

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
профиль Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и про-
дуктов переработки»
Отделение Нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы |
|--|
| Технология проведения капитального ремонта подводного перехода магистрального нефтепровода «Самотлор-Александровское» в пойме реки Вах |
| УДК <u>622.692.4.053(204.1)</u> |

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|------------------------------|---------|------|
| 3-2Б5Д | Ласточкин Николай Валерьевич | | |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Саруев Алексей Львович | к.т.н, доцент | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|------------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Рыжаткина Татьяна Гавриловна | к.э.н, доцент | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент | Сечин Андрей Александрович | к.т.н | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|---------------------------|------------------------|---------|------|
| ОНД ИШПР | Брусник Олег Владимирович | к.п.н | | |

Планируемые результаты обучения

| Код результата | Результат обучения (выпускник должен быть готов) | Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон |
|---|---|---|
| В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями | | |
| Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» | | |
| 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 | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i). |
| P2 | Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7). |
| в области производственно-технологической деятельности | | |
| P3 | Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов | 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). |
| 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 | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15). |
| в области организационно-управленческой деятельности | | |
| 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 | 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). |
| P6 | Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21) |

Задание на выполнение ВКР

Лист

2

| Код результата | Результат обучения (выпускник должен быть готов) | Требования ФГОС, критериев и/или за- интересованных сто- рон |
|---|--|--|
| в области экспериментально-исследовательской деятельности | | |
| 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 | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26). |
| в области проектной деятельности | | |
| P8 | Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочих и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов | 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-е). |
| Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки» | | |
| P9 | Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН | 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". |
| P10 | Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа". |
| P11 | Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по |

| | | | | |
|------|------|----------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |

Задание на выполнение ВКР

Лист

3

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
профиль Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и про-
дуктов 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 |
|--------|--------------------------------|
| 3-2Б5Д | Ласточкину Николаю Валерьевичу |

Тема работы:

Технология проведения капитального ремонта подводного перехода магистрального нефтепровода «Самотлор-Александровское» в пойме реки Вах

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|--|
| Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.). | Ремонтируемый участок магистрального трубопровода «Самотлор-Александровское», проходящий в пойме реки Вах Организация производства работ при прокладке трубопровода, виды ремонта магистрального трубопровода и их специфика, капитальный ремонт подводного перехода магистрального нефтепровода. |
|---|--|

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов

(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).

Исследование организации производства работ при прокладке трубопровода в пойме реки Вах, изучение видов ремонта магистрального трубопровода и их специфику, оценка технического состояния трубопровода при выборе способа капитального ремонта, а также исследование работ по капитальному ремонту подводного перехода магистрального нефтепровода методом протаскивания.

Перечень графического материала

(с точным указанием обязательных чертежей)

Таблицы:

- 1) Сроки ликвидации амбаров и рекультивации земли;
- 2) Технологии освобождения трубопроводов от нефти/нефтепродуктов;
- 3) Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)
- 4) Матрица SWOT
- 5) Интерактивная матрица проекта
- 6) SWOT-анализ
- 7) Перечень этапов, работ и распределение исполнителей
- 8) Временные показатели проведения научного исследования
- 9) Календарный план-график проведения НИОКР по теме
- 10) Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты
- 11) Затраты на оборудование
- 12) Баланс рабочего времени
- 13) Расчет основной заработной платы
- 14) Заработная плата исполнителей НТИ
- 15) Отчисления во внебюджетные фонды
- 16) Расчет бюджета затрат НТИ
- 17) Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта
- 18) Сравнительная эффективность разработки
- 19) Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода;
- 20) Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука;
- 21) Условия, при которых запрещаются работы на открытом воздухе;
- 22) Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при гидрогеоэкологических работах;

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)

Раздел

Консультант

| | | | | |
|------|------|----------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |

Задание на выполнение ВКР

Лист

5

| | |
|---|------------------------------|
| «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» | Рыжаткина Татьяна Гавриловна |
| «Социальная ответственность» | Сечин Андрей Александрович |
| Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: | |
| | |

| | |
|---|--|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | |
|---|--|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Саруев Алексей Львович | к.т.н доцент | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|------------------------------|---------|------|
| 3-2Б5Д | Ласточкин Николай Валерьевич | | |

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|----------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Задание на выполнение ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | | | 6 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | |
|---------------|-----------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2Б5Д | Ласточкину Н.В. |

| | | | |
|----------------------------|--------------------|----------------------------------|--|
| 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 магистрального нефтепровода «Самотлор-Александровское» в пойме реки Вах

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 «Самотлор_ Александровская». Рабочее место находится на открытом воздухе. Трасса нефтепровода проходит через пойменную часть.</p> |
|---|--|

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|--|
| <p>1. Охрана труда 2. Анализ производственных опасностей и вредных факторов</p> | <p>1. Взрыво- и пожароопасность 2. Метеорологические условия 3. Электробезопасность 4. Лучистая энергия, выделяемая дугой 5. Вибрация</p> |
| <p>2. Организационные и технические мероприятия обеспечения безопасных условий труда</p> | <p>1. Обеспечение взрыво –и пожаробезопасности 2. Контроль ГВС 3. Меры безопасности при выполнении земляных работ 4. Меры безопасности при выполнении земляных работ 5. Меры безопасности при выполнении изоляционных и укладочных работ 6. Меры безопасности при выполнении испытаний</p> |
| <p>3. Промышленная безопасность</p> | <p>1. План ликвидации аварии</p> |
| <p>4. Экологичность проекта:</p> | <p>1. Мероприятия по охране почвы 2. Мероприятия по охране водных ресурсов 3. Мероприятия по охране атмосферного воздуха</p> |

| | |
|--|--|
| | 4. Мероприятия по снижению воздействия на растительный и животный мир 5. Мероприятия по рекультивации нарушаемых земель |
|--|--|

| | |
|--|--|
| 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 |
|--------|----------------|---------|------|
| 3-2Б5Д | Ласточкин Н.В. | | |

| | | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | | 9 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Задание «Социальная ответственность» | | | | | | |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

| | |
|---------------|----------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2Б5Д | Ласточкин Н.В. |

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------|---------|------|
| 3-2Б5Д | Ласточкин Н.В. | | |

Термины и 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 0,4–20 МПа 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 производственнотехнологический 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.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|--|--|--|------|----|
| | | | | | | | | | Лист | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Термины и определение | | | | | 12 |
| | | | | | | | | | | |

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

ППМН - 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

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 13 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| ЗАДАНИЕ НА ДИПЛОМНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ | 6 |
| РЕФЕРАТ | 18 |
| ВВЕДЕНИЕ | 19 |
| 1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ | 20 |
| 1.1 Характеристика магистрального нефтепровода | 20 |
| 1.2 Характеристика подводного перехода через озеро на 43 км трассы нефтепровода | 21 |
| 1.2.1 Климатическая характеристика | 22 |
| 1.2.2 Геологическая характеристика | 23 |
| 1.2.3 Гидрологическая характеристика | 24 |
| 2 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА | 25 |
| 2.1 Подготовительный период капитального ремонта | 25 |
| 2.2 Организационная подготовка к капитальному ремонту | 25 |
| 2.3 Инженерная подготовка к капитальному ремонту | 27 |
| 2.4 Техническая и технологическая подготовка к капитальному ремонту | 28 |
| 3 МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДА | 30 |
| 3.1 Определение толщины стенки трубопровода | 30 |
| 3.2 Проверка трубопровода на прочность | 33 |
| 3.3 Проверка трубопровода на деформации | 34 |
| 3.4 Проверка устойчивости трубопровода против всплытия | 36 |
| 3.5 Определение параметров балластировки подводного нефтепровода | 42 |
| 3.6 Расчет параметров укладки подводного трубопровода протаскиванием | 44 |
| 3.7 Расчет напряженного состояния трубопровода при укладке береговых участков | 50 |
| 3.8 Проектные решения по ремонту подводного перехода | 52 |

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 14 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Содержание | | | | |

| | |
|--|-----|
| 4 ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОСНОВНЫХ РАБОТ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ НЕФТЕПРОВОДА | 55 |
| 4.1 Вывод из эксплуатации участка трубопровода, его опорожнение и демонтаж | 55 |
| 4.2 Земляные работы при прокладке нового участка нефтепровода | 61 |
| 4.3 Сварочно-монтажные работы | 63 |
| 4.4 Изоляционные работы | 65 |
| 4.5 Укладка изолированного нефтепровода | 67 |
| 4.6 Очистка полости и испытание отремонтированного нефтепровода | 71 |
| 4.7 Контроль качества проведенных работ | 73 |
| 4.8 Подключение вновь уложенного ППМН к действующему нефтепроводу | 81 |
| 4.9 Монтаж электрохимзащиты | 82 |
| 4.10 Берегоукрепительные работы | 83 |
| 4.11 Скрытые работы | 83 |
| 4.12 Приемка и ввод объекта в эксплуатацию | 85 |
| 5 КИП И АВТОМАТИКА | 86 |
| 5.1 Обоснование выбора объектов автоматизации | 86 |
| 5.2 Толщиномер ультразвуковой СКАТ–4000 | 87 |
| 5.3 Дефектоскоп УД2–12 | 92 |
| 5.4 Аппарат рентгеновский импульсный наносекундный автономный АРИНА–3 | 98 |
| 5.5 Толщиномер магнитный МТ2003 | 102 |

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------|-------------|
| | | | | | <i>Содержание</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 15 |

| | |
|--|-----|
| 6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ | 108 |
| 6.1 Охрана труда | 108 |
| 6.1.1 Анализ производственных опасностей и вредностей | 109 |
| 6.1.1.1 Взрыво- и пожароопасность | 109 |
| 6.1.1.2 Метеорологические условия | 110 |
| 6.1.1.3 Электробезопасность | 112 |
| 6.1.1.4 Лучистая энергия, выделяемая дугой | 112 |
| 6.1.1.5 Вибрация | 113 |
| 6.1.2 Организационные и технические мероприятия обеспечения безопасных условий труда | 115 |
| 6.1.2.1 Обеспечение взрыво-, пожаробезопасности | 115 |
| 6.1.2.2 Контроль ГВС | 116 |
| 6.1.2.3 Меры безопасности при выполнении земляных работ | 118 |
| 6.1.2.4 Меры безопасности при выполнении сварочно-монтажных работ | 118 |
| 6.1.2.5 Меры безопасности при выполнении изоляционных и укладочных работ | 120 |
| 6.1.2.6 Меры безопасности при выполнении балластировочных Работ | 121 |
| 6.1.2.7 Меры безопасности при выполнении испытаний | 121 |
| 6.2 Промышленная безопасность | 124 |
| 6.2.1 План ликвидации аварии | 125 |
| 6.3 Экологичность проекта | 125 |
| 6.3.1 Мероприятия по охране почвы | 126 |
| 6.3.2 Мероприятия по охране водных ресурсов | 126 |
| 6.3.3 Мероприятия по охране атмосферного воздуха | 128 |
| 6.3.4 Мероприятия по снижению воздействия на растительный и животный мир | 130 |
| 6.3.5 Мероприятия по рекультивации нарушаемых земель | |

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------|-------------|
| | | | | | <i>Содержание</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 16 |

| | |
|--|-----|
| 7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ | 134 |
| 7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведе- ния научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсо- сбережения | 134 |
| 7.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования | 134 |
| 7.1.2 Анализ конкурентных технических решений | 135 |
| 7.1.3. SWOT-анализ | 136 |
| 7.2. Планирование научно-исследовательских работ | 140 |
| 7.2.1. Структура работ в рамках научного исследования | 140 |
| 7.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ | 141 |
| 7.2.3. Разработка графика проведения научного исследования | 141 |
| 7.3 Технико-экономический расчет | 144 |
| 7.3.1 Расчет стоимости строительно-монтажных работ | 144 |
| 7.3.1.1 Обоснование способа прокладки | 148 |
| 7.3.2 Эксплуатационные затраты | 149 |
| 7.3.3 Основные технические и экономические показатели | 150 |
| 7.3.4 Выводы | 151 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 152 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ | 153 |

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------|-------------|
| | | | | | <i>Содержание</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 17 |

РЕФЕРАТ

В дипломном проекте рассмотрены вопросы, связанные с проведением капитального ремонта подводного перехода магистрального нефтепровода «Самотлор – Александровское» в пойме р. Вах.

Дипломный проект состоит из 7-ми разделов и включает в себя пояснительную записку и графическую часть.

Пояснительная записка содержит 161 л, в том числе: 9 рисунков, 8 таблиц, 91 наименований списка использованных источников.

В технологической части дипломного проекта рассмотрена технология проведения капитального ремонта и выполнены следующие расчеты:

- определение толщины стенки трубопровода;
- проверка трубопровода на прочность;
- проверка трубопровода на деформации;
- проверка устойчивости трубопровода против всплытия;
- определение параметров балластировки подводного трубопровода;
- расчет параметров укладки подводного трубопровода протаскиванием;
- расчет напряженного состояния трубопровода при укладке береговых участков.

В разделе "Контрольно-измерительные приборы и автоматика" рассмотрены вопросы дефектоскопии, рентгенографии и измерения толщины стенки трубопровода с помощью приборов: толщиномера ультразвукового СКАТ-4000; дефектоскопа УД2-12; аппарата рентгеновского импульсного наносекундного автономного АРИНА-3; толщиномера магнитного МТ2003.

В разделе "Безопасность и экологичность проекта" выполнен анализ основных опасностей и вредностей, возникающих при капитальном ремонте нефтепровода, вопросы обеспечения промышленной безопасности.

В экономической части представлены объектный и локальный сметные расчеты на строительство нового участка нефтепровода.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------|------|
| | | | | | Реферат | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 18 |

ВВЕДЕНИЕ

Развитие многих отраслей промышленности определяется надежностью работы системы нефтепроводов. В то же время, согласно статистическим данным, количество отказов на магистральных трубопроводах остается довольно высоким.

Магистральные трубопроводы, по которым осуществляется транспортировка больших масс энергоносителей при высоких давлениях, являются объектами повышенной опасности. В настоящее время условия работы трубопроводного транспорта характеризуются естественным старением магистральных нефтепроводов, повышением требований к их экологической безопасности и необходимостью поддержания линейной части магистральных трубопроводов в работоспособном состоянии.

Кроме того, причинами отказов могут быть: некачественные строительные материалы, недоброкачественное выполнение строительно-монтажных работ и, наконец, несвоевременное выполнение ремонтных работ на линейной части магистральных трубопроводов.

Рациональное решение данной проблемы состоит в проведении эффективных предупредительных мероприятий, заключающихся в своевременном выявлении дефектов труб, проведении ремонта нефтепроводов с целью первоочередного устранения опасных дефектов и дефектов, развитие которых может привести к отказам и авариям.

В настоящее время вопросам капитального ремонта уделяется большое внимание: применяются новые типы герметизаторов, трубы с заводской изоляцией, разрабатываются новые антикоррозионные покрытия, новые технологии очистки и диагностики трубопроводов.

| | | | | | | | | |
|-------------------------|---------------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|-------------|---------------|
| | | | | | <i>Технология проведения капитального ремонта подводного перехода «Самотлор- Александровская» в пойме реки Вах</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | <i>Ласточкин</i> | | | | Введение | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | <i>Саруев А.Л.</i> | | | | | | 19 | 165 |
| <i>Руководитель ООП</i> | <i>Брусник О.В.</i> | | | | ТПУ гр. 3-2Б5Д | | | |

1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Характеристика магистрального нефтепровода

Нефтепровод «Самотлор – Александровская» протяженностью 65,2 км, диаметром 1020 мм, толщиной стенки 14 мм был построен в 1976 году СМУ-14 треста «Самотлортрубопроводстрой» и введен в эксплуатацию в 1977 году.

Трубопровод выполнен из стальных труб Челябинского трубопрокатного завода и Новомосковского металлургического завода марок 17ГС и 17Г1С со следующими механическими свойствами:

- временным сопротивлением стали на разрыв – 52 кгс/см²;
- пределом текучести – 36 кгс/см²;
- относительным удлинением – 20%;
- ударный вязкостью – 3,0 (при температуре минус 40 °С).

В качестве запорной арматуры на нефтепроводе используются задвижки производства Италии, Японии и России.

Для пассивной защиты трубопровода от коррозии используется усиленная изоляция, тип 3, марки: праймер «Транскор» ТУ МБР-90, лента «Литкор» ТУ 51-404-41-68, обертка «Полилен-ОБ» ВВГ МРТУ 6-11-3-64; битумно-резиновая.

Электрохимическая защита трубопровода осуществляется 10-ю установками катодной защиты типа СКЗ-Т-3000 с протяженностью защищаемого участка одной станцией – 10 км и удаленностью анодного заземления – 500-600 м.

Трубопровод имеет 7 переходов через водные преграды, ответвлений от трубопровода к нефтебазам по трассе нет.

Глубина заложения трубопровода по трассе (от верхней образующей трубы) составляет 1,2-1,5 м.

| | | | | | | | |
|-------------------------|---------------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|---------------|
| | | | | | <i>Технология прведения капитального ремонта подводного перехода «Самотлор-Александровская» в пойме реки Вах</i> | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | |
| <i>Разраб.</i> | <i>Ласточкин</i> | | | | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | <i>Саруев А.Л.</i> | | | | | 20 | 161 |
| <i>Руководитель ООП</i> | <i>Брусник О.В.</i> | | | | ТПУ гр. 3-2Б5Д | | |
| | | | | | | | |

- заключение договора-подряда (контракта) на работы по капитальному ремонту;
- оформление разрешений и допусков на производство работ на строительной площадке;
- обеспечение бытового и медицинского обслуживания рабочих;
- организация размещения заказов и заключение контрактов на поставку технологического и другого оборудования, кабельной продукции, строительных конструкций, готовых изделий и специальных материалов.

В соответствии с [59] работы по капитальному ремонту объектов магистрального нефтепровода (МН) относятся к работам повышенной опасности. Они должны проводиться в соответствии с нормативными документами, регламентами, инструкциями и проектной документацией, с оформлением наряд-допусков, актов и других документов, с назначением ответственных лиц за подготовку, организацию и проведение работ и обеспечение мер безопасности.

До начала производства строительно-монтажных работ, в том числе подготовительных работ на объекте, «Подрядчик» обязан получить в установленном порядке разрешение на выполнение строительно-монтажных работ в охранной зоне магистральных коммуникаций. Подрядная организация составляет и, не менее чем за 10 дней до начала работ, направляет на согласование эксплуатирующей организации:

- проект производства работ;
- приказ о назначении ответственных лиц за организацию и безопасное производство работ;
- список лиц, участвующих в производстве работ;
- документы, подтверждающие квалификацию инженерно-технического персонала и рабочих;
- материалы, подтверждающие готовность «Подрядчика» к выполнению работ повышенной опасности;

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Технологическая часть</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | | | 26 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

Для проезда к трассе во время строительства предусматривается использование существующей бетонной автодороги от города Нижневартовска.

Для проезда вдоль трассы заменяемого участка нефтепровода предусматривается устройство зимника шириной 10м, протяженностью 1,2 км.

Для сохранности от повреждений коммуникаций, для проезда техники предусматривается устройство 4-х переездов из железобетонных дорожных плит.

В качестве переправы через озеро предусматривается устройство ледовой переправы.

Территории временных площадок: накопительной для складирования конструкций, размещения наполнительно-опресовочных агрегатов, площадки стоянки техники, площадки для размещения бытовых помещений планируются бульдозером.

3 Механический расчет трубопровода

3.1 Определение толщины стенки трубопровода

Для проведения капитального ремонта выбираем трубы Челябинского трубопрокатного завода диаметром 1020 мм из стали класса прочности К55 марки 17ГС (ТУ 14-158-153-05) со следующими характеристиками:

- временное сопротивление разрыву $\sigma_{\epsilon} = 540$ МПа;
- предел текучести $\sigma_m = 390$ МПа;
- коэффициент надежности по металлу трубы $k_l = 1,34$ [2].

Толщина стенки трубы согласно [27] определяется по формуле

$$\delta = \frac{npD_n}{2 \cdot (\psi_1 R_1 + np)}, \quad (1.1)$$

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

p – рабочее (нормативное) давление, МПа; $p = 4,12$ МПа;

ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 30 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Технологическая часть | | | | |

металла труб.

Коэффициент $\psi_1=1$ при сжимающих продольных осевых напряжениях $\sigma_{npN} \geq 0$.

При $\sigma_{npN} < 0$ ψ_1 определяется по формуле

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1}, \quad (1.2)$$

где R_1 – расчетное сопротивление материала,

$$R_1 = \frac{R_1'' m}{k_1 k_n}, \quad (1.3)$$

где R_1'' – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб принимается равным значению временного сопротивления σ_e ;

m – коэффициент условий работы нефтепровода, равный 0,6 для участка категории «В».

k_1 – коэффициент, характеризующий свойство стали;

k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода, для нефтепровода диаметром 1020 мм равен 1,0 [27].

Согласно формуле (1.3) определим расчетное сопротивление металла трубы:

$$R_1 = \frac{R_1'' m}{k_1 k_n} = \frac{540 \cdot 0,6}{1,34 \cdot 1,0} = 241,79 \text{ МПа.}$$

Первоначально принимаем $\psi_1=1$.

Предварительная толщина стенки

$$\delta = \frac{np D_n}{2 \cdot (\psi_1 R_1 + np)} = \frac{1,15 \cdot 4,12 \cdot 1020}{2 \cdot (1 \cdot 241,79 + 1,15 \cdot 4,12)} = 9,8 \text{ мм.}$$

Принимаем по сортаменту ближайшую большую (нормативную) толщину стенки $\delta_n = 14$ мм [80].

Продольные осевые напряжения определяются по формуле

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|------|
| | | | | | Технологическая часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 31 |

$$\sigma_{npN} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{npD_{вн}}{2\delta_n}, \quad (1.4)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, для стали $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ град $^{-1}$ [27];

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), МПа, для стали $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа [27];

δ_n – номинальная толщина стенки трубы;

μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), $\mu = 0,3$ [27];

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, мм;

$$D_{вн} = D_n - 2\delta_n = 1020 - 2 \cdot 14 = 992 \text{ мм};$$

Δt – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, определяется по формуле

$$\Delta t = t_s - t_\phi, \quad (1.5)$$

где t_s – максимальная (или минимальная) возможная температура стенок трубы в процессе эксплуатации;

t_ϕ – наименьшая (t^x) или наибольшая (t^m) температура, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода,

$$t^x = t_n^x - 6^\circ\text{C}; \quad (1.6)$$

$$t^m = t_n^m + 3^\circ\text{C}, \quad (1.7)$$

где t_n^x, t_n^m – нормативные температуры наружного воздуха в холодное и теплое время года, $t_n^x = -30^\circ\text{C}$ (замыкание сварных стыков осуществляется при температуре не ниже минус 30°C), $t_n^m = 35^\circ\text{C}$ (принята из Справочника по климату России).

По формулам (1.6) и (1.7) находим температуры, при которых фиксируется расчетная схема трубопровода:

$$t^x = -30 - 6 = -36^\circ\text{C};$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|------|
| | | | | | Технологическая часть | Лист |
| | | | | | | 32 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$t^m = 35 + 3 = 38^\circ\text{C}.$$

Находим расчетный температурный перепад по формуле (1.5), принимая $t_3^m = 15^\circ\text{C}$, $t_3^x = 5^\circ\text{C}$:

$$\Delta t_{(+)} = 15 - (-36) = 51^\circ\text{C},$$

$$\Delta t_{(-)} = 5 - 38 = -33^\circ\text{C}.$$

Определяем продольные осевые напряжения от расчетных нагрузок и воздействий по формуле (1.4):

$$\sigma_{npN_1} = -\alpha_t E \Delta t_{(+)} + \mu \cdot \frac{n_p PD_{вн}}{2\delta} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 51 + 0,3 \frac{1,15 \cdot 4,12 \cdot 992}{2 \cdot 14} = -75,714 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{npN_2} = -\alpha_t E \cdot \Delta t_{(-)} + \mu \frac{n_p PD_{вн}}{2\delta} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-33) + 0,3 \frac{1,15 \cdot 4,12 \cdot 992}{2 \cdot 14} = 131,934 \text{ МПа}.$$

Определяем ψ_1 для сжимающих продольных напряжений ($\sigma_{npN} < 0$) по формуле (1.2):

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{npN_1}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{npN_1}|}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-75,714|}{241,79} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-75,714|}{241,79} = 0,806.$$

Уточняем значение δ по формуле (1.1):

$$\delta = \frac{npD_u}{2 \cdot (\psi_1 R_1 + np)} = \frac{1,15 \cdot 4,12 \cdot 1020}{2 \cdot (0,806 \cdot 241,79 + 1,15 \cdot 4,12)} = 12,1 \text{ мм}.$$

Расчетная толщина стенки не должна быть больше нормативной, условие выполняется, т.к. $12,1 < 14$.

3.2 Проверка трубопровода на прочность

Прочность в продольном направлении проверяется по условию

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 R_1, \quad (1.8)$$

где ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{npN} \geq 0$) $\psi_2 = 1$, при сжимающих ($\sigma_{npN} < 0$) определяется по формуле

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 33 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Технологическая часть | | | | |

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (1.9)$$

где $\sigma_{кц}$ - кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа;

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2\delta_n} = \frac{1,15 \cdot 4,12 \cdot 992}{2 \cdot 14} = 167,86 \text{ МПа}, \quad (1.10)$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{167,86}{241,79} \right)^2} - 0,5 \frac{167,86}{241,79} = 0,452,$$

$$\psi_2 R_1 = 0,452 \cdot 241,79 = 109,289 \text{ МПа}.$$

Условие (1.8) выполняется, т.к. при $\psi_2=0,452$ $|-75,714| < 109,289$,

при $\psi_2=1$ $|131,934| < 241,79$.

3.3 Проверка трубопровода на деформации

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций трубопровода в продольном и осевом направлениях проверку производят по условиям:

$$|\sigma_{np}^n| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_n} R_2^n, \quad (1.11)$$

$$\sigma_{кц}^n \leq \frac{m}{0,9k_n} R_2^n, \quad (1.12)$$

где σ_{np}^n - максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_3 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при $\sigma_{np}^n \geq 0$, $\psi_3=1$, при $\sigma_{np}^n < 0$ ψ_3 определяется по формуле

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^n}{\frac{m}{0,9 \cdot k_n} R_2^n} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^n}{\frac{m}{0,9 \cdot k_n} R_2^n}, \quad (1.13)$$

R_2^n - нормативное сопротивление материала, равное пределу текучести σ_T ;

$\sigma_{кц}^n$ - кольцевые напряжения в стенках трубопровода от нормативного

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 34 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Технологическая часть | | | | |

Определяем минимально допустимый радиус упругого изгиба из условий прочности поперечных сварных швов и упругой работы металла труб для $\Delta t_{(+)}$:

$$\rho \geq \frac{0,5 \cdot E \cdot D_n}{\psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H - |\mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t_{(+)}|} \geq$$

$$\geq \frac{0,5 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,020}{0,593 \frac{0,6}{0,9 \cdot 1} \cdot 390 - |0,3 \cdot 145,97 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 51|} \geq 1461,22 \text{ м.}$$

Принимаем минимально допустимый радиус упругого изгиба $\rho = 1500$ м.

$$\sigma_{np1}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t_{(+)} + \frac{E D_n}{2\rho} = 0,3 \cdot 145,97 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 51 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,992}{2 \cdot 1500} = -14,16 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{np2}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t_{(+)} - \frac{E D_n}{2\rho} = 0,3 \cdot 145,97 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 51 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,992}{2 \cdot 1500} = -150,39 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{np3}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t_{(-)} + \frac{E D_n}{2\rho} = 0,3 \cdot 145,97 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-33) + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,992}{2 \cdot 1500} = 193,48 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{np4}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t_{(-)} - \frac{E D_n}{2\rho} = 0,3 \cdot 145,97 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-33) - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,992}{2 \cdot 1500} = 57,25 \text{ МПа.}$$

При $\sigma_{np}^H < 0$ $\psi_3 \frac{m}{0,9 k_n} R_2^H = 0,593 \cdot \frac{0,6}{0,9 \cdot 1} \cdot 390 = 154,18$ МПа,

при $\sigma_{np}^H \geq 0$ $\psi_3 \frac{m}{0,9 k_n} R_2^H = 1 \cdot \frac{0,6}{0,9 \cdot 1} \cdot 390 = 260$ МПа.

Проверку трубопровода на деформации проводим для $\sigma_{np2}^H = -150,39$ МПа и $\sigma_{np3}^H = 193,48$ МПа.

Для σ_{np2}^H условие (1.11) выполняется, т.к. $|-150,39|$ МПа $<$ $154,18$ МПа; условие (1.12) выполняется, т.к. $145,97$ МПа $<$ 260 МПа.

Для σ_{np3}^H условие (1.11) выполняется, т.к. $193,48$ МПа $<$ 260 МПа; условие (1.12) выполняется, т.к. $145,97$ МПа $<$ 260 МПа.

3.4 Проверка устойчивости трубопровода против всплытия

При укладке трубопровода свободным изгибом и равномерной балластировке по длине величина нормативной интенсивности балластировки –

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 36 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Технологическая часть | | | | | |

Тогда расчетная интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода равна:

$$q_{изз} = \frac{32 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 55,98 \cdot 10^{-4}}{9 \cdot 0,168^2 \cdot 1500^3} = 43,04 \frac{H}{м}$$

Расчетную нагрузку от веса перекачиваемого продукта $q_{дон}$ принимаем равной 0, так как рассчитывается наихудший случай – трубопровод без нефти.

Тогда величина нормативной интенсивности балластировки трубопровода в воде будет равна:

$$q_{бал\ в}^n = \frac{1}{n_{\sigma}} \cdot (k_{нв} \cdot q_{\sigma} + q_{изз} - q_{мп} - q_{дон}) =$$

$$= \frac{1}{1} (1,15 \cdot 10764,63 + 43,04 - 4502,93 - 0) = 7919,43 \frac{H}{м}$$

Определим величину нормативной интенсивности балластировки для участка трубопровода в пойменной части длиной 51 м.

На пойменных участках применяется заводское трехслойное полимерное покрытие 3 типа с повышенной морозостойкостью толщиной $\delta_{из} = 3$ мм. Футеровка на данном участке отсутствует. Наружный диаметр трубопровода будет равен:

$$D_{нф} = D_n + 2 \cdot \delta_{из} = 1020 + 2 \cdot 3 = 1026 \text{ мм},$$

тогда расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод, будет равна:

$$q_{\sigma} = \frac{\pi \cdot D_{нф}^2}{4} \rho_{\sigma} \cdot g = \frac{3,14159 \cdot 1,026^2}{4} \cdot 1100 \cdot 9,81 = 8921,67 \frac{H}{м}$$

Нормативная нагрузка от собственного веса изоляции будет равна:

$$q_{из}^n = \rho_{из} \cdot g \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_{ни}^2 - D_n^2) = 950 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14159}{4} (1,026^2 - 1,020^2) = 89,85 \frac{H}{м}$$

Тогда расчетная нагрузка от собственного веса трубопровода будет равна:

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 40 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Технологическая часть | | | | |

$$q_{mp} = n_{св} \cdot (q_m^H + q_{фум}^H + q_{из}^H) = 0,95 \cdot (3473,33 + 0 + 89,85) = 3385,02 \frac{H}{м}.$$

Определяем расчетную интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода, для выпуклых кривых, по формуле

$$q_{изг} = \frac{8E_0I}{9\beta^2\rho^3}. \quad (1.22)$$

Тогда расчетная интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода равна:

$$q_{изг} = \frac{8 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 55,98 \cdot 10^{-4}}{9 \cdot 0,064^2 \cdot 1500^3} = 74,15 \frac{H}{м},$$

где β – угол поворота оси трубопровода, рад; $\beta = 3^\circ 40' = 0,064$ рад;

ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, $\rho = 1500$ м.

Расчетную нагрузку от веса перекачиваемого продукта $q_{дон}$ принимаем равной 0, так как рассчитывается наихудший случай – трубопровод без нефти.

Тогда величина нормативной интенсивности балластировки трубопровода на береговом участке будет равна:

$$\begin{aligned} q_{бал\ в}^H &= \frac{1}{n_b} \cdot (\kappa_{не} \cdot q_{в} + q_{изг} - q_{mp} - q_{дон}) = \\ &= \frac{1}{0,9} (1,05 \cdot 8921,67 + 74,15 - 3385,02 - 0) = 6729,87 \frac{H}{м}. \end{aligned}$$

Определим величину нормативной интенсивности балластировки для участка трубопровода в пойменной части длиной 31,5 м.

На пойменных участках применяется заводское трехслойное полимерное покрытие 3 типа с повышенной морозостойкостью типа с повышенной морозостойкостью толщиной $\delta_{из} = 3$ мм.

участке отсутствует. Наружный диаметр трубопровода будет равен:

$$D_{нф} = D_n + 2 \cdot \delta_{из} = 1020 + 2 \cdot 3 = 1026 \text{ мм}.$$

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 41 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Технологическая часть | | | | | |

Расчетная интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода равна:

$$q_{изг} = \frac{8 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 55,98 \cdot 10^{-4}}{9 \cdot 0,104^2 \cdot 1500^3} = 28,08 \frac{H}{м},$$

где β – угол поворота оси трубопровода, рад, $\beta = 5^\circ 58' = 0,104$ рад;

ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, $\rho = 1500$ м.

Тогда величина нормативной интенсивности балластировки трубопровода на береговом участке будет равна:

$$q_{бал в}^n = \frac{1}{n_{\sigma}} \cdot (\kappa_{нв} \cdot q_{в} + q_{изг} - q_{тр} - q_{дон}) =$$

$$= \frac{1}{0,9} (1,05 \cdot 8921,67 + 28,08 - 3385,02 - 0) = 6678,68 \frac{H}{м}.$$

3.5 Определение параметров балластировки подводного нефтепровода

Для балластировки трубопровода (дюкера) приняты чугунные пригрузы, характеристика которых дана в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Характеристика чугунных пригрузов

| Параметр | Значение |
|------------------------|----------|
| Масса (полукольца), кг | 1100 |
| Объем, м ³ | 0,185 |
| Толщина груза, м | 0,070 |
| Ширина груза, м | 0,705 |
| Наружный диаметр, м | 1,26 |

Определяем расстояние между центрами пригрузов по формуле:

$$l_2 = \frac{Q_2 \cdot g - V_2 \cdot \rho_в \cdot g}{q_{бал в}^H}, \quad (1.23)$$

где Q_2 – масса груза;

V_2 – объем груза.

Тогда расстояние между центрами пригрузов будет равно:

$$l_2 = \frac{2 \cdot 1100 \cdot 9,81 - 2 \cdot 0,185 \cdot 1100 \cdot 9,81}{7919,43} = 2,22 \text{ м.}$$

Определяем число пригрузов по формуле:

$$N_2 = \frac{L_{пл}}{l_2}, \quad (1.24)$$

где $L_{пл}$ – длина подводного участка трубопровода, $L_{пл} = 212$ м.

Тогда число пригрузов будет равно:

$$N_2 = \frac{L_{пл}}{l_2} = \frac{212}{2,22} = 95,5 \text{ шт.}$$

Принимаем количество пригрузов $N_2 = 96$ штук.

Для балластировки берегового участка длиной 51 м приняты грузы типа УБО, характеристика которых приведена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Характеристики грузов типа УБО-3

| Параметр | Значение |
|-----------------------|----------|
| Масса, кг | 3346 |
| Объем, м ³ | 1,455 |

Определяем расстояние между центрами пригрузов:

$$l_2 = \frac{Q_2 \cdot g - V_2 \cdot \rho_в \cdot g}{q_{бал в}^H} = \frac{3346 \cdot 9,81 - 1,455 \cdot 1100 \cdot 9,81}{6729,87} = 2,544 \text{ м.}$$

Определяем число пригрузов:

$$N_z = \frac{L_{nl}}{l_z} = \frac{51}{2,544} = 20,05 \text{ шт.}$$

Принимаем количество пригрузов $N_z=21$ штука.

Для балластировки берегового участка длиной 31,5 м примем грузы типа УБО, характеристика которых приведена в таблице 1.3.

Определяем расстояние между центрами пригрузов:

$$l_z = \frac{Q_z \cdot g - V_z \cdot \rho_v \cdot g}{q_{бал\ в}^n} = \frac{3346 \cdot 9,81 - 1,455 \cdot 1100 \cdot 9,81}{6678,68} = 2,564 \text{ м.}$$

Определяем число пригрузов:

$$N_z = \frac{L_{nl}}{l_z} = \frac{31,5}{2,564} = 12,29 \text{ шт.}$$

Принимаем количество пригрузов $N_z=13$ штук.

3.6 Расчет параметров укладки подводного трубопровода протаскиванием

При укладке подводного трубопровода на дно траншеи протаскиванием в общем случае различают 4 стадии:

- 1) трогание трубопровода с места по грунтовой дорожке;
- 2) скольжение по грунтовой дорожке;
- 3) скольжение по дну водной траншеи;
- 4) трогание трубопровода с места после временной (более одного часа) остановки протаскивания.

Для уменьшения тягового усилия, возникающего при протаскивании трубопровода, и исключения 1 и 2-й стадий, принимаем, что при укладке подводного трубопровода осуществляется подъем дюкера на берегу с помощью кранов-трубоукладчиков KOMATSU D355C-3.

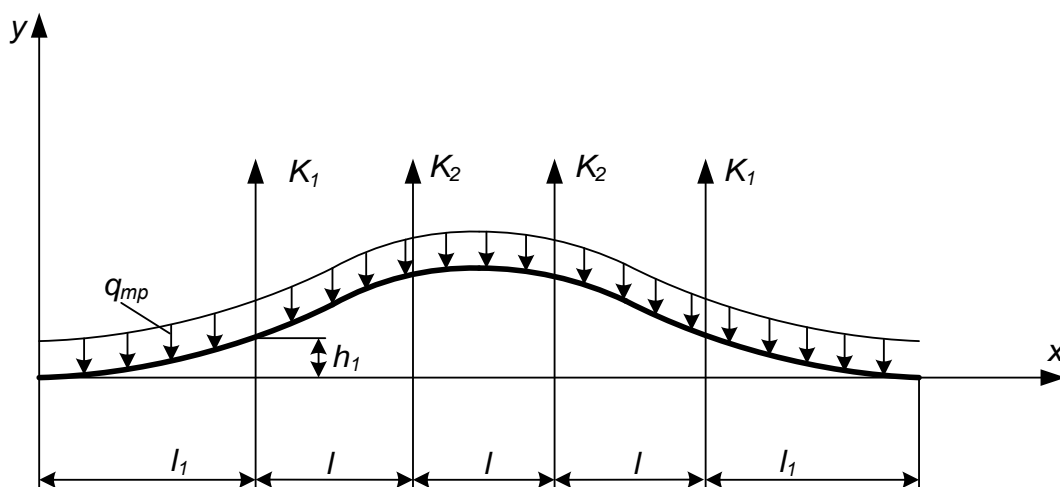
В этом случае необходимо определить требуемое количество кранов-трубоукладчиков.

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 44 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Технологическая часть | | | | |

Исходными данными к расчету являются:

- переменный параметр упругости (модуль Юнга) – $E=2,06 \cdot 10^5$ МПа [27];
- удельный вес металла трубы – $\gamma_m=78500$ Н/м³;
- коэффициент условий работы нефтепровода, для участка категории «В» – $m=0,6$ [27];
- коэффициент надежности по назначению трубопровода – $k_n=1,0$ [27];
- нормативное сопротивление материала – $R_2=390$ МПа;
- высота подъема трубопровода – $h_1=1,0$ м;
- момент инерции сечения трубопровода – $I=55,98 \cdot 10^{-4}$ м⁴ (см. п.1.6).

Все необходимые расчетные величины определяются из условия максимального снижения напряжений в приподнятом трубопроводе, используя безразмерные параметры: $m=1,909$; $\bar{l}_1=1,263$; $\bar{K}_1=1,998$; $\bar{K}_2=1,183$; $\bar{\sigma}_1=0,564$; $\bar{\sigma}_x=0,757$ [91].



K_1 – усилия развиваемые трубоукладчиками; l – расстояние между трубоукладчиками; l_1 – пролет; $q_{тр}$ – нагрузка от собственного веса трубопровода; h_1 – высота подъема трубопровода

Рисунок 1.1 – Расчетная схема симметричного подъема трубопровода

Нагрузка от веса футерованного трубопровода, пригруженного чугунными грузами:

$$q_{mp} = q_m + q_{uz} + q_{\phi} + \frac{N_z \cdot Q_z \cdot g}{L_{nl}} = 4502,93 + \frac{96 \cdot 2200 \cdot 9,81}{212} = 14275,9 \frac{H}{m}.$$

Значения q_m , q_{ϕ} , q_{uz} , N_z , Q_z приняты на основании расчетов выполненных в п. 1.6.

Расстояние от точки касания трубопроводом грунта до крана-трубоукладчика:

$$l_1 = \bar{l}_1 \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot I \cdot h_1}{q_{mp}}} = 1,263 \cdot \sqrt[4]{\frac{2,1 \cdot 10^8 \cdot 55,98 \cdot 10^{-4} \cdot 1,0}{14,2759}} = 21,395 \text{ м.} \quad (1.25)$$

Расстояние между трубоукладчиками будет равно:

$$l = \frac{l_1}{m} = \frac{21,395}{1,909} = 11,21 \text{ м.} \quad (1.26)$$

Усилия на крюках крайних кранов-трубоукладчиков от собственного веса трубопровода:

$$\begin{aligned} K_1 &= \bar{K}_1 \cdot \sqrt[4]{E \cdot I \cdot h_1 \cdot q_{mp}^3} = \\ &= 1,998 \cdot \sqrt[4]{2,1 \cdot 10^8 \cdot 55,98 \cdot 10^{-4} \cdot 1,0 \cdot 14,2759^3} = 483,2 \text{ кН.} \end{aligned} \quad (1.27)$$

Усилия на крюках кранов-трубоукладчиков от собственного веса трубопровода:

$$\begin{aligned} K_2 &= \bar{K}_2 \cdot \sqrt[4]{E \cdot I \cdot h_1 \cdot q_{mp}^3} = \\ &= 1,183 \cdot \sqrt[4]{2,1 \cdot 10^8 \cdot 55,98 \cdot 10^{-4} \cdot 1,0 \cdot 14,2759^3} = 286,09 \text{ кН.} \end{aligned} \quad (1.28)$$

Изгибающие напряжения в трубопроводе в точках подъема крайними трубоукладчиками:

$$\sigma_1 = \bar{\sigma}_1 \cdot \sqrt{E \cdot h_1 \cdot \gamma_m} = 0,564 \cdot \sqrt{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,0 \cdot 78,5 \cdot 10^{-3}} = 72,4 \text{ МПа.} \quad (1.29)$$

Максимальные изгибающие напряжения в пролете:

$$\sigma_x = \bar{\sigma}_x \cdot \sqrt{E \cdot h_1 \cdot \gamma_m} = 0,757 \cdot \sqrt{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,0 \cdot 78,5 \cdot 10^{-3}} = 97,2 \text{ МПа.} \quad (1.30)$$

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 46 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Технологическая часть | | | | | |

Проверка прочности трубопровода производится по условиям:

$$\sigma_1 \leq R_2; \quad (1.31)$$

$$\sigma_x \leq R_2. \quad (1.32)$$

72,4 МПа < 260 МПа; 97,2 МПа < 260 МПа; условия выполняются, прочность обеспечивается.

Требуемое количество кранов-трубоукладчиков KOMATSU D355C-3, с моментом устойчивости $M_{уст} = 1130$ кН·м, определяем по следующей формуле:

$$N_{mp} = \frac{L_{nl} - 2 \cdot l_1}{l} = \frac{212 - 2 \cdot 21,395}{11,21} = 15 \text{ штук.}$$

Определяем минимальный и максимальный вылет стрелы:

$$a_{\min} = 0,3 + \frac{D_n}{2} = 0,3 + \frac{1,020}{2} = 0,81 \text{ м.} \quad (1.33)$$

$$a_{\max} = 0,3 + \frac{D_n}{2} + \frac{B}{2} + h_m \cdot \operatorname{tg} \varphi_{cp} = 0,3 + \frac{1,020}{2} + \frac{2,3}{2} + 1,0 \cdot \operatorname{tg} 28^\circ = 2,49 \text{ м.} \quad (1.34)$$

Проверяем условие устойчивости кранов-трубоукладчиков:

$$K_{дон} \leq k_{н.г} \cdot \frac{M_{уст}}{a}, \quad (1.35)$$

где $k_{н.г}$ – коэффициент надежности по грузоподъемности, учитывающий неровный рельеф местности, $k_{н.г} = 0,9$.

$$483,2 \text{ МПа} \leq 0,9 \cdot \frac{1130}{0,81} \text{ МПа}, \quad 483,2 \text{ МПа} < 1255,56 \text{ МПа.}$$

Условие устойчивости выполняется.

Для поддержания трубопровода при протаскивании требуется количество кранов-трубоукладчиков составляет 15 штук.

Расчет тягового усилия ведется из следующего условия:

$$T_{расч} \geq m_{тяг} \cdot T_{пр}, \quad (1.36)$$

где $T_{расч}$ – расчетное тяговое усилие;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|------|
| | | | | | Технологическая часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 47 |

$m_{\text{мяг}}$ – коэффициент условий работы тягового устройства, $m_{\text{мяг}} = 1,1$ – при протаскивании лебедкой;

T_{np} – предельное сопротивление трубопровода на сдвиг.

Первый этап: скольжение по дну подводной траншеи.

Усилие протаскивания определяется по следующей формуле:

$$T_{\text{np}} = f_{\text{с}} \cdot G_{\text{с}}, \quad (1.37)$$

где $f_{\text{с}}$ – коэффициент трения трубопровода о грунт в воде, равный:

$$f_{\text{с}} = 0,8 \cdot \text{tg} \varphi_{\text{сп}} = 0,8 \cdot \text{tg} 28^\circ = 0,425, \quad (1.38)$$

где $\varphi_{\text{сп}}$ – угол внутреннего трения грунта, $\varphi_{\text{сп}} = 28^\circ$, для песчаного грунта;

$G_{\text{с}}$ – общий вес протаскиваемого трубопровода в воде, равный:

$$G_{\text{с}} = L \cdot (q_{\text{мп}} + q_{\text{бал.с}} - q_{\text{с}}) = 212 \cdot (4502,93 + 7919,43 - 10764,63) = 35143876 \text{ Н}. \quad (1.39)$$

Тогда усилие протаскивания будет равно:

$$T_{\text{np}} = 0,425 \cdot 35143876 = 14936147 \text{ Н}.$$

Второй этап: трогание трубопровода с места после временной (более одного часа) остановки протаскивания.

Усилие протаскивания при балластировке одиночными грузами определяется по формуле:

$$T_{\text{np}} = f_{\text{с}} \cdot G_{\text{с}} + E_{\text{с}} + q_{\text{нс}} \cdot S', \quad (1.40)$$

где $E_{\text{с}}$ – пассивный отпор грунта в воде, определяемый по формуле

$$E_{\text{с}} = N \cdot i \cdot \left[\frac{(\gamma_{\text{сп}} - \gamma_{\text{с}}) \cdot t^2}{2} \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi_{\text{сп}}}{2} \right) + 2 \cdot c_{\text{сп}} \cdot t \cdot \text{tg} \left(45^\circ + \frac{\varphi_{\text{сп}}}{2} \right) \right], \quad (1.41)$$

N – количество пригрузов, шт.;

i – длина хорды той части пригруза, которая погружена в грунт, определяется по формуле

$$i = 2 \sqrt{\left(\frac{D_{\text{нз}}}{2} \right)^2 - \left(\frac{D_{\text{нф}}}{2} \right)^2} = 2 \sqrt{\left(\frac{1,26}{2} \right)^2 - \left(\frac{1,127}{2} \right)^2} = 0,563 \text{ м}, \quad (1.42)$$

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 48 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Технологическая часть | | | | | |

$D_{нз}$ – наружный диаметр пригруза, м;

$\gamma_{зр}$ – удельный вес грунта, Н/м³, $\gamma_{зр} = 2,12 \cdot 10^4$ Н/м³;

$\gamma_в$ – удельный вес воды, Н/м³; $\gamma_в = 1100 \cdot 9,81 = 1,079 \cdot 10^4$ Н/м³;

t – толщина пригруза, м; $t = 0,07$ м;

$c_{зр}$ – сцепление грунта в воде, Па; для мелкого песка $c_{зр} = 2000$ Па;

$q_{нс}$ – интенсивность «присоса» трубопровода ко дну подводной траншеи, для песчаного грунта $q_{нс} = 0$;

S' – площадь поверхности контакта трубопровода и пригрузов с грунтом, определяемая по формуле

$$S' = i \cdot L = 0,563 \cdot 212 = 119,36 \text{ м}^2. \quad (1.43)$$

Тогда пассивный отпор грунта в воде равен:

$$E_a = 191 \cdot 0,563 \cdot \left[\frac{(2,12 \cdot 10^4 - 1,079 \cdot 10^4) \cdot 0,07^2}{2} \cdot \text{tg}^2(45^\circ + \frac{28}{2}) + 2 \cdot 2000 \cdot 0,07 \cdot \text{tg}(45^\circ + \frac{28}{2}) \right] = 57706,65 \text{ Н}.$$

Усилие протаскивания при балластировке одиночными грузами будет равно:

$$T_{пр} = 0,425 \cdot 35143876 + 57706,65 + 0 \cdot 119,36 = 20706812 \text{ Н}.$$

Наибольшее предельное сопротивление трубопровода на сдвиг наблюдается при трогании трубопровода с места после временной остановки протаскивания, поэтому для определения расчетного тягового усилия принимаем $T_{пр} = 207,06812$ кН.

Определяем расчетное тяговое усилие по формуле:

$$T_{расч} = m_{мяг} \cdot T_{пр} = 1,1 \cdot 207,06812 = 227,775 \text{ кН}. \quad (1.44)$$

Данное тяговое усилие обеспечивает лебедка ЛП-1 с тяговым усилием 500 кН. Диаметр троса лебедки 39 мм. Проверим трос на разрыв. Условие проверки можно записать следующим образом:

$$F_0 > T_p \frac{m_m n_m}{k_{од} \cdot t_{мс}}, \quad (1.45)$$

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 49 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Технологическая часть | | | | |

где m_m – коэффициент условий работы, $m_m = 1,1$;

n_m – коэффициент надежности по нагрузке от тягового усилия, при протаскивании по грунту, $n_m = 2$;

k_{od} – коэффициент однородности троса, для нового троса $k_{od} = 1$;

t_{mc} – коэффициент тросового соединения, при соединении крюком $t_{mc} = 0,7$;

F_0 – разрывное усилие троса, для троса типа ЛК-О диаметром 39 мм, $F_0 = 832$ кН при маркировочной группе по временному сопротивлению разрыву $\sigma_{вр} = 1800$ МПа.

$$832 \geq 227,775 \cdot \frac{1,1 \cdot 2}{1 \cdot 0,7};$$

$$832 \text{ кН} > 715,86 \text{ кН}.$$

Трос диаметром 39 мм разрывное усилие обеспечивает.

3.7 Расчет напряженного состояния трубопровода при укладке береговых участков

Укладка трубопровода в проектное положение на дно траншеи может осуществляться совмещенным или отдельным способом. И в том, и в другом случае принимают упругую изогнутую ось трубопровода. В данном проекте укладка трубопровода производится отдельным способом, так как используются трубы с заводской изоляцией. Первоначальная расчетная схема симметрична (см. рисунок 1.2).

Весь приподнятый над землей участок трубопровода можно рассматривать как неразрезанную многопролетную балку, в которой имеются два крайних пролета l_1 и средняя зона, заключенная между крайними трубоукладчиками. При подъеме трубопровода двумя кранами-трубоукладчиками наиболее нагруженными являются сечения трубопровода в

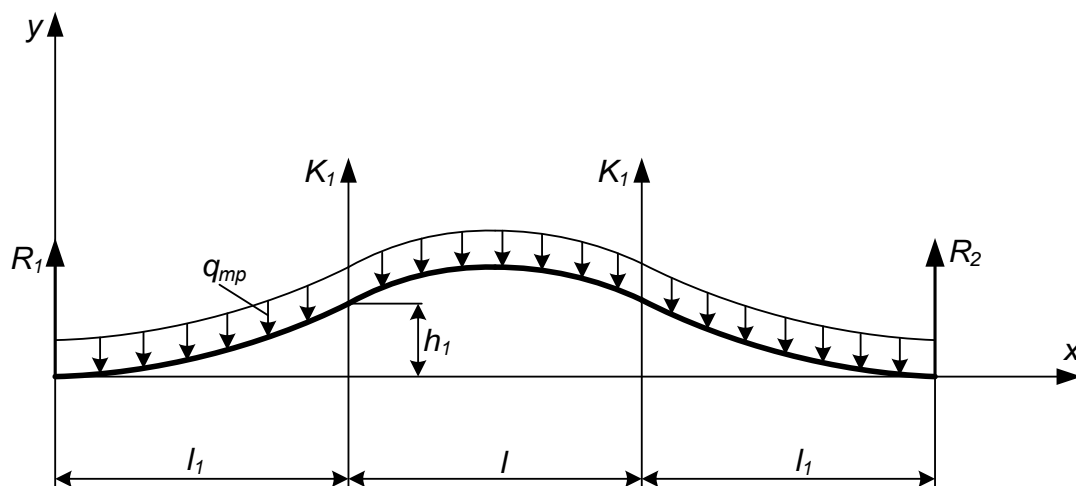
| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|------|
| | | | | | Технологическая часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 50 |

точках его подъема крайними трубоукладчиками.

Исходными данными к расчету являются:

- переменный параметр упругости (модуль Юнга) – $E=2,06 \cdot 10^5$ МПа
- удельный вес металла трубы – $\gamma_m=78500$ Н/м³;
- коэффициент условий работы нефтепровода, для участка категории «В» – $m=0,6$ [29];
- коэффициент надежности по назначению трубопровода – $k_n=1,0$ [29];
- нормативное сопротивление материала – $R_2=390$ МПа;
- ширина траншеи по дну – $B=2,3$ м;
- глубина траншеи по дну – $h_m=1,0$ м;
- высота подъема трубопровода – $h_l=1,0$ м;
- нагрузка от собственного веса трубопровода – $q_{mp}=3385$ Н/м (см. п.1.6);
- момент инерции сечения трубопровода – $I=55,98 \cdot 10^{-4}$ м⁴ (см. п.1.6);
- число кранов-трубоукладчиков – 2 шт.

Все необходимые расчетные величины определяются из условия максимального снижения напряжений в приподнятом трубопроводе, используя безразмерные параметры: $m=1,476$; $\bar{l}_1=1,749$; $\bar{K}_1=2,461$; $\bar{\sigma}_1=1,081$; $\bar{\sigma}_x=0,696$.



K_1 – усилия развиваемые трубоукладчиками; R_1, R_2 – опорные вертикальные реакции; l – расстояние между трубоукладчиками; l_1 – пролет; q_{mp} – нагрузка от собственного веса трубопровода; h_1 – высота подъема трубопровода

Рисунок 1.2 – Расчетная схема симметричного подъема трубопровода

Расстояние от точки касания трубопроводом грунта до крана-трубоукладчика определяем по формуле (1.25):

$$l_1 = 1,749 \cdot \sqrt[4]{\frac{2,1 \cdot 10^8 \cdot 55,98 \cdot 10^{-4} \cdot 1,0}{3,385}} = 59,74 \text{ м.}$$

Расстояние между трубоукладчиками, определяем по формуле (1.26):

$$l = \frac{59,74}{1,476} = 40,47 \text{ м.}$$

Усилия на крюках кранов-трубоукладчиков от собственного веса трубопровода, определяем по формуле (1.27):

$$K_1 = \overline{K_1} \cdot \sqrt[4]{E \cdot I \cdot h_1 \cdot q_{mp}^3} = 2,461 \cdot \sqrt[4]{2,1 \cdot 10^8 \cdot 55,98 \cdot 10^{-4} \cdot 1,0 \cdot 3,385^3} = 202,24 \text{ кН.}$$

Изгибающие напряжения в трубопроводе в точках подъема крайними трубоукладчиками, определяем по формуле (1.29):

$$\sigma_1 = \overline{\sigma_1} \cdot \sqrt{E \cdot h_1 \cdot \gamma_m} = 1,081 \cdot \sqrt{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,0 \cdot 78,5 \cdot 10^{-3}} = 138,79 \text{ МПа.}$$

Максимальные изгибающие напряжения в пролете, определяем по формуле (1.30):

$$\sigma_x = \overline{\sigma_x} \cdot \sqrt{E \cdot h_1 \cdot \gamma_m} = 0,696 \cdot \sqrt{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,0 \cdot 78,5 \cdot 10^{-3}} = 89,36 \text{ МПа.}$$

Проверка прочности трубопровода производится по условиям (1.31) и (1.32):

$138,79 \text{ МПа} < 260 \text{ МПа}$; $89,36 \text{ МПа} < 260 \text{ МПа}$; условия выполняются, прочность обеспечивается.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 52 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Технологическая часть | | | | | |

Выбираем краны-трубоукладчики KOMATSU D355C-3 в количестве 2-х шт. с моментом устойчивости $M_{уст}=1130$ кН·м.

Проверяем условие устойчивости кранов-трубоукладчиков (1.35)

$$202,24 \text{ МПа} \leq 0,9 \cdot \frac{1130}{2,49} \text{ МПа}, \quad 202,24 \text{ МПа} < 408,43 \text{ МПа}.$$

Условие устойчивости выполняется, количество кранов-трубоукладчиков – 2 шт. удовлетворяет выбранному способу укладки трубопровода.

3.8 Проектные решения по ремонту подводного перехода

Согласно заданию на проектирование проектом предусматривается замена участка подводного перехода магистрального нефтепровода (ППМН) «Самотлор-Александровское» через озеро на 43 км (резервная нитка, секции 1230 - 1700) с укладкой нефтепровода в створ действующей резервной нитки.

В соответствии с классификацией СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы» по условиям прохождения и степени ответственности проектируемый нефтепровод отнесен ко II классу, по степени надежности реконструируемый участок относится к категории «В».

Общая длина заменяемого участка составляет 281 м, в том числе: в русловой части – 212 м; на береговых участках – 69 м.

Для проведения капитального ремонта ППМН приняты трубы Челябинского трубопрокатного завода диаметром 1020 мм из стали класса прочности K55 марки 17ГС (ТУ 14-158-153-05), с заводской изоляцией усиленного типа (в русловой части – тип 4; на береговых участках – тип 3) в соответствии с ОТТ-04.00-27.22.00-КТН-005-1-03 «Технические требования на заводское полиэтиленовое покрытие труб».

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|------|
| | | | | | Технологическая часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 53 |

4 ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОСНОВНЫХ РАБОТ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ ТРУБОПРОВОДА

К основным работам при проведении капитального ремонта относятся:

- 1) вывод из эксплуатации участка трубопровода, его опорожнение и демонтаж;
- 2) земляные работы при прокладке нового участка нефтепровода;
- 3) сварочно-монтажные работы;
- 4) изоляционные работы;
- 5) укладка изолированного нефтепровода;
- 6) очистка полости и испытание отремонтированного нефтепровода;
- 7) контроль качества проведенных работ;
- 8) подключение вновь уложенного ППМН к действующему нефтепроводу;
- 9) монтаж электрохимзащиты;
- 10) берегоукрепительные работы;
- 11) скрытые работы;
- 12) приемка и ввод объекта в эксплуатацию.

4.1 Вывод из эксплуатации участка трубопровода, его опорожнение и демонтаж

Протяженность участка, подлежащего демонтажу, составляет 281 м, в том числе:

- длина дюкера – 212 м;
- длина береговых участков – 65 м;
- длина «катушек» – 2 шт. по 2 м.

Перед началом производства работ осуществляются:

- остановка перекачки и отключение участка близлежащими задвижками;

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 55 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Технологическая часть | | | | | |

сечением 1,0x0,5 м, закрываемые настилом, металлической или деревянной решеткой. Решетка должна иметь размеры ячеек, обеспечивающие безопасные условия при выполнении ремонтных работ в котловане. Ремонтный котлован подготавливается по мере откачки и понижения уровня грунтовых вод [5].

Вантузы предназначены для подсоединения насосных агрегатов при опорожнении ремонтируемого участка и закачки нефти в нефтепровод после ремонта, а также впуска воздуха при освобождении и выпуска газозадушной смеси при заполнении нефтепровода.

Вантузы для откачки нефти на ремонтируемом участке ППМН устанавливаются в самой низкой по геодезической отметке месте ($z=36,9$ м).

Вантузы для закачки нефти устанавливаются на основной нитке ППМН по ее верхней образующей.

В соответствии с [65] для откачки нефти в объеме 500 м^3 врезается два вантуза Ду 150, а для закачки нефти в основную нитку – один вантуз Ду 150.

Вантузы для впуска воздуха при откачке нефти должны быть врезаны на ремонтируемом участке нефтепровода, отсеченном задвижками, в более высоких точках, в количестве двух штук, Ду 80 мм.

Вантуз конструктивно состоит из задвижки, патрубка, ответных фланцев, усиливающего воротника (накладки) и эллиптической заглушки. В конструкциях вантузов применяются задвижки, имеющие одну сторону под приварку, другую – фланцевую или имеющие фланцы с двух сторон.

Врезка вантуза в магистральный нефтепровод включает следующие работы:

- обеспечение рабочего давления в нефтепроводе, в месте производства работ, не более 2,5 МПа и наличия не менее 0,1 МПа избыточного давления;
- разметку и подгонку патрубка вантуза к нефтепроводу;
- приварку патрубка к нефтепроводу;

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 57 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Технологическая часть | | | | | |

Диаметр вырезаемого отверстия в основном ремонтируемом трубопроводе должен быть на 10–15 мм меньше внутреннего диаметра патрубка и не менее 125 мм для Ду 150 мм.

Вырезка отверстий в трубопроводе производится при давлении в трубопроводе, соответствующем паспортным характеристикам приспособлений, но не более 2,5 МПа.

После вырезки отверстия шток приспособления выводится из полости трубопровода за запорный орган задвижки, задвижку закрывают, сбрасывают давление из корпуса устройства и демонтируют его, после чего устанавливают на вантузную задвижку ответный фланец с эллиптической заглушкой. Установленная заглушка демонтируется при обвязке насосного агрегата или монтаже воздухоспускного трубопровода.

После окончания работ вантузы должны быть удалены.

Нефть из резервной (ремонтируемой) в основную нитку перекачивается с помощью ПНУ-2, в количестве 500 м³.

После освобождения нефтепровода от нефти, вырезки демонтируемого участка, внутренняя полость существующего трубопровода должна быть перекрыта для присоединения вновь смонтированного трубопровода.

Для перекрытия внутренней полости трубопровода принимаются 2 герметизатора из резинокордной оболочки типа «Кайман».

Выполнение работ по герметизации трубопроводов должно осуществляться по наряд-допуску и в соответствии с проектом производства работ (ППР).

В ППР и наряд-допуске указывается способ перекрытия, вид герметизаторов.

Герметизаторы удаляются с места проведения ремонтных работ после их окончания потоком перекачиваемой нефти до камер приема средств очистки и диагностики (СОД), которые используются для приема герметизаторов.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Технологическая часть</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 59 |

Подготовку и установку герметизаторов следует производить согласно руководству по эксплуатации на изделие и в порядке, указанном п.п. 3.13-3.16 [65].

При врезке участка нефтепровода, на месте выполнения работ, должно быть не менее 2-х резервных герметизаторов.

Установка герметизаторов в полость нефтепровода производится с открытого торца трубопровода.

Герметизаторы устанавливаются в трубопровод в соответствии с инструкциями по их эксплуатации и применению, утвержденными главным инженером ОАО МН (РНУ). Для предотвращения повреждения герметизатора и шланга подачи воздуха при ведении огневых работ перед ними на расстоянии 50 мм должен быть установлен съемный защитный экран, прикрывающий сечение трубопровода. Перед началом сварочных работ защитный экран удаляется из полости трубопровода.

Расстояние от торца трубы до герметизатора должно соответствовать требованиям инструкции по эксплуатации герметизаторов, но должно быть не менее 1000 мм.

При заполнении нефтепровода нефтью следует организовать контроль за движением герметизирующих устройств по трубопроводу до момента их поступления в камеру приема СОД, установленную на 65-м км трассы нефтепровода «Самотлор - Александровская».

Для контроля прохождения герметизаторов по нефтепроводу должны быть определены контрольные пункты, по которым определяется время их прохождения и фактическая скорость их движения по нефтепроводу.

Во время заполнения нефтепровода, не позднее, чем за 2 часа до расчетного времени подхода герметизаторов, должны быть отключены от основного нефтепровода лупинги, перемычки между параллельными нефтепроводами.

Принятые в камеру приема СОД герметизаторы извлекаются в установленном порядке [65].

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Технологическая часть</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 60 |

Перед нанесением изоляционных материалов необходимо составление актов освидетельствования скрытых работ по подготовке поверхности трубопровода (абразивной очистке, обеспыливанию, обезжириванию и огрунтованию).

При проведении работ по изоляции сварных стыков труб с заводской изоляцией должны выполняться следующие общие требования:

- поверхность зоны сварного стыка, а также участки прилегающего заводского покрытия на расстоянии 70-100 мм от зоны стыка должны быть тщательно очищены от ржавчины, рыхлой окалины. Степень очистки сварного стыка должна быть не ниже Sa 2 1/2 в соответствии с ISO 8501-1. Для очистки могут использоваться: металлические щетки, шлифмашинки;
- кромки покрытия, прилегающего к зоне сварного стыка, должны иметь плавный переход к поверхности трубы, угол скоса поверхности не должен превышать 30°;
- при наличии на поверхности труб влаги, а также при температуре воздуха ниже плюс 5 °С перед очисткой зоны сварного стыка производится его предварительный нагрев до температуры не ниже плюс 30 °С;
- нанесение изоляционных покрытий на зону сварного стыка и прилегающие участки заводского покрытия производится согласно требованиям нормативно-технической документации (НТД) (инструкция, рекомендации, технологические карты и т.д.).

Процесс изоляции термоусаживающимися манжетами включает:

- очистку зоны стыка и прилегающих к ней участков заводского покрытия;
- предварительный прогрев зоны сварного стыка;
- нанесение эпоксидного праймера;
- установку манжеты;
- нагревание манжеты с последующей прокаткой роликом;
- контроль качества проведенных работ.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 66 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Технологическая часть | | | | | |

Расстояние от нижней образующей трубы до поверхности земли в зоне изолируемого стыка должно быть не менее 40 см.

Изоляция сварных стыков трубопровода предусмотрена термоусаживающимися манжетами:

- на участке продольного протаскивания - манжетами 4-го типа, шириной не менее 600 мм;
- на участке укладки с бровки траншеи - манжетами 1-го типа, шириной не менее 450 мм.

Изоляция гарантийных стыков в точках подключения к существующим трубам с битумно-резиновой изоляцией предусмотрена по ГОСТ Р 51164-98 и ОТТ 04.00-45.21.30-КТН-004-1-02 «Перечень конструкций комбинированных покрытий на основе битумно-полимерных мастик и битумно-полимерных лент, разрешенных к применению в системе ОАО «АК «Транснефть» конструкция №18:

- грунтовка битумно-полимерная;
- лента полимерно-битумная толщиной не менее 1,5 мм в два слоя;
- обертка защитная полимерная липкая толщиной не менее 0,6 мм в один слой.

Нахлесты на изоляцию труб должны быть не менее 500 мм.

Сплошность покрытия смонтированного трубопровода контролируется перед укладкой искровым дефектоскопом в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии». Контролю подлежит вся поверхность трубопровода.

4.5 Укладка изолированного нефтепровода

Все работы при капитальном ремонте участка трубопровода должны выполняться в соответствии с требованиями [28].

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|------|
| | | | | | Технологическая часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 67 |

При капитальном ремонте подводного перехода укладку дюкера в подводную траншею предусмотрено выполнять методом протаскивания тяговой лебедкой ЛП-1А.

На монтажных площадках следует произвести подготовку плети для протаскивания и плетей пойменных участков:

- сварить плети дюкера и плети пойменных участков;
- осуществить 100%-й контроль сварных стыков методом радиографирования;
- произвести гидроиспытание плетей дюкера;
- провести изоляционные работы стыков;
- осуществить футеровку плетей подводного участка трубопровода и их балластировку кольцевыми чугунными пригрузами.

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

- плети должны быть полностью подготовлены (сварены, заизолированы, зафутерованы, забалластированы, испытаны гидравлически);
- закончены работы по разработке подводной траншеи;
- испытаны тяговая лебедка и трос.

В технологический процесс укладки трубопровода методом протаскивания по дну озера входят:

- установка тяговой лебедки;
- приварка оголовка к головной плети;
- запасовка троса на оголовок;
- прокладка тягового троса через озеро по дну траншеи и запасовка на тяговую лебедку;
- застроповка, подъем и подача плети трубоукладчиками (согласно расчету (п.1.9)) необходимое количество трубоукладчиков KOMATSU D355C-3 для подъема дюкера и подачи его в створ перехода составляет 15 шт.);
- включение в работу тяговой лебедки;

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 68 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Технологическая часть | | | | | |

До начала проведения испытаний должен быть подготовлен пакет документов, включающий:

- утвержденные в производство работ детальные чертежи трубопровода, подготовленного к испытаниям;
- схему проведения испытаний с указанием места установки испытательного оборудования и КИП;
- оформленные в установленной форме разрешительные документы на забор и сброс воды для испытаний;
- комплект исполнительной документации на испытываемый трубопровод;
- паспорта, поверочные сертификаты и инструкции по эксплуатации (при необходимости) на все контрольно-измерительное оборудование, которое будет применяться в процессе испытаний;
- паспорта и/или сертификаты на временное оборудование и материалы, используемые для проведения испытаний;
- совместный приказ «Заказчика», основного «Подрядчика», основного «Субподрядчика» о назначении комиссии по проведению испытаний и ее председателя;
- копии письменных уведомлений организаций и лиц о проведении испытаний и номера контактных телефонов для связи в случае нештатных ситуаций;
- утвержденную схему оповещения и вызова служб скорой помощи, пожарной охраны и т.д. на случай нештатных ситуаций;
- разрешение на производство испытаний трубопровода.

При производстве работ организуется система связи между штабом проведения испытания, диспетчерами НПС испытываемого участка, дежурными постами наблюдения за участком испытываемого нефтепровода. В процессе непосредственного проведения очистки, профилометрии,

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 70 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Технологическая часть | | | | | |

гидроиспытания и удаления воды система связи находится в распоряжении исключительно председателя комиссии.

Для проведения очистки полости и испытаний должна быть создана специализированная бригада в составе двух звеньев: звено очистки полости и испытания; звено ремонтных работ.

Для испытаний используется мобильный комплект оборудования (наполнительные и опрессовочные агрегаты), смонтированный в блок-укрытии, с комплектом трубопроводов обвязки.

Для запуска и приема очистных и диагностических устройств, предусматриваются временные камеры (камера запуска средств очистки и диагностики (СОД), камера приема СОД).

Заполнение трубопровода водой предусматривается с применением насосных агрегатов АН-501А, оборудованных рыбозащитным сооружением заградительной группы (тип рыбозащитного сооружения - оголовок с рыбозащитной сеткой, размер ячеек не более 2,0 x 2,0 мм).

Забор воды производится через оголовок с потокообразователем (РОП). Скорость прохода воды через заборное устройство должна составлять не более 0,25 м/с. Забор воды для проведения испытаний, очистки и профилометрии предусматривается осуществлять из озера с последующим сбросом воды в амбар.

В соответствии с [28] испытания трубопровода на прочность и герметичность осуществляется в 3 этапа.

Первый этап испытаний выполняется на монтажной площадке после сварки плети дюкера и до изоляции стыков.

До проведения первого этапа испытания выполняется очистка полости трубопровода участка протаскивания механическим протягиванием очистного устройства.

Испытание на прочность выполняется на давление $P_{зав}=9,9$ МПа в течение 6 часов.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|------|
| | | | | | Технологическая часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 71 |

Проверка на герметичность проводится после снижения давления до $P_{\text{раб}}=4,12$ МПа в течение времени, необходимого для осмотра, но не менее 12 часов.

Протяженность участка на первом этапе испытания составляет 212 м.

Второй этап испытаний выполняется после протаскивания трубопровода протаскивания трубопровода в подводную траншею и присоединения береговых участков категории «В» в границах перехода, до засыпки.

Испытание на прочность выполняется на давление $P_{\text{зав}}=9,9$ МПа в нижней точке и не менее $1,5 \times P_{\text{раб}}=1,5 \times 4,12=6,18$ МПа в верхней точке, продолжительность испытания 12 часов.

Проверка на герметичность выполняется после снижения давления до $P_{\text{раб}}=4,12$ МПа, в течение времени, необходимого для осмотра, но не менее 12 часов.

Протяженность участка на втором этапе испытания составляет 212 м.

Третий этап испытаний выполняется одновременно с ми участками I категории.

Перед проведением третьего этапа гидравлических испытаний выполняются работы по очистке полости и диагностики трубопровода. Согласно требованиям ОР-16.01-60.30.00-КТН-012-1-04 «Регламента по очистке и испытанию нефтепроводов на прочность и герметичность после завершения строительно-монтажных работ» очистку полости и техническую диагностику нефтепровода необходимо произвести в следующей последовательности:

- проверить состояние изоляции нефтепровода методом катодной поляризации на соответствие сопротивления проектным значениям (до установки временных камер пуска и приема);

- очистить полость трубопровода промывкой с пропуском очистного поршня;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|------|
| | | | | | Технологическая часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 72 |

- предварительно проверить трубопровод на герметичность в 3-х часов при давлении испытания $P_{\text{раб}}=4,12$ МПа в нижней точке;
- провести профилометрию;
- вскрыть дефекты, выявленные при катодной поляризации и профилометрии;
- устранить дефекты и провести повторную катодную поляризацию;
- принять участок при соответствии сопротивления изоляции нормативу.

В случае выявления дополнительных дефектов с нарушением изоляционного покрытия производится их устранение;

- провести контрольную проверку состояния изоляционного покрытия методом катодной поляризации. При наличии дефектов изоляции по результатам контрольной проверки принимается решение о пропуске ультразвуковых приборов WM, CD;
- осуществить пропуск ультразвуковых приборов WM, CD.

После проведения диагностики выполняется испытание трубопровода на прочность давлением $P_{\text{зав}}=9,9$ МПа в нижней точке и не менее $1,25 \times P_{\text{раб}}=1,25 \times 4,12=5,15$ МПа в верхней точке, продолжительность испытания – 24 часа.

Проверка на герметичность выполняется после снижения давления до $P_{\text{раб}}=4,12$ МПа, в течение времени, необходимого для осмотра, но не менее 12 часов.

Протяженность участка на третьем этапе испытания составляет 277 м.

4.7 Контроль качества проведенных работ

Входной контроль

Входной контроль осуществляется в соответствии с [53].

В порядке осуществления входного контроля материалов и оборудования для строительства трубопроводов службами «Подрядчика» должны

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|------|
| | | | | | Технологическая часть | Лист |
| | | | | | | 73 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

выполняться приемка, отбраковка и освидетельствование труб, деталей трубопроводов, в том числе:

- создание комиссии по освидетельствованию и отбраковке труб, деталей трубопроводов;
- освидетельствование и отбраковка всех труб и деталей трубопроводов, срок хранения которых на складах превысил 12 месяцев;
- проверка наличия сертификата завода-изготовителя на каждую партию труб;
- проверка наличия технического паспорта - на каждую трубу, деталь трубопровода;
- сплошное инструментальное освидетельствование труб и деталей трубопроводов;
- ремонт труб, имеющих допустимые дефекты, по технологии, соответствующей требованиям действующих норм и правил, с оформлением актов установленной формы;
- маркировку труб по результатам освидетельствования и отбраковки в соответствии с требованиями действующих норм и правил.

Специалисты организации-подрядчика осуществляют:

- визуально-измерительный контроль 100% всех труб;
- ультразвуковую толщинометрию стенки труб в объеме 100%;
- для труб с заводским изоляционным покрытием - электромагнитную (магнитную) толщинометрию изоляционного покрытия, проверку на отсутствие недопустимых повреждений, отслоений и т.п. в объеме 100% в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
- проверку качества всех поступающих сварочных материалов;
- проверку качества всех поступающих изоляционных материалов;
- проверку качества всех поступающих материалов, изделий и устройств для баллаستировки трубопроводов, для выполнения

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 74 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Технологическая часть | | | | | |

Инструментальный контроль

При производстве строительно-монтажных работ инструментальный контроль осуществляется на всех этапах строительства нефтепровода: закрепления трассы трубопровода, земляных работ, сварки стыков труб, изоляционных и укладочных работ, балластировки и работ по электрохимической защите (ЭХЗ).

Приборы и инструменты (за исключением простейших щупов, шаблонов), предназначенные для контроля качества материалов и работ, должны быть заводского изготовления и иметь паспорта, подтверждающие их соответствие требованиям Государственных стандартов или технических условий.

Инструментальный контроль качества выполнения земляных работ

Способы производства земляных работ на строительстве трубопроводов определяются проектными решениями и должны выполняться в соответствии с требованиями нормативных документов, перечисленных в [53].

Земляные работы должны производиться с обеспечением требований качества и с обязательным инструментальным контролем, который заключается в систематической проверке соответствия выполняемых работ требованиям проектной и нормативной документации.

В зависимости от характера выполняемой операции, инструментальный контроль качества осуществляется непосредственно исполнителями: бригадами, мастерами, прорабами или специальными контролерами.

Приборы и инструменты (за исключением простейших щупов, шаблонов), предназначенные для контроля качества материалов и работ, должны быть заводского изготовления и иметь паспорта, подтверждающие их соответствие требованиям Государственных стандартов или технических условий. Применяемые приборы и инструменты должны быть технически поверены согласно данных паспортов.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|------|
| | | | | | Технологическая часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 76 |

Выявленные в процессе контроля дефекты, отклонения от проектных требований, строительных норм и правил или технологических инструкций должны быть исправлены до начала следующих работ.

Инструментальный контроль качества земляных работ должен включать:

- проверку правильности переноса фактической оси траншеи и её соответствие проектному положению;
- проверку отметок и ширины полосы для работы роторных экскаваторов (в соответствии с проектами производства работ);
- проверку профиля дна траншеи с замером её глубины и проектных отметок, проверку ширины траншеи по дну;
- проверку откосов траншей в зависимости от структуры грунтов, указанных в проекте;
- проверку отметок верха насыпи, ее ширины и крутизны откосов;
- контроль толщины слоя засыпки и обвалования трубопровода грунтом;
- измерение фактических радиусов кривизны траншей на участках поворота горизонтальных кривых.

Контроль правильности переноса оси траншеи в плане производится теодолитом с привязкой к разбивочной оси.

Ширина полосы для прохода роторных экскаваторов контролируется рулеткой. Отметки полосы контролируются нивелиром.

Ширина траншеи по дну, в том числе на участках, балластируемых пригрузами, а также на участках кривых контролируется шаблонами, опускаемыми в траншею.

Фактические углы поворота траншеи в плане определяются теодолитом.

Соответствие отметок дна траншеи проектному профилю проверяются с помощью геометрического нивелирования. Допустимые параметры отклонений принимаются согласно [28].

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 77 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Технологическая часть | | | | | |

Контроль за выполнением земляных работ осуществляет производитель этих работ. По мере выполнения земляных работ составляются документы на их приемку (приемка постели и глубины заложения дна траншеи, присыпку, засыпку, рекультивацию и т. п.).

Отметки рекультивированной полосы контролируют геометрическим нивелированием.

На рекультивируемых землях с помощью шаблона контролируется высота валика, которая должна быть не менее проектной.

Расстояние от оси трубопровода до края насыпи контролируется рулеткой.

Крутизна откосов насыпи контролируется шаблоном.

Приёмку законченных земляных работ осуществляет служба контроля качества с обязательной приёмкой по следующим параметрам земляных сооружений:

- ширине траншеи по дну;
- глубине траншеи;
- величине откосов;
- профилю дна траншеи;
- отметке верха насыпи при засыпке с оформлением соответствующей

документации. При сдаче законченных объектов строительная организация (генеральный «Подрядчик») обязана предоставить «Заказчику» всю техническую документацию, перечень которой оговаривается действующими правилами.

Инструментальный контроль качества сварных соединений трубопроводов

При инструментальном контроле в процессе сварки осуществляется наблюдение за обеспечением соблюдения режимов сварки (по показаниям контрольно-измерительной аппаратуры, установленной на сварочных агрегатах, постах, машинах и т.п.), порядком наложения слоев и их количе-

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|------|
| | | | | | Технологическая часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 78 |

ремонту с последующим повторным контролем в соответствии с требованиями [28].

Контроль качества изоляции и укладки трубопровода

В процессе контроля качества выполнения изоляционно-укладочных работ визуально и инструментальными методами проверяются:

- технология и качество изоляции сварных швов термоусадочными муфтами;
- подготовка траншеи к укладке труб;
- качество укладки трубопровода в траншею;
- сплошность изоляционного покрытия на засыпанных участках трубопроводов с помощью искателей повреждений и методом катодной поляризации.

Контроль качества изоляции при глубине промерзания более 0,5 м проводится по результатам пооперационного контроля с последующим контролем методом катодной поляризации после весеннего оттаивания грунта, локализации искателем повреждений и ремонта сквозных дефектов в изоляционном покрытии. При контроле качества изоляционного покрытия МН методом катодной поляризации состояние изоляционного покрытия оценивается по величине электрического сопротивления изоляционного покрытия. Сопротивление изоляции на законченных строительстве и засыпанных участках трубопровода должно соответствовать требованиям [22].

Контроль качества выполнения балластировочных работ

В процессе контроля качества выполнения балластировочных работ, проверяется соответствие проекту, действующим нормам и правилам:

- материалов, средств и устройств для балластировки и закрепления трубопроводов;
- типов балластировки;
- количества пригрузов, шага балластировки;

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 80 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |

Изоляция стыков в точках врезки в действующий нефтепровод выполняется вручную с применением средств малой механизации нанесением полимерной грунтовки и ленты изоляционной в два слоя с защитной оберткой в один слой.

Засыпка траншеи в зоне подключения выполняется бульдозером с подбивкой грунта вручную.

4.9 Монтаж электрохимзащиты

Электрохимическая защита от коррозии участка МН «Самотлор-Александровское» на 43 км, осуществляется катодной защитой от существующих станций катодной защиты, так как заменяемый участок нефтепровода подключается к существующему нефтепроводу «Самотлор-Александровское» путем прямой врезки.

Электрохимической защитой от коррозии предусматривается:

- установка контрольно-измерительных пунктов (КИП);
- установка неполяризующихся электродов сравнения;
- установка блоков пластин-индикаторов скорости коррозии.

Устройство электрохимической защиты выполняется отдельной специализированной бригадой преимущественно механизированным методом с применением укрупненных узлов, для этого монтажные конструкции собираются в специальных монтажно-заготовительных мастерских, при монтаже применяются механизированные инструменты и оборудование, рациональное совмещение строительных и монтажных работ.

Все работы по сооружению ЭХЗ выполняются по наряду-допуску с соблюдением правил безопасности труда.

4.10 Берегоукрепительные работы

Укрепление берегов - заключительный этап строительства подводных трубопроводов траншейным методом. Основное назначение берегоукрепления -

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|------|
| | | | | | Технологическая часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 83 |

Результаты приемки скрытых работ в соответствии с требованиями проектной и нормативной документации оформляются актами освидетельствования скрытых работ.

Перечень видов работ при строительстве трубопровода, для которых необходимо составлять акты освидетельствования скрытых работ:

- приемка уложенного и забалластированного трубопровода;
- контроль сплошности изоляционного покрытия засыпанного трубопровода;
- очистка полости трубопровода;
- испытание на прочность, проверка на герметичность и удаление воды после испытания трубопровода;
- сварка гарантийного стыка.

При обнаружении, в результате поэтапной приемки, дефектов работ соответствующие акты оформляются после устранения выявленных дефектов.

4.12 Приемка и ввод объекта в эксплуатацию

Приемка законченного строительством и капитальным ремонтом объектов приемочной комиссией осуществляется в соответствии с требованиями п. 4.7 и п. 4.8 [53].

Состав приемочной комиссии для объектов строительства определяется в соответствии с [53] в следующем составе:

- главный инженер ОАО МН – председатель;
- начальник или заместитель начальника РНУ;
- представитель генподрядной организации;
- представитель субподрядной организации;
- представитель генеральной проектной организации;
- представитель органов Госсанэпидемнадзора (по согласованию);
- представитель Госпожнадзора (по согласованию);
- представитель органов Росприроднадзора (по согласованию);

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 85 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |

- представитель органов водной и бассейновой инспекции (по согласованию);

- представитель Ростехнадзора РФ;

- представитель технадзора;

- представитель ОАО ЦУП «Стройнефть».

Заказчик издает приказ о вводе объекта в эксплуатацию при наличии, исполнительной документации, актов, и проверок, контрольных испытаний и измерений, акта комплексного опробывания, откорректированной в ходе строительства проектно-сметной документации, акта приемки законченного строительством объекта, подписанного членами комиссии.

Приемка объекта в эксплуатацию, оформление актом, который подписан всеми членами приемочной комиссии, является необходимым условием для осуществления ввода его в эксплуатацию.

На передачу рекультивированных земель землевладельцам должен быть оформлен «Акт приемки-сдачи рекультивации земель» по установленной форме. Акт должен быть утвержден председателем комиссии по рекультивации земель. Постоянные комиссии формируются местными органами государственного управления.

Акты приемки объекта по форме КС-14 и по форме 36 оформляются в 3-х экземплярах (1 экземпляр хранится у «Заказчика», 2-й – передается в ОАОЦУП «Стройнефть», а 3-й – генеральному подрядчику). Экземпляр «Заказчика» хранится в архиве РНУ «Стрежевой» в течение всего срока эксплуатации объекта.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 86 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Технологическая часть | | | | | |

5 КИП И АВТОМАТИКА

5.1 Обоснование выбора объектов автоматизации

В дипломном проекте рассматривается капитальный ремонт подводного перехода магистрального нефтепровода «Самотлор - Александровское» через озеро на 43 км трассы нефтепровода. На различных стадиях ремонта применяются приборы и оборудование для контроля сварных швов, контроля качества, толщины, сплошности изоляции, которые будут рассмотрены в данном разделе.

5.2 Толщиномер ультразвуковой СКАТ-4000

Толщиномер ультразвуковой СКАТ-4000 (рисунок 2.1) предназначен для измерения толщины изделий из конструкционных материалов и сплавов, при одностороннем доступе к ним.



Рисунок 2.1 – Общий вид толщиномера СКАТ-4000

Толщиномер является ультразвуковым контактным толщиномером общего назначения по ГОСТ 25863 и может применяться в различных отраслях промышленности для измерения толщины стенок емкостей, трубопроводов, корпусных деталей, в том числе с корродированными поверхностями, в процессе их изготовления и эксплуатации.

| | | | | | | | | |
|------------------|--------------|----------|---------|------|---|------|------|--------|
| | | | | | <i>Технология проведения капитального ремонта подводного перехода «Самотлор-Александровская» в пойме реки Вах</i> | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | Ласточкин | | | | КИП и автоматика | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | Саруев А.Л. | | | | | | 88 | 163 |
| Руководитель ООП | Брусник О.В. | | | | ТПУ гр. 3-2Б5Д | | | |
| | | | | | | | | |

Акустический контакт в процессе измерений обеспечивается прижатием контактной поверхности пьезоэлектрического преобразователя к поверхности контролируемого объекта.

Толщиномер может работать в одном из следующих режимов:

1) "Настройка" - режим настройки толщиномера;

2) "Измерение" — измерение толщины контролируемого изделия и занесение результатов в выбранный файл, а в дополнительном режиме (режим быстрого сканирования) - запоминание последнего минимального значения измеренной толщины с последующим занесением результата в выбранный файл;

3) "Рельеф" - непрерывное измерение толщины изделия из магнитных материалов с привязкой к продольной координате, и автоматическое занесение в выбранный файл энергонезависимой памяти результатов измерений толщины и координаты.

4) "Вывод" - выбор одного из файлов согласно выбранной организации, и просмотр записанных ранее результатов измерений. При этом производится автоматическая идентификация режима, в котором заполнялся файл ("Измерение" или "Рельеф"), с соответствующей организацией формата вывода. В данном режиме предусмотрена передача в IBM — совместимый компьютер по последовательному каналу для последующей обработки.

Встроенная однокристалльная ЭВМ обеспечивает автоматическую юстировку измерительной схемы в диапазоне скоростей распространения ультразвуковых колебаний 1000–7000 м/с, а также ручную подстройку чувствительности усилительного тракта и ввод известной скорости распространения ультразвука.

В электронном блоке толщиномера имеется энергонезависимая память для хранения (при отключении питания толщиномера) параметров настройки и 4000 результатов измерений (буфер результатов).

| | |
|---|-----------|
| Максимальная скорость перемещения преобразователя, мм/с | 20 |
| Время установления показаний индикатора толщиномера с момента достижения акустического контакта преобразователя с изделием, с, не более | 0,8 |
| Продолжение таблицы 2.1 | |
| Характеристика | Значения |
| Номинальное напряжение питания, В | 9 |
| Время непрерывной работы в режиме "Измерение", ч, | 6 |
| Масса, кг, не более | 0,3 |
| Габаритные размеры (электронного блока), мм, не более | 160x87x35 |

Принцип работы толщиномера основан на ультразвуковом импульсном эхо-методе измерения, который использует свойства ультразвуковых колебаний (УЗК) отражаться от границы раздела сред с разными акустическими сопротивлениями.

Электронный блок толщиномера (рисунок 2.2) вырабатывает электрический импульс, подаваемый на передающую пластину акустического преобразователя раздельно-совмещенного типа, которая излучает импульс УЗК через линию задержки (призму преобразователя) в изделие, толщину которого надо измерить. Импульс УЗК распространяется в изделии до внутренней поверхности, отражается от нее, распространяется в направлении наружной поверхности, и, задержки, принимается приемной пластиной.

Время распространения УЗК однозначно связано с толщиной изделия T зависимостью:

$$T=C \times t/2, \quad (2.1)$$

где C - скорость распространения УЗК в материале изделия;

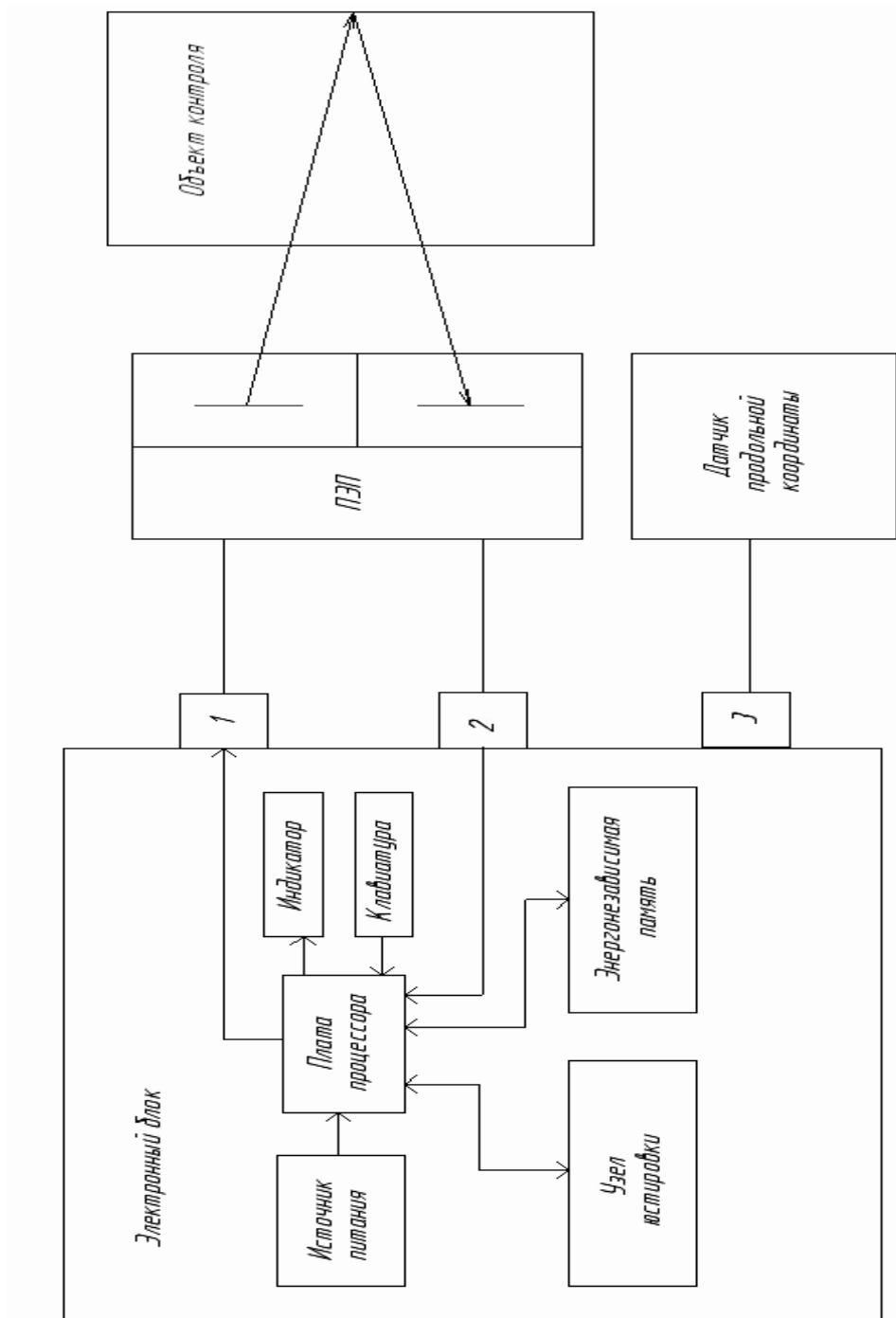
t - время распространения УЗК от одной грани до другой и обратно.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------|-------------|
| | | | | | <i>КИП и автоматике</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 90 |

На левой панели толщиномера расположен выключатель питания

Рисунок 2.2 – Блок-схема толщиномера СКАТ-4000

1 – передающий разъем; 2 – приемный разъем; 3 – интерфейсный разъем



| | | | | |
|------|------|----------|---------|------|
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |
| | | | | |

5.3 Дефектоскоп УД2–12



Назначение дефектоскопа:

Дефектоскоп ультразвуковой УД2–12, предназначен для контроля продукции на наличие дефектов (обнаружение дефектов) типа нарушения сплошности и однородности металлов, полуфабрикатов, готовых изделий и сварных соединений, для измерения глубины и координат их залегания, измерения отношений амплитуд сигналов от дефектов, и работает на частотах 1,25; 1,8; 2,5; 5,0 и 10,0 МГц.

Дефектоскоп сохраняет работоспособность при контроле материалов и изделий со скоростями распространения продольных ультразвуковых колебаний (УЗК) в диапазоне от 2240 до 6700 м/с, при этом допустимое значение затухания продольных УЗК в материалах определяется глубиной залегания, размерами и ориентацией дефектов и не должно превышать 3,9 дБ/см на частоте 2,5 МГц, шероховатости поверхности, не более 250 мкм, и радиуса кривизны, не менее 100 мм.

Диапазон толщин контролируемого материала (по стали) – от 1 до 999 мм по цифровому индикатору и от 1 до 5000 мм – по экрану электронно-лучевой трубки (ЭЛТ).

Другие параметры контролируемых объектов, ограничивающие область применения дефектоскопа, устанавливаются в нормативно-технической документации на контроль конкретных видов продукции.

Дефектоскоп может быть применён в машиностроении, металлургической промышленности, на железнодорожном и трубопроводном

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 93 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |

Номинальная мощность, потребляемая дефектоскопом от сети переменного тока, не более 18 Вт.

Максимальный ток, потребляемый дефектоскопом от источника постоянного тока напряжением 12В - не более 0,47 А.

Предел допускаемой основной абсолютной погрешности измерения отношения амплитуд сигналов на входе приёмника дефектоскопа по цифровому индикатору на частотах 1,25; 1,8; 2,5; 5,0 МГц - $\pm(0,2 + 0,03N)$ дБ, где N - номинальное значение измеряемой величины.

Предел допускаемой основной абсолютной погрешности измерения дефектоскопом временного интервала - не более $\pm(0,2 + 0,01T)$ мкс, где T – интервал времени.

В основу работы дефектоскопа положена способность УЗК распространяться в контролируемых изделиях и отражаться от внутренних дефектов и граней изделий. При этом глубина залегания дефекта определяется по формуле:

$$H = \frac{c \cdot t}{2}, \quad (2.2)$$

где H - расстояние от точки ввода УЗК до дефекта, мм;

C - скорость УЗК, мм/мкс;

T - время прохождения УЗК от точки ввода УЗК до дефекта и обратно, мкс.

Дефектоскоп состоит из функционально законченных блоков, связь между которыми осуществляется через разъёмные соединения.

Дефектоскоп может работать в следующих режимах:

1) режим «дБ» -измерение отношения входных амплитуд сигналов в децибеллах;

2) режим «ммН» - измерение глубины залегания дефекта в миллиметрах при работе с совмещенным и отдельно - совмещенным ПЭП;

3) режим «ммХ» - измерение X - координаты дефекта в миллиметрах при работе с наклонным ПЭП;

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------|-------------|
| | | | | | <i>КИП и автоматике</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 95 |

В целях оперативности настройки дефектоскопа кривая ВРЧ выведена (с возможностью отключения) на экран ЭЛТ, а для компенсации неравномерности выравнивания амплитуд введен регулятор формы ВРЧ.

БР вырабатывает пилообразное напряжение горизонтального отклонения луча ЭЛТ, подсветные и блокирующие импульсы и обеспечивает возможность вывода на экран ЭЛТ кривой ВРЧ или строба АСД.

БЦО, кроме индикации результатов контроля, позволяет производить измерение временных интервалов: длительности и задержки развертки, длительности и задержки стробов АСД и ВРЧ, длительности импульса установки.

Выпрямитель СН и ПН служат для питания всех блоков необходимыми напряжениями.

В режиме «mmH» глубиномер, расположенный в БР, вырабатывает интервал времени, начало которого совпадает с зондирующим импульсом, а конец - с первым импульсом, находящимся в зоне строба АСД. Этот интервал измеряется и индицируется в БЦО. Калибровка дефектоскопа по скорости УЗК осуществляется потенциометром, конструктивно расположенным в блоке ЭЛТ. Глубиномер может работать в ручном режиме, когда измеряемый интервал времени формируется между зондирующим импульсом и первым видимым на экране ЭЛТ импульсом. Предшествующие, не нужные для измерения импульсы, гасятся на экране ЭЛТ при вращении ручки глубиномера, расположенной на передней панели.

В режимах «mmX» и «mmY» дефектоскоп работает аналогично режиму «mmH», а калибровка производится потенциометрами.

В режиме «mкс» БЦО измеряет длительность импульса, поданного на гнездо «4» в микросекундах. При последовательном касании сенсорного поля «mкс» происходит переключение пределов измерения.

В дежурном режиме напряжение питания подается только на ЭЛТ, что значительно снижает потребляемую от аккумулятора мощность.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------|-------------|
| | | | | | <i>КИП и автоматике</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 97 |

5.4 Аппарат рентгеновский импульсный наносекундный автономный АРИНА-3



Аппараты рентгеновские импульсные наносекундные автономные АРИНА-3 предназначены для неразрушающего контроля материалов методом рентгенографии в условиях эксплуатации УХЛ 1 ГОСТ 15150-69, для работы в интервале температур от минус 40 до плюс 50 °С, атмосферном давлении 84-107 кПа и относительной влажности воздуха до 100 % при температуре плюс 25 °С [89].

Экспозиционная доза рентгеновского излучения на расстоянии 500 мм от торца рентгеновского блока на уставке 1 мин. электронного таймера должна быть не менее 180,6 мкКл/кг или 700 мР.

Технические данные аппарата:

- толщина стали, доступная для рентгенографирования с применением высокочувствительной пленки и флуоресцентных усиливающих экранов – до 50 мм; с применением высококонтрастной пленки со свинцовыми усиливающими экранами – до 25 мм;
- диаметр фокусного пятна – 2 мм;
- амплитуда напряжения на рентгеновской трубке – 180-200 кВ;
- частота следования рентгеновских импульсов – 10-12 Гц;

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 99 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |

- напряжение питания: сеть переменного тока – 220 В, 50 Гц, аккумулятор 24 В;

- потребляемая мощность, не более 300 Вт;

- масса:

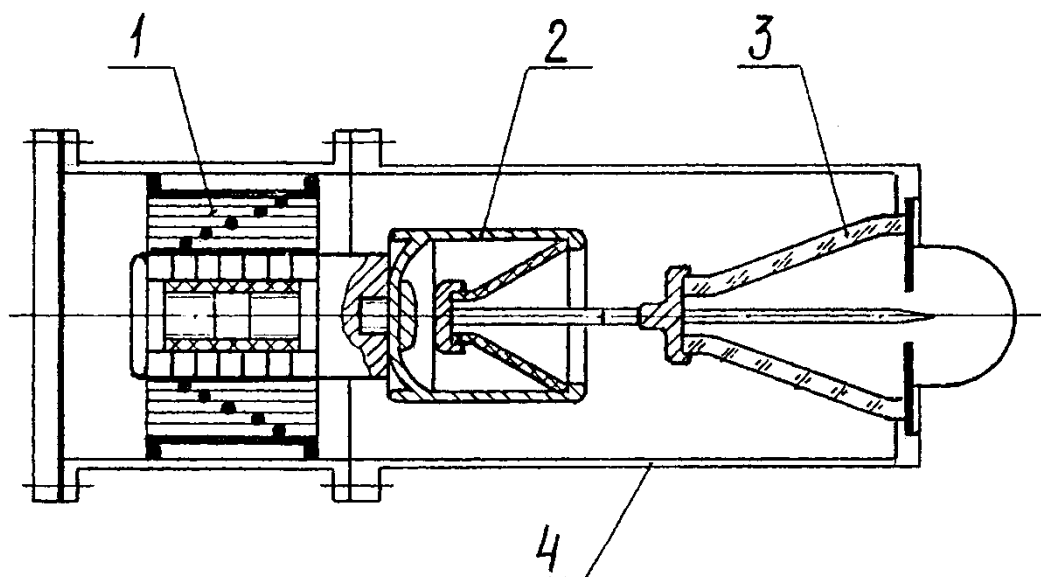
- рентгеновский блок - 6 кг;
- пульт управления - 5 кг;

- габариты:

- рентгеновский блок - 450x190x130 мм;
- пульт управления - 380x270x100 мм.

Аппарат состоит из двух основных частей: рентгеновского блока, являющегося источником рентгеновского излучения, и портативного пульта управления, соединяемых кабелем длиной 20 м. Пульту оператору находиться в безопасной зоне.

Рентгеновский блок включает в себя высоковольтный блок (рисунок 2.4), в котором расположены рентгеновская трубка с холодным катодом 3, разрядник-обостритель 2 и импульсный трансформатор 1, залитые трансформаторным маслом. Трубка, разрядник-обостритель и импульсный трансформатор расположены в корпусе 4 и образуют единый коаксиал, благодаря чему сводятся к минимуму паразитные потери высоковольтной схемы.



1 - импульсный трансформатор; 2 – разрядник - обостритель;
3 - рентгеновская трубка; 4 – корпус

Рисунок 2.4 – Конструкция высоковольтного блока

В рентгеновском блоке также расположены накопительные конденсаторы и газовый коммутатор, образующие первичный контур импульсного трансформатора.

Накопительные конденсаторы заряжаются до 10 кВ от источника первичного напряжения, расположенного в пульте управления. При этом напряжении происходит срабатывание газового коммутатора и разряд накопительных конденсаторов через первичную обмотку импульсного трансформатора. Во вторичной его обмотке возникает импульс высокого напряжения, на фронте которого срабатывает разрядник-обостритель. В результате на электродах рентгеновской трубки появляется импульс высокого напряжения с длительностью фронта порядка 10^{-9} с. При столь коротком, но мощном воздействии, в вакуумной промежутке трубки происходит процесс взрывной электронной эмиссии, сопровождающийся вспышкой рентгеновского излучения.

Источник первичного напряжения представляет собой одноконтурный высокочастотный генератор, собранный на восьми мощных транзисторах, каждый из которых подключен к одной из первичных обмоток высокочастотного повышающего трансформатора.

При питании от аккумулятора все транзисторы работают параллельно, в то время, как при питании от сети переменного тока, 220 В, 50 Гц они включены последовательно через гасящие конденсаторы переменного тока.

В пульте управления аппарата помимо первичного источника напряжения расположены также таймер экспозиций и цепи управления. Таймер экспозиций имеет 8 временных диапазонов. Переключение диапазонов

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 101 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |

осуществляется с помощью трех микропереключателей, расположенных в правом нижнем углу лицевой панели таймера. В верхней части лицевой панели расположены два светодиода. Красный загорается при включении питающей сети, а зеленый - при включении рентгена после нажатия кнопки «ПУСК». Кнопка «СТОП» служит для экстренного выключения рентгена. Кнопки «ПУСК» и «СТОП» расположены на передней панели пульта управления рядом с таймером.

Принципиальная схема аппарата рентгеновского АРИНА–3 представлена на рисунке 2.5.

Пульт управления А1, питающийся от сети, включает в себя повышающий силовой трансформатор ТУ1 и диодно-емкостной удвоитель напряжения С1, С2, VD3–VD6.

С выхода пульта управления высокое напряжение через высоковольтный кабель поступает в рентгеновский блок А2 и заряжает его накопительные конденсаторы С1–С3 до напряжения срабатывания коммутирующего разрядника FV1. После его срабатывания они разряжаются через первичную обмотку импульсного трансформатора ТУ 2. При достижении на его вторичной обмотке напряжения срабатывания разрядника– обострителя FV2 последний коммутирует высокое напряжение на рентгеновскую трубку V.

После окончания рентгеновского импульса процесс заряда повторится вновь. Частота следования рентгеновских импульсов составляет от 8 до 9 Гц и зависит от величины напряжения питания.

5.5 Толщиномер магнитный МТ2003



Толщиномер магнитный МТ2003 предназначен для измерения толщин немагнитных (лаки, краски и другие диэлектрики, а также цветные металлы) покрытий, нанесенных на ферромагнитное основание.

Толщиномер может применяться в лабораторных и цеховых условиях.

Контроль обеспечивается при выполнении следующих условий:

- расстояние от края преобразователя до края основания, не менее 8,0 мм;
- толщина основания, не менее 0,2 мм.

Измерение осуществляется путем установки преобразователя на контролируемую поверхность без дополнительных зазоров.

Способ сканирования поверхности контролируемого изделия - ручной, путем перестановки преобразователя без скольжения его по поверхности. Индикация режимов и результатов измерений осуществляется на цифробуквенном индикаторе.

Условия эксплуатации толщиномера [90]:

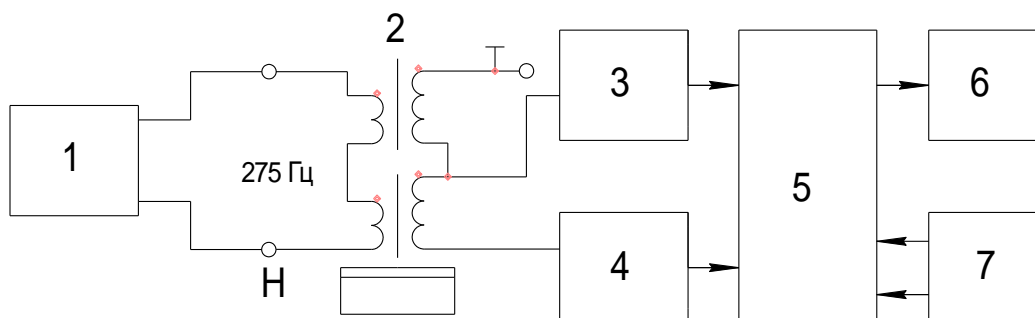
- температура окружающего воздуха – от 0 до 50 °С ;

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 103 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |

влияния магнитной проницаемости рекомендуется применять процедуру калибровки, а в качестве образца основания использовать основание изделия, на котором предстоит проводить измерения толщин покрытий.

Напряжение на сигнальной обмотке МИП является нелинейной функцией от измеряемой толщины, поэтому в толщиномере осуществляется операция линейризации, обеспечивающая прямопропорциональную зависимость показаний прибора от толщины покрытия.

Схема функциональная толщиномера приведена на рисунке 2.7. Толщиномер включает в себя генератор тока 1, у которого в качестве нагрузки используется возбуждающая катушка магнитоиндукционного преобразователя 2. Напряжение с сигнальной обмотки МИП поступает на сигнальный канал 4, где оно фильтруется и детектируется.



- 1 – генератор тока; 2 – преобразователь; 3 – опорный канал;
 4 – сигнальный канал; 5 – цифровой блок;
 6 – индикатор; 7 – устройство питания

Рисунок 2.7 – Схема функциональная толщиномера МТ2003

Напряжение с компенсационной обмотки МИП поступает на опорный канал 3, где оно также фильтруется и детектируется. Выходные напряжения с сигнального и опорного каналов поступают на аналого-цифровой преобразователь (АЦП) цифрового блока 5 в качестве измеряемого и опорного напряжений соответственно. Цифровой блок 5 проводит операции линейризации и калибровки толщиномера. Блок питания 7 обеспечивает

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

6.1 Охрана труда

Цели и задачи охраны труда:

- исключение несчастных случаев и заболеваний в процессе выполнения любых работ;
- обеспечение условий безопасного труда и здоровья для рабочих и ИТР;
- выполнение требований федеральных законов в части охраны труда и здоровья работников;
- постоянный и непрерывный контроль соблюдения правил охраны труда;
- предупреждение несчастных случаев и связанных с ними затрат;
- предотвращение профзаболеваний, травм, а также случаев повреждения оборудования и собственности;
- постоянное обсуждение вопросов охраны труда и промышленной безопасности на совещаниях и разработка месячных и еженедельных планов по выполнению мероприятий по охране труда и здоровья работников.

Обязанности по обеспечению безопасных условий и охраны труда возлагаются на работодателя. Работодатель должен обеспечить применение сертифицированных средств индивидуальной и коллективной защиты работников.

До начала производства основных строительных работ должны быть закончены подготовительные мероприятия, предусматривающие размещение площадок для складирования конструкций и изделий, выбор системы освещения проездов и рабочих мест, обеспечение рабочих питьевой водой и организацию санитарно-технического и бытового обслуживания работающих.

| | | | | | | | | |
|-------------------------|---------------------|-----------------|----------------|-------------|---|-----------------------|-------------|---------------|
| | | | | | <i>Технология проведения капитального ремонта подводного перехода «Самотлор-Александровская» в пойме реки Вах</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | <i>Ласточкин</i> | | | | <i>Социальная ответственность</i> | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | <i>Саруев А.Л.</i> | | | | | | 108 | 161 |
| <i>Руководитель ООП</i> | <i>Брусник О.В.</i> | | | | | ТПУ гр. 3-2Б5Д | | |

то есть создание безопасных условий труда. Окончание подготовительных работ должно быть принято по акту о выполнении мероприятий по безопасности труда, оформленного согласно [41].

6.1.1 Анализ производственных опасностей и вредностей

При проведении капитального ремонта на магистральном нефтепроводе «Самотлор – Александровское» могут возникнуть чрезвычайные ситуации, связанные с опасностью для жизни людей и нанесением экологического ущерба окружающей среде.

В данном разделе дипломного проекта приводится анализ производственных опасностей и вредностей, присутствующих при проведении наиболее опасных этапов производства работ при подключении замкнутого участка к газопроводу, инженерные и организационные меры обеспечения безопасности труда, организация производства аварийно-восстановительных работ в случае возникновения чрезвычайной ситуации.

6.1.1.1 Взрыво- и пожароопасность

При обеспечении пожарной безопасности следует руководствоваться ГОСТ 12.1.004-91* «Безопасность труда в строительстве. Часть.1. Общие требования», РД-13.220.00-КТН-575-06 «Правила пожарной безопасности на объектах МП ОАО «АК «Транснефть» и дочерних акционерных обществ», ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации» и другими утвержденными в установленном порядке региональными строительными нормами и правилами, нормативными документами, регламентирующими требования пожарной безопасности.

Показатели пожароопасности нефти приведены в таблице 3.1.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------|-------------|
| | | | | | <i>КИП и автоматике</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 109 |

Таблица 3.1 – Взрыво- и пожароопасные свойства нефти

| Наименование вещества | ПДК, мг/м ³ | Класс опасности | Температура, К | | Пределы взрываемости | |
|-----------------------|------------------------|-----------------|----------------|-------------------|----------------------|-------|
| | | | вспышки | самовоспламенения | НКПРП | ВКПРП |
| Нефть | 300 | 4 | 308 | 533 | 1,1 | 6,4 |

6.1.1.2 Метеорологические условия

При работе в зимнее время необходимо соблюдать следующие требования:

- при скорости ветра более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах (скорость ветра устанавливается по данным местных метеостанций);
- средства для обогрева предоставляются на месте работ или в непосредственной близости от места работы;
- о прекращении работы на открытом воздухе или перерывах должно быть сделано распоряжение; самовольное установление работниками перерывов, а также самовольное прекращение работы не допускается;
- если работы прекращены вследствие низкой температуры ниже минус 45°С и любой силе ветра, работники должны быть временно переведены на другую работу в теплое помещение.

При транспортировке грузов в зимнее время необходимо:

- иметь постоянную надежную радиосвязь между отдельными водителями, движущимися с железнодорожной станции разгрузки машин и администрацией на местах производства работ;

- заправлять машины незамерзающей жидкостью (антифризом), а при отправке в дальние рейсы следует брать запас антифриза для пополнения системы охлаждения двигателя.

6.1.1.3 Электробезопасность

Электрическая безопасность на ремонтной площадке обеспечивается в соответствии с требованиями СНиП 12-03-2001. При устройстве, эксплуатации и ремонте временных электрических установок и сетей на ремонтных площадках необходимо соблюдать требования безопасности, предусмотренные «Правилами эксплуатации электроустановок потребителей» и «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Источником питания является передвижная электростанция ДЭС-60, со сварочным агрегатом АСД-300. Корпуса источников тока, машин, аппаратных ящиков, электродвигателей, щитов, ограничителей-приставок и металлические площадки, на которых выполняются работы, необходимо заземлить, а на видном месте вывесить надпись: «Без заземления не включать!». Не допускается одновременное устройство защитного заземления и зануления сети, питающейся от одного источника.

При выполнении электросварочных работ необходимо выполнять требования ГОСТ 12.3.004-75* ССБТ «Работы электросварочные. Общие требования безопасности» и «Санитарных правил при сварке, наплавке и резке металлов».

При выполнении сварки в пожароопасных и взрывоопасных местах обратный провод от свариваемого трубопровода до клемм источника тока должен быть только изолированным, не уступающим по качеству прямому сварочному проводу. При ручной сварке в качестве сварочных применяются гибкие одножильные провода площадью сечения 25 и 35 мм².

Во всех местах соединения провода и подсоединения его к источнику

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

тока и свариваемому трубопроводу обеспечивается надежный контакт, для чего используется соединительная муфта. Обратный провод подсоединяют к трубопроводу с помощью специальных клемм заземления или струбцин.

Сварочная установка должна иметь автоматические выключатели в магистральном проводе сварочной цепи и предохранители на каждом ответвлении к сварочным постам.

Электродержатели должны удовлетворять требованиям ГОСТ 14651-78*, то есть иметь гарантируемую изоляцию, высокую механическую прочность и выдерживать, не менее 8000 зажимов электродов. При выполнении сварочных работ необходимо соблюдать требования ГОСТ 12.3.003-86, санитарных правил при сварке металлов, утвержденных Министерством здравоохранения Российской Федерации, правилами пожарной безопасности при проведении сварочных и других работ, утвержденными ГУПО МВД РФ.

6.1.1.4 Лучистая энергия, выделяемая дугой

Спектр электрической дуги содержит инфракрасные, видимые и ультрафиолетовые лучи. Свет сварочной дуги превышает в 16000 раз максимальную яркость, допустимую для незащищенного глаза, и при облучении в течение 10-15 секунд лучи могут вызвать ожог. Более длительное воздействие дуги может привести к повреждению кристаллика глаза и потере зрения.

Ультрафиолетовое излучение вызывает ожоги глаз и кожи, инфракрасное может вызвать помутнение кристаллика глаза. Воздействие излучения дуги вредно не только для сварщиков, но и для подручных рабочих.

Для предотвращения поражения глаз необходимо применять защитные стекла: наиболее темные – сварщикам и более светлые – вспомогательным рабочим. Светофильтры выбираются в соответствии с требованиями ГОСТ 9411-81*. Защитные стекла вставляются в щитки и маски, снаружи

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

закрывают простым стеклом для предохранения их от брызг расплавленного металла. Щитки изготавливают из изоляционного материала- фибры, фанеры, и по форме и размерам они должны защищать лицо и голову сварщика и соответствовать ГОСТ 12.4.023-84*.

Для электродуговой сварки с металлическим электродом с силой тока 100А применяются светофильтры С-5 (или Э-2) с проницаемостью лучей: для видимых – 0,0035-0,015 %, инфракрасных-0,3 %, ультрафиолетовых-0 %.

6.1.1.5 Вибрация

Наружную и внутреннюю поверхность свариваемых труб очищают от ржавчины и загрязнений. Эту работу выполняют электрошлифовальной очистной машиной. При работе со шлифовальной машиной через руки человека передается вибрация. Вибрация вызывает в организме человека реакции, которые являются причиной функциональных расстройств различных органов. Вредные действия вибрации выражаются в виде повышенного утомления, головной боли, боли в суставах, повышенной раздражительности, некоторого нарушения координации движения согласно ГОСТ 12.0.003–15 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

При работе со шлифовальной машиной следует применять индивидуальные средства защиты рук от воздействия вибрации. К ним относятся изделия типа рукавиц или перчаток, а также вибразащитные прокладки, которыми снабжены крепления к ручке шлифовальной машины.

6.1.2 Организационные и технические мероприятия обеспечения безопасных условий труда

6.1.2.1 Обеспечение взрыво-, пожаробезопасности

В случае возникновения пожара лица, уполномоченные владеть, пользоваться или распоряжаться имуществом, руководители и должностные

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

лица организаций, лица, в установленном порядке назначенные ответственными за обеспечение пожарной безопасности, по прибытии к месту пожара должны:

- сообщить о возникновении пожара в пожарную охрану, поставить в известность руководство и дежурные службы объекта;
- в случае угрозы жизни людей немедленно организовать их спасание, используя для этого имеющиеся силы и средства;
- выполнить мероприятия, способствующие предотвращению развития пожара;
- прекратить все работы, кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации пожара;
- удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;
- осуществить общее руководство по тушению пожара (с учетом специфических особенностей объекта) до прибытия подразделения пожарной охраны;
- обеспечить соблюдение требований безопасности работниками, принимающими участие в тушении пожара;
- одновременно с тушением пожара организовать эвакуацию и защиту материальных ценностей;
- организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара;
- сообщить подразделениям пожарной охраны, привлекаемым для тушения пожара и проведения связанных с ними первоочередных аварийно-спасательных работ, сведения о хранящихся на объекте опасных (взрывоопасных), взрывчатых, сильнодействующих ядовитых веществах, необходимые для обеспечения безопасности личного состава.

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

Ответственность за соблюдением установленных противопожарных мероприятий на каждом рабочем месте возлагается на непосредственных исполнителей работ. Каждый работник строительного предприятия обязан:

- пройти противопожарный инструктаж и сдать зачет по пожарно-техническому минимуму, знать и выполнять инструкции по пожарной безопасности на рабочем месте;
- пользоваться только исправными инструментами, приборами, оборудованием, соблюдать инструкции по эксплуатации и указания руководителей и лиц, ответственных за пожарную безопасность при проведении взрывопожароопасных работ;
- производить своевременную уборку рабочих мест от горючих веществ и материалов и отключать электроприемники по окончании работы;
- уметь применять имеющиеся средства пожаротушения;
- при обнаружении пожара принять меры к спасению и эвакуации людей, немедленно сообщить об этом начальнику участка или другому должностному лицу и, при отсутствии угрозы жизни, приступить к тушению пожара с применением средств пожаротушения.

На реконструируемом объекте должна быть система пожарной безопасности, направленная на предотвращение возникновения пожара и предотвращение воздействия на людей опасных факторов в случае возникновения пожара.

На территории строительства, площадках складирования материалов не разрешается устраивать свалки горючих отходов.

Помещения, здания и сооружения необходимо обеспечивать первичными средствами пожаротушения в соответствии с приложением ППБ-01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации».

Расход воды на пожаротушение принимается равным 20 л/с при площади производства работ до 50 га в соответствии со ст.53 «Водного кодекса Рос-

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 115 |

сийской Федерации» от 03.06.2006 № 74-ФЗ без особого на то разрешения, бесплатно и в количестве, необходимом для ликвидации пожара.

6.1.2.2 Контроль ГВС

Для проведения анализа воздушной среды должны использоваться газоанализаторы, включенные в Государственный реестр средств измерения России, предназначенные для определения ПДК веществ в воздухе рабочей зоны.

Лицо, обязанное проводить анализ газовоздушной среды, определяет опасные компоненты в воздухе рабочей зоны, которые указаны в наряде-допуске, исходя из места проведения работ и возможности выделения паров нефти и других горючих газов.

Места отбора проб и периодичность проведения анализа газовоздушной среды определяются лицом, выдающим наряд-допуск.

Анализ газовоздушной среды должен проводиться непосредственно перед началом работы, после каждого перерыва в работе и во время проведения работ с периодичностью, указанной в наряде-допуске, но не реже чем через один час работы, а также по первому требованию работающих.

При соответствии результатов анализа газовоздушной среды требованиям наряда-допуска совместно с лицом, ответственным за подготовку работ, лицо выдающее наряд-допуск проверяет выполнение подготовительных работ и готовность объекта и рабочего места к проведению работ.

В случае несоответствия результатов анализа газовоздушной среды требованиям наряда-допуска лицо, ответственное за подготовку работ, проводит дополнительные работы по устранению причин недопустимой загазованности рабочего места и проводит повторное предъявление объекта и рабочего места лицу, ответственному за проведение работ.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 116 |

Для выявления пожароопасных нарушений и недочетов в технологических процессах производства, создания разработок и внедрения инженерно-технических мероприятий, направленных на усиление противопожарной защиты, необходимо создать пожарно-техническую комиссию (ПТК).

ПТК назначают приказом руководителя строительного предприятия в составе главного инженера (председатель), начальника пожарной охраны (дружины), инженерно-технических работников - энергетика, технолога, механика, инженера по охране труда и других лиц.

В своей практической работе ПТК должна поддерживать постоянную связь с местными органами Государственного пожарного надзора и другими надзорными органами.

ПТК должна производить детальный ежемесячный осмотр производственного участка с целью выявления пожароопасных недочетов в производственных процессах и технологическом оборудовании, контроля исправности средств пожаротушения, а также намечать пути и способы устранения выявленных недочетов и устанавливать сроки выполнения разработанных противопожарных мероприятий. Все противопожарные мероприятия, намеченные ПТК к выполнению, оформляются актом, утверждаются руководителем организации и подлежат выполнению в установленные сроки.

После окончания строительных работ необходимо поставить в известность местные органы пожарного надзора о приемке законченного строительством сооружения.

Перечисленные мероприятия подлежат конкретизации и дополнению в проекте производства работ.

6.1.2.3 Меры безопасности при выполнении земляных работ

Производство земляных работ в зоне действующих подземных коммуникаций следует осуществлять под непосредственным руководством

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 117 |

прораба или мастера, под наблюдением работников, эксплуатирующих указанные коммуникации. Земляные работы проводятся с оформлением наряда-допуска.

До начала производства земляных работ в местах расположения действующих подземных коммуникаций должны быть разработаны и согласованы с организациями, эксплуатирующими эти коммуникации, мероприятия по безопасным условиям труда, а расположение подземных коммуникаций на местности обозначено соответствующими знаками или надписями.

6.1.2.4 Меры безопасности при выполнении сварочно-монтажных работ

При выполнении сварочных и газопламенных работ необходимо соблюдать требования санитарных правил при сварке, наплавке и резке металлов, утвержденных Минздравом РФ. Кроме того, при выполнении электросварочных работ необходимо соблюдать требования ГОСТ 12.3.003-86* «ССБТ Работы электросварочные. Общие требования безопасности». Сварочно-монтажные работы проводятся с оформлением наряда-допуска.

К работе на сварочных машинах допускают сварщиков V - VI разряда, сдавших испытания на право сварки труб согласно «Правилам аттестации сварщиков» и получивших удостоверение на право сварки. Операторы-сварщики должны иметь II квалификационную группу по электробезопасности в соответствии с ПОТ РМ-016-2001 «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (с изменениями и дополнениями)» РД 153-34.0-03.150-00 «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок». К сварке допускаются только сварщики и специалисты сварочного производства, аттестованные в соответствии с «Дополнительными требованиями к аттестации сварщиков и специалистам сварочного производства, допускаемых к работам на объектах системы МН ОАО «АК

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 118 |

«Транснефть», утвержденных Первым вице-президентом ОАО «АК «Транснефть».

Для предохранения от брызг расплавленного металла и излучения сварочной дуги (ультрафиолетовое и инфракрасное) сварщик должен носить положенную по нормам спецодежду (брюки, одетые поверх обуви, манжеты рукавов завязаны) и спецобувь, перчатки, специальный шлем, закрывающий шею и плечи, лицо и глаза защищать специальной маской или щитком со светофильтром. При зачистке сварного шва необходимо пользоваться защитными очками.

Сварку разрешается проводить на расстоянии, не менее 50 м от легко воспламеняющихся или взрывоопасных материалов (бочек с горючим, баллонов, ацетиленовых газогенераторов). Расстояние от сварочных проводов до горячих металлоконструкций и баллонов с кислородом должно быть не менее 0,5 м, до баллонов с горючими газами – не менее 1 м. Электрокабели не должны касаться этих материалов и подводящих шлангов. При сварке в среде защитных газов следует руководствоваться требованиями безопасности труда по обращению с баллонами.

Производство электросварочных работ во время дождя или снегопада при отсутствии навесов над электросварочным оборудованием и рабочим местом электросварщика не допускается.

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

В процессе работы необходимо следить за исправным состоянием изоляции токоведущих проводов, пусковых устройств и рукоятки электрододержателя, сварочных трансформаторов.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 119 |

Вышедшую из строя электрическую часть сварочных агрегатов разрешается ремонтировать только электромонтерам и электрослесарям. Сварщикам выполнять эту работу запрещается.

Ремонт, исправление повреждений и наладка механической части установок сварки разрешается только после отключения электроэнергии.

6.1.2.5 Меры безопасности при выполнении изоляционных и укладочных работ

Изоляционные и укладочные работы проводятся с оформлением нарядов-допусков.

При выполнении изоляционных работ рабочие должны носить спецодежду носить спецодежду и спецобувь, предусмотренную типовыми нормами. Брюки следует носить навыпуск. На работах, связанных с насыщением воздуха вредными газами, парами бензина, рабочие должны носить защитные очки и респираторы.

К проверке качества изоляционного покрытия дефектоскопом допускаются лица, окончившие специальные курсы дефектоскопистов, имеющие квалификационные удостоверения, обученные безопасным способам работ и прошедшие инструктаж по безопасности труда.

Для осмотра нижней поверхности трубопровода и определения качества очистки, нанесения изоляции необходимо пользоваться зеркалом в металлической оправе с изогнутой рукояткой.

Перед укладкой трубопровода в траншею необходимо проверить надежность стальных канатов, блоков и тормозных устройств трубоукладчиков, мягких полотенец и других приспособлений.

6.1.2.6 Меры безопасности при выполнении балластировочных работ

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 120 |

нии, во время выполнения этих работ подчиняются председателю комиссии, вне зависимости от их ведомственной принадлежности.

Все распоряжения, связанные испытанием, отдаются только председателем комиссии. В аварийных случаях распоряжение может отдавать дежурный член комиссии, если он имеет на это полномочия.

Порядок проведения работ по очистке полости и испытанию трубопроводов устанавливается специальной инструкцией, отражающей местные условия работ, в которой излагаются последовательность и способы выполнения работ, а также предусматриваются меры технической и пожарной

безопасности. Специальную инструкцию составляет строительномонтажная организация, согласовывают ее с заказчиком и с проектной организацией. Специальная инструкция утверждается председателем комиссии.

В период проведения работ по испытанию трубопроводов устанавливается охранная зона, за пределы которой с начала работ выводятся все люди, техника и т.п.

Люди, механизмы и оборудование должны находиться за пределами охранной зоны. Размер охранной зоны при испытании технологических трубопроводов устанавливается:

- при очистке полости промывкой - 25 м в обе стороны от оси трубопровода и 100 м в направлении вылета очистного устройства от конца промывочного патрубка;
- при диаметре свыше 800 до 1400 мм - 100 и 1000 м соответственно;
- во время работы насосных агрегатов запрещается нахождение людей (кроме членов экипажа) ближе 50 м от напорного трубопровода.

Охранная зона в направлении вылета очистного устройства конца продувочного патрубка ограничивается сектором с углом 60°.

Очистку полости и испытание трубопроводов разрешается выполнять только при обеспечении бесперебойной и надежной связи вдоль трубопровода.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 122 |

Перед началом очистки полости и испытания трубопроводов комиссия предупреждает местные органы о сроках и порядке проведения работ, согласовывает с ними необходимые мероприятия по технической и пожарной безопасности, а также проводит широкое оповещение об этом жителей близлежащих населенных пунктов, используя для этого средства оповещения (нарочных, автотранспорт, радиовещание, телевидение, телефон и т.п.).

Давление на испытываемом участке нефтепровода следует принимать в соответствии с ОР-19 000 00-КТН-009-10 «Регламент по очистке и испытанию нефтепроводов на прочность и герметичность после завершения строительно-монтажных работ» и требованиями СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы», ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание». В случае разрушения нефтепровода во время очистки полости или испытания необходимо принять срочные меры для ликвидации аварии. Если авария произошла вблизи или в месте пересечения с железной или шоссейной дорогой, или вблизи населенного пункта, это место необходимо оцепить.

В период проведения работ по вытеснению воды устанавливается охранная зона, за пределы которой с началом работ выводятся все люди, техника и т.п. Люди, механизмы и оборудование должны находиться за пределами охранной зоны.

Конец отводящего патрубка трубопровода, подготовленного к вытеснению воды, во избежание его смещения и вибрации, должен быть надежно закреплен. Запрещается направлять отводящий патрубок в сторону населенных пунктов, предприятий, лесов, железных и автомобильных дорог, линий электропередачи, стогов сена и т. п.

6.2 Промышленная безопасность

Промышленная безопасность – это система правовых, экономических и социальных, технических требований, определяющих условия безопасной экс-

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 123 |

плуатации опасных производственных объектов и обеспечивающих предупреждение аварий на них, а также готовность организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, к локализации и ликвидации последствий в случае возникновения аварий.

К опасным производственными объектами (ОПО) относятся объекты, на которых используются, перерабатываются, хранятся, транспортируются, уничтожаются воспламеняющиеся, окисляющие, горючие, взрывчатые, токсичные вещества в опасных, пожаровзрывоопасных концентрациях.

6.2.1 План ликвидации аварии

План ликвидации аварий (ПЛА) должен составляться на каждый взрывопожароопасный объект или его взрывопожароопасный участок. Поэтому на магистральный нефтепровод «Самотлор – Александровское» разрабатывается и утверждается ПЛА.

В оперативной части этого ПЛА предусматриваются: возможные аварии, места их возникновения и условия, опасные для жизни людей; мероприятия по локализации и ликвидации аварии, спасению людей, обеспечению газоснабжения на период ликвидации аварии и восстановлению исходной схемы газоснабжения; порядок взаимодействия с органами местного управления и МЧС.

Поскольку при производстве работ по капитальному ремонту не исключается возможность непреднамеренного повреждения указанного нефтепровода со стороны подрядной организации, в ПЛА на период производства работ, вносятся временное дополнение о технических мероприятиях по переключению линейной запорной арматуры и технологических перемычек для отключения поврежденного участка, а также обеспечение непрерывности работы нефтепровода.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 124 |

6.3 Экологичность проекта

На основании предварительно разработанного комплекса мер по сведению к минимуму воздействия на окружающую среду, «Генподрядчик» в течение всего периода строительства реализует программу мониторинга и принимает меры по обеспечению минимального воздействия на окружающую среду.

Ответственность за нарушение природоохранных мероприятий при выполнении строительно-монтажных работ несет «Генподрядчик».

Подрядчик должен осуществлять свою деятельность на основе соблюдения технических условий проекта, программы охраны окружающей среды, всех действующих законодательных и нормативных актов, условий разрешений и согласований, выданных российскими природоохранными ведомствами, а также собственных принципов «Подрядчика» в области охраны окружающей среды.

Должны учитываться следующие аспекты охраны окружающей среды и факторы воздействия:

- сведение к минимуму воздействия на водоем;
- охрана уязвимых ресурсов живой природы;
- минимизация вредных выбросов в атмосферу;
- организация сбора и удаления отходов;
- организация работ с опасными материалами;
- сведение к минимуму воздействие шума;
- тесное сотрудничество с местным населением с целью предотвращения конфликтов социального, национального характера и др.

6.3.1 Мероприятия по охране почв

Общими мероприятиями по охране почв являются:

- предотвращение развития неблагоприятных рельефообразующих процессов, изменения естественного поверхностного стока;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 125 |

- обязательное соблюдение границ территорий, отводимых для производства строительного-монтажных работ и размещения строительного хозяйства;
- оснащение рабочих мест и строительных площадок инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов;
- передвижение транспортных средств по подготовленным дорогам, с соблюдением графиков перевозок, грузоподъемности транспортных средств;
- выполнение защитно-укрепляющих мероприятий в соответствии с проектом;
- рекультивация земель.

Восстановлению (рекультивации) подлежат все нарушенные во время строительства земли. Земельные участки приводятся в пригодное для использования состояние в ходе работ, а при невозможности этого - не позднее, чем в течение года после завершения работ.

Все работы по восстановлению нарушенных земель выполняются в пределах территории отвода.

6.3.2 Мероприятия по охране водных ресурсов

Мероприятия по охране водных объектов являются частью мероприятий по снижению негативного воздействия от строительной деятельности и направлены на предупреждение загрязнения водных объектов и нарушения водного режима на территории проведения строительных работ.

Для предупреждения и ликвидации последствий негативного воздействия при проведении строительного-монтажных работ на подземные и поверхностные воды проектом предусмотрен комплекс природоохранных мероприятий:

- применяемые строительные материалы химически не агрессивны и соответствующими нормативными документами рекомендованы к использованию;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 126 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- используются трубы с изоляционным покрытием;
- все монтажные сварные соединения подвергаются 100%-му контролю физическими методами: радиографированием, ультразвуком, ВПК;
- на водотоке предусмотрена балластировка нефтепровода;
- для исключения размыва берегов предусмотрено крепление береговых урезом;
- проводится гидравлическое испытание трубопроводов;
- для очистки (отстаивания) воды после гидроиспытания нефтепровода предусмотрен амбар с противотрационным покрытием;
- при демонтаже нефтепровода для полного исключения попадания остатков нефтяных загрязнений в грунт, при резке трубопровода и очистке от изоляции, в местах резки под трубу устанавливаются металлические поддоны (труба устанавливается на инвентарные подставки), с последующим вывозом труб;
- обязательное соблюдение границ участков, отводимых под строительство;
- запрещается проезд транспорта вне проездов и дорог;
- запрещается мойка и заправка машин и механизмов вне специально оборудованных мест;
- рабочие места на площадке строительства оснащаются инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов.

В целях снижения негативного воздействия на ихтиофауну в период забора воды проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- для предупреждения попадания, травмирования и гибели личинок и молоди рыб передвижные водозаборные сооружения используются подрядной строительной организацией, оборудованы рыбозащитным устройством заградительной группы (тип рыбозащитного устройства - оголовок с рыбозащитной сеткой, размер ячеек не более 1,5x1,5 мм), которое удовлетворяет требованиям СНиП 2.06.07-87.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 127 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

После завершения СМР проводятся мероприятия, направленные на охрану вод:

- котловинная часть озера расчищается от строительного мусора, попавшего во время производства работ, берега и котловина озера восстанавливаются до указанного на проектных чертежах уровня;
- территория очищается от строительного мусора, неизрасходованных материалов и других загрязнителей;
- демонтируются временные сооружения;
- проводится рекультивация земель.

При соблюдении проектных решений и вышеперечисленных мероприятий воздействие на водные объекты будет минимальным.

6.3.3 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Воздействие на атмосферный воздух в период строительства происходит при производстве следующих работ:

- при работе транспортной, строительной техники;
- при проведении сварочных работ;
- при газовой резке металла;
- при нанесении лакокрасочных материалов.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха при строительстве направлены на предупреждение загрязнения воздушного бассейна выбросами работающих машин и механизмов на территории проведения строительных работ.

К числу мероприятий, снижающих уровень негативного воздействия на окружающую среду выбросов вредных веществ в атмосферу, следует отнести следующее:

- приведение и поддержание технического состояния строительных машин механизмов и автотранспортных средств в соответствии с нормативными требованиями по выбросам вредных веществ;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 128 |

- проведение технического осмотра и профилактических работ строительных машин, механизмов и автотранспорта с контролем выхлопных газов ДВС для проверки токсичности, не реже одного раза в год (плановый), а также после каждого ремонта и регулирования двигателей;
- запрещение на допуск к работе машин, не прошедших технической осмотр с контролем выхлопных газов ДВС;
- обеспечение оптимальных режимов работы, позволяющих снизить расход топлива на 10-15 % и соответствующее уменьшение выбросов вредных веществ;
- применение малосернистого и неэтилированного видов топлива;
- осуществление заправки машин, механизмов и автотранспорта при обязательном оснащении топливозаправщиков специальными раздаточными пистолетами;
- подвозка и заправка всех транспортных средств горюче-смазочными материалами по «герметичным» схемам, исключающим попадание летучих компонентов в окружающую среду;
- осуществление экологического контроля по выполнению перечисленных пунктов.

Реализация указанных мероприятий сводит до минимума ущерб воздушному бассейну.

6.3.4 Мероприятия по снижению воздействия на растительный и животный мир

Для снижения и предотвращения отрицательных воздействий на растительность и животный мир в период строительства должны выполняться следующие природоохранные требования:

- производство строительно-монтажных работ должно быть строго ограничено площадями землеотвода;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 129 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- перемещение строительной техники допускается только в пределах специально отведенных дорог;
- соблюдать правила противопожарной безопасности;
- исключить вероятность загрязнения горюче-смазочными материалами территории;
- предотвращать развитие эрозионных процессов;
- не допускать браконьерства.

В контракты рабочих, обслуживающего персонала, ИТР и руководителей следует внести статью, запрещающую охоту, несанкционированную вырубку древесно-кустарниковой растительности.

Выполнение перечисленных мероприятий, а также проведение рекультивационных работ по завершению строительства, позволит снизить до минимума отрицательное воздействие на природу и обитателей охраняемых территорий в период строительства.

6.3.5 Мероприятия по рекультивации нарушаемых земель

Отвод территории для размещения временного хозяйства и зоны производства работ необходимо оформить до начала производства строительно-монтажных работ. При производстве работ не допускается:

- захламление территории строительными материалами, отходами и мусором, загрязнение токсичными веществами;
- вылив и утечки горюче-смазочных материалов;
- выбросы в атмосферу газов, утечки по поверхности почвы или с грунтовыми водами нефти и других загрязнителей;
- проезд транспортных средств по произвольным, не установленным в ПНР маршрутам.

После окончания строительно-монтажных работ на землях, отводимых в краткосрочное пользование, производится рекультивация.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 130 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Работы по технической рекультивации выполняет организация, осуществляющая строительство. Техническая рекультивация выступает в качестве заключительного этапа строительства.

По окончании строительных работ до начала проведения рекультивации подрядная организация оформляет справку об очистке участка от строительных материалов, оборудования и техники и согласовывает с землепользователями.

При проведении работ осуществляются систематические наблюдения и проверка соответствия выполняемых работ требованиям проекта и нормативных документов.

Производственный контроль качества осуществляется силами подрядной организации.

После проведения рекультивации подрядчик оформляет справку о проведении рекультивации и согласовывает ее с землепользователем.

Приемка (передача) после письменного извещения о завершении работ по рекультивации в органы местного самоуправления (постоянной комиссии по вопросам рекультивации земель).

Приемку рекультивированных земель с выездом на место осуществляет рабочая комиссия, которая утверждается председателем постоянной комиссии в 10-дневный срок после поступления письменного извещения от той организации, сдающей землю.

В работе комиссии принимают участие юридические лица, сдающие (подрядчики) и принимающие (землепользователи) рекультивированные земли.

При приемке рекультивированных земель рабочая комиссия проверяет:

- соответствие выполненных работ утвержденному проекту рекультивации;
- качество планировочных работ;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 131 |

- полноту выполнения требований экологических, агротехнических, санитарно-гигиенических, строительных и других нормативов, стандартов и правил в зависимости от вида нарушения почвенного покрова и дальнейшего целевого использования рекультивированных земель;
- качество мероприятий, определенных проектом или условиями рекультивации земель;

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Социальная ответственность</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 132 |

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

7.1.1 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, определёнными 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.

| | | | | | | | | |
|-------------------------|---------------------|-----------------|----------------|-------------|---|-----------------------|-------------|---------------|
| | | | | | <i>Технология проведения капитального ремонта подводного перехода «Самотлор-Александровская» в пойме реки Вах</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | <i>Ласточкин</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> | | | | | | 134 | 163 |
| <i>Руководитель ООО</i> | <i>Брусник О.В.</i> | | | | | ТПУ гр. 3-2Б4Д | | |

Что касается отраслей, то не все организации могут пользоваться данным исследовательским проектом, а только нефтяные. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы.

На рисунке 8 отражена карта сегментирования рынка предоставляемых услуг для крупных, средних и мелких газонефтедобывающих и транспортирующих компаний.

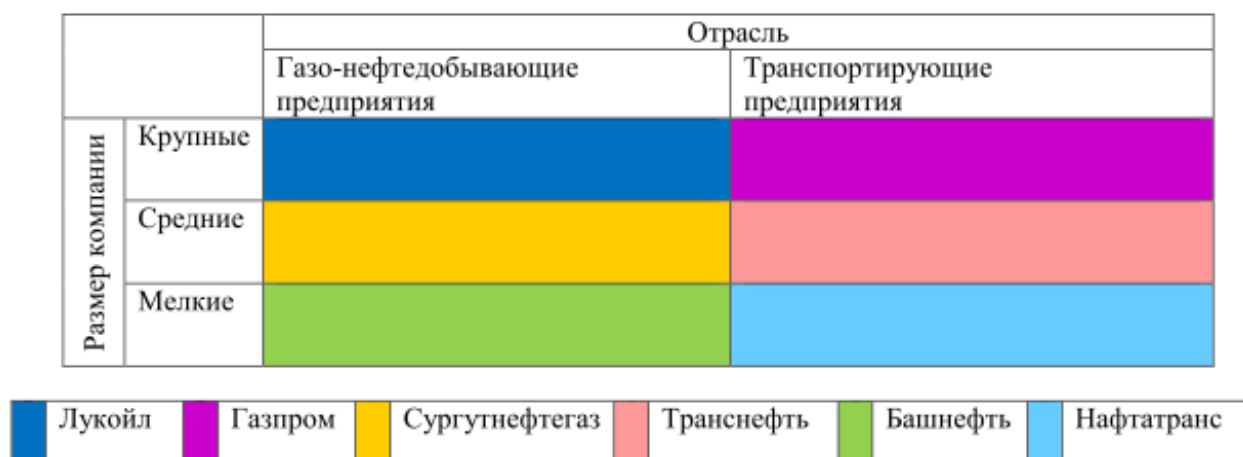


Рисунок 21 – Карта сегментирования рынка предоставляемых услуг

Как видно из рисунка основными сегментами рынка являются крупные и малые компании. Следовательно, наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтедобычи, транспортировки и нефтепереработки для формирования спроса является группа независимых крупных и малых нефтедобывающих компаний.

7.1.2. 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

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа (таблица 5).

Таблица 5 – 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 Сл4. 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 8). 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 6 – 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 7 – 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> |
| <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> |

7.2. Планирование научно-исследовательских работ

7.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

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 10).

Таблица 8 – 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 |

7.2.2. 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 $t_{ожі}$ 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 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:

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

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент; ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 141 |

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

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

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

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

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

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

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

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

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

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

Все рассчитанные значения необходимо свести в таблицу 11:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент; ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 142 |

Таблица 9 – 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 | $t_{ожг}$, 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 |

Таблица 6 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

| № ра бо т | Вид работ | Исполнители | T _{кп} , кал. дн. | Продолжительность выполнения работ | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------|---|----------------------|----------------------------------|------------------------------------|---|---|------|---|---|--------|---|---|-----|---|---|------|--|--|--|
| | | | | февр. | | | март | | | апрель | | | май | | | июнь | | | |
| | | | | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | | | |
| 1 | Подбор и изучение материалов по теме | Студент | 17 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | Составление и утверждение технического задания | Руководитель | 3 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | Выбор алгоритма исследований | Руководитель студент | 4 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | Календарное планирование работ по теме | Руководитель студент | 3 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | Анализ существующих методов проведения ремонта нефтепровода | Студент | 18 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | Проведение теоретических расчетов и обоснование | Студент | 17 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 7 | Оценка результатов исследования | Руководитель студент | 3 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 8 | Определение целесообразности проведения процесса | Руководитель студент | 3 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 9 | Оформление пояснительной записки | Студент | 21 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 10 | Разработка презентации и раздаточного материала | Студент | 9 | | | | | | | | | | | | | | | | |

7.3 Техничко-экономический расчет

7.3.1 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.

Таблица 10 – Техничко-экономические показатели на нии статистических данных и смет

| 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 | 12,55 | | | | 12,55 |
| Техническая рекультивация | 17,15 | | | | 17,15 |
| Расчистка от лесорастительности при ремонте недозаглубления | 69,5 | | | | 69,5 |
| Всего по главе | 99,2 | | | | 99,2 |
| Основные объекты строительства | | | | | |
| Замена трубы | 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 | 136,91 | 161,61 | | | 298,52 |
| Электрохимзащита | 58,92 | 10,79 | | | 69,71 |
| Итого по главе | 195,83 | 172,4 | | | 368,23 |
| Благоустройство и озеленение территории | | | | | |
| Благоустройство и озеленение территории | 67181,1 | 2171,05 | | 152,38 | 69504,53 |
| Итого по главе | 67181,1 | 2171,05 | | 152,38 | 69504,53 |
| Временные здания и сооружения | | | | | |

| Наименование глав, объектов работ и за- | Сметная стоимость, тыс. руб | | | | Общая |
|--|-----------------------------|---------------|--|----------------|-------------------------------|
| | | | | | |
| Временные здания и сооружения | 1197,58 | 123,59 | | | 1321,17 |
| Итого по главе | 1197,58 | 123,59 | | | 1321,17 |
| Прочие работы и затраты | | | | | |
| Производство работ в зимнее время 6,3% | 4426,86 | 154,23 | | | 4569,42 |
| Затраты на снегоборьбу 0,4% | 301,25 | 9,36 | | | 298,12 |
| Пуско-наладочные работы О.Н. (вхолостую) | | | | 12,8 | 12,8 |
| Пуско-наладочные работы. Катодная поляризация. Р.Н. (вхолостую) | | | | 8,75 | 8,75 |
| Затраты на перебазировку 1% | | | | 695,85 | 695,85 |
| Расчистка от снега О.Н. | 90,15 | | | | 90,15 |
| Уточнение глубины залегания трубопровода О.Н. | 1,24 | | | | 1,24 |
| Расчистка от снега Р.Н. | 220,85 | | | | 220,85 |
| Уточнение глубины залегания трубопровода Р.Н. | 3,92 | | | | 3,92 |
| Расчистка от снега при ремонте недозаглубления О.Н. | 268,54 | | | | 268,54 |
| Уточнение глубины залегания трубопровода при ремонте недозаглубления О.Н. | 2,45 | | | | 2,45 |
| 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 | | | | 640,36 | 640,36 |
| Затраты на организацию и проведение подрядных торгов 0,5% | | | | 401,34 | 401,34 |
| Возмещение потерь и убытков землевладельцам | | | | 376,87 | 376,87 |
| Платежи за негативное воздействие на окружающую среду | | | | 12,39 | 12,39 |
| Затраты на утилизацию отходов | | | | 30,9 | 30,9 |
| Плата за ущерб рыбному хозяйству | | | | 119,87 | 119,87 |
| Плата за забор воды | | | | 0,42 | 0,42 |
| Итого по главе | 5315,26 | 163,59 | | 3714,54 | 9156,83 ¹¹⁹ |
| Содержание службы Заказчика | | | | | |
| Затраты на содержание службы | | | | 3276 | 3276,54 |

| Наименование глав, объектов работ и за- | Сметная стоимость, тыс. руб | | | | Общая |
|--|-----------------------------|----------------|-------------|-----------------|------------------|
| заказчика-застройщика 1,4% | | | | ,54 | |
| Строительный контроль 1,2% | | | | 1095,26 | 1095,26 |
| Итого по главе | | | | 4371,8 | 4371,8 |
| Проектные и изыскательские работы, авторский надзор | | | | | |
| Авторский надзор | | | | 163,02 | 163,02 |
| Проектно-изыскательские работы | | | | 5634,22 | 5634,22 |
| Итого по главе | | | | 5797,24 | 5797,24 |
| Непредвиденные затраты | | | | | |
| Непредвиденные затраты 3% | 2205,98 | 73,45 | | 394,97 | 2674,4 |
| Итого по главе | 2205,98 | 73,45 | | 394,97 | 2674,4 |
| НДС 20% | 13632,96 | 453,93 | 0,00 | 2440,91 | 16527,8 |
| Всего по сводному расчету | 89371,64 | 2975,76 | 0,00 | 16001,55 | 108348,95 |

7.3.1.1 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 подводного перехода в пойме реки Вах рассмотрены следующие методы строительства:

- метод наклонно-направленного бурения;
- траншейный метод.

Метод наклонно-направленного бурения

Применение метода ННБ имеет следующие особенности:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент; ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 147 |

- сложность размещения строительного-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 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 строительные-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. Вах

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

Траншейный метод

Данный метод является наиболее распространенным методом строительства подводных переходов через водные преграды 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;

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>Финансовый менеджмент; ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 148 |

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

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

7.3.2 Эксплуатационные затраты

Таблица 11 - Эксплуатационные затраты для разных методов строительства.

| Вид затрат | ННБ | Траншейный метод | За 30 лет ННБ | За 30 лет траншейный метод |
|---|--|--|---------------|----------------------------|
| ВТД (внутритрубная диагностика) | | | | |
| 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 2020 г. 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 2020 г. тыс. руб. без НДС | (р.н.) км 42-47: 1 км. Затраты на 43 км – 48 130,914 | (р.н.) км 42-47: 1 км. Затраты на 43км – 48 130,914 | 240 654,57 | 240 654,57 |
| Устранение дефектов по результатам ВТД | | | | |
| Срок проведения работ | Дефекты отсутствуют из опыта эксплуатации ППМН в ОАО "Центр-сибнефтепровод" 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 2020 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 | Ориентировочная стоимость устранения 1 дефекта в русловой части ППМН методом П1=597,929; П2-683,219; шлифовка-64,31. Усредненная | 0 | 2 690,9 |

| Вид затрат | ННБ | Траншейный метод | За 30 лет НБ | За 30 лет траншейный метод |
|--|---|---|--------------|----------------------------|
| | стоимость устранения 1 дефекта — 448,49 | стоимость устранения 1 дефекта — 448,49 | | |
| Планово-высотное обследование | | | | |
| 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 2012 г. тыс. руб. без НДС | Стоимость полного обследования 164,2 частичного обследования 75,0 | Стоимость полного обследования 164,2 частичного обследования 75,0 | 1571 | 1749,4 |
| Суммарно за 30 лет в ценах 2020г. (без НДС), тыс. руб. | | | 242 225,57 | 245 094,87 |
| Суммарно за 30 лет в ценах 2020г. (с НДС), тыс. руб. | | | 290 670,68 | 294 113,84 |
| | | | | |

7.3.3 Основные технические и экономические показатели

Таблица 12 - Эксплуатационные затраты для разных методов строительства.

| Параметры | Озеро 43 км | |
|--|--------------------|--------------------|
| | 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 тыс.руб. | 38 547,02 тыс.руб. |
| Суммарные эксплуатационные затраты, тыс. руб. | 290 670,68 | 294 113,84 |
| Суммарные затраты на строительство и эксплуатацию перехода, тыс.руб. | 664 594,28 | 332 660,86 |

7.3.4 Выводы

Ширина и глубина озера на 43 км 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 «Самотлор-Александровская» вызвана тем, что в пойме р. Вах трубопровод проложен с нарушением нормативного заглубления, присутствует оголение участка нефтепровода.

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 «Самотлор-Александровское» предпочтительнее траншейный метод строительства ППМН через пойму реки Вах.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>Финансовый менеджмент; ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 151 |

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Ремонт с заменой трубы магистрального нефтепровода «Самотлор-Александровское» в пойме р. Вах 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.

Замена участка 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 «Самотлор-Александровская» в пойме реки Вах</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Ласточкин</i> | | | <i>Заключение</i> | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Саруев А.Л.</i> | | | | | 152 | 161 |
| <i>Руководитель ООП</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | ТПУ гр. 3-2Б5Д | | |

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.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | Список использованных источников | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- 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) 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.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | Список использованных источников | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- 24.ГОСТ Р 55435-2013. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.
- 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*.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
| | | | | | <i>Список использованных источников</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

- 37.СП 126.13330.2017. Геодезические работы в строительстве. СНиП 3.01.03-84.
- 38.СП 48.13330.2011. Организация строительства. Актуализированная 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.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
| | | | | | <i>Список использованных источников</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

50. ВСН 008-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция.
51. ВСН 009-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты.
52. ВСН 010-88. Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы.
53. ВСН 012-88. Часть 1, 2. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ (с Изменением № 1).
54. ВСН 014-89. Строительство магистральных и промысловых 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

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
| | | | | | <i>Список использованных источников</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

- 61.РД-91.020.00-КТН-170-17. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Электрохимическая защита объектов 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".

| | | | | |
|------|------|----------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |

- 70.РД-93.010.00-КТН-011-15. Магистральный трубопроводный транспорт 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> | | |

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 гнутья 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 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- 87.Толщиномер ультразвуковой СКАТ-4000 / Технический паспорт.- М.: АКА- контроль, 1999.-26с.
- 88.Дефектоскоп ультразвуковой УД2-12/ Технический паспорт.- М.: АКА-контроль, 2001.-18с.
- 89.Аппарат рентгеновский импульсный наносекундный автономный АРИАНА-3/ Технический паспорт.-Технический паспорт.- М.: АКА-контроль, 1999-24с.
- 90.Толщиномер магнитный МТ2003/ Технический паспорт.- М.:АКА-контроль, 2000-13с.
- 91.Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: Учеб.Пособие / Под редакцией Л.И. Быкова -Санкт-Петербург: Недра, 2006.-824 с.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
| | | | | | <i>Список использованных источников</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |