН без оформления необходимых разрешительных документов.

3.6 Доставка технических средств, оборудования и строительных материалов

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

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

транспортных средствах определяется на основании физических объемов и эксплуатационной производительности машин.

Схема доставки отражается в проекте производства работ.

3.7 Организация связи на период строительства

На время производства работ необходимо организовать устойчивую двухстороннюю радиосвязь участка производства работ с оператором НПС «Парабель» и диспетчером РНУ «Парабель».

Организация связи с местом производства работ выполняется Исполнителем. Схема организации связи указывается в ППР.

Схему организации связи с местом производства работ утверждает Заказчик. Исполнитель заключает договор на организацию связи с региональным представительством ОАО «Связьтранснефть».

Порядок организации связи с местом производства работ должен быть выполнен в соответствии с «Положением о совместных действиях по организации связи при производстве ремонтных и строительных работ на объекте ОАО «Центрсибнефтепровод»:

– за 10 дней до начала производства работ Подрядчик обязан направить в адрес ПТУС письменную заявку на организацию связи на время производства с указанием места производства работ, даты и времени производства работ, места с которыми необходимо организовать связь, лиц ответственных за производство работ;

– ПТУС за 5 дней до начала производства строительства обязано (при наличии технической возможности) предоставить ответственному руководителю производства работ план организационно-технических мероприятий по организации связи с местом производства работ предусматривающий пункты организации связи, сроки исполнения и ответственных исполнителей.

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

За одни сутки до начала производства работ производится, проверка готовности средств связи к круглосуточному режиму работы.

Лицо ответственное за организацию безопасного производства работ, обязано:

- указать места установки средств связи, согласованные с подрядной строительной организацией;
- определение круга лиц, по заявке подрядной строительной организацией, которым разрешен доступ к использованию средств связи.

Помещение расположения средств связи (мобильная рация, телефонные аппараты) должно иметь свободный доступ на период производства работ в рабочее время суток и на случай внештатной ситуации.

В ночное время суток контроль за работой оперативной связи должны обеспечивать дежурные работники подрядной строительной организации.

У каждого телефонного аппарата, мобильной радиостанции должны быть вывешены табличка с указанием:

- номеров телефонов вызова экстренных служб (пожарная, милиция, скорая помощь);
- позывные сигналы для мобильной радиостанции;
- списка лиц подрядной строительной организации, которым разрешено пользование средствами связи;
- ответственного за сохранность средств связи и поддержание их в рабочем состоянии.

Ответственный от подрядной организации, назначенный приказом, передает информацию о ходе работ ежедневно (не менее 2 раз в день до начала работ и по окончании работ, а также дополнительно при открытии и закрытии наряда - допуска на производство работ) диспетчеру НПС «Парабель» РНУ «Парабель». Мероприятия по системе связи на период строительства должны быть согласованы с территориальным ПТУС ОАО «Связьтранснефть».

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

3.8 Устройство временных переездов

Переезды через МН и подземные коммуникации выполняются в местах пересечения оси подземных коммуникаций техникой при отсутствии постоянных переездов.

До начала работ следует выполнить:

- согласование месторасположения переезда с организацией, эксплуатирующей пересекаемую коммуникацию, и получить разрешение на проведение работ по устройству переезда;
- геодезическую разбивку оси дороги, оси и границ переезда;
- уточнение положения пересекаемых коммуникаций;
- планировку подъезда техники к месту устройства переезда.

Работы по устройству переезда осуществляются в следующей технологической последовательности:

- подготовка и доставка необходимых строительных материалов;
- укладка железобетонных плит (стыки плит, образуемые вдоль трубопровода, не должны находиться над трубопроводом);
- установка ограничительных столбиков и указателей.

Работы по устройству переездов выполнять в присутствии представителей организации, эксплуатирующей пересекаемую коммуникацию.

Минимальное расстояние от верха покрытия до верхней образующей трубопровода должно быть не менее 1,4 м, до кабеля – не менее 1,0 м. При недостаточном заглублении выполнить подсыпку грунта над коммуникацией в месте переезда. Укладку плит производить на спланированную поверхность при помощи автокрана.

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

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

Работы подготовительного периода следует выполнять в соответствии с требованиями ВСН 010-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы», ВСН 31-81 «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности», СНиП 12-03-2001 [40], ОР-13.100.00-КТН-030-12 [73].

Конструкция временного переезда представлена в приложение Г.

3.9 Подготовка площадки для производства работ

Расстояние площадок под основные агрегаты должны быть не менее 50м от вантузов откачки и закачки и на расстоянии не менее 40 м от подпорного агрегата.

Площадку подпорного насоса предусмотреть в непосредственной близости к месту откачки, но не ближе 10 м от вантуза откачки. Выставить пожарный автомобиль на расстоянии 30 м от подпорного насоса и ПНУ-2. Выставить первичные средства пожаротушения (ПСП) в удобном для применения месте, установить дизельную электростанцию на расстоянии не менее 50 м от места откачки-закачки нефти и от основного агрегата. При расстановке оборудования должна обеспечиваться возможность маневрирования и беспрепятственного движения техники в экстренных случаях. Пример размещения техники и оборудования относительно мест проведения работ представлен на рисунке 3.

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

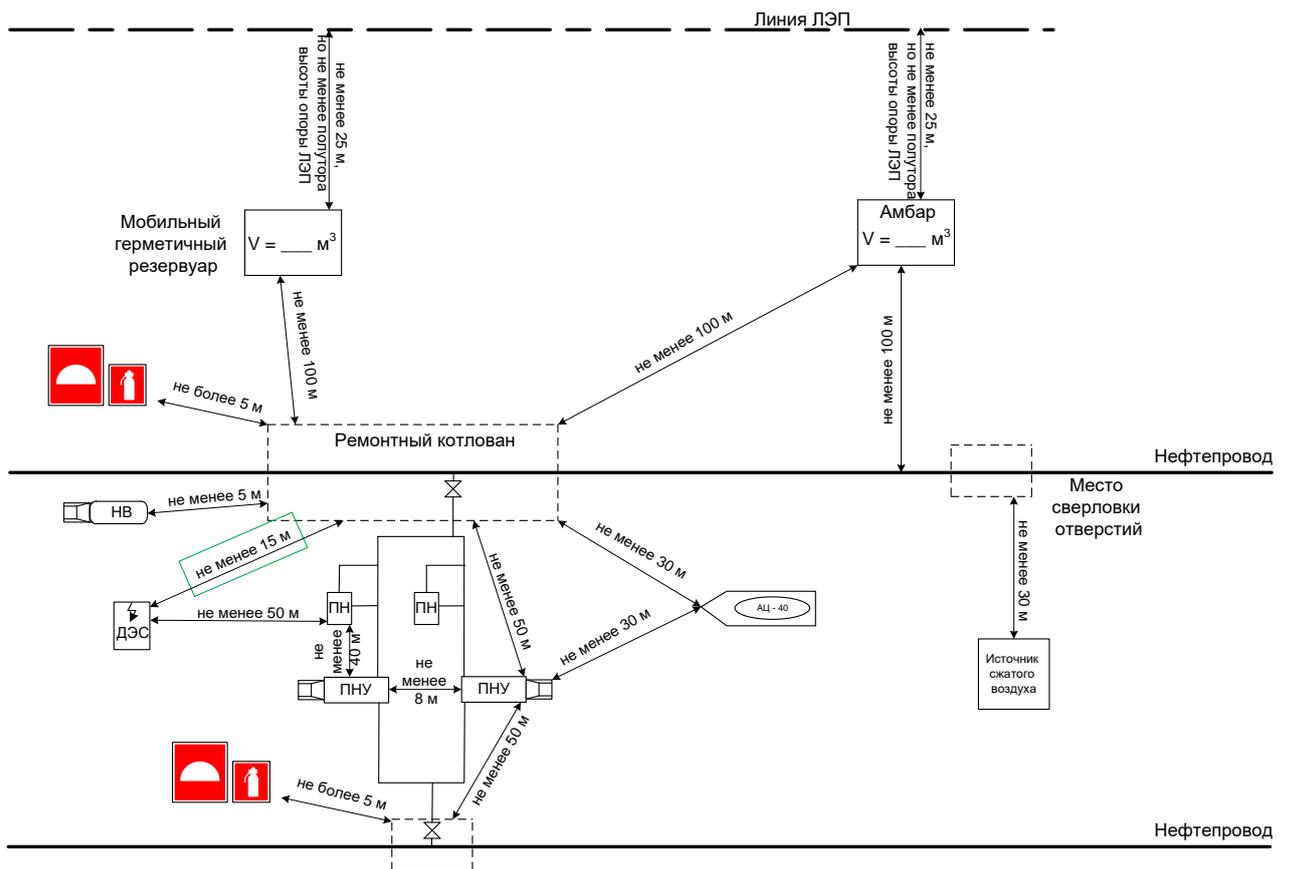


Рисунок 3 – Схема размещения техники и оборудования относительно мест проведения работ

3.10 Устройство майн

Для разработки подводной траншеи проектом предусмотрено устройство майн.

Работы по устройству майны выполняются в следующем порядке:

- до начала работ по устройству майны провести ледомерную съемку;
- произвести расчистку участка от снега бульдозером по 10 м от кромок майны для размещения техники, спасательных средств, рабочего оборудования;
- выполнить продольные прорезы на расстоянии 0.5-1.0 м, затем прорезы, перпендикулярные к ним, на расстоянии 0.5-1.0 м друг от друга;
- посыпать песком или шлаком лед около майны и места работы;

- удалить карты льда из майны при помощи экскаватора и переместить трактором из зоны производства работ;

- выполнить ограждение майны предупредительными знаками.

Размещать извлеченные карты льда на краю майны не допускается.

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

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

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

3.11 Подготовка линейных задвижек и проверка их герметичности

Промывку и проверку герметичности задвижек провести в соответствии с требованиями действующих регламентов.

Промывка полости задвижки осуществляется при достижении перепада давления $\Delta P = 0,2$ МПа в течении не менее 30 мин и скорости потока не менее 1,5 м/с при постоянном контроле показаний манометров. Примерная схема установки манометров при промывке линейных задвижек представлена на рисунке 4.



ЛЗ₁, ЛЗ₂ – линейные задвижки; P₁, P₂ – давление на выходе предыдущей НПС и давление на приеме последующей НПС; 1 – 6 – манометры

Рисунок 4 – Схема установки манометров при промывке линейных задвижек

					Методы производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

Промывку полости шиберных задвижек выполнять согласно инструкции по их эксплуатации. Создание перепада давления не требуется.

Последовательность работ при проверке герметичности задвижек:

– провести мероприятия по снижению статического давления на отсеченном участке после закрытия отсекающих задвижек. На момент начала контроля в контролируемой точке нефтепровода должно быть избыточное давление не менее 0,1 МПа;

– контроль изменения давления на отсеченном участке по манометрам не менее 30 мин.

Изменение давления (за 30 мин на 0,2 МПа и более), фиксирование шума протечек нефти через затвор, а также продолжающееся поступление нефти, через вантуз, при снижении давления на отсеченном участке свидетельствуют о негерметичности затвора проверяемой задвижки.

До начала производства работ по замене трубы должны быть выполнены мероприятия по отводу протечек нефти при негерметичности задвижек.

3.12 Подготовка трубы для катушек, соединительных деталей, арматуры

Трубы, «катушки», соединительные детали, арматура, устанавливаемые при ремонте, должны соответствовать требованиям НТД, иметь сертификаты, паспорта и акты входного контроля в соответствии с регламентами.

На сборку и сварку «катушек», запорной арматуры, соединительных деталей, в том числе с различными толщинами стенок, в составе ППР должны быть разработаны технологические карты на сборку и сварку стыков в соответствии с НДТ.

Длина ввариваемой «катушки» должна быть не меньше наружного диаметра ремонтируемого трубопровода.

Ввариваемая «катушка» должна быть изготовлена из труб того же

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

диаметра, толщины стенки и аналогичного класса прочности трубе ремонтируемого участка и иметь сертификат на трубу, из которой она изготовлена.

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

По результатам положительных гидравлических испытаний, дефектоскопического контроля и осмотра на трубы, предназначенные для изготовления «катушек», оформляется паспорт, наносится маркировка несмываемой краской буквой «К», на трубы, предназначенные для изготовления «катушек», соответствующая дате проведения гидравлических испытаний, диаметр и толщина стенки. Маркировка наносится с отступлением от края трубы, равным 0,25м, и равномерно по всей поверхности трубы с шагом, равным диаметру трубы.

Соединительные детали и запорная арматура, применяемые для ремонта, перед установкой на МН должны пройти входной контроль в соответствии с регламентом входного контроля запорной арматуры и фасонных изделий.

Предварительное гидроиспытание соединительных деталей и запорной арматуры (задвижка, обратный клапан) производится в тех случаях, когда после установки в действующий нефтепровод не представляется возможным, до заполнения нефтью, выполнить их гидроиспытание.

Соединительные детали и арматура с дефектами на их поверхностях к установке в нефтепровод не допускаются.

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
						49
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3.13 Информационные знаки

В соответствии с ГОСТ Р 55435-2013 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения», 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"» предусмотрена установка опознавательных знаков на нефтепроводе резервной нитки:

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

Установка опознавательных знаков на нефтепроводе основной нитки:

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

3.14 Земляные работы

Земляные работы выполнять механизированным способом в соответствии с СП 45.13330.2017 «Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87 (с Изменением №1)», СП 48.13330.2011 «Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004 (с Изменением № 1)», СНиП 12-03-2001 [40], СНиП12-04-2002 [41].

Траншею разработать с помощью экскаватора, засыпку выполнить бульдозером. Земляные работы на русловых участках протоки Исаевская и Озера производятся экскаватором в объеме, доработка траншеи производится гидромонитором (землесос), а засыпка производится экскаватором.

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
						50
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Ширина траншеи по дну принята с учетом технологии производства земляных работ определяется согласно СП 36.13330.2012 [27], СП 45.13330.2017 [28], СП 86.13330.2014 [29]. Ширина траншей по дну должна быть не менее $1,5 D$ (где D – наружный диаметр защитной оболочки). На участках кривых вставок ширина траншеи по дну должна быть не менее удвоенной ширины траншеи, разрабатываемой на соседних прямолинейных участках. На участке балластировки трубопровода утяжеляющими грузами ширина траншеи по дну должна быть не менее $2,2 D$. В местах технологических разрывов должны разрабатываться приямки с размерами, не менее: длина 1,0 м, ширина $(D + 1,2)$ м. Крутизна откосов траншеи принимается с учетом вида грунтов в соответствии с требованиями СП 45.13330.2017 [28], СП 86.13330.2014 [29], СНиП 12-04-2002 [41] и РД-93.010.00-КТН-011-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Строительно-монтажные работы, выполняемые на линейной части магистральных трубопроводов».

Работы в зоне действующих подземных коммуникаций производить под руководством прораба при наличии наряда-допуска и в присутствии представителя организации, эксплуатирующей данные коммуникации. Разработка грунта вблизи пересекаемых коммуникаций механизированным способом допускается на расстоянии не ближе 2 м по бокам коммуникаций и не менее 1 м над верхом коммуникации, оставшийся грунт разрабатывается вручную.

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

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

Контроль качества работ, сдача-приемка земляных работ оформляется

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
						51
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

исполнительным приемо-сдаточным актом согласно ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ (с Изменением № 1)». Перед началом работ и во время работ в траншее контролировать воздушную среду на содержание в воздухе углеводородов (ПДК составляет 300 мг/м³).

3.15 Сварочные работы

Пределы температур окружающего воздуха, допускаемые при выполнении строительно-монтажных работ с трубами с антикоррозионным и теплоизоляционным покрытиями, должны соответствовать требованиям РД-93.010.00-КТН-011-15 [70].

При выполнении сварочных работ обязательно проведение следующих мероприятий:

- оформление письменного разрешения ОАО МН о допуске организации-подрядчика к выполнению сварочно-монтажных работ на магистральном нефтепроводе.
- 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 первичных противопожарных мероприятий;
- подготовка сварочных материалов, оборудования и инструментов;
- проверка состояния воздушной среды на месте проведения сварочных работ;
- подготовка поверхности свариваемых деталей;
- сварочные работы;
- контроль качества сварки.

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

Сварочные работы выполнять под руководством аттестованных специалистов, по технологиям сварки, аттестованными согласно РД-03.120.10-КТН-007-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Аттестация сварочного производства на объектах организаций системы "Транснефть"» и РД 03-495-02 «Технологический регламент проведения аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства».

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

Сварка стыков плетей выполняется ручной электродуговой сваркой по разработанной технологической карте сварки. При выполнении сварки труб с заводской изоляцией необходимо применить защитные коврики из асбестовой ткани, которые предназначены для предохранения заводского изоляционного покрытия от попадания на него брызг расплавленного металла.

Сварку русловых участков нефтепровода в нитку производить на монтажных площадках.

Для сборки захлесточных стыков должны быть оставлены незасыпанным грунтом участки длиной 100 ± 10 м с каждой стороны захлеста.

При организации сварочных работ выполнять требования НТД. Неразрушающий контроль сварных швов, дефектовку, а также оформление результатов проводить согласно РД-25.160.10-КТН-016-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов» с учетом требований регламента технического надзора за проведением контроля качества сварных соединений лабораториями неразрушающего контроля строительных подрядчиков на объектах строительства МН.

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

3.16 Монтаж нефтепровода

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

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

Производство монтажных работ производится в несколько этапов:

1 этап – производство демонтажных работ.

2 этап – производство монтажных работ производится в следующей последовательности:

- сооружение площадок для монтажа дюкера и лебедки;
- сварка дюкера;
- I этап гидроиспытаний;
- протаскивание дюкера;
- II этап гидроиспытаний;
- монтаж пойменных участков с бровки траншеи;
- III этап гидроиспытаний;
- профилометрия;
- промывка всего заменяемого участка;
- стыковка с существующим трубопроводом;
- заполнение нефтью и ввод в эксплуатацию.

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

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

естественных отметок дна реки до верха забалластированного трубопровода.

Укладку дюкера в подводную траншею предусмотрено выполнять методом укладки с бровки траншеи.

При укладке изолированного трубопровода в траншею должно быть обеспечено:

- проектное положение трубопровода;
- сохранность труб и изоляционного покрытия;
- плотное прилегание трубопровода ко дну траншеи по всей длине;
- минимальное расстояние между трубопроводом и стенками траншеи - 150 мм, а на участках, где предусмотрена установка грузов - 1 м.

• укладку осуществлять с применением мягких монтажных полотенец или троллейных подвесок для изолированного трубопровода. Высота подъема трубопровода над землей должна быть не более 0,5-0,7 м.

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

Поэтапный контроль качества выполнения подводно-технических работ по разработке траншеи, укладки трубопровода и его засыпке должен предусматривать:

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

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56

требованиям проекта после укладки его в траншею и до засыпки.

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

3.17 Балластировка трубопровода

В связи с обводненность и морозным пучением грунтов на территории строительства, для обеспечения устойчивого положения проектируемых участков нефтепроводов основной и резервной ниток, предусмотрена балластировка:

- в русловой части, в границах протаскивания – чугунными кольцевыми пригрузами;
- на береговых участках – установкой утяжелителей железобетонных типа УБО.

Для предотвращения повреждения изоляционного покрытия участка, укладываемого протаскиванием, трубопровод покрыть сплошной футеровкой. Футеровочные маты выполняются из деревянных реек 30х60 мм, скрепленных отоженной проволокой диаметром 6 мм. Рейки в матах расположить сплошным прилеганием друг к другу. Крепление матов на трубопроводе выполнить скруткой проволоки с шагом 0,5 м. Зазоры между матами не допускаются.

В местах установки железобетонных утяжелителей УБО для защиты изоляционного покрытия предусмотрена установка защитных ковриков из нетканого иглопробивного геотекстильного полотна.

Участки трубопроводов рассчитаны против всплытия на устойчивость положения. Количество необходимых утяжелителей и шаг их расстановки подтвержден расчетом и представлен в Приложении В и Е.

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

3.18 Очистка полости, гидравлическое испытание

Очистка полости трубопровода, гидроиспытание на прочность и проверка на герметичность производится в соответствии с требованиями СП 86.13330.2014 [29], ВСН 011-88 [47], ОР-19.000.00-КТН-009-10 «Регламент по очистке, гидроиспытанию и внутритрубной диагностике нефтепроводов после завершения строительного-монтажных работ» под руководством комиссии по специальной инструкции, разработанной Заказчиком и Подрядчиком и отражающей местные условия работ. Состав специальной инструкции указан в СП 86.13330.2014 [29] и ОР-19.000.00-КТН-009-10 [74]. Инструкция по очистке и испытанию трубопровода согласовывается с проектной организацией и с Заказчиком.

До начала проведения работ по испытанию нефтепровода должно быть выполнено следующее:

- проведен предварительный инструктаж всех рабочих и ИТР, занятых на работах по технической и пожарной безопасности, а также ознакомление с инструкцией по испытанию;
- определена охранный зона;
- за пределы охранный зоны выведены люди, строительные машины, механизмы и прочее оборудование;
- смонтирован наполнительно-опрессовочный агрегат с обвязкой;
- смонтированы манометры за пределами охранный зоны;
- смонтированы самопишущие приборы регистрации давления;
- расставлены дежурные посты наблюдения и аварийные бригады;
- налажена надежная система связи.

Проектом предусмотрен водозабор для гидроиспытания из р. Шуделька насосом в накопительный котлован. Общий забор воды для гидроиспытаний из составит – 687 м³.

Перед проведением работ по гидроиспытаниям оформить в

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		58

природоохранных органах договор для забора водных ресурсов.

Перед сбросом необходимо провести анализы на содержание взвешенных веществ, нефтепродуктов и железа. Слив воды из амбаров предусмотрен через фильтр в пониженное место рельефа.

Гидравлическое испытание водой при отрицательной температуре наружного воздуха и грунта проводить по специальному проекту производства работ (ППР).

Для гидравлического испытания трубопроводов при отрицательных температурах могут быть использованы жидкости на основе хлористого кальция (с добавками ингибиторов коррозии), метанола, гликолей (этиленгликоля и диэтиленгликоля), дизельного топлива. Температурный диапазон применения жидкости для испытания трубопроводов определяется температурой ее замерзания, которая зависит от концентрации раствора.

Использование для испытания жидкостей с пониженной температурой замерзания разрешается только по специальной технологии с учетом ее приготовления и утилизации.

Гидравлическое испытание проводится в два этапа в соответствии с требованиями СП 86.13330.2014 [29]:

- 1 этап – (после укладки, до засыпки трубопровода) предварительное испытание сваренной плети трубопровода на прочность, $R_{прочн.} = 10,4 \text{ МПа}$ ($106,35 \text{ кгс/см}^2$) в течение 12 часов; на герметичность, $R_{герм.} = 5,8 \text{ МПа}$ ($59,2 \text{ кгс/см}^2$) в течении 12 часов.

- 2 этап – (после засыпки трубопровода) проверка на прочность $R_{прочн.} = 10,4 \text{ МПа}$ ($106,35 \text{ кгс/см}^2$) в течение 24 часов; на герметичность, $R_{герм.} = 5,7 \text{ МПа}$ ($59,2 \text{ кгс/см}^2$) в течении 12 часов;

Очистка полости трубопровода производится промывкой водой с пропуском двух очистных устройств под давлением жидкости, закачиваемой для проведения гидравлического испытания. Перед очистным устройством необходимо залить воду в количестве 10-15% от объема полости очищаемого

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

трубопровода.

При очистке трубопровода промывкой устанавливается охранная зона в обе стороны от оси трубопровода 25 м, в направлении вылета поршня-разделителя – 100 м, угол 60°.

Перед проведением работ выполняется монтаж временных камер приема-запуска СОД с последующим демонтажем.

Установить камеру пуска в начале обследуемого участка нефтепровода (по ходу потока воды при пропуске) и в конце участка – камеру приема. Временные камеры пуска-приема должны соответствовать требованиям ОТТ-75.180.00-КТН-370-09 «Камеры запуска и приема средств очистки и диагностики линейной части магистральных нефтепроводов. Общие технические требования».

Водозабор с рыбозащитными сооружениями следует размещать с учетом экологического районирования водоема, в зонах пониженной плотности рыб.

В зависимости от необходимого расхода водозабора должны применяться рыбозащитные сооружения, относящиеся к заградительной группе с расчетным расходом водозабора, не превышающего 0,5 м³/сек, предусмотренного СП 101.13330.2012 «Подпорные стены, судоходные шлюзы, рыбопропускные и рыбозащитные сооружения. Актуализированная редакция СНиП 2.06.07-87».

Вода из реки должна подаваться при помощи специального оголовка с потокообразователем РОП-175, оборудованного сеткой, размером ячеек 1,5х1,5 мм, перфорированной всасывающей трубой, водоподводящим трактом и водоприемной трубой.

Для измерения давления должны применяться приборы согласно СП 86.13330.2014 [29]. Закачка воды производится при открытом воздухопускном кране. Подъем давления до испытательного производится опрессовочным агрегатом. Временные трубопроводы обвязки насосных агрегатов предварительно испытать гидравлическим способом на давление 1,25 Рисп.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
						60
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

герметичность, если во время испытания давление остается неизменным, и не будут обнаружены утечки.

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

- падения давления на испытываемом участке на 0,1 МПа (1,02кг/см²) и более;
- обнаружения выхода воды на трубопроводе;
- возникновения непредвиденных обстоятельств, при которых продолжение испытаний может привести к аварии или опасной ситуации.

Для проведения работ по испытанию устанавливается охранная зона в обе стороны от оси трубопровода по 150 м и в направлении возможного отрыва заглушки 1500 м.

По результатам гидроиспытаний составляется акт.

После завершения испытаний выполнить освобождение трубопровода от воды воздухом с применением поршней-разделителей ПРВ1. Скорость движения поршней-разделителей при вытеснении опрессовочной воды должна быть не менее 1,5 км/ч. Освобождение производит подрядчик. При опорожнении от воды трубопровода воздухом с поршнем разделителем устанавливается охранная зона 150 м в обе стороны от оси трубопровода, и в направлении вылета поршня от торца трубы 1500 м, угол 600. Порядок опорожнения и давление вытеснения поршня устанавливается специальной инструкцией.

3.19 Опорожнение трубопровода от нефти

Нефтепровод, подлежащий выходу из эксплуатации, должен быть подготовлен к демонтажу. Подготовка заключается в очистке полости от грязи и парафиносмолистых отложений и освобождении нефтепровода от нефти. Очистка полости нефтепровода осуществляется пропуском не менее двух очистных устройств в потоке нефти.

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

Работы по опорожнению трубопровода от продукта перекачки выполняется силами и по технологии эксплуатирующей организации. Работы по опорожнению нефтепровода выполнить перед демонтажем заменяемых участков МН «Александровское-Анжеро-Судженск» основной и резервной ниток.

На месте выполнения работ должно быть не менее 2-х резервных герметизаторов на каждый диаметр ремонтируемого нефтепровода.

Внутренняя полость трубопровода перекрывается герметизаторами из резинокордной оболочки типа «ГРК».

Выполнение работ по герметизации трубопроводов должно осуществляться по наряду-допуску.

Герметизаторы удаляются с места проведения ремонтных работ после их окончания потоком перекачиваемой нефти до камер приема СОД, которые используются для приема герметизаторов.

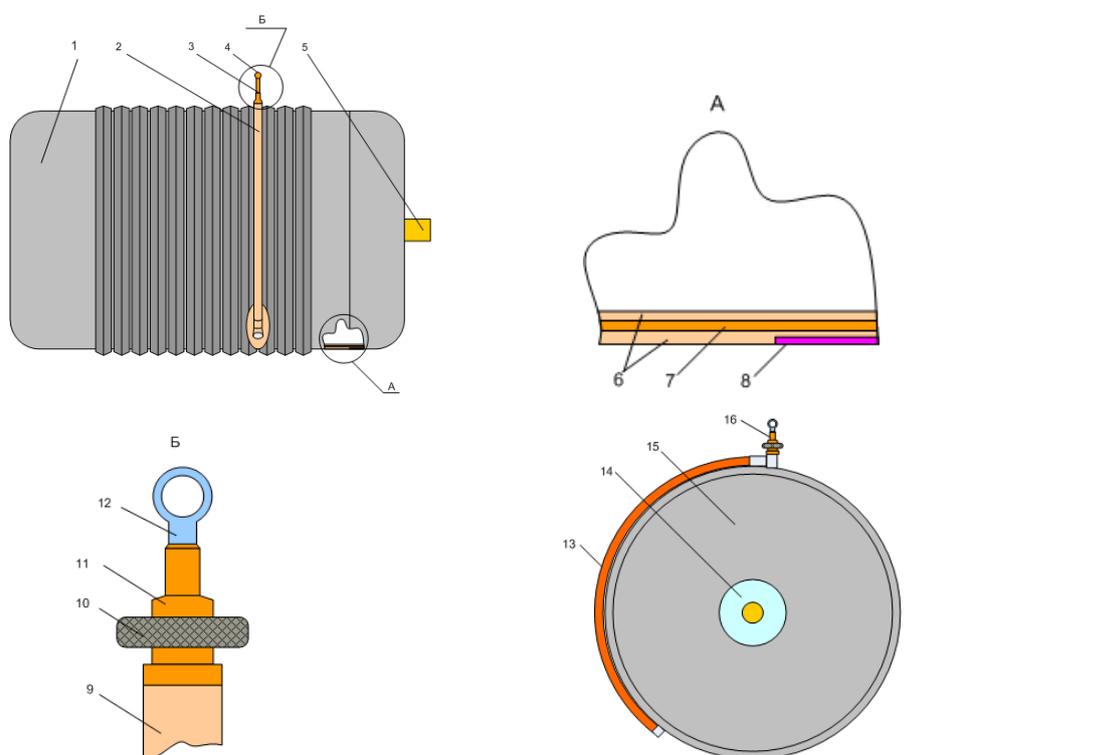
На концах демонтируемого участка устанавливаются также герметизаторы «ГРК». Установка герметизаторов проводится при отсутствии избыточного давления и притока нефти в трубопроводе. Пример герметизатора ГРК представлен на рисунке 7. Ремонтный котлован зачищается от остатков нефти и места загрязнения засыпаны свежим грунтом.

При производстве работ необходимо руководствоваться регламентом по вырезке и врезке катушек соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных трубопроводов.

После откачки нефти в пониженных местах и на стенке остается некоторое количество нефти. Для этого необходимо провести окончательную зачистку от нефти. Окончательная зачистка проводится после поднятия участка трубопровода и безогневой резки на секции по 10 м. Каждая секция оборудуется патрубками для подачи пара и откачки конденсата и заглушается с торцов плоскими заглушками из листового металла. После чего производится пропарка машинами ППУ и откачка конденсата. При концентрации паров нефти ниже

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

0,01% объемных единиц (300 мг/м³) трубопровод считается пригодным для утилизации на пунктах приема металлолома.



- 1 – резинокордная оболочка;
- 2 – пневмопровод;
- 3 – переходник со штуцером;
- 4 – рым-болт;
- 5 – резьбовая втулка (хвостовик сцепного устройства);
- 6 – слой покровной резины;
- 7 – слой корда;
- 8 – слой огнеупорной резины;

- 9 – пневмопровод;
- 10 – переходник с гайкой;
- 11 – штуцер;
- 12 – рым-болт;
- 13 – пневмопровод;
- 14 – табличка с маркировкой;
- 15 – резинокордная оболочка;
- 16 – штуцер;
- А, Б – составные части ГРК

Рисунок 7 – Конструкция герметизаторов.

3.20 Врезка (захлесты) нового участка в существующий трубопровод

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

При сборке захлесточного стыка вваркой «катушки», длина

незасыпанных грунтом участков с каждой стороны от захлеста, для трубопроводов диаметром 1020 мм, должна быть не менее 50 м.

Закрытие открытых концов существующего трубопровода предусмотреть герметизаторами из резинокордной оболочки ГРК согласно «Регламента по технологии герметизации внутренней полости трубопроводов линейной части магистральных нефтепроводов с исключением применения глины».

При наличии в траншее грунтовых вод необходимо выполнить водоотлив.

После завершения испытания и удаления воды на концах трубопровода срезаются инвентарные узлы для гидроиспытания вместе с заглушками и патрубками подачи и сброса воды, остатки воды удаляются поршнем ПРВ.

Новый участок подключается к существующему нефтепроводу врезкой «катушек» по технологической схеме согласно.

Перед подключением проектируемого участка выполняется вскрытие действующего нефтепровода на расстояние 50 м от мест врезки «катушек».

Используемые методы неразрушающего контроля:

- радиографическим (рентгенографическим)
- ультразвуковым.

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

3.21 Изоляционные работы

Работы по изоляции нефтепровода должны выполняться с соблюдением требований ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция», СП 86.13330.2014, ОР-03.100.50-КТН-120-10 Организация строительно-монтажных работ с использованием труб с заводским изоляционным покрытием. Технические требования и оснащенность, ОР-13.100.00-КТН-030-12 [73].

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64

Изоляция зон сварных стыков труб с противокоррозионным покрытием, нанесенным в заводских условиях, предусматривается манжетами термоусаживающимися для защиты сварного стыка DN 1000.

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

Изоляция сварных стыков термоусаживающимися манжетами должна выполняться в следующей последовательности:

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

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

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

- ремонту подлежат все сквозные повреждения покрытия, повреждения с оставшимся на трубе слоем покрытия менее 1,5 мм, участки с отслоившимся от металла труб покрытием (которое должно быть удалено);
- участок покрытия трубы в месте его повреждения должен быть тщательно очищен от загрязнений, влаги на расстоянии не менее 20 см (от краёв

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

оставляемого покрытия) с переходом от оставляемого покрытия к металлу трубы со скосом под углом не более 30°С;

– поверхность металла трубы в месте повреждения изоляционного покрытия должна быть очищена от ржавчины, пыли и влаги стальными щетками и сухой обтирочной тканью;

– при температуре наружного воздуха ниже плюс 10°С очищенную поверхность трубы и покрытия необходимо равномерно нагреть газовой горелкой до температуры плюс 30°С - 40°С, не допуская плавления, коробления и отслаивания изоляционного покрытия и только после этого приступать к ремонту поврежденного участка.

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

Согласно ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» нанесение изоляционного покрытия на влажную поверхность труб во время дождя, тумана, снега и сильного ветра не разрешается.

На участках существующего трубопровода, примыкающего к участкам трубопровода с заводской изоляцией, конструкция изоляц. покрытия следующая: грунтовка битумно-полимерная «Транскор»; ленточное полимерно-битумное покрытие "Литкор", обертка защитная полимер. липкая "Полилен-ОБ".

3.22 Электрохимзащита

После укладки проектируемый участок нефтепровода включается в существующую систему электрохимзащиты.

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

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

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

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

Все электромонтажные работы выполнить в строгом соответствии с требованиями СП 76.13330.2016 «Электротехнические устройства. Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85», Правила устройства электроустановок 7-е издание (ПУЭ), ВСН 009-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты», РД-91.020.00-КТН-170-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Электрохимическая защита объектов магистрального трубопровода. Нормы проектирования».

В случае необходимости пригласить представителей эксплуатирующих служб.

В соответствии с [61] на каждом берегу подводного перехода длиной менее 500 метров устанавливается КИП с датчиком поляризационного потенциала.

Согласно ГОСТ 9.602-2005 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии», конструкция КИП предусматривает наличие контрольного щитка с клеммами

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		67

для присоединения катодного вывода от трубопровода и кабелей от стационарного электрода сравнения и вспомогательного электрода (датчика потенциала).

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

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

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

3.23 Демонтажные работы

После освобождения участка нефтепровода от нефти выполняется отсечение демонтируемого участка от действующего нефтепровода. Отсечение демонтируемого участка выполняется вырезкой катушек механическим способом. Установить инвентарные поддоны для сбора нефти под нефтепровод в местах реза. Освободить поддоны от пролива нефти АКНС-10. После поднятия катушек на бровку выполняется герметизация прилегающих участков нефтепровода герметизаторами ГРК-1000.

После демонтажа трубопровод очищается от изоляции, разрезается на секции по 11м безогневой резкой с установкой поддона под место реза

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
						68
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

трубопровода, перекрывается временными инвентарными заглушками и вывозится с участка работ на площадку для временного хранения металлолома, на НПС «Парабель».

Демонтаж существующих участков трубопроводов следует производить поднятием на бровку траншеи трубоукладчиками.

3.24 Организационные мероприятия

3.24.1 Распределение обязанностей и ответственности при выполнении работ

Ответственным лицом за проведение испытаний является главный инженер ДАО. Испытания проводятся рабочей группой, назначенной приказом по предприятию.

Оперативное руководство работами осуществляет руководитель рабочей группы по проведению испытаний.

Контроль за испытаниями производят представители Заказчика, ответственный руководитель от ОАО МН и представители подрядчика.

3.24.2 Общие приемочные критерии

Приемка законченных ремонтom или реконструкцией объектов производится в два этапа:

На **I этапе** – после завершения строительно-монтажных работ в соответствии с проектом, Генподрядная организация извещает Заказчика о готовности объекта для предъявления рабочей комиссии и оформления «Акта приемки законченного строительством объекта». В случае отсутствия замечаний к качеству и объемам выполненных работ, соответствия строительно-монтажных работ требованиям проектно-сметной документации Заказчик, не позднее 3-х дней после получения извещения подрядчика издает приказ о назначении рабочей комиссии. В противном случае Заказчик в указанный срок

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69

направляет подрядчику мотивированный отказ с приложением ведомости замечаний, недоделок. Ведомость недоделок подписывается Заказчиком, генподрядчиком, авторским и независимым техническим надзором.

Приемка объекта производится заказчиком на основе результатов проведенных им обследований, проверок, контрольных испытаний и измерений, документов исполнителя работ, подтверждающих соответствие принимаемого объекта утвержденному проекту, нормам, правилам и стандартам, заключений органов надзора.

Наличие недоделок, дефектов, несоответствий выполненных работ проектной документации, а также некомплектности приёмо-сдаточной документации не допускается. В случае выявления замечаний и недоделок составляется «Ведомость недоделок», которая подписывается всеми членами комиссии.

Акт приемки законченного строительством объекта подписывается членами рабочей комиссией только после устранения подрядчиком всех замечаний и недоделок, указанных в ведомости недоделок.

Датой завершения строительно-монтажных работ считается дата подписания акта приемки законченного строительством объекта.

После завершения строительно-монтажных работ и оформления акта приемки законченного строительством объекта, выполняется Комплексное опробование объекта. Комплексное опробование объекта проводится по письменному разрешению, утвержденной программе и графикам проведения комплексного опробования оборудования объекта. Осуществляет проведение комплексного опробования смонтированного оборудования и систем. По результатам проведённых работ, оформляется акт комплексного опробования и акт об окончании пуско-наладочных работ по видам работ согласно утверждённым Регламентами ПАО «Транснефть» формам.

В период комплексного опробования заказчик выполняет проверку, регулировку и обеспечение совместной, взаимосвязанной работы оборудования

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

в предусмотренном проектом технологическом процессе под нагрузкой.

Под периодом комплексного опробования оборудования понимается период, включающий пусконаладочные работы, проверки защит, характеристик и параметров работы объекта которые могут быть выполнены только в период комплексного опробования под нагрузкой.

Комплексное опробование оборудования осуществляется Заказчиком с участием генерального подрядчика, при необходимости поставщиками оборудования.

Состав пусконаладочных работ и программа их выполнения должны соответствовать предусмотренным ПСД техническим характеристикам оборудования, правилам по охране труда и технике безопасности, пожарной безопасности, правилам органов государственного надзора.

Выявляемые в процессе пуска, наладки, и комплексного опробования оборудования дополнительные, не предусмотренные проектной документацией работы, выполняют заказчик или по его поручению строительные и монтажные организации по документации, оформленной в установленном порядке.

Дефекты оборудования, выявленные в процессе комплексного опробования оборудования, а также пусконаладочных работ, должны быть устранены подрядчиком (или предприятием изготовителем) до приемки объекта в эксплуатацию.

Процесс комплексного опробования объекта производится в течение 72 часов под нагрузкой, соответствующей проектным значениям. Его выполнение осуществляется Заказчиком с привлечением пусконаладочной организации, генерального подрядчика, проектных и субподрядных монтажных организаций, а при необходимости и персонала предприятий-изготовителей оборудования. В случае выявления отклонений, скрытых дефектов, сбоев в работе смонтированного оборудования и систем, составляется ведомость отклонений от проектных характеристик объекта со сроками их устранения.

После устранения выявленных отклонений, составляется акт и

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

проводится повторное комплексное опробование в течение 72 часов.

При получении положительных результатов комплексного опробования оборудования и систем, оформляется «Акт рабочей комиссии о приёмке оборудования после комплексного опробования». Акт считается действительным при условии подписания всеми членами комиссии.

После подписания акта рабочей комиссии о приемке оборудования после комплексного опробования деятельность рабочей комиссии прекращается.

На **II этапе** – после подписания акта приемки законченного строительством объекта, Заказчик издает приказ о назначении приемочной комиссии. Приемочная комиссия приступает к своей работе не позднее чем через 5 дней после подписания акта. Время работы приемочной комиссии определяется приказом (в зависимости от сложности объекта), но не более 5 дней.

Приёмочная комиссия, осуществляет приёмку законченного строительством объекта с оформлением акта приемки законченного строительством объекта приемочной комиссией.

«Акт приемки законченного строительством объекта» утверждается приказом Генерального директора (или лицом, его заменяющим) в срок не позднее 30 дней после подписания всеми членами приёмочной комиссии по объектам производственного назначения и 7 дней по объектам жилищно-гражданского назначения. Датой приёмки (ввода) объекта в эксплуатацию считается дата утверждения акта приемки законченного строительством объекта. С момента утверждения Заказчиком акта, полномочия приёмочной комиссии прекращаются.

3.24.3 Подготовка к комплексному опробованию линейной части МН

Заполнение трубопровода нефтью и его работа после заполнения в течение 72 часов считается комплексным опробованием нефтепровода.

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		72

Заполнение и комплексное опробование нефтепровода производятся согласно плану мероприятий, разработанному и утвержденному генеральным Подрядчиком и согласованному с Заказчиком. Эти работы выполняются под руководством Заказчика.

Подготовка линейной части МН к комплексному опробованию включает в себя следующие мероприятия:

- проверку состояния изоляции нефтепровода;
- очистку полости МН;
- проведение гидравлических испытаний на прочность и герметичность;
- проведение профилометрии;
- вскрытие выявленных дефектов и проведение их ДДК;
- устранение дефектов;
- опорожнение нефтепровода от воды;
- проведение замеров разности потенциалов труба-земля на каждом КИП.

3.24.4 Проведение испытаний по технологическому оборудованию

В процессе комплексного опробования выполняют: заполнение трубопровода нефтью, проверку, регулировку и совместную взаимосвязанную работу оборудования и обслуживающих систем на холостом ходу, работу под нагрузкой и выводом на устойчивый проектный технологический режим в течении 72 часов. В процессе заполнения нефтепровода нефтью необходимо обеспечить постоянный контроль за показаниями контрольно-измерительных приборов, приборов учета нефти и нагрузкой электродвигателей насосов, выпуском газовой смеси, ведением учета контроля прохождения нефти контрольных точек.

Комплексное опробование осуществляется Заказчиком с привлечением подрядчика по пуско-наладке, проектной организации, а при необходимости, и специалистов предприятия-изготовителя оборудования.

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
						73
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3.24.5 Подведение итогов комплексного опробования

В случае выявления отклонений, скрытых дефектов, сбоя в работе смонтированного оборудования и систем, составляется ведомость отклонений от проектных характеристик объекта со сроками их устранения.

После устранения выявленных отклонений, составляется акт и проводится повторное комплексное опробование в течение 72 часов.

При получении положительных результатов комплексного опробования, оформляется «Акт приемочной комиссии о приёмке оборудования после комплексного опробования».

После проведения комплексного опробования смонтированного оборудования и систем проводятся натурные испытания по подтверждению эффективности его работы. Испытания проводятся по разработанной и утвержденной Программе при максимальном режиме работы нефтепровода.

3.25 Производство работ в охранной зоне действующих подземных коммуникаций

Порядок оформления производства работ на объектах магистральных нефтепроводов, правила движения техники в зоне магистрального нефтепровода должны соответствовать требованиям «Порядка допуска подрядных организаций к производству работ по строительству, техническому перевооружению, реконструкции, капитальному и текущему ремонту, ремонтно-эксплуатационным нуждам объектов ПАО "Транснефть"».

До начала производства основных работ необходимо получить «Разрешение на производство работ в охранной зоне нефтепровода» и оформить «Ордера на право производства работ в охранной зоне инженерных коммуникаций».

Организация, производящая работы в охранной зоне, не позднее, чем за 5 дней до начала работ сообщает телефонограммой предприятию,

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
						74
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

эксплуатирующему коммуникации, о дне и часе начала производства работ, при выполнении которых необходимо присутствие его представителя и получает письменное согласование (подтверждение) сроков прибытия представителей. Производить земляные работы в охранной зоне до прибытия указанного представителя запрещается.

Запрещается производство ремонтных и земляных работ без оформления необходимых разрешительных документов в охранной зоне МН и инженерных коммуникаций, находящихся в одном техническом коридоре или пересекающихся с МН.

Договор на производство ремонтных работ на объектах МН может быть заключен с подрядчиком, имеющим соответствующую лицензию.

Производители работ (мастера, бригадиры, машинисты землеройных и др. строительных механизмов и машин) до начала работ в охранных зонах должны быть ознакомлены с расположением сооружений, трасс подземных коммуникаций, их обозначением на местности и проинструктированы под роспись в наряде-допуске о порядке производства земляных работ ручным или механизированным способом, обеспечивающим сохранность этих сооружений.

Определение местонахождения действующих подземных коммуникаций производится в границах всей зоны производства работ и в непосредственной близости от границы временной полосы отвода.

По результатам уточнения положения оси нефтепровода ОАО МН должен быть составлен акт на закрепление трассы и передачи участка нефтепровода. К актам прилагаются:

- ситуационный план (схема) территории трассы;
- ведомость глубины заложения действующего нефтепровода в границах ремонтируемого объекта;
- необходимые характеристики, привязки трубопроводов, коммуникаций, вырытых шурфов и установленных закрепленных знаков;
- технические условия от владельцев параллельных и пересекаемых

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
						75
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

коммуникаций на производство работ в охранной зоне, а также на пересечение их временными проездами;

- рабочий проект.

При наличии согласованного проекта производства работ, оформленных акта закрепления трассы, площадки, акта передачи участка нефтепровода и акта-допуска оформляется «Разрешение на производство работ в охранной зоне нефтепровода».

При оформлении разрешения эксплуатирующая организация разрабатывает мероприятия, обеспечивающие сохранность действующего МН, безопасность работ, а именно:

- схема организации связи с местом работ;
- мероприятия по снижению давления при производстве работ;
- выписка из оперативной части плана ликвидации аварии;
- мероприятия по безопасному движению техники и схему движения.

Транспортировка строительной техники в охранных зонах нефтепровода должна выполняться по постоянному маршруту и только по оборудованным проездам.

Перевозка и движение техники в охранных зонах должны выполняться только по нарядам-допускам, оформленным в соответствии с [34]. Трассы нефтепроводов должны быть закреплены знаками на местности высотой 1,5-2,0 м с указанием фактической глубины заложения, установленными на прямых участках трассы в пределах видимости, но не более чем через 50 м, а на всех участках углов поворота через 10 м.

Во избежание повреждения и возможных аварий все знаки безопасности устанавливаются на расстоянии не менее 2 м от стенки (края) действующих подземных коммуникаций. До обозначения трассы знаками безопасности ведение строительных работ не допускается.

На участках, где действующие коммуникации заглублены менее 0,8 м, должны быть установлены знаки с надписями, предупреждающими об особой

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		76

опасности.

Во время производства работ ответственность за сохранность установленных вешек, предупредительных знаков и столбиков несут Заказчик и Подрядчик.

Устройство временных проездов для защиты коммуникаций от механических повреждений при движении строительных механизмов и гусеничного транспорта, осуществляет строительная организация, выполняющая работы.

В случае обнаружения утечек (выходов) транспортируемого продукта эксплуатирующая трубопровод организация обязана принять срочные меры по устранению обнаруженных повреждений и неисправностей.

Все работы в пределах охранной зоны магистрального нефтепровода выполнять согласно разделу 5 «Правил охраны магистральных трубопроводов» [55].

					<i>Методы производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		77

4 Социальная ответственность

4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности при выполнении работ по капитальному ремонту трубопровода трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

1) Трудовой кодекс Российской Федерации (с изменениями на 16 декабря 2019 года).

2) Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. (с изменениями на 29 июля 2018 года).

3) Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (с изменениями на 12 января 2015 года) (редакция, действующая с 1 января 2017 года).

4) ГОСТ Р 12.0.001-2013 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Основные положения.

5) СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;

6) СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;

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

8) ОР-13.100.00-КТН-082-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок организации огневых, газоопасных, ремонтных и других работ повышенной опасности на объектах

					<i>Технология проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разработал</i>	<i>Герасимова</i>				<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>					<i>ВКР</i>	<i>78</i>	<i>17</i>
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							
						НИ ТПУ гр. 3-2Б5А		

организаций системы "Транснефть»;

9) РД-13.110.00-КТН-031-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила безопасности при эксплуатации объектов ПАО "Транснефть»;

10) ОР-75.200.00-КТН-231-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок технической эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды и малые водотоки» и т.д.

4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Перед началом работ проводится анализ воздушной среды. В случае концентрации паров нефти в воздухе свыше предельно допустимой концентрации (ПДК) работа в этой зоне без средств защиты органов дыхания не допускается [11]. Участники работ должны быть ознакомлены с особенностями местности, расположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи. Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми СИЗ.

Далее технические службы эксплуатирующей организации производят:

- уточнение местоположения дефектного участка на трассе нефтепровода и дополнительное обследование обнаруженных дефектов;
- планирование мероприятий по предотвращению возможных нарушений работы нефтепровода;
- выбор вида и способа ремонта, установление сроков проведения ремонта в зависимости от характера дефекта с учетом загруженности нефтепровода на рассматриваемый момент и перспективу;
- составление перспективного и текущего планов капитального ремонта нефтепровода.

					Социальная ответственность	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.3 Производственная безопасность

В данном разделе будут рассмотрены основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по капитальному ремонту подводного перехода магистрального нефтепровода через водную преграду. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлены ниже, в таблице 3.

Таблица 3 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Персонал, обслуживающий кран-трубоукладчик	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума; 3. Загазованность воздуха рабочей зоны 4. Повреждение в результате контакта с насекомыми. 5. Тяжесть и напряженность физического труда.	1. Пожаро-, взрывоопасность. 2. Движущие машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные)	ГОСТ 12.1.010-76 ГОСТ 12.1.019-17 ГОСТ 12.1.003-14 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.1.029-80

4.3.1 Анализ выявленных показателей вредных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Вредный производственный фактор (ВПФ) – фактор, отрицательно влияющий на работоспособность или вызывающий профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия [12].

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха,

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

влияющих на тепловое состояние организма (к ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления), а также оказывает существенное влияние на самочувствие, состояние здоровья и работоспособность человека. Наилучшие условия – когда выделение теплоты человеком равняется ее отводу от человека, т. е. при наличии теплового баланса. Такие условия называются комфортными, а параметры микроклимата оптимальными.

Климат данного района Томской области континентальный, с продолжительной холодной зимой (температура достигает -50°C) и коротким тёплым летом (до $+35^{\circ}\text{C}$). Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. Всем членам бригады выдается спецодежда. Летом: костюм безветренный, костюм хлопчатобумажный с водоотталкивающим покрытием, костюм противоэнцефалитный, сапоги кирзовые. Зимой: куртка на утепленной прокладке, костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой, чуни.

Превышение уровней шума.

Шум может создаваться работающими транспортом и оборудованием –кранами-трубоукладчиками, экскаватором, бульдозером, шлифмашинкой. Поэтому рабочие должны находиться в наушниках. В результате было установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые процессы изменения органа слуха у человека, повышает утомляемость. Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется по ГОСТ 12.1.003-2014.

Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука [13] представлены в таблице 4.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						81
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 4 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления (в дБ) в октавныхполосахсо среднегеометрическими частотами, ГЦ									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБ (А)
	331,5	663	1125	2250	5500	11000	22000	44000	88000	
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала автомобилей	1100	887	779	772	668	665	663	661	559	70
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала автомобилей (пассажиры) легковых автомобилей	993	779	770	663	558	555	552	550	449	60
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала тракторов, самоходных шасси, строительно-дорожных и других аналог. машин	1107	995	887	882	778	775	773	771	669	80

При превышении предельно допустимых норм шума работники должны обеспечиваться СИЗ органов слуха: противошумными наушниками, шлемами или противошумными вкладышами.

СИЗ органов слуха следует выбирать в зависимости от частотного спектра шума на рабочем месте. Типы и группы СИЗ органов слуха следует выбирать в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.275-2014 [14].

Степень вредности и опасности условий труда при действии виброакустических факторов устанавливается с учетом их временных характеристик (постоянный, непостоянный шум, вибрация и т.д.). Предельно допустимые уровни шума на рабочих местах установлены с учетом тяжести и напряженности трудовой деятельности СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [44]. Для определения ПДУ шума, соответствующего конкретному рабочему месту, необходимо провести количественную оценку тяжести и напряженности труда, выполняемого работником.

Для измерения уровня шума используют шумометры отечественного производства ИШВ-1, ВШВ-003, Роботрон, а также зарубежного – «Брюль и Кьер».

Загазованность воздуха рабочей зоны.

Загазованность рабочей зоны может возникнуть либо при раскачке нефти или разгерметизации трубопровода, либо при воспламенении изоляционных материалов, произведенных на основе нефтепродуктов. При раскачке нефти, ремонте нефтепровода образуются пары нефти, которыми приходится дышать рабочему.

Для безопасности рабочего по санитарным нормам содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно допустимой концентрации (ПДК) (для нефти 0,01 % об. или 300 мг/м³), при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно-допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДВК), для паровнефти 2100 мг/ м³ [86].

Перед началом работ и через каждые 30 минут в приемке переносным газоанализатором СГГ-20 проверяется уровень загазованности воздушной среды.

При превышении уровня применяются принудительную вентиляцию, респираторы, противогазы.

В случае возгорания изоляционных материалов вблизи ремонтной колонны должна дежурить пожарная бригада, а рабочие, производящие работы по ремонту, должны иметь при себе средства индивидуальной защиты.

Повреждение в результате контакта с насекомыми.

В районах работ, где имеются кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.), работники должны быть оснащены соответствующими средствами защиты, а так же накомарниками.

В полевых условиях наиболее опасны укусы энцефалитного клеща.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		83

Поэтому нужно уделять особое внимание профилактике энцефалита. Основное профилактическое мероприятие – противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу. Также, при проведении ремонтов необходимо:

- иметь противоэнцефалитную одежду;
- проводить осмотр одежды и тела 3-4 раза в день.
- при заболевании энцефалитом происходит поражение центральной нервной системы.

Тяжесть и напряженность физического труда.

В связи с большой протяженностью и удаленностью нефтепровода от населенных пунктов, работникам длительное время приходится проводить в командировках, что сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом.

Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть 8-ми часовой рабочий день с обеденным перерывом (13:00 – 14:00) и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска.

4.3.2 Анализ выявленных показателей опасных факторов и мероприятия по их устранению

Пожаровзрывоопасность.

Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении подготовительных и основных работ. Опасность возгорания или взрыва высока вследствие работы с горючими веществами.

Пожары на магистральных трубопроводах происходят после

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		84

разгерметизации и могут приводить к существенным экологическим и экономическим потерям.

Основными причинами пожаров на трубопроводах являются:

- причины электрического характера.
- разряд зарядов статического электричества.
- применение открытого огня.
- поджог.

При обеспечении пожарной безопасности следует руководствоваться Правилами противопожарного режима в Российской Федерации, РД-13.220.00-КТН-148-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы "Транснефть"» и Федеральным законом от 22 июля 2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

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

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

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

- определены и обозначены места для курения;
- определены места и допустимое количество одновременно находящихся в помещениях материалов;
- установлен порядок уборки горючих отходов, хранения промасленной спецодежды;
- определен порядок обесточивания электрооборудования в случае

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

пожара и окончании рабочего дня;

- регламентированы: порядок проведения временных огневых и других пожароопасных работ, после окончания работы, действия работников при обнаружении пожара;
- определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, а также назначены ответственные за их проведение.

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

Объект строительства необходимо обеспечить прямой связью с ближайшим подразделением пожарной охраны и оператором НПС «Парабель».

На рабочих местах должны быть вывешены предупредительные надписи: “Не курить”, “Огнеопасно”, “Взрывоопасно”.

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

На весь период производства огневых работ у места работ устанавливается пожарная техника (автоцистерна с запасом воды и пенообразователя), организуется дежурство сотрудников пожарной охраны,

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86

устанавливаются первичные средства пожаротушения (асбестоцементные полотна, огнетушители, лопаты, ведра и т.д.).

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

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

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

К местам открытого хранения строительных материалов, конструкций и оборудования обеспечить свободный подъезд. При производстве работ, связанных с устройством антикоррозионной защиты, не разрешается производить электросварочные и другие огневые работы. Все работы, связанные с применением открытого огня, должны проводиться до начала использования горючих и трудногорючих материалов. Не разрешается накапливать на участках работ горючие вещества (жирные масляные тряпки, и т.д.), их следует хранить в закрытых металлических контейнерах в безопасном месте. Противопожарное оборудование содержать в исправном, работоспособном состоянии. Проходы к щитам с противопожарным инвентарем должны быть всегда свободны и обозначены соответствующими знаками. На рабочих местах, где применяются гидроизоляционные составы, краски не допускаются действия с использованием огня или вызывающие искрообразование. Эти рабочие места должны проветриваться. Электроустановки в таких зонах должны быть во

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		87

взрывобезопасном исполнении.

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

Движущие машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные).

При эксплуатации строительных машин и механизмов следует руководствоваться СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство» и инструкциями заводов-изготовителей, учитывая, что работы проходят в осложненных условиях, а именно, в болотистой местности.

Ответственные за содержание строительных машин и механизмов в рабочем состоянии обязаны обеспечивать проведение их технического обслуживания и ремонт в соответствии с требованиями инструкции завода-изготовителя.

Во время нахождения людей в ремонтном котловане запрещается проводить на бровке работы, связанные с перемещением механизмов. Если в процессе работы в стенках траншеи появились трещины, грозящие обвалом, то рабочие должны незамедлительно покинуть ее, стенку с трещинами следует обрушить, грунт удалить и принять меры против дальнейшего обрушения грунта [42].

При погрузочно-разгрузочных работах следует руководствоваться ГОСТ 12.3.009-76 [15], СНиП 12-04-2002 [41]. Строповать грузы следует инвентарными стропами или специальными грузозахватными устройствами, изготовленными по утвержденному проекту (чертежу). Способы строповки должны исключать падение или скольжение застропованного груза.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		88

4.4 Экологическая безопасность

В настоящее время большинство объектов нефтегазового профиля эксплуатируются более 20 – 25 лет и являются загрязнителями окружающей среды.

Окружающей природной средой является вся совокупность природных элементов и их компонентов в зоне полосы работ по ремонту подводного перехода и прилегающих к ней территорий. Целью охраны окружающей среды является исключение или максимальное ограничение вредных воздействий ремонта, рациональное использование природных ресурсов, их воспроизводство.

Все мероприятия по охране окружающей среды при капитальном ремонте магистрального нефтепровода выполнены в соответствии с СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III-42-80* "Магистральные трубопроводы" (СП 86.13330.2012)) (с Изменениями N 1, 2), Федеральным законом РФ № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г., ВСН 014-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды» и рабочим проектом. При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия, и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

После окончания основных работ строительная организация должна восстановить водосборные канавы, дренажные системы, снегозадерживающие сооружения и дороги, расположенные в пределах полосы отвода земель или пересекающих эту полосу, а также придать местности проектный рельеф или восстановить природный.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

4.4.1 Оценка воздействия на гидросферу

В период эксплуатации система трубопроводного транспорта нефти герметична и не оказывает негативного воздействия на поверхностные и подземные воды.

При выполнении строительных работ на подводном переходе магистрального нефтепровода негативное воздействие на поверхностные и подземные воды может произойти при выполнении следующих работ:

- земляные работы на пойме и в русле реки;
- нарушение поверхностного стока при передвижении строительной техники в зоне производства работ;
- заправка техники.

При передвижении строительной техники и выполнении земляных работ произойдет нарушение рельефа и, как следствие, может быть нарушен естественный сток.

Негативное воздействие на водную среду может произойти при загрязнении зоны работ производственными и бытовыми отходами.

При заправке техники загрязнение водной среды может произойти при устройстве площадки заправки без твердого покрытия, при хранении горюче-смазочных материалов (ГСМ) на площадке, эксплуатации неисправной техники и в случае непредвиденного пролива ГСМ.

В соответствии с ГОСТ 17.1.1.01-77 «Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Использование и охрана вод» под предельно – допустимым сбросом (ПДС) веществ в водный объект принимается масса вещества в сточных водах, максимально допустимая к отведению с установленным режимом в данном пункте водного объекта в единицу времени, с целью обеспечения норм качества воды в контрольном створе. $[ПДС=СПДС \cdot q]$ [17].

При попадании нефти в водоемы, необходимо ликвидировать ее дальнейшее распространение с помощью боновых заграждений и удалить

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нефтесборщиками. Собранную нефть размещают в специальных сборных резервуарах для последующей утилизации, исключаяющей вторичное загрязнение производственных объектов и объектов окружающей среды. Тонкие слои нефти, оставшиеся на поверхности воды после сбора нефтесборщиками, нефть, оставшаяся в лагунах, рукавах, заливах, убирается сорбентами. Остаточные нефтяные загрязнения, нефть, оставшаяся на плесах, берегах, между растительностью, смываются водой, собираются на поверхности воды между берегом и боновыми ограждениями, затем убирается с помощью сорбентов, которые наносятся на водную поверхность и после пропитывания остаточной нефтью собираются и вывозятся на специальные полигоны, где утилизируются или сжигаются.

Нефть, разлившаяся на поверхности льда, должна быть собрана механическим или ручным способом и вывезена в котлованы или ближайшую НПС. Нефть, попавшая под лед, должна быть собрана нефтесборщиками и вывезена для дальнейшей утилизации.

4.4.2 Оценка воздействия на атмосферу

Основные источники загрязнения приземного слоя атмосферы при трубопроводном транспорте нефти – аварийные выбросы нефти и попутного газа при отказах линейной части магистральных нефтепроводов и выбросы при проведении технологических операций. Отказы нефтепроводов вызываются использованием некондиционных исходных материалов (арматура, сварочная проволока и т.п.), нарушением технологии строительно-монтажных работ, ремонта и эксплуатации, коррозией и т.д.

Отрицательное воздействие загрязнителей воздуха обуславливается их токсическими и раздражительными свойствами. Ввиду этого к наиболее опасным загрязнителям атмосферы относят окись углерода и сернистый ангидрид, образующиеся в результате сгорания природного газа, нефти и

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		91

нефтепродуктов.

Основное загрязнение атмосферного воздуха в процессе строительства происходит во время:

- работы транспорта и дорожно-строительной техники;
- работ по сварке конструкций;
- покрасочных работ;
- отгрузочных и прочих земляных работ.

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

- использование только исправных транспортных средств, машин и механизмов, снабженных по возможности нейтрализаторами для повышения степени очистки отработавших газов двигателей от продуктов неполного сгорания;

- поддержание технического состояния строительных машин, механизмов и транспортных средств согласно нормативным требованиям по выбросам вредных веществ;

- осуществлять периодический контроль над содержанием загрязняющих веществ в выхлопных газах силами подрядной организации;

- тщательная регулировка топливной аппаратуры в процессе работы.

4.4.3 Оценка воздействия на почву

При возникновении аварийной ситуации на магистральном нефтепроводе происходит негативное воздействие на почвенно-растительный покров и рельеф местности. Тип воздействия – механическое разрушение. Источниками воздействия являются: земляные работы при разработке котлованов; создание временных отвалов грунта, при разработке котлована; передвижение техники; загрязнение отходами производства и т.д.

Для снижения воздействия на поверхность земли необходимо выполнить

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

следующие мероприятия: рекультивация нарушенных земель [62]; для исключения разлива горюче-смазочных материалов (ГСМ) заправка техники должна осуществляться только на временной площадке с твердым покрытием; для исключения загрязнения территории отходами производства должно быть предусмотрена своевременная уборка мусора; запрещение использования неисправных пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств и т.д. При выполнении вышеуказанных мероприятий воздействие на земельные угодья и растительность будет минимальным.

В период проведения работ образуются отходы производства и потребления, неоднородные по составу и классу опасности. Основным элементом в стратегии обращения с отходами является отдельный сбор и накопление отходов на специально оборудованных площадках в пределах строящегося объекта с последующим постоянным размещением не утилизируемых отходов на полигоне, либо повторным использованием, переработкой или утилизацией [4].

4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, широко распространённую инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация [16].

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		93

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.

Возможными причинами аварий могут быть:

- анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности ошибочные действия персонала при производстве работ;

- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;

- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		94

5. Технологические расчеты

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

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

Расчет толщины стенки был выполнен на максимальное рабочее давление. Расчет выполнен согласно СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями N 1, 2).

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

Исходные данные

$D_n = 1020$ мм – наружный диаметр нефтепровода;

$P = 4,67$ МПа – расчетное рабочее давление;

$R_1^n = 510$ Мпа – минимальное значение временного сопротивления металла трубы;

$R_2^n = 355$ Мпа – минимальное значение предела текучести металла трубы;

$\delta = 0,2$ – относительное удлинение при разрыве, %;

					Технология проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск»			
Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата				
Разработал	Герасимова Н.Н.				Технологические расчеты	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.					ВКР	95	13
						НИ ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук. ООП	Брусник О.В.							

Категория участка трубопровода – В;

$m = 0,6$ – коэффициент условий работы трубопровода;

$k_1 = 1,4$ – коэффициент надежности по материалу, принимаем по табл. 10 [27];

$k_H = 1$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаем по таблице 12 [27];

$k_2 = 1,15$ – коэффициент надежности по материалу, принимаем по табл. 11 [27];

$n = 1,15$ – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаем по табл. 14 [27];

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

$\rho = 2000$ - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, м.

5.1 Определение толщины стенки нефтепровода

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

$$R_1 = \frac{R_1^n * m}{k_1 * k_H} \quad (1)$$
$$R_1 = \frac{510 * 0,6}{1,4 * 1} = 218,57 \text{ МПа}$$

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

$$R_2 = \frac{R_2^n * m}{k_2 * k_H} \quad (2)$$
$$R_2 = \frac{355 * 0,6}{1,15 * 1} = 185,22 \text{ МПа}$$

Расчетная толщина стенки трубопровода определяется по формуле:

$$\delta = \frac{n * P * D_H}{2(R_1 + n * P)} \quad (3)$$

$$\delta = \frac{1,15 * 4,67 * 102}{2(218,57 + 1,15 * 4,67)} = 12,23 \text{ мм}$$

Принимаем предварительное значение толщины стенки 14 мм.

Внутренний диаметр трубопровода равен:

					Технологические расчеты	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2\delta \quad (4)$$

$$D_{\text{вн}} = 1020 - 2 * 14 = 992 \text{ мм.}$$

Определение переменных параметров - модуля Юнга и коэффициента Пуассона

Промежуточное значение продольного осевого напряжения от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -\alpha * E_0 * \Delta t + \mu_0 * \frac{n * P * D_{\text{вн}}}{2 * \delta} \quad (5)$$

где:

α – коэффициент линейного расширения металла трубы, принимаем 0,000012 град⁻¹ по таблице 13 [27];

E_0 – модуль упругости, принимаем 206000 МПа по таблице 13 [27];

Δt – расчетный температурный перепад, принимаем по исходным данным 40⁰С;

μ_0 – коэффициент Пуассона упругой стадии работы металла, принимаем 0,3 по таблице 13 [27].

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -0,000012 * 206000 * 40 + 0,3 * \frac{1,15 * 4,67 * 99,2}{2 * 1,4} = -41,8 \text{ МПа}$$

Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления определены по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{P * D_{\text{вн}}}{2 * \delta} \quad (6)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{4,67 * 99,2}{2 * 1,4} = 165,45 \text{ МПа}$$

Интенсивность напряжений определена по формуле:

$$\sigma_i = \sqrt{(\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}})^2 - \sigma_{\text{пр.}N} * \sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} + (\sigma_{\text{пр.}N})^2} \quad (7)$$

$$\sigma_i = \sqrt{(165,45)^2 - (-41,8) * 165,45 + (-41,8)^2} = 189,83 \text{ МПа}$$

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

Значение деформаций определено по нормированной диаграмме растяжения и составляет: $\varepsilon = 0,00104$

Интенсивность деформаций от интенсивности напряжений определено по формуле:

$$\varepsilon_i = \varepsilon - \frac{1 - 2 * \mu_0}{3 * E_0} * \sigma_i \quad (8)$$

$$\varepsilon_i = 0,00104 - \frac{1 - 2 * 0,3}{3 * 206000} * 189,83 = 0,000917$$

Проверка трубопровода на прочность

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла, определяется по формуле:

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 * \left(\frac{|\sigma_{пр.Н}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 * \frac{|\sigma_{пр.Н}|}{R_1} \quad (9)$$

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 * \left(\frac{|41,8|}{218,57}\right)^2} - 0,5 * \frac{|41,8|}{218,57} = 0,8906$$

Расчетная толщина стенки с учетом влияния осевых сжимающих напряжений равна:

$$\delta = \frac{n * P * D_H}{2 * (\Psi_1 * R_1 + n + P)} \quad (10)$$

$$\delta = \frac{1,15 * 4,67 * 102}{2 * (0,8906 * 218,57 + 1,15 + 4,67)} = 1,37 \text{ см}$$

Принимаем значение толщины стенки $\delta = 1,4$ см.

5.2 Проверка трубопровода на прочность

Проверка трубопровода на прочность производится по условию:

$$|\sigma_{пр.Н}| \leq \Psi_2 * R_1 \quad (11)$$

где:

Ψ_2 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние

					Технологические расчеты	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

металла труб, определяемый по формуле:

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 * \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{R_1}\right)^2} - 0,5 * \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{R_1} \quad (12)$$

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 * \left(\frac{165,45}{218,57}\right)^2} - 0,5 * \frac{165,45}{218,57} = 0,2217$$

Условие прочности в продольном направлении по формуле (11) выполняется:

$$41,8 \leq 0,2217 * 218,57$$

$$41,8 \leq 48,46$$

5.3 Проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации

Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления $\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}$ определяются по формуле (6) и равно 165,45 МПа.

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 * \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9 * k_{\text{н}}} * R_2}\right)^2} - 0,5 * \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9 * k_{\text{н}}} * R_2} \quad (13)$$

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 * \left(\frac{165,45}{\frac{0,6}{0,9 * 1} * 355}\right)^2} - 0,5 * \frac{165,45}{\frac{0,6}{0,9 * 1} * 355} = 0,4464$$

Минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода:

$$\rho = \frac{E * D_{\text{н}}}{2 * \left(\Psi_3 * \frac{m}{0,9 * k_{\text{н}}} * R_2^{\text{н}} + \mu \frac{P * D_{\text{вн}}}{2 * \delta} - \alpha * E * \Delta t\right)} \quad (14)$$

$$\rho = \frac{206000 * 102}{2 * \left(0,4464 * \frac{0,6}{0,9 * 1} * 355 + 0,3 \frac{4,67 * 99,2}{2 * 1,4} - 0,000012 * 206000 * 40\right)} = 186265 \text{ см}$$

						Лист
						Технологические расчеты
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

Принимаем для дальнейших расчетов минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода $\rho = 2000$ м.

Максимальные суммарные продольные напряжения растяжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}(+)=\frac{\mu * P * D_{\text{ВН}}}{2 * \delta}-\alpha * E * \Delta t+\frac{E * D_{\text{H}}}{2 * \rho} \quad (15)$$

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}(+)=\frac{0,3 * 4,67 * 99,2}{2 * 1,4}-0,000012 * 206000 * 40+\frac{206000 * 102}{2 * 200000}=3,29 \text{ МПа}$$

Максимальные суммарные продольные напряжения сжатия от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}(+)=\frac{\mu * P * D_{\text{ВН}}}{2 * \delta}-\alpha * E * \Delta t-\frac{E * D_{\text{H}}}{2 * \rho} \quad (16)$$

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}(-)=\frac{0,3 * 4,67 * 99,2}{2 * 1,4}-0,000012 * 206000 * 40-\frac{206000 * 102}{2 * 200000}=-101,77 \text{ МПа}$$

Проверка по формуле (11) СП 36.13330.2012:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}(-)| \leq 1 * \frac{m}{0,9 * k_{\text{H}}} * R_2^{\text{H}}$$

$$3,29 \leq 1 * \frac{0,6}{0,9 * 1} * 355; \quad 3,29 \leq 236,67$$

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}(-)| \leq \Psi_3 * \frac{m}{0,9 * k_{\text{H}}} * R_2^{\text{H}}$$

$$|-101,77| \leq 0,446 * \frac{0,6}{0,9 * 1} * 355; \quad |-101,77| \leq 105,65$$

Проверка по формуле (12) [27]:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} \leq \frac{m}{0,9 * k_{\text{H}}} * R_2^{\text{H}}$$

$$165,45 \leq 236,67$$

Условия проверки на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняется.

						Лист
						Технологические расчеты
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

5.4 Проверка на устойчивость против всплытия

Тип балластирующего груза - чугунное балластирующее устройство (ЧБУ).

Расчет на устойчивость положения против всплытия (балластировка трубопровода)

Исходные данные:

Трубопровод диаметром $D_H = 1020$ мм;

Внутренний диаметр трубопровода $D_{ВН.} = 992$ мм;

Толщина стенки трубопровода 14 мм;

Толщина слоя изоляции 3,5 мм;

Диаметр изолированного трубопровода $D_{ИЗ.} = 1027$ мм;

Толщина слоя футеровки трубопровода 30 мм;

Диаметр футерованного трубопровода $D_{Н.И.} = 1087$ мм;

Коэффициент надежности устойчивости положения против всплытия принимается согласно СП 36.13330.2012, $k_{Н.В.} = 1,03$;

Длина участка $l = 48,7$ м;

Вес груза - $P_{гр} = 10830$ Н;

Объемный вес материала пригрузки - $\gamma_6 = 7450$ кг/м³;

Угол поворота оси трубопровода - 0°

Вес продукта не учитывается.

Расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод (Н/м) определяется по формуле:

$$q_B = \frac{\pi}{4} * D_{Н.И.}^2 * \gamma_B * g \quad (17)$$

где:

$D_{Н.И.}$ - наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия и футеровки, 1,087 м;

γ_B - плотность воды с учетом растворенных в ней солей, 1000 кг/м³;

									Лист
									101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технологические расчеты				

$$q_v = \frac{3,14}{4} * 1,087^2 * 1000 * 9,81 = 9103,7 \text{ Н/м}$$

Расчетная нагрузка от массы трубопровода:

$$q_{\text{тр}} = g * n * \frac{\pi}{4} * ((D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2) * \gamma_{\text{тр}} + (D_{\text{из}}^2 - D_{\text{н}}^2) * \gamma_{\text{из}} + (D_{\text{н.и}}^2 - D_{\text{из}}^2) * \gamma_{\text{фут}}) \quad (18)$$

где: n - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по таблице 14 [27] равен 0,95;

$\gamma_{\text{тр}}$ - плотность материала трубы, принимаем 7850 кг/м³ по табл. 13 [27];

$\gamma_{\text{из}}$ - плотность материала изоляции, принимаем 1040 кг/м³;

$\gamma_{\text{фут}}$ - плотность материала футеровки, принимаем 600 кг/м³;

$$q_{\text{тр}} = 9,81 * 0,95 * \frac{3,14}{4} * ((1,02^2 - 0,992^2) * 7850 + (1,027^2 - 1,02^2) * 1040 + (1,087^2 - 1,027^2) * 600) = 3903,09 \text{ Н/м}$$

Момент инерции сечения трубопровода I (см⁴) на рассматриваемом участке определяется по формуле:

$$I = \frac{\pi}{64} * (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{вн}}^4) \quad (19)$$

$$I = \frac{3,14}{64} * (102^4 - 99,2^4) = 559842,63 \text{ см}^4$$

При укладке трубопровода свободным изгибом при равномерной балластировке по длине величина нормативной интенсивности балластировки - вес на воздухе $q_{\text{бал}}^{\text{н}}$ (Н/м), определяется по формуле:

$$q_{\text{бал}}^{\text{н}} = \frac{1}{n_{\text{бал}}} * (k_{\text{н.в.}} * q_v + q_{\text{изг}} - q_{\text{тр}} - q_{\text{доп}}) * \frac{\gamma_{\text{б}}}{\gamma_{\text{б}} - \gamma_{\text{в}} * k_{\text{н.в.}}} \quad (20)$$

где:

$n_{\text{бал}}$ - коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый равным: 1,0 - для чугунных грузов;

$k_{\text{н.в.}}$ - коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия, принимаемый равным для участков перехода 1,03;

					Технологические расчеты	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$q_{\text{бал}}^{\text{H}} = \frac{1}{1} * (1,03 * 9103,7 + 0 - 3903,09 - 0) * \frac{7450}{7450 - 1000 * 1,03} = 6351,9 \text{ Н/м}$$

Расстояние между осями пригрузов:

$$L_{\text{гр}} = \frac{P_{\text{гр}} * n}{q_{\text{бал}}} \quad (21)$$

$$L_{\text{гр}} = \frac{10830 * 0,95}{6351,9} = 1,62 \text{ м}$$

Количество грузов на участке:

$$n = \frac{l}{L_{\text{гр}}} \quad (22)$$

$$n = \frac{48,7}{1,62} = 30,1 \text{ шт.}$$

Принимаем количество грузов на участке $n = 31$

Уточненное расстояние между осями пригрузов:

$$L_{\text{гр}} = \frac{l}{n} = \frac{48,7}{31} = 1,571 \text{ м}$$

Тип балластирующего груза - балластирующее устройство охватывающего типа (БУОТ)

Исходные данные:

Трубопровод диаметром $D_{\text{H}} = 1020 \text{ мм}$;

Внутренний диаметр трубопровода $D_{\text{вн.}} = 992 \text{ мм}$;

Толщина стенки трубопровода 14 мм;

Толщина слоя изоляции 3,5 мм;

Диаметр изолированного трубопровода $D_{\text{из.}} = 1027 \text{ мм}$;

Толщина слоя футеровки трубопровода 0 мм;

Диаметр футерованного трубопровода $D_{\text{н.и.}} = 1027 \text{ мм}$;

Коэффициент надежности устойчивости положения против всплытия принимается согласно СП 36.13330.2012, $k_{\text{н.в.}} = 1,03$;

Длина участка $l = 77,2 \text{ м}$;

Длина балластирующего груза - 1.5 м.

					Технологические расчеты	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вес груза - $P_{гр} = 33138,18 \text{ Н}$;

Объемный вес материала пригрузки - $\gamma_6 = 2300 \text{ кг/м}^3$;

Угол поворота оси трубопровода - 0°

Вес продукта не учитывается.

Расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод (Н/м) определяется по формуле (17):

$$q_{в} = \frac{3,14}{4} * 1,027^2 * 1000 * 9,81 = 8126,43 \text{ Н/м}$$

Расчетная нагрузка от массы трубопровода определяется по формуле (18):

$$q_{тр} = 9,81 * 0,95 * \frac{3,14}{4} * ((1,02^2 - 0,992^2) * 7850 + (1,027^2 - 1,02^2) * 1040 + (1,027^2 - 1,027^2) * 600) = 3346,04 \text{ Н/м}$$

Момент инерции сечения трубопровода I (см^4) на рассматриваемом участке определяется по формуле (19):

$$I = \frac{3,14}{64} * (102^4 - 99,2^4) = 559842,63 \text{ см}^4$$

При укладке трубопровода свободным изгибом при равномерной балластировке по длине величина нормативной интенсивности балластировки - вес на воздухе $q_{бал}^H$ (Н/м), определяется по формуле (20):

$$q_{бал}^H = \frac{1}{0,9} * (1,03 * 8126,43 + 0 - 3346,04 - 0) * \frac{2300}{2300 - 1000 * 1,03} = 10109,9 \text{ Н/м}$$

Расстояние между осями пригрузов определяется по формуле (21):

$$L_{гр} = \frac{33138,18 * 0,95}{10109,9} = 3,144 \text{ м}$$

Количество грузов на участке определяется по формуле (22):

$$n = \frac{77,2}{3,144} = 24,6 \text{ шт.}$$

Принимаем количество грузов на участке $n = 25$

Уточненное расстояние между осями пригрузов:

$$L_{гр} = \frac{l}{n} = \frac{77,2}{25} = 3,09 \text{ м}$$

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

Тип балластирующего груза - БУОТ

Расчет на устойчивость положения против всплытия (балластировка трубопровода)

Исходные данные:

Трубопровод диаметром $D_H = 1020$ мм;

Внутренний диаметр трубопровода $D_{ВН.} = 992$ мм;

Толщина стенки трубопровода 14 мм;

Толщина слоя изоляции 3,5 мм;

Диаметр изолированного трубопровода $D_{ИЗ.} = 1027$ мм;

Толщина слоя футеровки трубопровода 0 мм;

Диаметр футерованного трубопровода $D_{Н.И.} = 1027$ мм;

Коэффициент надежности устойчивости положения против всплытия принимается согласно СП 36.13330.2012, $k_{Н.В.} = 1,03$;

Длина участка $l = 80,1$ м;

Длина балластирующего груза - 1.5 м.

Вес груза - $P_{гр} = 33138,18$ Н;

Объемный вес материала пригрузки - $\gamma_6 = 2300$ кг/м³;

Угол поворота оси трубопровода - 0°

Вес продукта не учитывается.

Расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод (Н/м) определяется по формуле (17):

$$q_{в} = \frac{3,14}{4} * 1,027^2 * 1000 * 9,81 = 8126,43 \text{ Н/м}$$

Расчетная нагрузка от массы трубопровода определяется по формуле (18):

$$q_{тр} = 9,81 * 0,95 * \frac{3,14}{4} * ((1,02^2 - 0,992^2) * 7850 + (1,027^2 - 1,02^2) * 1040 + (1,027^2 - 1,027^2) * 600) = 3346,04 \text{ Н/м}$$

Момент инерции сечения трубопровода I (см⁴) на рассматриваемом

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

участке определяется по формуле (19):

$$I = \frac{3,14}{64} * (102^4 - 99,2^4) = 559842,63 \text{ см}^4$$

При укладке трубопровода свободным изгибом при равномерной балластировке по длине величина нормативной интенсивности балластировки - вес на воздухе $q_{\text{бал}}^{\text{H}}$ (Н/м), определяется по формуле (20):

$$q_{\text{бал}}^{\text{H}} = \frac{1}{0,9} * (1,03 * 8126,43 + 0 - 3346,04 - 0) * \frac{2300}{2300 - 1000 * 1,03} = 10109,9 \text{ Н/м}$$

Расстояние между осями пригрузов определяется по формуле (21):

$$L_{\text{гр}} = \frac{33138,18 * 0,95}{10109,9} = 3,114 \text{ м.}$$

Количество грузов на участке определяется по формуле (22):

$$n = \frac{80,1}{3,114} = 25,7 \text{ шт.}$$

Принимаем количество грузов на участке $n = 26$

Уточненное расстояние между осями пригрузов:

$$L_{\text{гр}} = \frac{l}{n} = \frac{80,1}{26} = 3,08 \text{ м.}$$

					<i>Технологические расчеты</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		106

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

6.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – это группа потребителей, частных или корпоративных, объединённых общими характеристиками и имеющими заинтересованность в приобретении вашего товара или использовании услуг. В свою очередь, сегмент рынка – это часть единого рыночного пространства, очерченная границами, определенными четко выявленными в результате исследования: географическими, социальными, отраслевыми различиями субъектов рынка. Сегменты рынка получаются в результате сегментации рынка. Сегментация рынка – это деятельность по выявлению границ рыночных сегментов.

Для данного проекта целевой рынок – газонефтедобывающие и транспортирующие компании, такие как АО «Транснефть – Центральная Сибирь», ПАО «Газпром», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «НК «Лукойл», АО «Нафтатранс» и ПАО АНК «Башнефть».

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка. Размер компании очень важен, т.к. крупные компании часто используют новые технологии и могут поддаться риску, потому что имеют возможность возместить убытки.

Что касается отраслей, то не все организации могут пользоваться данным

					<i>Технология проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское – Анжера – Судженск»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разработал</i>	<i>Герасимова Н.Н.</i>				<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>					<i>ВКР</i>	<i>107</i>	<i>20</i>
						НИ ТПУ гр. 3-2Б5А		
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							

исследовательским проектом, а только нефтяные. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы.

6.1.2. Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты (таблица 5).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

Таблица 5 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б тр.	Б безтр.	К тр.	К безтр.
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Повышение производительности труда пользователя	0,1	5	4	0,75	0,6
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	0,75	0,5
3. Надежность	0,15	5	4	0,5	0,4
4. Безопасность	0,15	5	4	0,5	0,4
5. Энергоэкономичность	0,1	5	3	0,75	0,45
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Цена	0,15	5	4	1,0	0,8
2. Конкурентоспособность продукта	0,1	4	3	0,25	0,15
3. Финансирование научной разработки	0,05	4	4	0,2	0,2
4. Срок выхода на рынок	0,05	4	4	0,2	0,2
Итого	1	42	34	4,9	3,7

Б тр. – траншейный способ ремонта;

Б безтр. – безтраншейный способ ремонта

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i * B_i, \quad (23)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i - вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i-го показателя.

Конкурентоспособность траншейного способа ремонта нефтепровода составила 4,9, в то время безтраншейный способ всего 3,7. Результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как повышение производительности труда пользователя, удобство эксплуатации для потребителей, надежность и энергоэкономичность.

6.1.3. SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой

комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа (таблица 6).

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
						<i>110</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 6 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Экономичность технологии. С2. Экологичность технологии С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки технологии. С4. Квалифицированный персонал</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки Сл2. Отсутствие сертификации Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца Сл.4 Отсутствие бюджетного финансирования.</p>
<p>Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2. Появление потенциального спроса на новые разработки В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных В4. Использование инфраструктуры АО «Транснефть - Центральная Сибирь»</p>	<p>Экономичность технологии может привлечь больше сотрудников и исполнителей, вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. Кроме того, более свежая информация, которая была использована для разработки технологии может уменьшить конкурентоспособность других разработок.</p>	<p>Инновационная инфраструктура ТПУ может оказать помощь в финансировании проекта. При снижении конкурентоспособности подобных разработок и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях, использующих традиционные методы транспортировки нефти.</p>
<p>Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии У2. Значимая конкуренция У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства</p>	<p>В силу того, что в данной технологии используется более новая информация наряду со старой, то это может повысить спрос и конкуренцию. В силу малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация.</p>	<p>Отсутствие прототипа научной разработки говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта. Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации.</p>

После того как сформулированы четыре области SWOT переходят к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта (таблица 7). Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор

помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 7 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	+	+	+
	B2	+	+	+	0
	B3	+	+	-	-
	B4	+	+	+	+
Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	-	-	-	+
	У2	-	-	+	+
	У3	0	-	+	-
	У4	0	0	0	0
Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	+	+	-	+
	B2	-	0	-	-
	B3	-	-	-	-
	B4	+	+	-	-
Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	-	+	+
	У2	-	+	-	-
	У3	-	-	-	0
	У4	-	-	0	-

Таблица 8 – SWOT-анализ.

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1.Экономичность технологии. С2.Экологичность технологии С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки технологии. С4. Квалифицированный персонал</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки Сл2. Отсутствие сертификации Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца Сл.4 Отсутствие бюджетного финансирования.</p>	112
<p>Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2. Появление потенциального спроса на новые разработки В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных технологий В4. Использование инфраструктуры АО «Транснефть Центральная Сибирь»</p>	<p>Экономичность и экологичность технологии, использование более свежей информации в проекте увеличит спрос и конкурентоспособность НИР (В2,В3,С1,С2,С3). При подключении в работу инновационных структур уменьшается время разработки и появляются дополнительные денежные средства (В1,С4).</p>	<p>Помощь в финансировании проекта и его сертификации могут оказать инновационные инфраструктуры(В1,В4,Сл2,Сл4). Необходимо снизить конкурентоспособность подобных разработок и расширить использование данной НИР во многих компаниях (В3,В4,Сл1,Сл3).</p>	
<p>Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии У2. Значимая конкуренция У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства</p>	<p>Использование более новой информации, простота и адекватность математической модели позволяют повысить спрос и конкуренцию разработки, что уменьшает влияние финансирования (С1, С2, С3, У1, У2,У4). В силу малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация (С4,У3).</p>	<p>Отсутствие прототипа, сертификации научной разработки, невозможность использования в компаниях с традиционными методами обработки нефти приведет к отсутствию спроса и отсутствию конкуренции проекта (У1, У2, Сл1, Сл2, Сл3), а отсутствие финансирования приведет к невозможности получения сертификации (У3, Сл4).</p>	

6.2. Планирование научно-исследовательских работ

6.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

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

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ (таблица 9).

Таблица 9 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор темы исследований	2	Подбор и изучение литературы по теме	Студент
	3	Выбор алгоритма исследований	Руководитель, студент
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, студент
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ существующих технологий проведения ремонта подводных переходов нефтепроводов через водные преграды	Студент
	6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Студент
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, студент
	8	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, студент
	9	Оформление пояснительной записки	Студент
	10	Разработка презентации и раздаточного материала	Студент

6.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ож}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} \quad (24)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;
 t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} \quad (25)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Рассчитаем продолжительность 1 работы – разработка технического задания:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} = \frac{3 * 1 + 2 * 3}{5} = 1,8 \text{ чел} - \text{дн};$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} = \frac{1,8}{1} = 1,8 \text{ дн.}$$

6.2.3. Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и

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

окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{\text{кал}} \quad (26)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{366}{366 - 93 - 25} = 1,48$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Все рассчитанные значения необходимо свести в таблицу 11:

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

Таблица 10 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ожгi}$, чел-дни			
Подбор и изучение материалов по теме	10	13	11,2	Студент	11,2	17
Составление и утверждение технического задания	1	3	1,8	Руководитель	1,8	3
Выбор алгоритма исследований	5	7	5,8	Руководитель студент	2,9	4
Календарное планирование работ по теме	3	6	4,2	Руководитель студент	2,1	3
Анализ существующих методов проведения ремонта нефтепровода	10	15	12	Студент	12	18
Проведение теоретических расчетов и обоснование	10	14	11,6	Студент	11,6	17
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Руководитель студент	1,9	3
Определение целесообразности проведения процесса	3	5	3,8	Руководитель студент	1,9	3
Оформление пояснительной записки	12	17	14	Студент	14	21
Разработка презентации и раздаточного материала	5	7	5,8	Студент	5,8	9
Итого, дн.						96

6.3 Техничко-экономический расчет

6.3.1 Расчет стоимости строительно-монтажных работ

Для данной ВКР необходимо было провести технико-экономический расчет стоимости двух способов ремонта - траншейного и безтраншейного (наклонно-направленного бурения) и сравнить их между собой для выявления наиболее экономически выгодного.

Технико-экономические показатели на основании статистических данных и смет представлены в Приложении И.

6.3.1.1 Обоснование способа прокладки

Строительство трубопровода методами микротоннелирования, тоннелирования с использованием щитовой проходки и «труба в трубе» на переходах малых рек не целесообразно ввиду громоздкости технологического комплекса машин, сложности выполняемых операций и относительно высокой стоимости.

Для перехода через р. Шуделька рассмотрены следующие методы строительства:

- метод наклонно-направленного бурения;
- траншейный метод.

Метод наклонно-направленного бурения

Применение метода ННБ имеет следующие особенности:

- сложность размещения строительно-монтажных и рабочих площадок, необходимых при производстве работ в условиях действующего коридора коммуникаций;
- увеличение протяженности перехода для выполнения условий прокладки (минимального радиуса изгиба $R_{изг}=1400$ Дн, и заглубления

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нефтепровода не менее 6 м от самой низкой отметки дна на участке перехода и не менее 3 м от линии предельного размыва требует увеличения длины руслового участка ППМН ориентировочно до 600 м). Однако при этом выполняется заглубление трубопровода на глубину, превосходящую величину размывов русла, что обеспечивает защиту трубопровода от внешних механических повреждений;

- дорогостоящие строительно-монтажные работы по отношению к траншейному методу;

- неблагоприятные инженерно-геологические условия - наличие водонасыщенных, несвязных рыхлых грунтов, способных к самообрушению (оплыванию и осыпанию)- песок серый, средней крупности, неоднородный, насыщенный водой, средней плотности присутствующие на переходе р. Шуделька.

- снижение факторов, оказывающих отрицательное воздействие на окружающую среду при производстве строительно-монтажных работ;

Траншейный метод

Данный метод является наиболее распространенным методом строительства подводных переходов через реки (ширина реки в месте перехода составляет 15,8 м), не требующий специального, уникального оборудования и выполнения специальных видов работ. Данный метод наиболее экономичный.

К особенностям траншейного способа строительства относится:

- минимальная протяженность участка замены (207 м резервная нитка);
- замена участка нефтепровода выполняется в существующем створе после демонтажа;

- относительно низкая стоимость строительства, по сравнению с другими методами строительства;

- существенное нарушение экологической ситуации и нарушение руслового режима водотока в период выполнения земляных работ.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120

6.3.2 Эксплуатационные затраты

Таблица 12 - Эксплуатационные затраты для разных методов строительства.

Вид затрат	ННБ	Траншейный метод	За 30 лет ННБ	За 30 лет траншейный метод
<i>ВТД (внутрирубная диагностика)</i>				
Сроки проведения	Проводится 1 раз в 6 лет каждым из ВИП: WM, MFL, CD	Проводится 1 раз в 6 лет каждым из ВИП: WM, MFL, CD		
Стоимость в ценах 2012г. тыс.руб. без НДС	Стоимость 1 км: MFL – 37,576; WM – 46,28; CD - 86,821; Суммарно – 170,677	Стоимость 1 км: MFL – 37,576; WM – 46,28; CD - 86,821; Суммарно – 170,677		
Общая стоимость в ценах 2012 г. тыс. руб. без НДС	(р.н.) км 444-445: 1 км. Затраты на 282 км – 48 130,914	(р.н.) км 444-445: 1 км. Затраты на 282 км – 48 130,914	240 654,57	240 654,57
<i>Устранение дефектов по результатам ВТД</i>				
Срок проведения работ	Дефекты отсутствуют из опыта эксплуатации ППМН в ОАО "Центрсибнефтепровод" из-за высокой надежности метода ННБ (толщина стенки трубы 21 мм, глубина залегания под руслом более 6 м)	Из расчета два дефекта на 5 лет на замененном участке		
Стоимость в ценах 2012 г. тыс. руб. без НДС	Ориентировочная стоимость устранения 1 дефекта в русловой части ППМН методом П1=597,929; П2-683,219; шлифовка-64,31. Усредненная стоимость устранения 1 дефекта — 448,49	Ориентировочная стоимость устранения 1 дефекта в русловой части ППМН методом П1=597,929; П2-683,219; шлифовка-64,31. Усредненная стоимость устранения 1 дефекта — 448,49	0	2 690,9
<i>Планово-высотное обследование</i>				
Сроки проведения	Полное обследование 1 раз в 6 лет (итого 5 раз), частичное обследование 1 раз в 2 года (итого 10 раз)	Полное обследование 1 раз в 4 года (итого 7 раз), частичное обследование 1 раз в 2 года (итого 8 раз)		
Стоимость в ценах 2012г. тыс.руб. без НДС	Стоимость полного обследования 164,2	Стоимость полного обследования 164,2	1571	1749,4

Вид затрат	ННБ	Траншейный метод	За 30 лет ННБ	За 30 лет траншейный метод
	частичного обследования 75,0	частичного обследования 75,0		
Суммарно за 30 лет в ценах 2012 г. (без НДС), тыс. руб.			242 225,57	245 094,87
Суммарно за 30 лет в ценах 2019г. (с НДС), тыс. руб.			386 679,22	391 259,65

6.3.3 Основные технические и экономические показатели

Таблица 13 - Эксплуатационные затраты для разных методов строительства.

Параметры	р. Шуделька	
	ННБ	Траншейный метод
Длина участка замены	610 (р.н.)	210 (р.н.)
Длина участка демонтажа	601 (р.н.)	207 (р.н.)
Длина руслового участка (бурение скважины или протаскивание дюкера), м	418	136
Труба, мм	1020x16 1020x14	1020x14
Металлоемкость, т	237,98	75,9
Стоимость СМР, тыс. руб.	373 923,6	38 547,02
Суммарные эксплуатационные затраты, тыс. руб.	386 679,22	391 259,65
Суммарные затраты на строительство и эксплуатацию перехода, тыс.руб.	760 602,82	429 806,67

6.3.4 Выводы

Ширина и глубина реки Шуделька небольшие, производство работ на данном участке траншейным способом может быть выполнено техникой, имеющейся в наличии у подразделений данного региона в кратчайшие сроки. Вложение инвестиций в больших объемах на водотоках такого типа нецелесообразно.

Замена трубы на ППМН «Александровское-Анжеро-Судженск» вызвана тем, что в русле р. Шуделька трубопровод проложен с нарушением

нормативного заглубления, присутствует оголение участка нефтепровода в русловой части.

Нарушения русла и береговых склонов произойдет как при траншейном, так и при применении бестраншейных методов строительства, в связи с необходимостью демонтажа заменяемого участка трубопровода, который возможно выполнить только открытым способом.

При применении бестраншейных способов укладки трубопровода требуется сложное, высокотехнологичное оборудование. Численность рабочих при строительстве методом ННБ выше в связи с тем, что требуется привлечения дополнительных подрядных организаций на строительство методом ННБ и утилизации отработанного бурового раствора.

Строительство участков подводных переходов способом ННБ должны выполнять специализированные строительные организации, имеющие разрешение на проведение таких работ, соответствующее оборудование, практический опыт и выигравшие тендер на строительство участка подводного перехода

Учитывая вышесказанное, при ремонте подводного перехода магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» предпочтителен траншейный метод строительства ППМН через р. Шуделька

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		123

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Ремонт с заменой трубы магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» пересекающего водную преграду (р. Шуделька) выполняется с целью повышения его надежности при дальнейшей эксплуатации и снижения вероятности возникновения аварийной ситуации.

Метод замены трубы на отдельных участках магистрального нефтепровода является наиболее актуальным, так как строительство новых нефтепроводов взамен старых требует огромных финансовых и трудовых затрат, а также больших календарных сроков строительства.

Рассмотренный способ прокладки нового участка трубопровода является наиболее экономичным из существующих на сегодня методов.

Одновременная замена двух ниток нефтепровода значительно увеличивает его надежность, а доведение до нормативного заглубления этого же участка, значительно снижает уровень вероятной возможности возникновения аварийной ситуации.

					<i>Технология проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разработал</i>	<i>Герасимова Н.Н.</i>				<i>Заключение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>					<i>ВКР</i>	<i>124</i>	<i>1</i>
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							
						НИ ТПУ гр. 3-2Б5А		

Список использованных источников

1. Федеральный закон РФ от 21.07.1997 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
2. Федеральный закон РФ от 22 июля 2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
3. Федеральный закон РФ от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» (с изменениями на 27 декабря 2019 г.).
4. Федеральный закон РФ от 24 июня 1998 г. № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» (с изменениями на 27 декабря 2019г.).
5. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30 декабря 2001 г. №197-ФЗ (с изменениями на 16 декабря 2019 г.).
6. Земельный кодекс Российской Федерации от 25 октября 2001 г. № 136-ФЗ (с изменениями на 3 августа 2018 г.).
7. Водный кодекс Российской Федерации от 3 июня 2006 г. № 74-ФЗ (с изменениями на 2 августа 2019 г.).
8. Правила противопожарного режима в Российской Федерации. (Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 года № 390 (с изменениями на 20 сентября 2019 года).
9. ГОСТ Р 12.0.001-2013. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Основные положения.
10. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением № 1).
11. ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

					<i>Технология проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разработал</i>		<i>Герасимова Н.Н.</i>			<i>Список использованных источников</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>				<i>ВКР</i>	<i>125</i>	<i>8</i>
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						
						НИ ТПУ гр. 3-2Б5А		

12. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
13. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание).
14. ГОСТ 12.4.275-2014. (EN 13819-1:2002) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования. Методы испытаний (Переиздание).
15. ГОСТ 12.3.009-76. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности (с Изменением № 1).
16. ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.
17. ГОСТ 17.1.1.01-77. Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Использование и охрана вод. Основные термины и определения (с Изменениями N 1, 2).
18. ГОСТ 25100-2011. Грунты. Классификация (с Поправками).
19. ГОСТ 17.5.3.04-83. Охрана природы (ССОП). Земли. Общие требования к рекультивации земель (с Изменением № 1).
20. ГОСТ 17.5.3.05-84. Охрана природы (ССОП). Рекультивация земель. Общие требования к землеванию.
21. ГОСТ 17.5.3.06-85. Охрана природы (ССОП). Земли. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.
22. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
23. ГОСТ 9.602-2005. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
24. ГОСТ Р 55435-2013. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.

					Список использованных источников	Лист
						126
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

25. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (с изменениями на 12 января 2015 года) (редакция, действующая с 1 января 2017 года).
26. Правила устройства электроустановок 7-е издание.
27. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями № 1, 2).
28. СП 45.13330.2017. Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87 (с Изменением № 1).
29. СП 86.13330.2014. Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III-42-80* "Магистральные трубопроводы" (СП 86.13330.2012)) (с Изменениями № 1, 2).
30. СП 12-135-2003. Безопасность труда в строительстве. Отраслевые типовые инструкции по охране труда.
31. СП 12-136-2002. Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ.
32. СП 131.13330.2012. Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменениями № 1, 2).
33. СП 115.13330.2016. Геофизика опасных природных воздействий. Актуализированная редакция СНиП 22-01-95.
34. СП 22.13330.2016. Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83* (с Изменениями N 1, 2).
35. СП 50-101-2004. Проектирование и устройство оснований и фундаментов зданий и сооружений
36. СП 14.13330.2018. Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*.
37. СП 126.13330.2017. Геодезические работы в строительстве. СНиП 3.01.03-84.
38. СП 48.13330.2011. Организация строительства. Актуализированная

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		127

редакция СНиП 12-01-2004 (с Изменением № 1).

39. СП 76.13330.2016. Электротехнические устройства. Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85.
40. СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования.
41. СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство.
42. СНиП 3.05.05-84. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы.
43. СНиП 1.04.03-85*. Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений.
44. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы.
45. СанПиН 2.2.3.1384-03. Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ.
46. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов (с изменениями на 25 апреля 2014 года).
47. ВСН 011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытания.
48. ВСН 31-81. Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности.
49. ВСН 004-88. Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация.
50. ВСН 008-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция.
51. ВСН 009-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов.

					Список использованных источников	Лист
						128
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Средства и установки электрохимзащиты.

52. ВСН 010-88. Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы.
53. ВСН 012-88. Часть 1, 2. Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ (с Изменением № 1).
54. ВСН 014-89. Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Охрана окружающей среды.
55. Правила охраны магистральных трубопроводов. (Утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 24.04.92 г. №9, заместителем Министра топлива и энергетики России 29.04.92 г. Внесены дополнения, утвержденные постановлением Госгортехнадзора России от 23.11.94 № 61).
56. РД-11-06-2007. Методические рекомендации о порядке разработки проектов производства работ грузоподъемными машинами и технологических карт погрузочно-разгрузочных работ.
57. РД 03-495-02 Технологический регламент проведения аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства
58. РД-91.010.30-КТН-246-09. Положение по разработке проектов организации строительства, (в составе проектной и рабочей документации) для строительства и капитального ремонта объектов магистральных нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть".
59. РД-75.200.00-КТН-012-14. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Переходы магистральных трубопроводов через водные преграды. Нормы проектирования.
60. РД-19.100.00-КТН-266-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническая диагностика трубопроводов при приемке после строительства и в процессе эксплуатации
61. РД-91.020.00-КТН-170-17. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Электрохимическая защита объектов

					Список использованных источников	Лист
						129
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

магистрального трубопровода. Нормы проектирования.

62. РД 13.020.40-КТН-208-14. Магистральный трубопровод транспорт нефти и нефтепродуктов. Рекультивация земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонте. Требования к организации и выполнению работ.
63. РД-13.030.00-КТН-223-14. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Удельные нормативы образования отходов производства и потребления.
64. РД-23.040.00-КТН-064-18. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистральных трубопроводов. Требования к организации и выполнению работ.
65. РД-25.160.10-КТН-016-15. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов.
66. РД-13.220.00-КТН-148-15. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы "Транснефть".
67. РД-23.040.00-КТН-084-18. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть магистрального трубопровода. Нормы проектирования.
68. РД-13.110.00-КТН-031-18. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила безопасности при эксплуатации объектов ПАО "Транснефть".
69. РД-03.120.10-КТН-007-16. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Аттестация сварочного производства на объектах организаций системы "Транснефть".
70. РД-93.010.00-КТН-011-15. Магистральный трубопроводный транспорт

									Лист
									130
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список использованных источников				

нефти и нефтепродуктов. Строительно-монтажные работы, выполняемые на линейной части магистральных трубопроводов.

71. ОР-91.010.30-КТН-111-12. Порядок разработки проектов производства работ на строительство, техническое перевооружение и реконструкцию объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
72. ОР-91.010.30-КТН-156-15. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов магистральных трубопроводов. Формирование приемо-сдаточной документации.
73. 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".
74. ОР-19 000 00-КТН-009-10. Регламент по очистке, гидроиспытанию и внутритрубной диагностике нефтепроводов после завершения строительно-монтажных работ.
75. ОР-03.100.50-КТН-120-10. Организация строительно-монтажных работ с использованием труб с заводским изоляционным покрытием. Технические требования и оснащенность.
76. ОР-13.020.30-КТН-138-14. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Производственный эколого-аналитический контроль за состоянием компонентов окружающей среды. Порядок планирования и организации работ.
77. ОР-13.100.00-КТН-082-18. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок организации огневых, газоопасных, ремонтных и других работ повышенной опасности на объектах организаций системы "Транснефть".
78. ОР-75.200.00-КТН-231-16. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок технической эксплуатации переходов

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		131

магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды и малые водотоки.

79. ОТТ-25.220.01-КТН-200-14. (с изм. 1) Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозийное покрытие сварных стыков трубопроводов. Общие технические требования.
80. ОТТ-23.040.00-КТН-135-15. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования.
81. ОТТ-25.220.60-КТН-103-15. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Заводское полиэтиленовое покрытие труб. Общие технические требования
82. ОТТ-23.040.01-КТН-052-13. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Отводы холодного гнущья из стальных труб. Общие технические требования.
83. ОТТ-75.180.00-КТН-370-09. Камеры запуска и приема средств очистки и диагностики линейной части магистральных нефтепроводов. Общие технические требования.
84. Классификация и диагностика почв Западной Сибири (Инструктивные материалы для картографирования почв). - Новосибирск: ЗапСибгипрозем.- 1979 г.
85. Семенищенков А.А., Комов Н.В., Родин А.З., Спиридонов В.Ф., Чернявский В.Г., Предоставление земельных участков для строительства объектов нефтегазового комплекса, промышленности, транспорта, линий связи и электропередачи. Практическое пособие для разработки землеустроительной документации. - 3-е изд., переработ. и доп. – М.: Юни-пресс, 2003 г. - 650 с.
86. Руководство по безопасности "Инструкция по ликвидации возможных аварий на подводных переходах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов".

					Список использованных источников	Лист
						132
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение И
Технико-экономические показатели на основе смет (СМР)

Наименование глав, объектов работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. руб				Общая сметная стоимость
	Строительных работ	Монтажных работ	Оборудования и инвентаря	Прочих затрат	
Подготовка территории строительства					
Расчистка от лесорастительности (основная нитка)	12,55				12,55
Техническая рекультивация (основная нитка)	17,15				17,15
Расчистка от лесорастительности (резервная нитка)	17,15				17,15
Техническая рекультивация (резервная нитка)	91,79				91,79
Расчистка от лесорастительности при ремонте недозаглубления (о.н.)	69,5				69,5
Расчистка от лесорастительности при ремонте недозаглубления (о.н.)	10,9				10,9
Всего по главе	219,04				219,04
Основные объекты строительства					
Замена трубы (о.н.)	17102,99	668,18		33,24	17804,41
Замена трубы (р.н.)	45714,31	1099,76		114,44	46928,51
Ремонт недостаточной глубины залегания нефтепровода	1775,53				1775,53
Всего по главе	64592,83	1767,94		147,68	66508,45
Объекты энергетического хозяйства					
Катодная поляризация (о.н.)	120,03	163,8			283,83

					<i>Технология проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск»</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разработал		Герасимова Н.Н.			Приложение И	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				ВКР	140	4
						НИ ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Наименование глав, объектов работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. руб				Общая сметная стоимость
	Строительных работ	Монтажных работ	Оборудования и инвентаря	Прочих затрат	
Катодная поляризация (р.н.)	136,91	161,61			298,52
Электрохимзащита	58,92	10,79			69,71
Итого по главе	315,86	336,2			652,06
<i>Благоустройство и озеленение территории</i>					
Благоустройство и озеленение территории	67181,1	2171,05		152,38	69504,53
Итого по главе	67181,1	2171,05		152,38	69504,53
<i>Временные здания и сооружения</i>					
Временные здания и сооружения	1197,58	123,59			1321,17
Итого по главе	1197,58	123,59			1321,17
<i>Прочие работы и затраты</i>					
Производство работ в зимнее время 6,3%	4307,86	144,56			4452,42
Затраты на снегоборьбу 0,4%	273,51	9,18			282,69
ПНР (о.н.) (вхолостую)				12,84	12,84
ПНР. Катодная поляризация (р.н.) (вхолостую)				9,09	9,09
Затраты на перебазировку 1%				706,73	706,73
Расчистка от снега (о.н.)	85,57				85,57
Уточнение глубины залегания трубопровода (о.н.)	1,24				1,24
Расчистка от снега (р.н.)	230,86				230,86
Уточнение глубины залегания трубопровода (р.н.)	3,86				3,86
Расчистка от снега при ремонте недозаглубления (о.н.)	248,54				248,54
Уточнение глубины залегания трубопровода при ремонте недозаглубления (о.н.)	2,58				2,58

Наименование глав, объектов работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. руб				Общая сметная стоимость
	Строительных работ	Монтажных работ	Оборудования и инвентаря	Прочих затрат	
Затраты на добровольное страхование строительных организаций и строительные риски 1,0 %				708,26	708,26
Затраты на командировку рабочих 1,0 %				706,73	706,73
Затраты на проведение технического надзора за производством, отгрузкой труб и соединительных деталей				637,44	637,44
Затраты на организацию и проведение подрядных торгов 0,5%				398,34	398,34
Возмещение потерь и убытков землевладельцам				387,23	387,23
Платежи за негативное воздействие на окружающую среду				11,82	11,82
Затраты на утилизацию отходов				27,91	27,91
Плата за ущерб рыбному хозяйству				122,62	122,62
Плата за забор воды				0,37	0,37
Итого по главе	5154,02	153,74		3729,38	9037,14
Содержание службы Заказчика					
Затраты на содержание службы заказчика-застройщика 1,4%				3066,31	3066,31
Строительный контроль 1,2%				905,16	905,16
Итого по главе				3971,47	3971,47
Проектные и изыскательские работы, авторский надзор					
Авторский надзор				149,02	149,02
Проектно-изыскательские работы				5163,42	5163,42
Итого по главе				5312,44	5312,44

Наименование глав, объектов работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. руб				Общая сметная стоимость
	Строительных работ	Монтажных работ	Оборудования и инвентаря	Прочих затрат	
Непредвиденные затраты					
Непредвиденные затраты 3%	2205,98	73,45		394,97	2674,4
Итого по главе	2205,98	73,45		394,97	2674,4
ИТОГО по главам:	140 866,41	4 625,97		13 708,32	159 200,7
НДС 20%	28 173,28	925,19		2 741,66	31 840,14
Всего по сводному расчету	169 039,69	5 551,16		16 449,98	191 040,84

					Приложение И	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		143