

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

---

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

| Тема работы                                                                                             |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| «Технологии устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций» |

УДК 622.692.4.07:620.1

Студент

| Группа | ФИО           | Подпись | Дата |
|--------|---------------|---------|------|
| 2Б2А   | Працунто Д.З. |         |      |

Руководитель

| Должность | ФИО           | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------|------------------------|---------|------|
| доцент    | Богданов А.Л. | к.т.н, доцент          |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность                         | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------------------|--------------|------------------------|---------|------|
| старший преподаватель кафедры ЭПР | Глызина Т.С. | к.х.н.                 |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность                         | ФИО           | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------------------|---------------|------------------------|---------|------|
| старший преподаватель кафедры ЭБЖ | Алексеев Н.А. | -                      |         |      |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2016г.

# ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА 21.03.01 Нефтегазовое дело

## *Планируемые результаты обучения*

| <i>Код<br/>результата</i>                                                                               | <i>Результат обучения<br/>(выпускник должен быть готов)</i>                                                                                                                                                         | <i>Требования ФГОС,<br/>критериев и/или<br/>заинтересованных<br/>сторон</i>                       |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b><i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b> |                                                                                                                                                                                                                     |                                                                                                   |
| P1                                                                                                      | Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности                                                           | Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)                |
| P2                                                                                                      | Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда                      | Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.                             |
| P3                                                                                                      | Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности                                                                                               | Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23 |
|                                                                                                         |                                                                                                                                                                                                                     |                                                                                                   |
| P4                                                                                                      | Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий                                                                                         | Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)                |
| <b><i>в области производственно-технологической деятельности</i></b>                                    |                                                                                                                                                                                                                     |                                                                                                   |
| P5                                                                                                      | Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов                                                                                                             | Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)  |
| P6                                                                                                      | внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов                                                                                                                    | Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)                                               |
| <b><i>в области организационно-управленческой деятельности</i></b>                                      |                                                                                                                                                                                                                     |                                                                                                   |
| P7                                                                                                      | Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику | Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)                              |
| P8                                                                                                      | Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов                                                                                          | Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)                                              |
| <b><i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i></b>                                 |                                                                                                                                                                                                                     |                                                                                                   |
| P9                                                                                                      | Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли                                                                              | Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)                                            |
| P10                                                                                                     | Планировать, проводить, анализировать,                                                                                                                                                                              | Требования ФГОС ВО                                                                                |

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

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

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

01.06.2016 г.

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)                  | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|
| 31.01.2016    | <i>Введение</i>                                                        |                                    |
| 14.03.2016    | <i>Обзор литературы</i>                                                |                                    |
| 21.03.2016    | <i>Общая часть</i>                                                     |                                    |
| 01.04.2016    | <i>Расчетная часть</i>                                                 |                                    |
| 10.05.2016    | <i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i> |                                    |
| 20.05.2016    | <i>Социальная ответственность</i>                                      |                                    |
| 25.05.2016    | <i>Заключение</i>                                                      |                                    |
| 31.05.2016    | <i>Презентация</i>                                                     |                                    |
|               | <i>Итого</i>                                                           |                                    |

Составил преподаватель:

| Должность | ФИО           | Ученая степень, звание | Подпись | Дата       |
|-----------|---------------|------------------------|---------|------------|
| доцент    | Богданов А.Л. | к.т.н, доцент          |         | 25.01.2016 |

**СОГЛАСОВАНО:**

| Зав. кафедрой | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись | Дата       |
|---------------|----------------|------------------------|---------|------------|
| ТХНГ          | Рудаченко А.В. | к.т.н, доцент          |         | 25.01.2016 |



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

Институт природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»  
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
(Подпись) (Дата) Рудаченко А.В.  
(Ф.И.О.)

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

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

| Группа | ФИО                         |
|--------|-----------------------------|
| 2Б2А   | Працунто Дмитрию Зеноновичу |

Тема работы:

|                                                                                                         |                         |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|
| «Технологии устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций» |                         |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)                                                             | 04.04.2016 г., № 2587/с |

|                                          |               |
|------------------------------------------|---------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 01.06.2016 г. |
|------------------------------------------|---------------|

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |                           |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|
| <b>Исходные данные к работе</b><br><br><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i> | Магистральные нефтепровод |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |                                                  |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|
| <b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b><br><br><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i> |                                                  |
| <b>Перечень графического материала</b><br><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |                                                  |
| <b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b><br><i>(с указанием разделов)</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |                                                  |
| <b>Раздел</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | <b>Консультант</b>                               |
| «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | Глызина Т.С., старший преподаватель кафедры ЭПР  |
| «Социальная ответственность»                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | Алексеев Н.А., старший преподаватель кафедры ЭБЖ |

|                                                                                                 |               |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|
| <b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b> | 25.01.2016 г. |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|

**Задание выдал руководитель:**

|                  |               |                               |                |             |
|------------------|---------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| <b>Должность</b> | <b>ФИО</b>    | <b>Ученая степень, звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| доцент           | Богданов А.Л. | к.т.н, доцент                 |                | 25.01.2016  |

**Задание принял к исполнению студент:**

|               |                           |                |             |
|---------------|---------------------------|----------------|-------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| 2Б2А          | Працуто Дмитрий Зенонович |                | 25.01.2016  |

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

Студенту:

Студенту:

|               |                           |
|---------------|---------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                |
| 2Б2А          | Працуто Дмитрий Зенонович |

|                            |            |                                  |                   |
|----------------------------|------------|----------------------------------|-------------------|
| <b>Институт</b>            | <b>ИПР</b> | <b>Кафедра</b>                   | <b>ТХНГ</b>       |
| <b>Уровень образования</b> | Бакалавр   | <b>Направление/специальность</b> | Нефтегазовое дело |

|                            |            |                                  |                   |
|----------------------------|------------|----------------------------------|-------------------|
| <b>Институт</b>            | <b>ИПР</b> | <b>Кафедра</b>                   | <b>ТХНГ</b>       |
| <b>Уровень образования</b> | Бакалавр   | <b>Направление/специальность</b> | Нефтегазовое дело |

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

|                                                                                                                                             |  |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|
| <i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> |  |
| <i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>                                                                                           |  |
| <i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>                                  |  |

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

|                                                                                                                    |  |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|
| <i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>                                                     |  |
| <i>2. Разработка устава научно-технического проекта</i>                                                            |  |
| <i>3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i> |  |
|                                                                                                                    |  |

## **Перечень графического материала**

|                                                            |
|------------------------------------------------------------|
| <i>1. Оценка конкурентоспособности технических решений</i> |
| <i>2. Матрица SWOT</i>                                     |
| <i>3. График проведения и бюджет НТИ</i>                   |

|                                                             |            |
|-------------------------------------------------------------|------------|
| <b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b> | 20.04.2016 |
|-------------------------------------------------------------|------------|

**Задание выдал консультант:**

| Должность                         | ФИО          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата       |
|-----------------------------------|--------------|---------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель кафедры ЭПР | Глызина Т.С. | к.х.н.                    |         | 20.04.2016 |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                       | Подпись | Дата       |
|--------|---------------------------|---------|------------|
| 2Б2А   | Працуто Дмитрий Зенонович |         | 20.04.2016 |



**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА**  
**«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

|               |                             |
|---------------|-----------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                  |
| 2Б2А          | Працунто Дмитрию Зеноновичу |

|                            |             |                                  |                                                                                                                                                 |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Институт</b>            |             | <b>Кафедра</b>                   |                                                                                                                                                 |
| <b>Уровень образования</b> | бакалавриат | <b>Направление/специальность</b> | 21.03.01 «Нефтегазовое дело»<br>профиль <u>«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</u> |

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |  |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|
| <b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |  |
| 1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i> <ul style="list-style-type: none"><li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li><li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li><li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li><li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li></ul> |  |
| 2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |  |
| <b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |  |
| 1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"><li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li><li>– действие фактора на организм человека;</li><li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li><li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li></ul>                                                                                                                                                                            |  |
| 2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности <ul style="list-style-type: none"><li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li><li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li><li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li></ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |  |

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |  |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                         |  |
| <p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul> |  |
| <p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>                      |  |
| <p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>                                                                                                                              |  |
| <b>Перечень графического материала:</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |  |
| При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |  |

|                                                             |                 |
|-------------------------------------------------------------|-----------------|
| <b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b> | <b>20.04.16</b> |
|-------------------------------------------------------------|-----------------|

**Задание выдал консультант:**

| Должность                          | ФИО           | Ученая степень, звание | Подпись | Дата     |
|------------------------------------|---------------|------------------------|---------|----------|
| Старший преподаватель кафедры ЭБЖД | Алексеев Н.А. | -                      |         | 20.04.16 |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                       | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|------|
| 2Б2А   | Працуто Дмитрий Зенонович |         |      |

## РЕФЕРАТ

Выпускная аттестационная работа 105 с., 16 рис., 13 табл., 25 источников.

Ключевые слова: технологии, устранение дефекта, магистральный нефтепровод, ремонтная конструкция, метод.

Объектом исследования является (ются) магистральный нефтепровод.

Цель работы – выявление наиболее оптимальной технологии устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций.

В процессе исследования проводились: анализ технологий устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций, рассмотрение технологии устранения дефекта на конкретном магистральном нефтепроводе, расчет на прочность и устойчивость магистрального нефтепровода.

В результате исследования: на основе проведенного анализа была выявлена наиболее оптимальная технология для устранения дефекта магистрального нефтепровода.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: описана технология устранения дефекта на магистральном нефтепроводе методом установки ремонтной конструкции на конкретном магистральном нефтепроводе.

Степень внедрения: на объекте исследования применена композитно-муфтовая технология.

Область применения: композитно-муфтовая технологии подходит для устранения различных типов дефектов металла трубы и сварных швов магистральных нефтепроводов.

Экономическая эффективность/значимость работы: результаты расчета указывают на высокую эффективность применения композитно-муфтовой технологии для устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций.

В будущем планируется: поиск и разработка такого композитного состава для композитно-муфтовой технологии, который можно будет использовать в любых температурных условиях.

# ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

## Определения

В настоящей работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**выборочный ремонт трубопровода:** ремонт отдельной секции трубопровода или группы секций, расположенных на расстоянии до 100 м друг от друга и содержащих дефекты, подлежащие ремонту.

**особенность:** Отклонение параметров стенки, сварных швов, геометрических форм трубы в пределах требований нормативных документов, а также соединительные и конструктивные детали трубопровода.

**дефект:** Каждое отдельное несоответствие требованиям, установленным в действующей нормативной документации, стенки, сварных швов, геометрических форм трубы, а также соединительных, конструктивных деталей и приварных элементов.

**ремонтная конструкция:** Конструкция, установленная на трубопроводе для ремонта дефектов.

## Обозначения и сокращения

В настоящем документе применены следующие обозначения и сокращения:

ВТД – внутритрубная диагностика;

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;

КМТ – композитно-муфтовая технология;

НПС – нефтеперекачивающая станция.

## Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты и руководящие документы:

ГОСТ Р ИСО 26000-2012 Руководство по социальной ответственности.

ГОСТ 12.1.003 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.030 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление

ГОСТ 12.1.038 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов

ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрация. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.046-85 ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно – гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.008-78 Биологическая безопасность

Оглавление

Введение..... 17

Обзор литературы ..... 19

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ ..... 21

1.1 Проведение комплексной диагностики нефтепровода ..... 21

1.2. Состав и порядок проведения работ по диагностированию ..... 22

1.3. Методы устранения дефектов на магистральных нефтепроводах технологиями установкой ремонтных конструкций ..... 29

1.3.1 Виды ремонтных конструкций ..... 30

1.3.2 Требования к проведению ремонта и ремонтным конструкциям..... 37

1.3.3 Технология бандажирования ..... 39

1.3.4 Сравнение технологий ремонта методом установки муфт ..... 41

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ..... 45

2.1. Общее описание участка нефтепродуктопровода ..... 45

2.2. Технические решения и характеристика ремонтируемого дефекта ..... 46

2.3. Отвод земель..... 47

2.4. Сведения о местах размещения баз материально-технического обеспечения..... 48

2.5. Определение последовательность ремонта на основе обоснования организационно-технологической схемы ..... 50

2.5.1 Обозначение коммуникаций и передача участка трубопровода подрядчику ..... 54

2.5.2 Оформление разрешительной документации на производство ремонтных работ ..... 55

|           |                |          |         |      |                                                                                                       |  |  |
|-----------|----------------|----------|---------|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|--|
|           |                |          |         |      | Технологии устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций |  |  |
| Изм.      | Лист           | № докум. | Подпись | Дата |                                                                                                       |  |  |
| Разраб.   | Працунто Д.З.  |          |         |      | Оглавление                                                                                            |  |  |
| Руковод.  | Богданов А.Л.  |          |         |      |                                                                                                       |  |  |
| Консульт. |                |          |         |      |                                                                                                       |  |  |
| Зав. Каф. | Рудаченко А.В. |          |         |      |                                                                                                       |  |  |
|           |                |          |         |      | ТПУ гр. 2Б2А                                                                                          |  |  |

|                                                                                                |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 2.5.3 Доставка технических средств, оборудования и строительных материалов .....               | 56 |
| 2.5.4 Устройство временных переездов.....                                                      | 56 |
| 2.5.5 Методы производства работ .....                                                          | 57 |
| 2.5.6 Определение и обозначение местоположения дефекта .....                                   | 58 |
| 2.5.7 Вскрытие трубопровода .....                                                              | 59 |
| 2.5.8 Уточнение местоположения дефекта.....                                                    | 60 |
| 2.5.9 Снятие изоляции .....                                                                    | 61 |
| 2.5.10 Проведение дополнительного дефектоскопического контроля                                 | 61 |
| 2.5.11 Монтаж ремонтной конструкции .....                                                      | 62 |
| 2.5.12 Восстановление изоляции .....                                                           | 66 |
| 2.5.13 Засыпка котлована .....                                                                 | 67 |
| 3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ .....                                                                       | 68 |
| 3.1. Проверка прочности подземного трубопровода в продольном направлении .....                 | 68 |
| 3.2. Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций.....                      | 70 |
| 3.3. Проверка общей устойчивости нефтепровода в продольном направлении .....                   | 72 |
| 4. Финансовый менеджмент, РЭ и РС .....                                                        | 76 |
| 4.1. SWOT – анализ.....                                                                        | 76 |
| 4.2. Оценка готовности проекта к коммерциализации .....                                        | 78 |
| 4.3. Планирование управления научно-техническим проектом .....                                 | 80 |
| 4.4. Основные риски .....                                                                      | 82 |
| 4.5. Затраты на проведение ремонта и обоснование экономической эффективности.....              | 83 |
| 5. Социальная ответственность .....                                                            | 88 |
| 5.1. Производственная безопасность .....                                                       | 88 |
| 5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению..... | 89 |

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

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению..... 93

5.2. Экологическая безопасность ..... 94

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях ..... 97

5.3.1 Действия персонала в случае чрезвычайной ситуации..... 99

5.3.2 Мероприятия по предотвращению загрязнения в случае чрезвычайной ситуации..... 100

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ..... 100

5.5. Оценка степени загрязнения окружающей среды в случае чрезвычайной ситуации..... 101

5.5.1 Оценка степени загрязнения земель ..... 101

5.5.2 Оценка степени загрязнения атмосферного воздуха ..... 102

Заключение ..... 103

Список использованных источников ..... 104



Введение

Надежное функционирования магистральных нефтепроводов тесно связана с работоспособностью труб и напрямую зависит от их несущей способности, которая в процессе длительной эксплуатации магистральных нефтепроводов неуклонно снижается из-за развития дефектного состояния. В настоящее время снижение аварийности и повышение безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов являются приоритетными задачами технической политики абсолютно всех компаний, которые занимаются магистральным транспортом нефти.

Радикальным способом восстановления работоспособности магистральных нефтепроводов является вырезка дефектных участков с последующей их заменой и вваркой новых участков, который требует остановки перекачки. Однако по мере увеличения числа дефектов объем вырезки и замена труб достигают таких размеров, которые неприемлемы по материально-техническим затратам. Согласно этому, в зарубежной и российской практике ремонта магистральных нефтепроводов широкое развитие получили ремонтные технологии, которые не требуют вырезки дефектных участков и остановки транспортировки продукта, а именно технологии устранения дефектов методом установки ремонтных конструкций. В связи с этим поставленная тема выпускной квалификационной работы является актуальной.

Основные задачи, которые были поставлены:

- 1. анализ технологий устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций;
- 2. рассмотрение технологии устранения дефекта методом установки

|           |      |                |         |      |                                                                                                       |  |              |      |
|-----------|------|----------------|---------|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|--------------|------|
|           |      |                |         |      | Технологии устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций |  |              |      |
| Изм.      | Лист | № докум.       | Подпись | Дата |                                                                                                       |  |              |      |
| Разраб.   |      | Працунто Д.З.  |         |      | Введение                                                                                              |  | Лит.         | Лист |
| Руковод.  |      | Богданов А.Л.  |         |      |                                                                                                       |  |              |      |
| Консульт. |      |                |         |      |                                                                                                       |  |              |      |
| Зав. Каф. |      | Рудаченко А.В. |         |      |                                                                                                       |  |              |      |
|           |      |                |         |      |                                                                                                       |  | ТПУ гр. 2Б2А |      |

ремонтной конструкций на конкретном магистральном нефтепроводе;

3. проведение расчета на прочность и устойчивость магистрального нефтепровода.

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

Обзор литературы

При написании данной выпускной квалификационной работы были использованы ряд законодательных документов научная и учебно-методическая литература, и зарубежная статья.

На основании руководящих документов РД-23.040.00-КТН-140-11 Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, РД-75.180.00-КТН-164-06 Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов, РД-19.100.00-КТН-001-10 Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов, РД-23.040.00-КТН-386-09 Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 МПа», учебно-методической литературы Лисина Ю.В., Сощенко А.Е. «Технологии магистрального нефтепроводного транспорта России» был произведен анализ основных нормативных требований к технологиям устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций.

На основании статьи Fletcher S. US Senate ready to act on pipeline safety, работы Черняева К.В., Васина Е.С. Система безопасной эксплуатации и продления срока службы магистральных нефтепроводов и руководящего документа РД-23.040.00-КТН-140-11 Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов был проведен анализ технологий устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций, расчет на прочность и устойчивость трубопровода.

|           |                |          |         |      |                                                                                                       |  |              |      |
|-----------|----------------|----------|---------|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|--------------|------|
|           |                |          |         |      | Технологии устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций |  |              |      |
| Изм.      | Лист           | № докум. | Подпись | Дата |                                                                                                       |  |              |      |
| Разраб.   | Працунто Д.З.  |          |         |      | Обзор литературы                                                                                      |  | Лит.         | Лист |
| Руковод.  | Богданов А.Л.  |          |         |      |                                                                                                       |  |              |      |
| Консульт. |                |          |         |      |                                                                                                       |  |              |      |
| Зав. Каф. | Рудаченко А.В. |          |         |      |                                                                                                       |  |              |      |
|           |                |          |         |      |                                                                                                       |  | ТПУ зр. 2Б2А |      |

Также был рассмотрен ряд законодательных документов, таких как: ГОСТ Р ИСО 26000-2012 «Руководство по социальной ответственности»; и Федеральный Закон №116 О промышленной безопасности опасных производственных объектов.

В разделе «Социальная ответственность» для оценки степени загрязнения земель и атмосферного воздуха при аварийной ситуации была использована методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах утв. Минтопэнерго РФ 1 ноября 1995 г.

Расчёт трубопровода на прочность производился в соответствии со СНиП 2.05.06-85\* «Магистральные трубопроводы».

В расчетной части для проверки устойчивости и прочности нефтепровода использовался документ СНиП 2.05.06-85\* «Магистральные трубопроводы».

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

1. Анализ технологий устранения дефектов на магистральном не

1.1 Проведение комплексной диагностики нефтепровода

При транспортировании достаточно больших объемов нефти нужно обеспечить надежность нефтепроводов магистральных и предупреждение аварий, отказов. Старение естественное нефтепроводов магистральных, а также значительное увеличение требований к их безопасности с точки зрения экологии – являются характерными особенностями по условию работы трубопроводного нефтяного транспорта. Данные моменты определяют главные пути направления для совершенствования предупреждающей системы и ликвидации ситуаций чрезвычайных в отрасли.

Система диагностики, которая проводится внутритрубно, является составной основной частью системы диагностики линейного элемента магистральных нефтепроводов. Когда проводят диагностирование участка нефтепровода, то предусматривают безопасность всех видов работ. Техническая диагностика содержит задачи, которые заключаются в определении существования и, соответственно, параметров дефектов трубной стенки и сварных швов (основываясь на информации, которая получается после проведения внутритрубной инспекции частей магистрального нефтепровода), классификации дефектов по степени принятия решения и степени опасности:

- возможность эксплуатации нефтепроводов магистральных на режимах проектных;
- необходимость перехода на эксплуатацию в пониженном режиме;
- необходимость проведения ремонта части нефтепровода (должна быть точная локализация мест проведения).

|           |      |                |         |      |                                                                                                       |  |              |      |
|-----------|------|----------------|---------|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|--------------|------|
|           |      |                |         |      | Технологии устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций |  |              |      |
| Изм.      | Лист | № докум.       | Подпись | Дата |                                                                                                       |  |              |      |
| Разраб.   |      | Працунто Д.З.  |         |      | Общая часть                                                                                           |  | Лит.         | Лист |
| Руковод.  |      | Богданов А.Л.  |         |      |                                                                                                       |  |              |      |
| Консульт. |      |                |         |      |                                                                                                       |  |              |      |
| Зав. Каф. |      | Рудаченко А.В. |         |      |                                                                                                       |  |              |      |
|           |      |                |         |      |                                                                                                       |  | ТПУ зр. 2Б2А |      |

Диагностика техническая (ТД) предполагает определение состояния объектов с конкретной точностью, учитывая что в качестве результата данного процесса должно быть заключение, содержащее в себе техническое состояние объекта с указанием местоположения, а при необходимости, причины и вида дефекта.

Современные системы технической диагностики помимо того, что выступают в качестве средств получения информации об фактическом состоянии трубопровода на этапах эксплуатации и сооружения, но и являются органами, которые контролируют управление качества и надежности.

Техническая диагностика позволяет оценивать объективную экологическую ситуацию на тех этапах, на которых происходит строительство и эксплуатация нефтепроводов, в тех зонах, в которых происходит непосредственное техногенного воздействие объекта.

**1.2. Состав и порядок проведения работ по диагностированию**

Внутритручную инспекцию проводят после того, как завершается подготовка участка нефтепровода магистрального к диагностированию предприятием, которое эксплуатирует диагностируемый участок нефтепровода, а также после того, как будет направлена документация предприятию, выполняющему диагностические работы, которая в свою очередь будет подтверждать эту готовность. За проведение диагностических работ по диагностике на рассматриваемом участке магистрального нефтепровода ответственными являются главные инженеры эксплуатирующих предприятий. Диагностическая готовность обеспечивается за счет проверки исправности запорной арматуры и камеры пуска-приема, создания необходимых нефтяных запасов для того, чтобы были обеспечены объемы перекачки в соответствии с режимами, проведения очистки внутренней трубопроводной полости. Возможность попадания осадка в транспортируемую нефть из резервуара должна быть предотвращена, если используются запасы нефти из резервуаров.

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

Необходимый контроль участка нефтепровода магистрального достигается при реализации четырехуровневой интегрированной системы диагностирования, которая предусматривает особенности трубопровода, которые выходят за пределы допустимых значений и которые оговорены в утвержденных методиках, и определение параметров дефектов, таких как:

- особенности трубопровода, которые ведут к уменьшению его проходного сечения, дефект геометрии (гофры, вмятины, гофр, трубопроводные элементы арматуры выступающие внутрь трубы, овальность поперечного сечения);
- расслоения, включения в стенку трубы, потеря металла, которая уменьшает толщину трубопроводной стенки (царапина, коррозионная язва, вырыв металла, царапина и т.п.);
- трещиноподобные дефекты в сварных кольцевых швах, поперечные трещины;
- продольные трещины в трубопроводном теле, трещиноподобные дефекты в сварных продольных швах и продольные трещины.

Комплексы технических средств, которые соответствуют типам определяемых дефектов, применяются при проведении работ по инспекции внутритрубной.

На первом диагностическом уровне (участки, которые обследуются впервые), получается информацию о дефектах геометрии трубопровода и особенностях, которые вызывают уменьшение его проходного сечения. Чтобы получить такую информацию, нужно использовать комплекс технических средств в составе снаряда-профилемера и скребка-калибра. Диагностические работы начинаются с пропуска скребка-калибра, который снабжен дисками для калибровочными, которые, в свою очередь, укомплектованы мерными тонкими пластинами. Калибровочные диски должны иметь, который составляет 70% и 85% от наружного трубопроводного диаметра. После прогона по состоянию пластин (отсутствию или наличию изгиба) определяют минимального проходное сечения участка нефтепровода, которое является

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

предварительным. Безопасное минимальное значение проходного сечения для пропуска профилемера стандартного составляет 70% от наружного трубопроводного диаметра. После успешного пропуска калибра-скребка, а именно, после подтверждения проходного трубопроводного сечения, которое необходимо для безопасного пропуска профилемера, для получения полноценной информации связанной с внутренней геометрией трубопровода на всем протяжении осуществляется пропуск двукратный профилемера-снаряда, который определяет дефекты, такие как: гофры, вмятины, наличие особенностей, таких как: элементы арматуры трубопровода, которые выступают внутрь, подкладные кольца, сварных швы. В первого пропуске профилемера маркерные передатчики устанавливаются с интервалом от 5 до 7 километров. Во время второго и последующих пропусков профилемера установка маркеров производится только в тех точках, в которых по результатам первого пропуски были обнаружены сужения, которые уменьшают проходное трубопроводное сечение от максимального согласованного уровня диаметра наружного, который представляется в таблицах отчета технического по результатам профилимерного прогона. Предприятие, которое эксплуатирует участки нефтепровода, по результатам профилиметрии, устраняет сужения, которые уменьшают проходное сечение на величину менее 85 процентов от наружного трубопроводного диаметра.

Во время второго уровня диагностирования производится выявление дефектов типа потеря металла, которые вызывают уменьшение толщины трубопроводной стенки, а также включений и расслоений в трубопроводной стенке трубы с использованием комплекса технических средств, в состав которого входят: снаряд-профилемер ультразвуковой дефектоскоп-снаряд с установленными радиально ультразвуковыми датчиками; специальные (щеточные) и стандартные скребки очистные; скребок-калибр.

Во время третьего уровне диагностирования производится выявление трещиноподобных дефектов в кольцевых сварных швах и поперечных трещин с использованием комплекса технических средств, в состав которого входят:

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



магнитный снаряд-дефектоскоп, магнитный скребок, снаряд-шаблон, стандартный и специальный (щеточный и магнитный) очистные скребки.

Во время четвертого уровне диагностирования производится выявление трещиноподобных дефектов и трещин в продольных сварных швах, продольных трещин в трубной стенке, с применением комплекса технических средств, в состав которого входят: ультразвуковой снаряд-дефектоскоп с наклонно расположенными датчиками ультразвуковыми, скребок-калибр, снаряд-профилемер, скребок-калибр, специальные (щеточные) и стандартные очистные скребки.

Во время первого запуске дефектоскопов-снарядов установка маркеров осуществляется с интервалом 1,5 - 2 километра. Во время второго пропуска дефектоскопов-снарядов производится установка маркеров в тех точках, где по итогам первого пропуска дефектоскопа-снаряда имели место потери информации и где были пропущенные маркерные пункты во время первого пропуска.

С помощью пропуска снаряда-калибра с мерными калибровочными дисками проводится контроль качества подготовки участка магистрального нефтепровода к диагностированию. В обязательном порядке заказчик должен оформить акт по пропуску очистных устройств и снарядов-калибров с подробным перечислением их технического состояния перед пуском и после, при это он должен обращать внимание на деформацию калибровочных дисков и целостность манжет. Если обнаруживаются механических повреждения снарядов-калибров, то заказчик должен выявить причины повреждения и устранить их. Если возможность точного определения на участке, который предназначен для диагностирования, места, на котором произошло повреждение снаряда-калибра, отсутствует, то такой участок диагностированию до того, как не устранятся дефекты, которые препятствует прохождению ВИС, не подлежит [2].

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

Отделом эксплуатации ОАО «МН» осуществляется контроль и организация при выполнении работ по подготовке участка магистрального нефтепровода к диагностированию.

Скребки очистные типа СКРІ-1 и СКРІ.

Данные виды скребкой предназначены для очистки внутренней полости нефтепровода от смолистопарафиновых отложений, глиняных тампонов и грязи, а также удаления посторонних предметов.

Рабочая среда для данных скребков является нефтепродукты и нефть.

Для получения при пропуске дефектоскопа достоверных данных необходима качественная очистка, она и является необходимым условием для получения этих данных.

Перемещение скребка и его подъем за корпус скребка или за кольцо, которое расположено на бампере.

Профилемеры «Калипер».

Чтобы оценить возможность обследования нефтепровода внутритручными дефектоскопами-снарядами, нужно оценить и измерить радиус отвода трубы и внутренне проходное сечение. Профилемеры предназначены именно для этого.

Особенности и обнаруживаемые дефекты:

- отклонения геометрические типа геометрические отклонения типа овальностей, сужений, гофров, вмятин, радиусных (криволинейных) изгибов и т.д.;
- возможно определение наличия дефектов в поперечных сварных швах.

Наличие особенностей и дефектов на нефтепроводе, места их расположения и геометрические параметры определяются по итоговым данным профилометрии после пропуска профилимера по нефтепроводу.

При залегании трубы до двух метров по сигналам приемопередатчика Обнаружение снаряда в нефтепроводе осуществляется локатором.

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

Перемещение и подъем профилимера производится за корпус при помощи траверсы и мягких поясов.

Во время прохождения участка профилимер производит измерение углов поворота колен (криволинейных участков) и радиуса кривизны колен [1].

Ультразвуковой дефектоскоп-снаряд «Ультраскан» WM.

Данный вид дефектоскопов предназначен для определения дефектов стенки трубы используя метод ультразвуковой толщинометрии при помощи ультразвуковых датчиков, которые установлены радиально. Расположение дефекта и его наличие в стенке трубы определяется на основании времени прихода сигналов (ультразвуковых), которые отражаются от неоднородности внутри стенки трубы или наружной и внутренней поверхности, то есть позволяет определять внутренние потери металла, помимо наружных потерь, а также различного рода несплошности в металле трубы: включения шлаковые, расслоения.

Для введения ультразвуковых волны между стенкой трубы и датчиками необходимо обеспечить акустический контакта. При этом между поверхностью трубы и датчиком нет прямого контакта. Через слой жидкости осуществляется ввод ультразвуковых колебаний. Акустический контакт при внутритрубном контроле нефтепровода обеспечивает нефть.

Для нефтепроводов диаметром до 820 мм дефектоскоп используется 2-5 секционный, а для нефтепроводов 1020 мм данный вид дефектоскопов используется в односекционном исполнении.

Данные снаряды могут выявлять дефекты, такие как:

- внешнюю и внутреннюю коррозию;
- надрезы, царапины, которые вызывают потерю металла;
- эрозию;
- шлаковые включения;
- расслоения.

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

Осуществление информационного сбора о параметрах дефектов реализуется посредством измерения времени прихода сигналов ультразвуковых датчиков, которые отражаются от внешней и внутренней и стенок трубы.

Дефектоскоп оснащен аппаратурой записи и обработки информации, опроса ультразвуковых датчиков, датчиков дистанции, углового положения и маркера, контроля питания.

За обеспечение последовательного возбуждения ультразвуковых датчиков через каждые 3,3 мм и регистрацию сигналов при движении прибора со скоростью 2 м/с отвечает ультразвуковая аппаратура.

За автономное выключение и включение питания, которые параметрически запрограммированы, за выдачу сигналов на запуск датчиков (ультразвуковых), а также за контроль состояния батарей отвечает аппаратура контроля батарейного питания.

Магнитный дефектоскоп «Калипер».

Данный вид дефектоскопов проводит высокоточную дефектоскопию нефтепроводов посредством метода регистрации рассеяния магнитного потока. С помощью данного дефектоскопа возможно, помимо обнаружения, определение размеров поперечных трещин и дефектов потери металла по всей окружности нефтепровода.

Особенности и обнаруживаемые дефекты:

- 1. дефекты потери металла, которые связаны с зазубринами;
- 2. дефекты потери металла в зоне кольцевых швов, дефекты потери металла, связанные с коррозией (внутренней и внешней), дефекты потери металла, которые находятся под кожухами, дефекты потери металла, которые связаны с вмятинами;
- 3. дефекты потери металла, которые связаны с заводскими дефектами;
- 4. дефекты потери металла, которые расположены под ремонтными муфтами;

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

- 5. возможность использования для определения дефектов сварных швов (продольных, кольцевых, и спиральных);
- 6. трещины по окружности (поперечные) внутри кольцевых швов, аномалии сварных соединений;
- 7. любые поперечные трещины, которые связаны с вмятинами;
- 8. заводские металлургические дефекты;
- 9. изменения толщины стенки (номинальной);
- 10. расслоение поверхности труб.

**1.3. Методы устранения дефектов на магистральных нефтепроводах технологиями установкой ремонтных конструкций**

Устранением дефекта на магистральном нефтепроводе является восстановление его несущей способности до уровня, который имеет бездефектный нефтепродуктопровод, на все время его дальнейшей эксплуатации.

Ремонтная конструкция – конструкция, которая устанавливается на нефтепровод для ремонта дефекта.

ОАО «АК «Транснефть» в РД [3] все технологии устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций подразделяет на:

- временные – восстанавливающие несущую способность дефектных секций на ограниченный период времени;
- постоянные – восстанавливающие несущую способность дефектных секций на все время их дальнейшей эксплуатации.

Данная классификация была получена путем испытания труб с дефектами, которые были отремонтированы различными видами ремонтных конструкций. А именно, проводились анализ и исследования состояния реальных нефтепроводов специалистами компании, которые позволили определить зависимости, основываясь на которых можно найти максимальное напряженное состояние, а также провести проверочный расчет прочности

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

нефтепровода при определенных параметрах состояния. Проводились испытания на долговечность натуральных образцов труб и определение несущей способности каждой ремонтной конструкции при статическом нагружении повышенным внутренним давлением [1].

К временным методам ремонта относится установка ремонтных конструкций, представляющие собой необжимные приварные муфты.

К постоянным методам ремонта относится установка ремонтных конструкции, таких как:

- обжимные приварные муфты
- композитные муфты
- галтельные муфты
- патрубок с эллиптическим днищем и усиливающей накладкой
- муфтовые тройники
- герметизирующие чопы.

**1.3.1 Виды ремонтных конструкций**

ОАО «АК «Транснефть» за огромный период своего существования разработала обширный список видов ремонтных конструкций. Конкретный вид конструкции подходит под конкретный тип дефекта.

Муфты необжимные приварные.

Данный тип муфт используется для временного ремонта магистральных нефтепроводов, когда возникает необходимость аварийного ремонта. Установка данных муфт разрешается только с учетом последующей их заменой на ремонтные конструкции, которые относятся с постоянным методам ремонта. ОАО «АК «Транснефть» предлагает следующие виды необжимных приварных муфт:

- приварную необжимную муфту типа В1 с наличием технологических колец, имеющая полость длиной более 100 мм, которая в свою очередь заполняется антикоррозионной жидкостью (рис. 1.1).

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

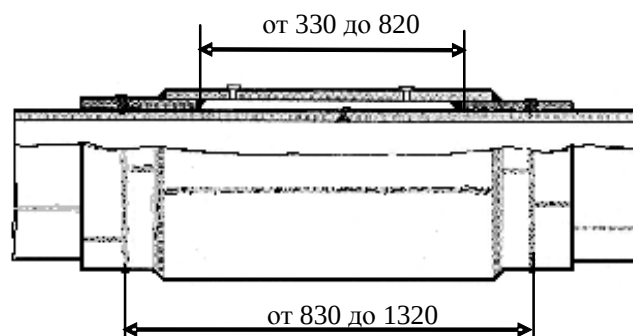


Рисунок 1.1 – Муфта необжимная типа В1 [3]

- необжимную приварную муфту типа В2, которая имеет конические переходы от цилиндрической муфтовой части к поверхности трубы и большие размеры, типа В2 (рис. 1.2).

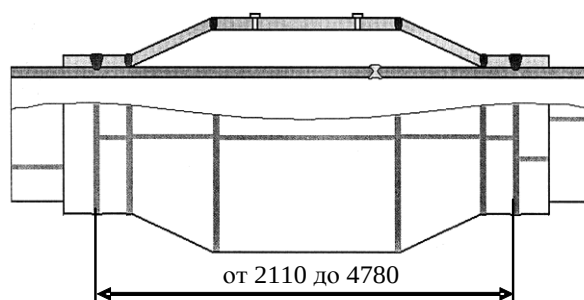


Рисунок 1.2 – Необжимная муфта типа В2 [3]

### Муфты композитные.

Данный тип муфт представляет из себя несколько идентичных модулей, которые устанавливаются на нефтепровод с некоторым зазором и свариваются между собой, зазор в свою очередь заполняется композитным составом.

Данная технология является достаточно универсальным методом, позволяющим выполнять постоянный ремонт нефтепроводов, имеющих диаметр от 325 до 1220 мм.

Подходит для ремонта внешних потерь металла, имеющих любую протяженность до длины одной секции нефтепровода, имеющих глубину до 75% от толщины стенки трубы и ширину до 60% от длины трубной окружности. ОАО «АК «Транснефть» предлагает следующих виды конструкции данных данной ремонтной технологии:

- композитная муфта типа П1 и П1ВД (рис. 1.3);

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

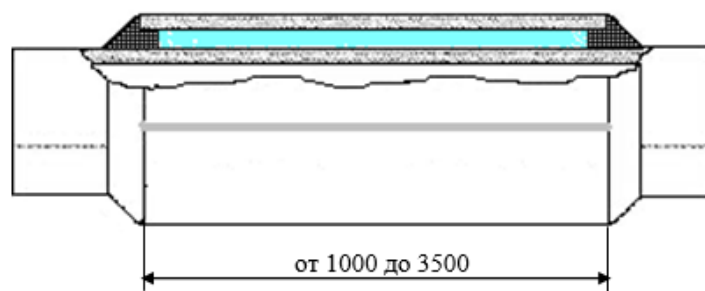


Рисунок 1.3 – Композитная муфта композитная типа П1 и П1ВД [3]  
композитная муфта типа (П1П7), предназначенная для ремонта патрубков и  
отверстий (рис. 1.4);

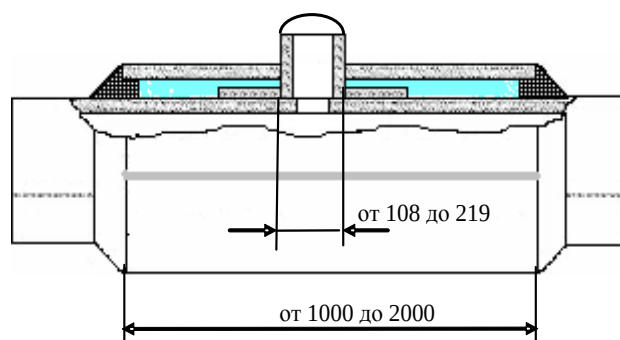


Рисунок 1.4 – Композитная муфта типа П1П7 [3]

- муфта композитная типа П1В, предназначенная для ремонта  
вантузов (рис. 1.5).

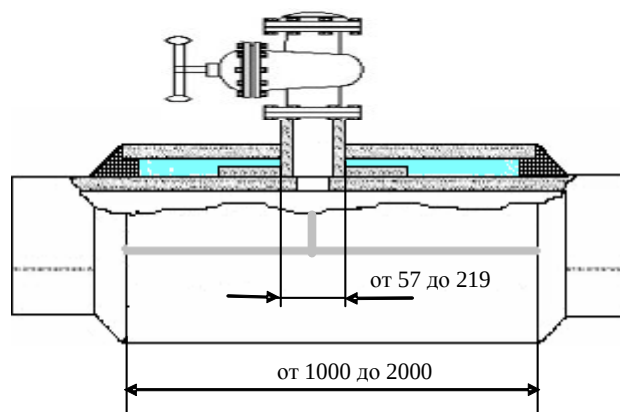


Рисунок 1.5 – Композитная муфта типа П1В [3]

#### Муфты обжимные приварные.

При установке данных муфт решаются задачи герметизации и герметизации дефектов, за счет приварки муфт с помощью кольцевых швов к рабочему нефтепроводу практически без зазора между нефтепроводам и муфтой.

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



С помощью данной технологии имеется возможность ремонта участков непрерывной протяженности, достигающих 10 м и выше.

Экспериментально установлено, что рассматриваемый тип муфт компенсирует от 35 до 70 % напряжений в нефтепроводе в месте установки, соответственно снижая вероятность разрушения участка нефтепровода с дефектом [1].

ОАО «АК «Транснефть» предлагает только один вид конструкции данной технологии типа П2В2 (рис. 1.6).

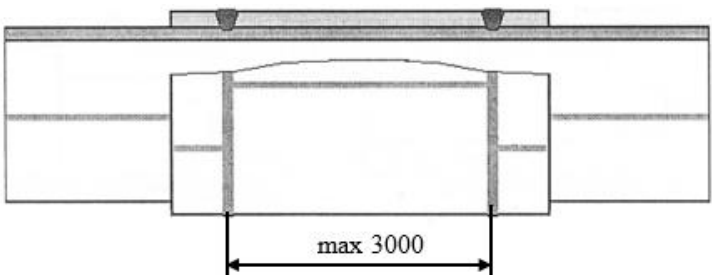


Рисунок 1.6 – Стальная обжимная муфта типа П2В2 [3]

Галтельные муфты.

Данный тип муфт приваривается к нефтепроводу для ремонта дефектов, которые возникают на поперечных сварных швах, и имеющая полость шириной до 100 мм, которая в свою очередь заполняется антикоррозионной жидкостью.

ОАО «АК «Транснефть» предлагает следующие виды конструкций данной технологии:

- муфта галтельная типа ПЗ и ПЗВД, предназначенная для ремонта поперечных сварных швов (рис. 1.7);

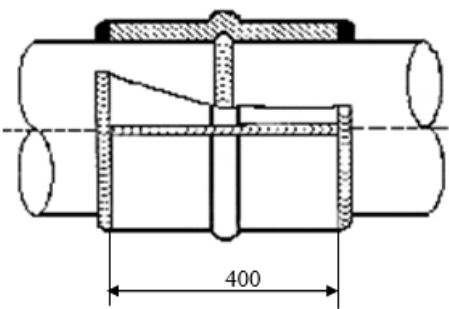


Рисунок 1.7 – Муфта галтельная типа ПЗ и ПЗВД [3]

- муфта галтельная типа П4 и П4ВД, предназначенная для ремонта возникших на поперечных сварных швах и чопах, имеющая короткую полость, которая в свою очередь заполняется антикоррозионной жидкостью (рис. 1.8);

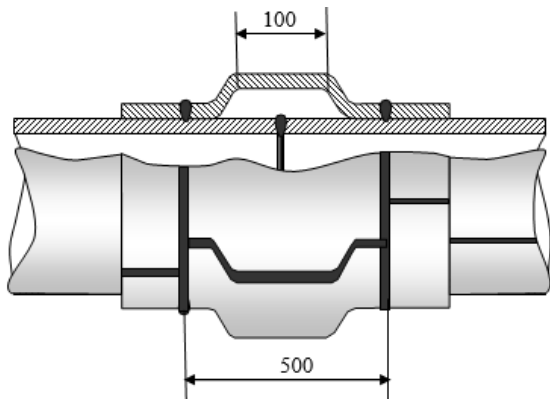


Рисунок 1.8 - Муфта галтельная типа П4 и П4ВД [3]

- муфта галтельная сварная П5, предназначенная для ремонта дефектов, возникших на поперечных сварных швах, имеющая технологические кольца (рис. 1.9);

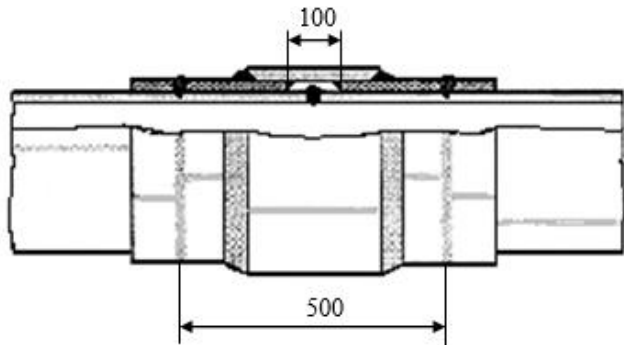


Рисунок 1.9 - Муфта галтельная сварная типа П5 [3]

- муфта галтельная удлиненная сварная типа П5У, предназначенная для ремонта дефектов, возникших на поперечных сварных швах и на стенке трубы, которые примыкают к поперечному сварному шву, а также расположенных в зоне в каждую сторону от поперечного сварного шва шириной до равной  $0,75 \cdot D_N - 100$  (рис. 1.10);

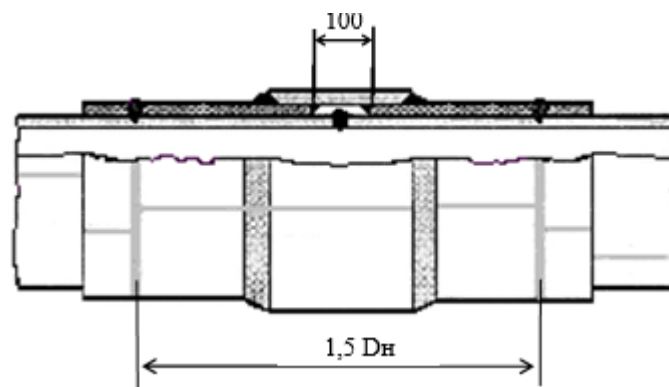


Рисунок 1.10 – Муфта галтельная удлиненная сварная типа П5У [3]

- муфта удлиненная галтельная типа П6, П6ВД, предназначенная для ремонта гофр и заполняемая антикоррозионной жидкостью (рис.1.11);

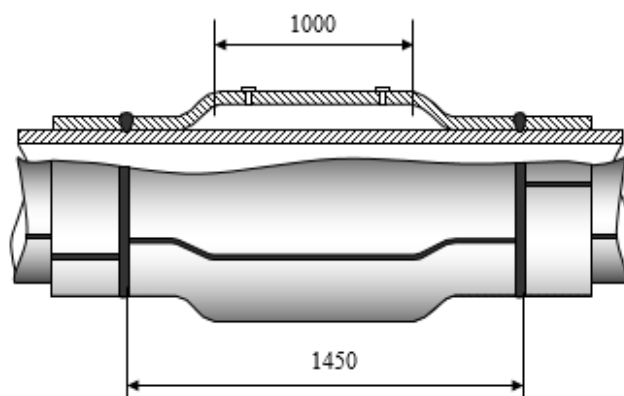


Рисунок 1.11 - Муфта удлиненная галтельная типа П6, П6ВД [3]

#### Патрубки.

Ремонтная конструкция в виде приварного патрубка представляет собой конструкцию, состоящую из трех элементов: эллиптической заглушки, усиливающего воротника и патрубка. Изготовление патрубков производится в соответствии утвержденным технологическим процессом, техническим условиям. Они должны иметь сертификаты на применяемые материалы, паспорт и маркировку.

Данный вид ремонтных конструкций предназначен для ремонта отверстий и патрубков.

ОАО «АК «Транснефть» предлагает только один вид конструкции данной технологии типа П7 (рис. 1.13):

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

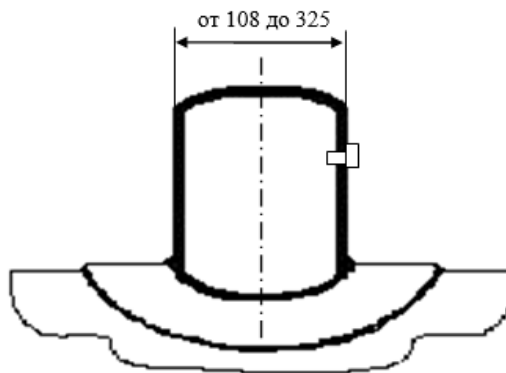


Рисунок 1.13 - Патрубок с усиливающей накладкой типа П7 [3]

Тройники муфтовые.

Существует несколько видов муфтовых тройников для ремонта нефтепроводов, предназначенных для ремонта дефектного участка нефтепровода, в зависимости от его особенности:

- тройник муфтовый типа П8 и П8ВД, предназначенный для ремонта сигнализаторов пропуска средств диагностики и очистки, вантузов, патрубков и отверстий (рис. 1.14);

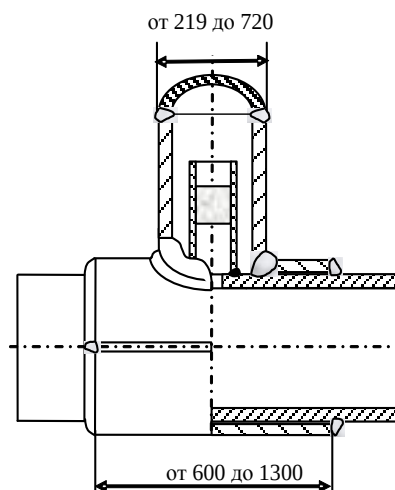


Рисунок 1.14 - Тройник муфтовый типа П8 и П8ВД [3]

- тройник разрезной типа П9 и П9ВД заводского изготовления (то есть патрубок приварен к полумуфте тройника в заводских условиях) который предназначен для ремонта отверстий и патрубков (рис. 1.15).

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

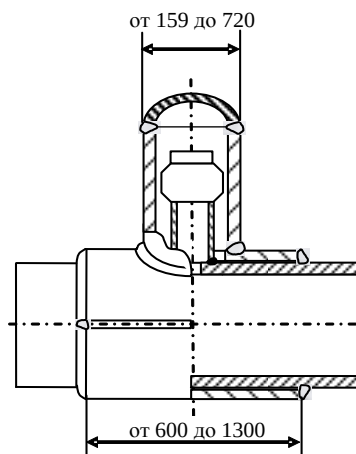


Рисунок 1.15 - Тройник разрезной типа П9 и П9ВД [3]

#### Чопы герметизирующие.

Герметизирующий представляет из себя стальную деталь, основным элементом которой является цилиндр конический, который в свою очередь позволяет провести герметизацию сквозного отверстия в нефтепроводе (рис.1.16).

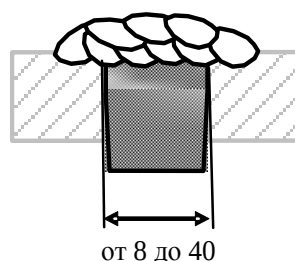


Рисунок 1.16 - Чоп герметизирующий типа П10 [3]

### **1.3.2 Требования к проведению ремонта и ремонтным конструкциям**

При капитальном ремонте устранение дефектов на нефтепроводе должно выполняться при снижении давления в нефтепроводе до 2,5 МПа.

В паспорте нефтепровода должен отображаться каждый ремонт. Для ремонта разрешается использовать только те ремонтные конструкции, которые имеют паспорт и были изготовлены по техническим условиям и конструкторской документации, которая была разработана в установленном порядке, в заводских условиях. Изготовленные в трассовых (полевых) условиях муфты и ремонтные конструкции применять запрещается.

Муфты приварные должны иметь паспорт, сертификаты на

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

применяемые материалы и маркировку, а также быть изготовлены только в заводских условиях на основании технологической карты и конструкторской документации.

Все виды муфт изготавливаются из бесшовных или прямошовных труб не бывших в эксплуатации (новых), которые предназначены для сооружения магистральных нефтепроводов, и листового материала.

Для изготовления муфт применяются стали низколегированные марок, таких как 17Г1С-У, 13Г1С-У, 10ХСНД, 09Г2С или аналогичные им. Толщина стенки муфты и ее элементов при одинаковой прочности металла трубы и муфты должна быть не меньше толщины стенки ремонтируемой трубы.

При одинаковой прочности муфты и металла трубы, муфты должна иметь толщину стенки не меньше толщины стенки, которую имеет ремонтируемый нефтепровод. Если металл, которого изготовлена муфты, имеет меньшую нормативную прочность, то номинальная толщина такой муфты увеличивается согласно расчетам по СНиП 2.05.06-85\* «Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы» [4] (п. 7.3). Толщина стенки муфты при этом не должна превышать толщину стенки нефтепровода свыше чем на 20%, превышение данного процента допускается лишь при округлении величины муфтовой стенки до значения толщины листа, который является стандартным.

Все элементы муфты должны иметь одинаковую толщину. Если установка муфты происходит на сварной кольцевой шов с дефектом, который соединяет трубы, имеющие разную толщину стенок, или на так называемый дефект «разнотолщинность стыкуемых труб», то должна учитываться наименьшая толщина стенки нефтепровода.

Дефекты, такие как: закат, трещина, задир, риска и вмятина, не допускаются на поверхности муфт.

Необходимо тщательно удалить с дефектного участка нефтепровода изоляционное покрытие перед установкой муфт для последующей обработки

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

поверхности. Также необходимо точное определение типа и фактические параметры дефекта, возникшего на нефтепроводе, с составлением акта дефектоскопического контроля для правильного выбора вида ремонтной конструкции.

В зависимости от длины ремонтируемого дефекта и требований технологии на установку муфт выбирается их длина

Должна быть проведена проверка на отсутствие дефектов в стенке трубы в тех местах, где проводится приварки элементов муфты к трубе и самой муфты. Приварка муфты в том месте, где обнаруживается наличие дефектов в стенке нефтепровода приварка муфты в данном месте не допускается.

При ведении работ по установке муфт не допускаются подъем и опускание нефтепровода. При изготовлении все сварные швы муфты должны пройти стопроцентный радиографический и контроль. Все околошовные зоны поверхности основного металла и сварные швы должны пройти контроль в соответствии с РД РД-19.100.00-КТН-001-10 «Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов» [5].

1.3.3 Технология бандажирования

Данную технологию я описал отдельно от остальных методов ремонта, потому что она относится к нетрадиционным методам.

Рассматриваемая технология получила широкое применение за рубежом. Технология Clock-Spring - метод бандажирования по принципу часовой пружины – Clock-Spring. Данная технология была разработана в США.

Идея метода заключается в том, что место с дефектом на трубе перекрывается композитной высокопрочной лентой в несколько витков, а также наносится клеевой состав на поверхность ленты.

Изготовление манжеты производится из специально разработанной ленты толщиной 1,5 мм, которая в свою очередь армирована высокопрочным

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

стекловолокном. Форма в виде спирально-кольцевой, которая похожа на часовую пружину, обеспечивает плотное охватывание трубы большего диаметра. Вмятины, зоны продольных сварных швов, а также дефекты типа потеря металла заполняются специальной быстросохнущей мастикой, которая имеет большую сопротивляемость к сжатию, для передачи сжимающих нагрузок. На каждый виток наносится клей (адгезив) во время установки манжеты. Отталкиваясь от требуемой долговечности, в манжете реализуют количество витков (слоев) композиционной ленты от 6 до 8 слоев (витков), в результате чего общая толщина манжеты варьируется в промежутке значений от 10 до 14 мм соответственно.

С каждой из сторон муфта должна перекрывать дефект не менее чем на 50 мм. Ширина одной ремонтной манжеты не должна превышать 280 мм, поэтому. Для ремонта протяженных дефектов более 180 мм применяется составная конструкция из нескольких манжет, расположенных вплотную. Для ремонта более длинных дефектов требуется устанавливать встык соответствующее количество муфт [6].

При проведении ремонта остановка перекачки не требуется, вместе с тем рекомендуется снижение давления в трубопроводе до 50% от рабочего.

Технология фирмы ClockSpring позволяет выполнять постоянный ремонт трубопроводов диаметром до 1440 мм, имеющих дефекты следующих типов:

- потери металла коррозионного и механического происхождения глубиной до 80% толщины стенки трубы, расположенные только на внешней поверхности трубы и не примыкающий к сварным швам;
- потери металла на внешней поверхности трубы, примыкающие к поперечным сварным швам, глубиной до 50% толщины стенки трубы и длиной вдоль шва до 1/3 длины окружности, при этом допускается сошлифовка валика сварного шва;
- расслоение внутри освного металла трубы

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



- вмятины глубиной до 10% от диаметра трубы (в том числе, с дефектами потери металла на них).

Указанные дефекты рассматриваемая технология позволяет ремонтировать как на прямых участках трубопровода, так и расположенных на участках поворота.

Данная технология ремонта имеет ряд серьезных недостатков:

- невозможности ремонта трещин, трещин в продольных и кольцевых сварных швах, дефектов потери металла с острым профилем (царапины, задиры);
- невозможность ремонта дефектов потери металла на внутренней поверхности трубы;
- при наличии протяженных дефектов необходимо производить установку нескольких рядом расположенных муфт, заделывая стыки между ними адгезивом. Это в несколько раз повышает трудоёмкость и стоимость ремонта и приводит к дополнительным проблемам по обеспечению герметичности кольцевых стыков;
- высокая зависимость времени отверждения мастики и адгезива от температуры окружающей среды, при этом даже обученный персонал может совершать ошибки при определении необходимого количества отвердителя.

**1.3.4 Сравнение технологий ремонта методом установки муфт**

Каждая их технологий установки методом установки ремонтных конструкций имеет ряд своих преимуществ и недостатков. Необходимо провести технико-экономический сравнительный анализ для того, чтобы выбрать обоснованно наиболее оптимальную из всех вариантов.

В своей работе Черняев К. В. [7] провел сравнительный анализ экономико-технических показателей, взяв за основу двенадцать сформулированных принципов ремонтной эффективности (табл. 1.1). Если привести данное сравнение технологий, то можно сделать вывод что

требованиям эффективности технической области наиболее отвечает КМТ технология (композитно-муфтовая).

Таблица 1.1 – Технико-экономическая оценка эффективности технологий ремонта методом установки ремонтных конструкций

| Принципы эффективности ремонта                                                       | Стальные обжимные муфты | Метод бандажирования | Композитно-муфтовая технология (КМТ) |
|--------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|----------------------|--------------------------------------|
| Возможность Ремонта без остановки перекачки                                          | +                       | +                    | +                                    |
| Возможность полного восстановления прочности нефтепровода                            | +                       | +                    | +                                    |
| Срок службы не менее срока службы ремонтируемого нефтепровода                        | +                       | +                    | +                                    |
| Безопасность при проведении ремонта                                                  | +                       | +                    | +                                    |
| Процесс ремонта без сварки на поверхности трубопровода                               | -                       | +                    | +                                    |
| Минимальные затраты труда и времени                                                  | -                       | +                    | +                                    |
| Возможность перехода на 100% использование при ремонте отечественных материалов      | +                       | -                    | +                                    |
| Минимальные отличия конструктивных особенностей для ремонта различных типов дефектов | +                       | +                    | +                                    |
| Возможность проведения ремонта трещин                                                | -                       | -                    | +                                    |
| Возможность проведения ремонта дефектов большой протяженности                        | +                       | -                    | +                                    |

Продолжение таблицы 1.1

|                                                                                  |   |   |    |
|----------------------------------------------------------------------------------|---|---|----|
| Возможность проведения<br>ремонта дефектов в<br>аварийных случаях в виде<br>течи | + | - | -  |
| Срок службы не менее срока<br>службы ремонтируемого<br>нефтепровода              | + | + | +  |
| Практический опыт в<br>эксплуатационных условиях,<br>желательно не менее 10 лет  | + | - | +  |
| Итог, требований<br>выполняется                                                  | 9 | 7 | 11 |

В данной работе показана оценка и сравнение стоимости ремонта по суммарным затратам метода врезки катушки с методом установки композитно-муфтовой технологии, по результатам которой сделан вывод, что первая в полтора раза дороже по сравнению с композитно-муфтовой технологией без учета потерь от остановки перекачиваемого продукта на время ремонта и снижения давления перекачки при установке муфты соответственно. При учете данных факторов врезка катушки дороже в 4,5 раз дороже.

Что касается технологии Clock Spring, то, не смотря на малую материалоемкость муфты, ее применение целесообразно для ремонта отдельных типов дефектов имеющих небольшую протяженность, которые расположены на наружной трубной. Для устранения дефектов большой протяженности потребуется, как минимум в 2, а то и в 3 раза больше составных муфт, если сравнивать с применением композитно-муфтовой технологии.

Если подвести итог вышесказанному, то можно уверенно дать ответ, что среди известных и применяемых в мировой и Российской практике технологий ремонта магистральных нефтепроводов методом установки ремонтных конструкций наиболее оптимальным методом ремонта является технология КМТ.

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

Внедрение композитно-муфтовой технологии позволяет реализовать следующие преимущества:

- сокращение до минимума ремонта с применением метода врезки катушки (остановка перекачки исключается);
- повышение безопасности ремонта, так как исключаются сварочные работы на поверхности действующего нефтепровода;
- уменьшение стоимости и трудоемкости проведения ремонтных работ.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Общее описание участка нефтепродуктопровода

В качестве рассматриваемого нефтепровода взят виртуальный нефтепродуктопровод «N». Часть нефтепровода, на которой выявлен дефект, находится под землей.

Условный диаметр ремонтируемого нефтепродуктопровода DN – 500.

Толщина стенки ремонтируемых нефтепродуктопроводов, глубина залегания трубопроводов от поверхности земли указана в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Характеристика ремонтируемого нефтепродуктопровода

| Наружный диаметр<br>нефтепродуктопровода,<br>мм | Толщина стенки<br>нефтепродуктопровода,<br>мм | Глубина залегания<br>нефтепродуктопровода,<br>м |
|-------------------------------------------------|-----------------------------------------------|-------------------------------------------------|
| 530                                             | 8                                             | 1,6                                             |

Технические параметры нефтепродуктопровода:

- проектное давление на выходе НПС «N» - 4,67 МПа;
- марка стали - 10Г2С1;
- год ввода в эксплуатацию нефтепродуктопровода – 1980г;
- марка и тип изоляции - весьма усиленная (8 мм., битум, бризол, дробленая резина);
- кабель связи (при наличии) на расстоянии, 20,7 м от трубопровода.

Условная станция, которая обслуживает данный участок нефтепродуктопровода – НПС «N» 50 км до места производства работ.

При устранении дефектов методом установки ремонтных конструкций проходящее давление в нефтепродуктопроводе не должно превышать 2,5 МПа и быть не ниже 0,1 МПа.

|           |      |                |         |      |                                                                                                       |  |  |  |              |      |        |  |  |
|-----------|------|----------------|---------|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|--|--|--------------|------|--------|--|--|
|           |      |                |         |      | Технологии устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций |  |  |  |              |      |        |  |  |
|           |      |                |         |      |                                                                                                       |  |  |  |              |      |        |  |  |
| Изм.      | Лист | № докум.       | Подпись | Дата |                                                                                                       |  |  |  |              |      |        |  |  |
| Разраб.   |      | Працунто Д.З.  |         |      | Техническая часть                                                                                     |  |  |  | Лит.         | Лист | Листов |  |  |
| Руковод.  |      | Богданов А.Л.  |         |      |                                                                                                       |  |  |  |              |      |        |  |  |
| Консульт. |      |                |         |      |                                                                                                       |  |  |  | ТПУ зр. 2Б2А |      |        |  |  |
| Зав. Каф. |      | Рудаченко А.В. |         |      |                                                                                                       |  |  |  |              |      |        |  |  |
|           |      |                |         |      |                                                                                                       |  |  |  |              |      |        |  |  |

## 2.2. Технические решения и характеристика ремонтируемого дефекта

Диагностические исследования нефтепродуктопроводов с помощью внутритрубных инспекционных приборов (ВИП) выявили наличие на трубе дефекта в виде вмятины с потерей металла на внешней поверхности трубы, что вызвало необходимость ремонта линейной части нефтепродуктопроводов.

Характеристика ремонтируемого дефекта:

- описание дефекта - вмятина;
- толщина стенки трубы в зоне дефекта: 7,5 мм;
- глубина дефекта - 50 мм;
- длина дефекта - 406 мм;
- тип дефектной секции - бесшовная.

Согласно зарубежным источникам для данного типа дефекта возможно использование муфтовой технологии Clock Spring [6]. Однако протяженность дефекта не подходит для применения одной ремонтной конструкции, т.к. превышает 280мм. То есть для ремонта данного вида дефекта нужно использовать составную конструкцию из трех муфт, расположенных встык.

Нецелесообразность использования данной технологии заключается в том, что:

- высокая стоимость манжет;
- возможность возникновения трудностей, связанных с обеспечением герметичности стыков между муфтами.

РД [3] предлагает в качестве ремонтной конструкции для данного типа дефекта композитную муфту типа П1. Целесообразность выбора данной технологии было рассмотрено в общей части.

Техническая характеристика устанавливаемой муфты:

- тип муфты – П1;
- диаметр муфты - 560 мм;
- марка стали - 10Г2С1;
- длина муфты – 1000 мм;
- толщина стенки - 8 мм.

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

Окончательное решение о методе ремонта дефекта принимается после проведения дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК). ДДК дефектного участка проводится с целью идентификации дефекта, обнаруженного ВИП, и включает ультразвуковую толщинометрию стенки трубы в районе дефекта, визуально - измерительный контроль параметров дефекта, магнитопорошковый контроль рисок с целью выявления в них дополнительных (не обнаруженных ВИП) дефектов, ультразвуковую дефектоскопию металла и сварных швов магистральных нефтепродуктопроводов. Идентификация и ДДК проводятся для всех дефектов, подлежащих ремонту после вскрытия соответствующих участков для проведения ремонта. Идентификация дефекта заключается в определении типа, истинных границ и размеров дефекта, сравнении их с данными отчета по пропуску ВИП и установлении факта их идентичности.

Технические характеристики нефтепродуктопровода в зоне дефектных секций, сведения по дефектным секциям (на основе сертификатов по техническому отчету диагностики).

В близи от места производства работ проложен кабель связи, он не требует выноса из зоны производства работ так как он не попадает в зону производства работ.

Рядом с зоной производства работ проходит существующий нефтепровод МН «N» DN 700 (резервная нитка).

Для проезда к месту работ и так же для выполнения самих работ в проекте заложено устройство двух не разборных лежневых дорог протяженностью 30 и 20 м.

**2.3. Отвод земель**

Отвод земель осуществляется в соответствии с ОР-20.02-74.20.36-КТН-006-1-05 Регламент о порядке организации работ по выбору и предоставлению земельных участков для строительства, реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта объектов магистральных

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

нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» [8] путем заключения соглашения о временном занятии земельного участка до начала производства ремонтных работ. Необходимость включения в отводимые земли площадей дорог для подъезда к месту производства работ и площадки разворота техники, площадок стоянки и заправки техники, площадки складирования материалов определяется при привязке проекта и указывается в стройгенплане.

**2.4. Сведения о местах размещения баз материально-технического обеспечения.**

Для проживания производственного персонала, участвующего в строительстве организуются временные жилые городки, на территории которых также размещаются площадка стоянки техники, площадка складирования материалов.

Проживание работающих по устранению дефектов принято в жилых городках, близлежащих к местоположению дефекта:

На расстоянии не менее 150 м от места производства работ размещаются временные площадки, на территории не занятой лесом, в которые входят:

- площадка стоянки техники;
- бытовые помещения (3 вагончика);
- площадка складирования материалов;
- площадка для заправки техники.

Электроснабжение места производства работ и временного городка осуществляется от ДЭС подрядчика.

Привязка временного передвижного жилого городка к местности должна быть выполнена на стадии ППР подрядной строительной организацией в зависимости от рельефа и ситуации. При выполнении вертикальной планировки территории городка должен быть обеспечен отвод атмосферных осадков (уклон 1,5 - 2 %), а также предусмотрены мероприятия по отводу грунтовых вод.

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



Базой материально-технического обслуживания объекта является НПС «N».

В период производства работ вода расходуется на бытовые нужды работающих на площадке строительства и во временном жилом городке.

Источником воды на бытовые нужды является привозная вода с НПС «N» доставляется автомобильным транспортом. (автоцистернами).

Вывоз бытовых сточных вод осуществляется по договору заключенному подрядной организацией.

Удельная норма водопотребления и водоотведения принята равной 30 л/сутки на одного человека. Продолжительность ремонта (дней) указана в проекте.

На строительной площадке удельная норма потребления воды на 1-го работающего в смену принята на основании п. 12.17 СанПиН 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ» [9]. Удельная норма составляет  $q=10$  л.

Воду к месту потребления на строительной площадке следует доставлять автоцистернами. Хранение питьевой воды на строительной площадке осуществлять в алюминиевой фляге, в соответствии с требованиями гигиенических норм.

В качестве приемника бытовых сточных вод на площадках строительства служит водонепроницаемый выгреб, изготовленный по месту из металлической трубы с дном. Подачу к месту установки и монтаж выгреба производить с помощью автокрана, в предварительно разработанный котлован. Пазухи между стенками котлована и выгребом (трубой) засыпать грунтом, с послойным уплотнением ручными трамбовками.

По окончании ремонта выгреб демонтировать, котлован засыпать грунтом и произвести восстановление почвенного слоя.

Вывоз твердых и жидких бытовых отходов осуществляется по договору заключенному подрядной организацией.

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

**2.5. Определение последовательность ремонта на основе обоснования  
организационно-технологической схемы**

Для начала производства работ необходимо разработать ППР в соответствии с требованиями ОР-91.010.30-КТН-345-09 «Порядок разработки проектов производства, работ на строительство, техническое перевооружение и реконструкцию объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов» [10].

При разработке ППР должны быть учтены требования 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»[11].

К производству работ допускается подрядная организация, имеющая соответствующую лицензию, обладающая профессиональными рабочими кадрами и имеющая необходимый парк технических средств.

До начала производства работ подрядная организация:

- проходит вводный инструктаж по охране окружающей среды
- получает разрешительную документацию по природоохранной деятельности
- заключает договора на утилизацию отходов.

Оформление документов на допуск к производству работ в охранной зоне магистрального нефтепровода и сторонних коммуникаций выполнять в соответствии с «Регламентом организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов».

До начала производства работ на объекте, в том числе и подготовительных, Подрядчик обязан получить в установленном порядке разрешение на выполнение работ.

Все работы (подготовительные, основные, демонтажные, монтажные) выполнять при наличии наряда-допуска на производство работ под руководством лица ответственного за безопасное производство работ в

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

охранной зоне, назначенного из числа ИТР подрядной организации, в присутствии ответственного по надзору за производством работ в ОЗ МН от Заказчика.

Изделия, материалы и оборудование, которые применяются для ремонта переходов подводных трубопроводов магистральных, должны отвечать требованиям государственных стандартов, промышленной безопасности, норм и технических условий, иметь разрешение Ростехнадзора на сертификат и применение установленного образца.

Изделия, оборудование и материалы зарубежного производства сертифицируются в РФ.

Муфты, которые применяются на подводных трубопроводах при ремонте, должны пройти испытания по методике, утвержденной ОАО «АК «Транснефть», которая в свою очередь должна быть согласована с Ростехнадзором, а также иметь сертификат и разрешение на применение.

Применять материалы, которые не имеют сопроводительных документов (паспортов, сертификатов), которые в свою очередь подтверждают соответствие их требованиям ТУ или ГОСТ, а также товарного знака изготовителя на изделия, запрещается.

Замена изделий, материалов и оборудования на изделия, материалы и оборудование, которые не предусмотрены проектом, допускается лишь по согласованию с проектной организацией, которая разработала рабочую документация, и Заказчиком.

Вывоз строительного мусора, бытового мусора и отходов производить на санкционированную свалку производственных и бытовых отходов. До начала производства работ подрядная организация должна заключить договор на утилизацию отходов.

До начала производства основных работ должен быть выполнен следующий комплекс работ подготовительного периода, в состав которых входит:

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

- регистрация проектной документации в территориальном органе Ростехнадзора и получение письменного разрешения на проведение работ;
- сдача-приемка геодезической разбивочной основы и проведение геодезических разбивочных работ;
- уточнение и обозначение знаками оси прохождения, фактической глубины заложения подземного нефтепровода, мест пересечений с подземными коммуникациями, искусственными и естественными препятствиями;
- оформление акта передачи участка нефтепровода подрядчику;
- оформление акта - допуска на проведение ремонтных работ на территории действующих коммуникаций;
- получение «Разрешения на производство работ в охранной зоне нефтепровода» от руководства управления МН в соответствии с ВСН 31-81 ВСН 31-81 «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности» [12];
- уведомление органов Госпожнадзора, а также владельцев проложенных в едином техническом коридоре коммуникаций о месте, начале и сроках проведения работ;
- согласование ППР и сроков проведения работ с органами по охране и регулированию водных ресурсов и рыбных запасов;
- проведение инструктажа с работниками, участвующими в производстве работ, о безопасных методах выполнения работ и пожарной безопасности;
- подготовка первичных средств пожаротушения;
- получение «Ордера» на право производства работ в охранной зоне инженерных коммуникаций;
- подготовка и оформление «наряд - допусков» на производство работ повышенной опасности;

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

- извещение службы технического надзора заказчика о готовности к реализации целей проекта с предоставлением графика производства работ;
- доставка технических средств, оборудования и строительных материалов;
- решение вопросов быта рабочих;
- организация системы связи;
- устройство временных переездов;
- расчистка от снега;
- обеспечение дежурства аварийной бригады и аварийных средств для локализации и улавливания нефтяного пятна, предотвращения его распространения в случае аварийного выброса нефти при производстве работ по устранению подводных дефектов нефтепровода.

Номенклатура и объемы подготовительных работ уточняются в «Проекте производства работ». Выполнять работы подготовительного периода следует в соответствии с требованиями ОР-15.00-45.21.30-КТН-003-1-01 с изм. №0-4 «Регламент организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов» [13]. Производство работ без оформления производства работ без оформления необходимых инженерных коммуникаций, которые находятся в одном техническом коридоре или пересекают магистральный нефтепровод, и разрешительных документов на право производства работ в охранной зоне магистрального нефтепровода запрещается.

При обнаружении в период производства работ подземных коммуникаций, не указанных в проекте, следует немедленно прекратить работы до выяснения принадлежности коммуникации, получения от эксплуатирующей организации технических условий, согласования с ней способов производства работ в охранной зоне.

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

**2.5.1 Обозначение коммуникаций и передача участка трубопровода  
подрядчику**

За 5 дней до начала ремонтных работ необходимо:

- установить знаки обозначения оси нефтепровода с указанием фактической глубины заложения (выполняет Заказчик);
- установить знаки обозначения оси с указанием фактической глубины заложения подземных коммуникаций (выполняет Заказчик);
- установить знаки обозначения осей и границ переездов строительной техники (выполняет Заказчик);
- выполнить геодезическую разбивку оси дороги, оси и границ переезда (выполняет Подрядчик).

Трасса трубопровода в границах зоны производства работ обозначается опознавательными знаками (щитами с надписями - указателями) высотой 1,5-2 м от поверхности земли, с указанием фактической глубины заложения, установленными на прямых участках трассы через 50 м, а при неровном рельефе через 25 м.

Опознавательные знаки устанавливаются в местах изменений рельефа, в вершинах углов поворотов трассы и в местах пересечения с другими подземными коммуникациями, на границах разработки грунта вручную, у линейных задвижек и в опасных местах (заболоченных, со слабой несущей способностью грунта и т.п.).

Заказчик составляет акт на закрепление трассы, акт передачи участка нефтепровода подрядчику.

К акту передачи прилагаются:

- ситуационный план (схема) трассы или участка территории;
- ведомость глубины заложения действующего трубопровода;
- необходимые характеристики, привязки трубопроводов, сооружений, коммуникаций, вырытых шурфов и установленных закрепительных знаков;
- технологическая схема участка;
- рабочий проект;

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

- выкопировка из паспорта нефтепровода на ремонтируемый участок с указанием мест установки ремонтных муфт (при их наличии).

**2.5.2 Оформление разрешительной документации на производство ремонтных работ**

Оформление разрешительной документации на производство ремонтных работ выполнять в соответствии с «Регламентом организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов».

До начала производства работ Подрядчик обязан:

оформить акт-допуск на проведение ремонтных работ в охранной зоне действующих коммуникаций;

получить «Разрешение на производство работ в охранной зоне;

уведомить Ростехнадзор и владельцев проложенных в едином техническом коридоре коммуникаций о месте, сроках начала и окончания проведения работ;

оформить наряд допуск на проведение огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности (наряд допуск на огневые работы утверждает главный инженер филиала или лицо, замещающее его по приказу);

согласовать ППР и сроки проведения работ с органами по охране и регулированию водных ресурсов и рыбных запасов;

согласовать ППР и сроки проведения работ с органами водных путей и судоходства на судоходных реках;

получить от службы технического надзора заказчика заключение о готовности к реализации целей проекта с предоставлением графика производства работ.

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

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

**2.5.3 Доставка технических средств, оборудования и строительных материалов**

Доставка технических средств, оборудования и строительных материалов осуществляется Подрядчиком автомобильным транспортом до населенного пункта и по временному проезду на площадку производства работ.

**2.5.4 Устройство временных переездов**

Переезды через трубопровод и подземные коммуникации Подрядчик выполняет в местах, указанных на строительном генеральном плане (лист 2 рабочей документации комплекта ПОС).

Устройство переездов должно выполняться в присутствии представителей организаций, эксплуатирующих данные коммуникации.

Конструкция переезда представлена в рабочей документации на листе 5 комплекта ПОС.

Переезды через действующие коммуникации конструктивно выполнены с использованием железобетонных дорожных плит (по отсыпанному основанию).

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

По окончании работ временные переезды демонтировать, материалы вывезти с места производства работ.

Запрещается движение техники в охранной зоне с отклонениями от утвержденной транспортной схемы, пересечение коммуникаций в местах, не оборудованных временными переездами.

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



Количество переездов назначено из соображений целесообразности, при этом учтено их повторное использование.

**2.5.5 Методы производства работ**

Производство работ по устранению дефектов будет проводиться согласно срокам строительства приведенным в ТЗ п.8.

Последовательность основных работ по устранению дефекта следующая:

- определить и обозначить местоположение дефекта на местности (выполняет Заказчик);
- снизить рабочее давление (при устранении дефектов методом установки ремонтной конструкции и шлифовки). При устранении дефекта методом вырезки катушки работы должны производиться с остановкой нефтепровода;
- вскрыть трубопровод на глубину 0,6м от нижней образующей трубопровода;
- уточнить местоположение дефекта (выполняет Заказчик);
- снять изоляцию в зоне дефекта;
- провести ДДК дефекта (выполняет Заказчик);
- устранить дефект (методом монтажа ремонтной конструкции, шлифовки, замены катушки);
- провести контроль качества сварных соединений;
- восстановить изоляцию трубопровода;
- провести контроль качества выполненных изоляционных работ;
- подключить трубопровод к системе электрохимзащиты;
- выполнить засыпку котлована.

При выполнении работ по ремонту дефектов при необходимости выполнить восстановление КИК (контрольно-измерительной колонки).

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

### 2.5.6 Определение и обозначение местоположения дефекта

Определение местоположения и обозначение дефекта выполняется Заказчиком (за исключением земляных работ) в соответствии с ОР-19.100.00-КТН-010-10 «Порядок проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных трубопроводов» в следующей последовательности [14]:

- на местности, в пойменной части перехода, выполняют привязку маркера, характерной особенности или определенного поперечного шва к пунктам закрепления подводного перехода и закрепленному пикету трассы.

Определяют координаты и пикетаж характерной особенности. На продольном профиле наносят положение характерной особенности и по расстоянию по нитке трубопровода на профиле наносят место дефекта.

Определяют пикетное значение места дефекта и наносят его на план подводного перехода.

- по координатам (пикетажу) находят расстояние в плане между ранее определенной характерной особенностью и местом дефекта;

- место дефекта, определенное на плане, находят геодезическими методами на местности и крепят створами и вехой;

- место дефекта закрепляется двумя створами по два створных знака, не считая осевого створа, по обеим сторонам трубопровода. Чувствительность створа должна быть менее 1 метра;

- створные знаки, определяющие направление к месту дефекта, закрепляются на устойчивых берегах вне зоны производства ремонтно-строительных работ.

В месте пересечения створов со стороны водной акватории устанавливается буй, закрепленный на якорь, или веха (если позволяют глубина и скорость течения).

Все знаки закрепления координируются в условной системе координат, по материалам координирования выполняется аналитический контроль

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

выноса места дефекта, составляется схема выноса и Акт выноса места дефекта, который согласуется с представителем Заказчика.

Знаки выноса на местности места дефекта по Акту с приложением схемы выноса передаются представителю предприятия, выполняющего ремонтные работы.

При отсутствии маркера или характерной особенности выполняется вскрытие трубопровода на береговом участке вне зоны возможного затопления на длину около 3-х секций трубы. По угловому положению верхних продольных швов или положению точек пересечения поперечных и спиральных швов выполняют привязку поперечных швов к материалам внутритрубной инспекции. При неоднозначной привязке выполняют дальнейшее вскрытие трубопровода до следующего поперечного шва.

**2.5.7 Вскрытие трубопровода**

Разработка котлована производится экскаватором «обратная лопата».

Глубина разработки боковых траншей должна назначаться с учетом образования в процессе разработки временных откосов, которые уполоаживаются до устойчивого значения в течение некоторого времени за счет оползания грунта на дно траншеи.

При работе экскаватора необходимо соблюдать расстояние 0,20 м от ковша до стенки трубы.

Последовательность работ при разработке котлована:

- определить место вскрытия трубопровода;
- провести разработку и транспортирование верхнего плодородного грунта бульдозером в отдельный временный отвал;
- провести разработку грунта в боковых траншеях по обе стороны;
- провести разработку грунта вокруг трубопровода с выемкой под трубой на требуемую проектом глубину;
- переместить грунт в боковой временный отвал;

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

- провести контроль заложения откосов и отметок дна и габаритов котлована;
- оформить акт на выполнение работ.

Размещение отвалов уточняется по месту в пределах полосы временного отвода земель. Для предотвращения падения кусков грунта в котлован, запрещается расположение основания отвала вынутого грунта на расстоянии ближе 1 м от бровки котлована.

Недоработка рабочего котлована не допускается. Допускается переработка на величину не более 200 мм.

Разработку ремонтного котлована на участках с высоким уровнем грунтовых вод необходимо осуществлять с понижением уровня воды способами открытого водоотлива, дренажа. Для водоотлива в котловане должен быть устроен приямок, размерами 1,0 × 1,0 м или дренажная канава сечением 1,0 × 0,5 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.

Режим водоотлива должен быть таким, чтобы постоянно поддерживать уровень воды ниже основания котлована до окончания ремонтных работ.

### 2.5.8 Уточнение местоположения дефекта

Определение и обозначение местоположения дефекта на трубопроводе выполняется в следующей последовательности:

- снять изоляцию вручную в зоне поперечного сварного шва;
- определить угловое положение продольных сварных швов секций, примыкающих к поперечному;
- определить местоположение поперечного шва по раскладке секций (на основании отчета по ВТД);
- определить положение дефектной секции относительно определенного поперечного шва;

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

- установить на месте дефекта маркер.

### 2.5.9 Снятие изоляции

Снятие изоляции выполняется с помощью шлифмашинки, оборудованной металлической щеткой, ручных металлических щеток и скребков на участке трубопровода длиной ремонтной конструкции плюс 0,4 м. Снятая изоляция складывается в специальный контейнер и удаляется из рабочей зоны.

Очистка проводится таким образом, чтобы не повредилась стенка трубы. Не допустимо нанесение рисок, сколов металла основного, царапин, или срезания швов сварных. Очистка в зоне дефекта должна производиться ручной металлической щеткой.

### 2.5.10 Проведение дополнительного дефектоскопического контроля

К проведению работ по ДДК допускаются специалисты, аттестованные в соответствии с требованиями ПБ 03-440-02 «Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля» [15], имеющие удостоверение и разрешение на право проведения неразрушающего контроля на объектах ОАО «АК «Транснефть» согласно ОР-03.120.00-КТН-071-09 [16].

ДДК в «сухих» условиях проводится в соответствии с требованиями ОР-19.100.00-КТН-010-10 «Порядок проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных трубопроводов» [14].

По результатам ДДК оформляется акт, который утверждается главным инженером ОАО МН.

При несовпадении фактических параметров и типа дефекта, определенных по результатам ДДК, с данными отчета по диагностике, которые приводят к изменению метода ремонта, согласно РД-23.040.00-КТН-090-07 с изм. № 1-5 «Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов» [17] работы

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

следует приостановить. Запрещается возобновление работ без выполнения процедур предусмотренных ОР-19.100.00-КТН-010-10 «Порядок проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных трубопроводов" и внесения корректировок в настоящий проект [14].

**2.5.11 Монтаж ремонтной конструкции**

Работы по устранению дефекта производить в соответствии с РД-75.180.00-КТН-164-06 «Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов» [18], РД-23.040.00-КТН-386-09 «Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 МПа» [19], РД-23.040.00-КТН-090-07 с изм. № 1-5 «Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов» [17], РД-25.160.00-КТН-011-10 «Сварка при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов» [20].

Сварку выполнять в соответствии с технологическими картами разработанными и утвержденными в установленном порядке.

Для сварки продольных и кольцевых стыковых швов при установке композитных муфт следует применять следующие технологии сварки:

- с основным видом покрытия дуговую ручную сварку электродами;
- комбинированную технологию сварки, включающую полуавтоматическую сварку корневого шва сплошной электродной проволокой в защитных газах и полуавтоматическую сварку самозащитной порошковой проволокой заполняющих и облицовочного слоев;
- комбинированную технологию сварки, включающую полуавтоматическую сварку корневого шва сплошной электродной проволокой в защитных газах и ручную дуговую сварку электродами с основным видом покрытия заполняющих и облицовочного слоев;

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

- комбинированную технологию сварки, включающую ручную дуговую сварку электродами с основным видом покрытия и полуавтоматическую сварку самозащитной порошковой проволокой заполняющих и облицовочного слоев.

Рекомендуемые режимы сварки продольных и кольцевых стыков композитных муфт в соответствии с РД-23.040.00-КТН-386-09 [19] приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Режимы сварки продольных и кольцевых стыков композитных муфт [18]

| Слой шва                                                                                                                     | Электродный диаметр, мм | Ток варочный ток, А    | Полярность      |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|------------------------|-----------------|
| Режимы ручной дуговой сварки электродами с основным видом покрытия продольных и кольцевых стыков при сварке композитных муфт |                         |                        |                 |
| Корневой                                                                                                                     | 2,5<br>3,0-3,2          | 70 - 90<br>90 - 120    | Прямая/обратная |
| Заполняющие                                                                                                                  | 3,0-3,2<br>4,0          | 100 - 130<br>140 - 170 | Обратная        |
| Облицовочный                                                                                                                 | 3,0/3,2<br>4,0          | 100 - 120<br>135 - 160 | Обратная        |

При установке композитных муфт выполняется сварка продольных стыковых швов, соединяющих полумуфты между собой и кольцевых стыковых швов, выполняемых в случае установки многосекционных композитных муфт.

Контроль качества сварки швов муфты выполнять в соответствии с РД [5], [18] и [19].

Работы по установке муфты выполнять в последовательности:

- очистить от изоляции участок трубы, перекрывающий по длине границы муфты на 200 мм в каждую сторону. Обработку производить до качества поверхности, при котором при осмотре невооруженным глазом не обнаруживаются ржавчина, окалина, следы изоляции и другие неметаллические слои. Отмеченное на трубе место дефекта абразивной обработке не подвергать;

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

- провести ДДК дефекта;
- отметить несмываемой краской границы и центр дефекта на трубопроводе, границы муфты симметрично относительно центра дефекта;
- уточнить границы участка удаления изоляции и при необходимости доочистить его;
- установить полумуфты на трубопровод.

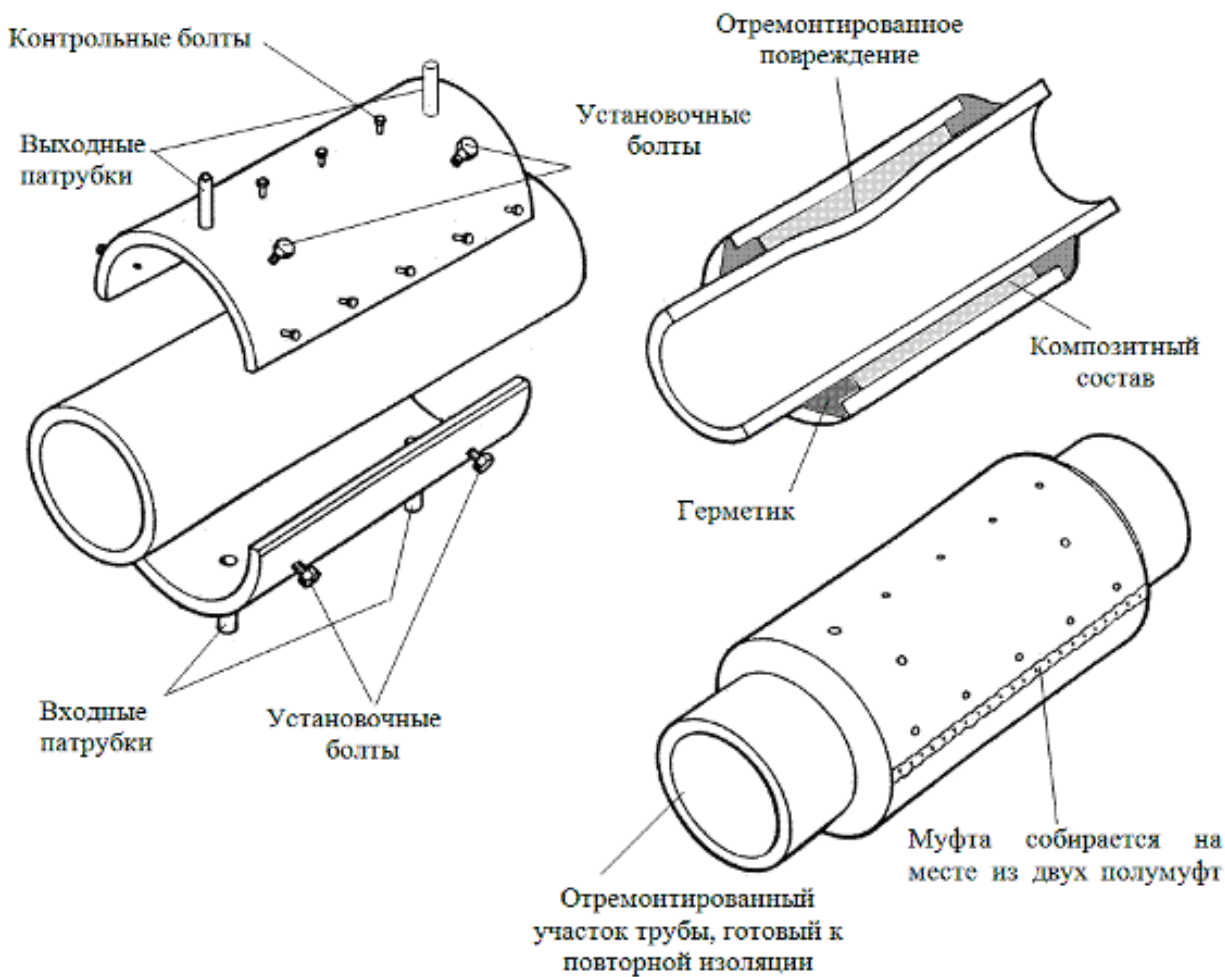


Рисунок 2.1 – Композитно-муфтовая конструкция [1]

Для монтажных работ использовать рым-болты вкрученные в отверстия установочных болтов. Полумуфты фиксировать на трубопроводе с помощью съемных гидравлических цепных приспособлений. Количество сборочных приспособлений определяется длиной муфты и составляет не менее двух на муфту. При монтаже муфты на трубопровод установить величину зазора между полумуфтами для сварки продольного шва 2,0 – 4,0 мм с помощью мерных пластин.



- прихватку полумуфт выполнять сваркой одновременно (параллельно) двумя сварщиками с разных сторон трубы. Перед началом выполнения работ по сварке композитных муфт следует произвести сушку или подогрев кромок продольных, кольцевых швов и прилегающих к ним участков поверхности полумуфт.

Установку прихваток следует выполнять в следующей последовательности:

- установка прихваток в корневой части разделки одного из продольных швов по торцам муфты;
- установка прихваток в корневой части разделки второго продольного шва по торцам муфты;
- установка прихваток по длине продольных стыков полумуфт, при этом расстояние между прихватками должно составлять  $500 \pm 50$  мм, длина прихваток - 70 – 100 мм.

Прихватки следует выполнять с полным проваром в режиме сварки корневого слоя. После установки прихваток следует зашлифовать их начала и концы на длине 15 – 20 мм, обеспечив плавный переход от прихватки к корневой части разделки.

Сварку продольных швов следует производить одновременно. После окончания сварки корневого шва произвести его зачистку шлифовальной машинкой и выполнить сварку заполняющих и облицовочного слоев сварного шва.

Во время сварки муфт перерывы при работе недопустимы. Оставлять незаконченными сварные соединения муфт не разрешается. Если требуется вынужденные перерывы при возобновлении сварки следует провести повторный нагрев сварного шва.

Для обеспечения требуемого уровня качества сварных соединений ремонтной конструкции необходимо выполнить:

- пооперационный контроль;
- визуально-измерительный контроль – 100%;

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

- магнитопорошковый контроль - 100 %;
- ультразвуковой контроль – 100%.

Визуально-измерительный и неразрушающий контроль проводят в соответствии с требованиями РД-19.100.00-КТН-001-10 «Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте трубопроводов» [5].

### 2.5.12 Восстановление изоляции

Проектом предусмотрено применение защитного покрытия усиленного типа №18 по ГОСТ Р 51164-98, комбинированного покрытия на основе термоусаживающейся ленты и битумно-полимерной.

Восстановление защитного покрытия выполняется в соответствии с технологической картой (лист 7 рабочей документации раздела ПОС).

Последовательность технологии выполнения работ:

- проведение входного контроля материалов, выступающих в качестве изоляционных;
- подготовка поверхности трубы;
- подготовка изоляционные материалы;
- нанесение изоляционное покрытие;
- проведение контроль качества нанесения изоляционного покрытия.

Ремонтные работы запрещается производить во время метели, снегопада, выпадения других атмосферных осадков. Для защиты от осадков и ветра над местом выполнения ремонтных работ следует устанавливать крытую палатку.

Приготовление грунтовки выполнять на специальной площадке, расположенной на расстоянии не менее 50 м от разработанной траншеи или котлована. Площадка должна быть оборудована в соответствии с правилами противопожарной безопасности.

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

2.5.13 Засыпка котлована

Засыпка котлована производится только после оформления актов на скрытые работы.

Засыпка изолированной трубы грунтом должна производиться с обеспечением сохранности покрытия.

Засыпку котлована производить экскаватором из временных отвалов грунта с использованием временных переездов для техники.

Последовательность работ при засыпке котлована:

- произвести подсыпку мягкого грунта под отремонтированный трубопровод и его уплотнение вручную;
- присыпка трубопровода экскаватором мягким разрыхленным грунтом на высоту выше на 0,2 м от верхней образующей трубопровода (в слое присыпки допускается наличие фракций размером до 30 мм в поперечнике до 35 % от объема присыпки);
- засыпать котлован экскаватором;
- спланировать поверхность бульдозером;

Производить засыпку трубы мерзлым грунтом без предварительной подсыпки минеральным мягким грунтом запрещается.

Котлован засыпается с запасом по высоте на величину осадки.

3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

В данном дипломном проекте за рассматриваемый объект был взят виртуальный магистральный нефтепровод, а именно пойменная часть подводного перехода, поэтому его необходимо проверить на устойчивость и прочность. СНиП 2.05.06-85.

Таблица 9.2 - Данные для расчета на прочность и устойчивость

| Параметры                                                                                   | Данные |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|--------|
| $D_n$ – диаметр нефтепровода наружный, мм                                                   | 530    |
| Марка стали из которого изготовлен нефтепровод                                              | 10Г2С1 |
| $\delta$ – толщина стенки нефтепровода, мм                                                  | 8      |
| $t^\circ$ – температура, при которой происходила сварка замыкающего стыка, $^\circ\text{C}$ | –20    |
| $t_0$ – температура, при которой эксплуатируется нефтепровода, $^\circ\text{C}$             | 25     |
| $\rho$ – средняя плотность, $\text{т/м}^3$                                                  | 0,85   |
| $P_1$ – рабочее давление насосной станции, $\text{кгс/см}^2$                                | 29     |
| $h_0$ – глубина, на которую заложен нефтепровод, м                                          | 1,6    |

3.1. Проверка прочности подземного трубопровода в продольном направлении

Прочность нефтепровода в продольном направлении проверяется исходя из условия:

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \psi_2 \cdot R_1,$$

(3.1)

где  $\sigma_{пр.N}$  - продольное осевое напряжение от расчетных воздействий и

|           |                |          |         |      |                                                                                                       |  |              |      |
|-----------|----------------|----------|---------|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|--------------|------|
|           |                |          |         |      | Технологии устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций |  |              |      |
| Изм.      | Лист           | № докум. | Подпись | Дата |                                                                                                       |  |              |      |
| Разраб.   | Працунто Д.З.  |          |         |      | Расчетная часть                                                                                       |  | Лит.         | Лист |
| Руковод.  | Богданов А.Л.  |          |         |      |                                                                                                       |  |              |      |
| Консульт. |                |          |         |      |                                                                                                       |  | ТПУ гр. 2Б2А |      |
| Зав. Каф. | Рудаченко А.В. |          |         |      |                                                                                                       |  |              |      |
|           |                |          |         |      |                                                                                                       |  |              |      |

нагрузок, МПа;

$R_1$  - сопротивление растяжению расчетное, которое определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (3.2)$$

где  $m = 0,9$  – коэффициент условий работы нефтепровода;

$k_1 = 1,34$  – коэффициент надежности по материалу;

$k_H = 1$  - коэффициент надежности по назначению нефтепровода;

$R_1^H$  - сопротивление нормативное растяжению металла трубы и сварных соединений, которое принимается равным минимальному значению временного сопротивления  $\sigma_{вр}$ , 550 МПа;

$$R_1 = \frac{550 \cdot 0,9}{1,34 \cdot 1} = 369,4 \text{ (МПа)}.$$

$\Psi_2$  - коэффициент, который учитывает напряженное состояние двухосное металла труб, и который при растягивающих осевых продольных напряжениях ( $\sigma_{пр.N} \geq 0$ ) принимается равным единице, а при сжимающих ( $\sigma_{пр.N} < 0$ ) определяется по формуле:

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}. \quad (3.3)$$

Напряжения кольцевые от внутреннего давления находятся по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H} = \frac{1,1 \cdot 2,9 \cdot 0,514}{2 \cdot 0,008} = 102,5 \text{ (МПа)}.$$

Тогда можно найти коэффициент  $\Psi_2$  :

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{102,5}{369,4} \right)^2} - 0,5 \frac{102,5}{369,4} = 0,83.$$

Величина продольных сжимающих напряжений находится по формуле:

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

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}}, \quad (3.4)$$

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 2,9 \cdot 0,514}{2 \cdot 0,008} = -80,5 \text{ (МПа)},$$

$$\psi_2 \cdot R_1 = 0,83 \cdot 102,5 = 85,1 \text{ МПа.}$$

Получаем  $|-80,5| \leq 85,1$ , исходя из чего можно сделать вывод, что условие прочности выполняется.

### 3.2. Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

Для того чтобы предотвратить недопустимые пластические деформации подземного нефтепровода, проверку производят исходя из условий:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}; \quad (3.5)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}, \quad (3.6)$$

где  $\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}$  - максимальные суммарные продольные напряжения в нефтепроводе от нормативных воздействий и нагрузок, МПа;

$\psi_3$  - коэффициент, который учитывается напряженное состояние металла труб двухосное, и который при растягивающих продольных напряжениях ( $\sigma_{\text{пр.}N} \geq 0$ ) принимается равным единице, а при сжимающих ( $\sigma_{\text{пр.}N} < 0$ ) определяется по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}}, \quad (3.7)$$

где  $R_2^{\text{н}}$  - нормативное сопротивление сжатию сварных соединений и металла труб, который принимается равным минимальному значению предела текучести  $\sigma_{\text{тек}}$ , 390 МПа;

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

$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}$  - напряжения кольцевые от рабочего (нормативного) давления, МПа, которые определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}}, \tag{3.8}$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{2,9 \cdot 0,514}{2 \cdot 0,008} = 93,2 \text{ (МПа)}.$$

Максимальные продольные суммарные напряжения  $\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}$  определяются от всех, учитывая их сочетание, нормативных воздействий и нагрузок, а также с учетом продольных и поперечных перемещений нефтепровода основываясь на правилах строительной механики. Максимальные продольные суммарные перемещения от нормативных воздействий и нагрузок, а именно упругого изгиба, температурного перепада и внутреннего давления, определяются в соответствии с формулой:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot \rho}, \tag{3.9}$$

где  $\rho$  – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, 500 м.

$$\sigma_{\text{пр1}}^{\text{н}} = 0,3 \cdot 93,2 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,53}{2 \cdot 500} = 25,9 \text{ (Мпа)},$$

$$\sigma_{\text{пр2}}^{\text{н}} = 0,3 \cdot 93,2 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,53}{2 \cdot 500} = -192,46 \text{ (МПа)}.$$

Проверка выполняется по наибольшему по абсолютному значению продольных напряжений, а именно значению -192,46 МПа.

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{93,2}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{93,2}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390} = 0,86,$$

$$\psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}} = 0,86 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390 = 335,4 \text{ (МПа)},$$

Получаем  $|-192,46| < 335,4$ , исходя из чего можно сделать вывод, что первое условие выполняется.

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

Проверим второе условие (3.6):

$$\frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H = \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390 = 390 \text{ (МПа)},$$

Получаем,  $93,2 < 390$  исходя из чего можно сделать вывод, что второе условие также выполняется.

**3.3. Проверка общей устойчивости нефтепровода в продольном направлении**

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы следует производить из условия:

$$S \leq m \cdot N_{кр}, \tag{3.10}$$

где  $S$  - эквивалентное продольное осевое усилие в сечении нефтепровода, Н;

$N_{кр}$  - продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости нефтепровода, Н.

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении нефтепровода определяется от расчетных воздействий и нагрузок, учитывая поперечные и продольные перемещения нефтепровода основываясь на правилах строительной механики. В частности, для прямолинейных участков трубопровода и участков, выполненных упругим изгибом. При отсутствии компенсации просадок, продольных перемещений и пучения грунта, для участков, которые выполнены упругим изгибом, и прямолинейных участков нефтепровода данное усилие определяется в соответствии с формулой:

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кн} + \alpha \cdot E \cdot \Delta t] \cdot F, \tag{3.11}$$

где  $F$ - площадь поперечного сечения трубы, которая в свою очередь определяется по формуле:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (0,53^2 - 0,514^2) = 0,0131 \text{ (м}^2\text{)}. \tag{3.12}$$

$$S = [(0,5 - 0,3) \cdot 102,5 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45] \cdot 0,0131 = 1,726 \text{ (МН)}.$$

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



В случае пластической связи трубы с грунтом, для прямолинейных участков подземных нефтепроводов, продольное критическое усилие находится в соответствии с формулой:

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3}, \quad (3.13)$$

где  $P_0$  - сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка нефтепровода единичной длины;

$J$  - момент инерции сечения, который в свою очередь определяется в соответствии с формулой:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_n^4 - D_{вн}^4) = \frac{3,14}{4} \cdot (0,53^2 - 0,514^2) = 0,0004 \text{ (м}^4\text{)}, \quad (3.14)$$

$q_{верт}$  – сопротивление вертикальным перемещениям отрезка нефтепровода единичной длины, которое обусловлено собственным весом нефтепровода и весом грунтовой засыпки, которое свою очередь определяется по формуле:

$$q_{верт} = n_{зп} \cdot \gamma_{зп} \cdot D_n \cdot \left( h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi \cdot D_n}{8} \right) + q_{тр}. \quad (3.15)$$

Сопротивление грунта  $P_0$  определяется в соответствии с формулой:

$$P_0 = \pi \cdot D_n \cdot (C_{зп} + P_{зп} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{зп}), \quad (3.16)$$

где  $C_{зп} = 20$  кПа – коэффициент сцепления грунта;

$P_{зп}$  – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта нефтепровода с грунтом;

$\varphi_{зп} = 16^\circ$  - угол внутреннего трения грунта.

Значение  $P_{зп}$  вычисляется в соответствии с формулой:

$$P_{зп} = \frac{2 \cdot n_{зп} \cdot \gamma_{зп} \cdot D_n \cdot \left[ \left( h_0 + \frac{D_n}{8} \right) + \left( h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{зп}}{2} \right) \right] + q_{тр}}{\pi \cdot D_n}, \quad (3.17)$$

где  $n_{зп} = 0,8$  – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

$\gamma_{зп} = 16,8$  кН/м<sup>3</sup> – удельный вес грунта;

$h_0 = 1,6$  - высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта;

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

$q_{тр}$  - расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного нефтепровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{тр} = q_m + q_u + q_{np} \tag{3.18}$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) \tag{3.19}$$

где  $n_{св} = 0,95$  - коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

$\gamma_m$  - удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали равен значению  $78500 \text{ Н/м}^3$ .

$$q_m = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,53^2 - 0,514^2) = 977,9 \text{ (Н/м)}.$$

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных нефтепроводов:

$$q_u = n_{св} \cdot \pi \cdot D_n \cdot g \cdot (K_{ин} \cdot \delta_{ин} \cdot \rho_{ин} + K_{об} \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об}) = 0,1 \cdot q_m, \tag{3.21}$$

$$q_u = 0,1 \cdot 977,9 = 97,79 \text{ (Н/м)}$$

Нагрузка от веса нефти, которая находится в нефтепроводе единичной длины:

$$q_{np} = \rho_p \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} = 850 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,514^2}{4} = 1668,3 \text{ (Н/м)} \tag{3.22}$$

Найдем величину  $q_{тр}$  исходя из формулы (3.18):

$$q_{тр} = 977,9 + 97,79 + 1668,3 = 2744 \text{ (Н/м)}.$$

$$P_{cp} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 16800 \cdot 0,53 \cdot \left[ \left( 1,6 + \frac{0,53}{8} \right) + \left( 1,6 + \frac{0,53}{2} \right) \cdot tg^2 \left( 45^\circ - \frac{16^\circ}{2} \right) \right] + 2744}{3,14 \cdot 0,53} = 24978,6 \text{ (Па)};$$

Исходя из формулы (3.16) найдем сопротивление грунта  $P_0$ :

$$P_0 = 3,14 \cdot 0,53 \cdot (20000 + 24978,6 \cdot tg16^\circ) = 45203,8 \text{ (Па)};$$

$$q_{верт} = 0,8 \cdot 16800 \cdot 0,53 \cdot \left( 1,6 + \frac{0,53}{2} - \frac{3,14 \cdot 0,53}{8} \right) + 2744 = 14547 \text{ Н/м};$$

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[4]{45203,8^2 \cdot 14547^4 \cdot 0,0131^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot 0,0004^3} = 7006421 \text{ (Н)};$$

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

$$m \cdot N_{кр} = 0,9 \cdot 7 = 6,3 (\text{МН});$$

$$S = 1,726 \text{ МН} < m \cdot N_{кр} = 6,3 (\text{МН}).$$

В случае пластической связи трубопровода с грунтом общая устойчивость трубопровода в продольном направлении обеспечена.

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков трубопроводов в случае упругой связи с грунтом:

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_n \cdot E \cdot J}, \tag{23}$$

Где  $k_0 = 25 \text{ МН/м}^3$  - коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии.

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{25 \cdot 0,53 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,0004} = 66,1 (\text{МН}),$$

$$m \cdot N_{кр}^2 = 0,9 \cdot 66,1 = 59,5 (\text{МН}),$$

$$S = 1,726 \text{ МН} < m \cdot N_{кр}^2 = 59,5 (\text{МН}).$$

Как видно из неравенства условие устойчивости для прямолинейных участков нефтепровода обеспечено.

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

4. Финансовый менеджмент, РЭ и РС

Повышение надежности трубопроводов является актуальной проблемой на этапе их эксплуатации. Согласно статистическим данным число дефектов, выявляемых на всех уровнях диагностики, составляет от 6 до 9 тысяч в год. Большая часть дефектов (три четверти) удалена друг от друга. Для их устранения требуется выборочный ремонт. К такому виду ремонта относятся технологии устранения дефектов методом установки ремонтных конструкций. Так как на сегодняшний день существует значительное количество различных технологий для ремонта магистральных нефтепроводов, то, помимо технической части, чаще всего рассматривают их перспективность с точки зрения экономичности.

4.1. SWOT – анализ

SWOT анализ отражает в себе следующую информации – Strengths (сильные стороны проекта), Weaknesses (слабые стороны проекта), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

SWOT анализ применяется при исследовании внутренней и внешней среды проекта.

SWOT – представляет собой матрицу, в которой отражены все качества проекта, что позволяет сопоставить плюсы и минусы при принятии решения.

Данный анализ приведен в таблице 4.1.

|           |      |                |         |      |                                                                                                       |  |  |  |  |  |              |      |        |
|-----------|------|----------------|---------|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|--|--|--|--|--------------|------|--------|
|           |      |                |         |      | Технологии устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций |  |  |  |  |  |              |      |        |
|           |      |                |         |      |                                                                                                       |  |  |  |  |  |              |      |        |
| Изм.      | Лист | № докум.       | Подпись | Дата | Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность                                       |  |  |  |  |  | Лит.         | Лист | Листов |
| Разраб.   |      | Працунто Д.З.  |         |      |                                                                                                       |  |  |  |  |  |              |      |        |
| Руковод.  |      | Богданов А.Л.  |         |      |                                                                                                       |  |  |  |  |  |              |      |        |
| Консульт. |      | Глызина Т.С.   |         |      |                                                                                                       |  |  |  |  |  | ТПУ эр. 2Б2А |      |        |
| Зав. Каф. |      | Рудаченко А.В. |         |      |                                                                                                       |  |  |  |  |  |              |      |        |
|           |      |                |         |      |                                                                                                       |  |  |  |  |  |              |      |        |

Таблица 4.1 – Матрица SWOT

|                                                                                                                                                    |                                                                                                                                                                                                                                                                  |                                                                                                                                                                                                  |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                                                                                                    | <p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологий</p> <p>С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.</p> <p>С3. Квалифицированный персонал.</p> | <p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>Сл1. Наличие устаревших данных</p> <p>Сл2. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца</p> |
| <p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ</p> <p>В2. Ожидание подобной методики</p>                         | <p>1. Уменьшение энерго и ресурсозатрат</p> <p>2. Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющейся технологии</p>                                                                                                                           | <p>1. Поиск заинтересованных лиц</p> <p>2. Разработка научного исследования</p> <p>3. Приобретение необходимого оборудования опытного образца</p>                                                |
| <p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции</p> <p>У2. Изменение законодательства</p> | <p>1. Постоянное отслеживание изменений в российском законодательстве.</p> <p>2.Сертификация продукции</p>                                                                                                                                                       | <p>1. Повышение квалификации кадров.</p> <p>2. Приобретение необходимого оборудования опытного образца</p>                                                                                       |

4.2. Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Результаты анализа степени готовности приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

| № п/п | Наименование                                                                    | Степень проработанности научного проекта | Уровень имеющихся знаний у разработчика |
|-------|---------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------|-----------------------------------------|
| 1     | Определен имеющийся научно-технический задел                                    | 4                                        | 3                                       |
| 2     | Определены перспективные направления коммерциализации научно-техническогозадела | 5                                        | 3                                       |
| 3     | Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке       | 5                                        | 3                                       |
| 4     | Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок | 2                                        | 3                                       |
| 5     | Определены авторы и осуществлена охрана их прав                                 | 3                                        | 3                                       |
| 6     | Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности                       | 2                                        | 3                                       |
| 7     | Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта                               | 2                                        | 2                                       |
| 8     | Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки                      | 2                                        | 3                                       |

Продолжение таблицы 4.2

|    |                                                                                   |    |    |
|----|-----------------------------------------------------------------------------------|----|----|
| 9  | Определены пути продвижения научной разработки на рынок                           | 2  | 3  |
| 10 | Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки                       | 2  | 3  |
| 11 | Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок    | 1  | 1  |
| 12 | Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот | 1  | 3  |
| 13 | Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки            | 2  | 3  |
| 14 | Имеется команда для коммерциализации научной разработки                           | 2  | 2  |
| 15 | Проработан механизм реализации научного проекта                                   | 3  | 4  |
|    | ИТОГО БАЛЛОВ                                                                      | 38 | 42 |

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i ,$$

где  $B_{\text{сум}}$  – суммарное количество баллов по каждому направлению;  $B_i$  – балл по  $i$ -му показателю.

Значение  $B_{\text{сум}}$  позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 38, что говорит о средней перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 45 – перспективность выше среднего.

По результатам оценки можно сказать, что в первую очередь необходимо проработать вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот. Следующими задачами будет проработка вопросов финансирования коммерциализации научной разработки и поиск команды для коммерциализации научной разработки. Что касается вопросов международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок: такие задачи на данный момент не ставятся.

4.3. Планирование управления научно-техническим проектом

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы.

Таблица 4.3– Календарный план проекта

| Код работы (из ИСР) | Название                                                              | Длительность, дни | Дата начала работ | Дата окончания работ | Состав участников (ФИО ответственных исполнителей) |
|---------------------|-----------------------------------------------------------------------|-------------------|-------------------|----------------------|----------------------------------------------------|
| 1                   | Выдача задание диплома                                                | 7                 | 01.03.16          | 07.03.16             | Працунто Д.З. Богданов А.Л.                        |
| 2                   | Введение                                                              | 5                 | 08.03.16          | 12.03.16             | Працунто Д.З.                                      |
| 3                   | Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна | 8                 | 13.03.16          | 20.03.16             | Працунто Д.З. Богданов А.Л.                        |
| 4                   | Литературный обзор                                                    | 7                 | 21.03. 16         | 27.03.16             | Працунто Д.З.                                      |
| 5                   | Теоретическая часть                                                   | 25                | 28.03.16          | 21.04.16             | Працунто Д.З. Богданов А.Л.                        |
| 6                   | Расчетная часть                                                       | 25                | 22.04.2016        | 15.05.16             | Працунто Д.З. Богданов А.Л.                        |
| 7                   | Оформление пояснительной записки, разработка презентации              | 14                | 16.05.2016        | 29.05.16             | Працунто Д.З.                                      |
| Итого:              |                                                                       | 91                |                   |                      |                                                    |



Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 4.2).

Таблица 4.4 – Календарный план-график проведения диплома по теме

| Вид работ                                                             | Исполнители              | Т <sub>к</sub> ,<br>раб.<br>дн. | Продолжительность<br>выполнения работ |                         |                         |        |                         |   |     |             |   |
|-----------------------------------------------------------------------|--------------------------|---------------------------------|---------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------|-------------------------|---|-----|-------------|---|
|                                                                       |                          |                                 | март                                  |                         |                         | апрель |                         |   | май |             |   |
|                                                                       |                          |                                 | 1                                     | 2                       | 3                       | 1      | 2                       | 3 | 1   | 2           | 3 |
| Выдача задание диплома                                                | Бакалавр<br>Руководитель | 7                               | <div></div> <div></div>               |                         |                         |        |                         |   |     |             |   |
| Введение                                                              | Бакалавр                 | 5                               | <div></div>                           |                         |                         |        |                         |   |     |             |   |
| Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна | Бакалавр<br>Руководитель | 8                               |                                       | <div></div> <div></div> |                         |        |                         |   |     |             |   |
| Литературный обзор                                                    | Бакалавр                 | 7                               |                                       |                         | <div></div>             |        |                         |   |     |             |   |
| Теоретическая часть                                                   | Бакалавр<br>Руководитель | 25                              |                                       |                         | <div></div> <div></div> |        |                         |   |     |             |   |
| Расчетная часть                                                       | Бакалавр<br>Руководитель | 25                              |                                       |                         |                         |        | <div></div> <div></div> |   |     |             |   |
| Оформление пояснительной записки, разработка презентации              | Бакалавр                 | 14                              |                                       |                         |                         |        |                         |   |     | <div></div> |   |

- бакалавр;

- руководитель

4.4. Основные риски

В процессе реализации проекта существует вероятность возникновения различных рисков, представляющих опасность на пути достижения конечной цели – сооружения надежно функционирующего МН после проведения ремонта технологией установки ремонтной конструкции. Избежать рисков полностью невозможно, однако снизить угрозу от них можно, уменьшая воздействие неблагоприятных факторов. Риски, которые могут возникать при проведении ремонта магистрального нефтепровода представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Календарный план-график проведения диплома по теме

| Риск                                              | Вероятность наступления (1-5) | Влияние риска (1-5) | Уровень риска | Способы смягчения риска                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|---------------------------------------------------|-------------------------------|---------------------|---------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Технические Риски                                 |                               |                     |               |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| Выбор неподходящего для эксплуатации оборудования | 1                             | 5                   | высокий       | Необходимо проводить максимально точные расчеты по оборудованию, при его подборе, а также проверку этих расчетов. Отслеживать любые аномальные изменения в поведении оборудования. Иметь четкий план работ, не отклоняться от графика.                                                                                      |
| Возникновение неисправностей в оборудовании       | 3                             | 4                   | средний       |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| Нерациональное использование средств и времени    | 3                             | 3                   | средний       |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| Внешние риски                                     |                               |                     |               |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| Вмешательство контролирующих органов              | 3                             | 3                   | средний       | Своевременный мониторинг любых изменения в законодательстве РФ, а также предотвращение отклонений от установленных законом норм. Контроль качества выполнения работ, контроль адекватного и рационального поведения обслуживающего персонала. Тщательная проверка получаемого оборудования, его испытательное тестирование. |
| Изменения Российского законодательства            | 2                             | 4                   | средний       |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| Небрежность и недобросовестность сотрудников      | 3                             | 4                   | средний       |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| Низкое качество предоставляемого оборудования     | 2                             | 5                   | высокий       |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |

Продолжение таблицы 4.5

| Организационные риски                      |   |   |         |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
|--------------------------------------------|---|---|---------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Проблемы с финансированием                 | 1 | 5 | высокий | Все вопросы выделения средств и подготовки необходимых для исполнения материалов должны быть решены еще до начала реализации проекта. К выполнению работ должна приступать только надежная, ответственная организация. Между заказчиками, руководителями и исполнителями должна быть налажены бесперебойные средства коммуникации. |
| Проблемы с ресурсной базой                 | 2 | 5 | высокий |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| Некомпетентность организации исполнителя   | 1 | 3 | средний |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| Проблемы коммуникации                      | 1 | 2 | низкий  |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| Риски управления проектом                  |   |   |         |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| Неправильная оценка ситуации               | 2 | 4 | средний | Руководитель должен тщательно проработать все этапы выполнения ремонта МН, а также контролировать то, насколько персонал-исполнитель следует заявленному плану.                                                                                                                                                                    |
| Неправильное планирование проведения работ | 2 | 5 | высокий |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| Низкий контроль качества исполнения        | 3 | 5 | высокий |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |

**4.5. Затраты на проведение ремонта и обоснование экономической эффективности**

При планировании бюджета должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения. Эксплуатационные затраты на устранение дефекта путем выборочного ремонта при использовании композитной муфтовой технологии состоят из следующих элементов:

- 1. материальных затрат;
- 2. затрат на горюче-смазочные материалы (ГСМ);
- 3. заработной платы;
- 4. отчислений на социальные нужды;
- 5. затраты на эксплуатацию машин и механизмов.

Таблица 4.6 – Калькуляция материальных затрат и затрат на ГСМ

| Материальные затраты                     |                |        |          |             |
|------------------------------------------|----------------|--------|----------|-------------|
| Наименование материалов                  | ед. измер.     | кол-во | цена ед. | сумма, руб. |
| Муфта                                    | м              | 3,5    | 2063,3   | 7221,5      |
| Композитный состав                       | кг             | 571,95 | 49,3     | 28197,1     |
| Электроды ОК-5370 d=4мм                  | кг             | 25,90  | 133,5    | 3457,65     |
| Электроды ОК-5370 d=3мм                  | кг             | 4,20   | 130,43   | 547,79      |
| Щетка (125*22*13)                        | шт             | 1,00   | 226,1    | 226,1       |
| Щетка (115*22*13)                        | шт             | 1,00   | 197,29   | 197,29      |
| Диск отрезной                            | шт             | 4,00   | 46,89    | 187,56      |
| Диск шлифовальный                        | шт             | 1,00   | 92,95    | 92,95       |
| Пропан                                   | кг             | 0,43   | 40,75    | 17,52       |
| Кислород                                 | м <sup>3</sup> | 3,99   | 15,38    | 61,40       |
| Затраты на ГСМ                           |                |        |          |             |
| Д/т для Эл.станции ДЭС-60, 20,16л*16,99ч | л              | 382,84 | 34,9     | 13361,1     |
| Д/т для трубоукладчика 19,04л*16,99ч*0,5 | л              | 180,78 | 21,2     | 3832,54     |
| Д/т для э/генератора, 2л*16,99ч          | л              | 33,98  | 21,2     | 720,38      |
| Итого                                    |                |        |          | 58120,8     |

Таблица 4.7 – Калькуляция заработной платы и отчислений на социальные нужды

| Заработная плата                                                         |                         |       |             |
|--------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------|-------------|
| Заработная плата рабочих                                                 | Трудоемкость (чел.час.) |       | Сумма, руб. |
| Подготовительные работы калькулированы по отдельному расчету трудозатрат |                         |       |             |
| Оплата рабочим по тарифу                                                 | 128,57                  | 39,39 | 5065,19     |
| Премия                                                                   |                         | 5%    | 253,26      |
| Итого                                                                    |                         |       | 5318,45     |
| Ставка районного к-та                                                    | 50%                     |       |             |
| Сумма районного к-та                                                     | 2659,23                 |       |             |
| Ставка северной надбавки                                                 | 50%                     |       |             |
| Сумма северной надбавки                                                  | 2659,23                 |       |             |
| Итого                                                                    | 10636,91                |       |             |
| Затраты на оплату труда 3 рабочих (руб.)                                 | 31910,73                |       |             |
| Оплата ответственному за проведение работы (должность)                   | 230,59                  | 39,39 | 9223,6      |
| Премия                                                                   | 5%                      |       | 461,16      |
| Итого                                                                    | 9684,76                 |       |             |
| Ставка районного к-та                                                    | 50%                     |       |             |
| Сумма районного к-та                                                     | 4842,38                 |       |             |
| Ставка северной надбавки                                                 | 50%                     |       |             |
| Сумма северной надбавки                                                  | 4842,38                 |       |             |
| Итого                                                                    | 19369,52                |       |             |
| Оплата водителю УРАЛ-4320                                                | 121,35                  | 10    | 1213,5      |
| Премия                                                                   | 5%                      |       | 60,67       |
| Итого                                                                    | 1274,18                 |       |             |
| Ставка районного к-та                                                    | 50%                     |       |             |
| Сумма районного к-та                                                     | 637,08                  |       |             |
| Ставка северной надбавки                                                 | 50%                     |       |             |

Таблица 4.8 – Затраты на эксплуатацию машин и механизмов

| Затраты на эксплуатацию машин и механизмов |                        |     |            |                  |
|--------------------------------------------|------------------------|-----|------------|------------------|
| Амортизация основных средств               |                        |     |            |                  |
| Наименование осн. средств                  | Амортизационная группа | %   | Мес. износ | Износ на 1 муфту |
| Спец. мастерская ПНА на базе а/м УРАЛ-4320 | 5                      | 2,7 | 3043,7     | 707,84           |
| Трубоукладчик “Catarpillar”583             | 5                      | 2,7 | 46375,82   | 10785,4          |
| Выпрямитель сварочный ВД-306Д              | 5                      | 2,7 | 108,23     | 51,4             |
| Автомобиль КРАЗ бортовой                   | 5                      | 2,7 | 1239,66    | 109,7            |
| Установка для монтажа муфт КМТ             | 5                      | 2,7 | 2663,95    | 619,52           |
| Итого                                      |                        |     |            | 12273,86         |

На основании вышеперечисленных калькуляций затрат, которые в сумме составляют эксплуатационные затраты, можно определить затраты на на проведение организационно-технического мероприятия по форме таблицы 4.9.

Таблица 4.9 - Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

| Состав затрат                     | Сумма затрат, руб. |
|-----------------------------------|--------------------|
| 1. Материальные затраты           | 58120,88           |
| 2. Затраты на оплату труда        | 53828,6            |
| 3. Отчисления на социальные нужды | 16148,58           |
| 4. Амортизационные отчисления     | 12273,86           |
| <b>Затраты на мероприятие</b>     | <b>140371,92</b>   |

Радикальным способом ремонта является вырезка дефектного участка с заменой. Такой способ требует остановки нефтепровода, слива продукта, очистки полости от взрывоопасных продуктов или изоляции внутренней полости нефтепровода от места сварки герметизаторами, вырезки дефектного и вварки нового участка. В работе при высокой надежности отмечена очень высокая стоимость такого способа ремонта. Например, стоимость ремонта нефтепровода диаметром 530 мм с установкой «катушки» с учетом простоя в транспортировке и вспомогательных операций, достигает 0,5 млрд. рублей.

|      |      |          |         |      |                                                                    |      |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------------------------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и<br>ресурсоэффективность | Лист |
|      |      |          |         |      |                                                                    |      |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                                                                    |      |

5. Социальная ответственность

Целью данной выпускной работы выявление наиболее оптимальной технологии при ремонте магистральных нефтепроводов методом установки ремонтных конструкций. В свою очередь при производстве ремонтных работ на нефтепроводах важнейшей задачей является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности. Соответственно, целью данного раздела является анализ вредных и опасных производственных факторов, которые возникают при ремонте нефтепровода.

5.1. Производственная безопасность

Таблица 5.1 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтно-восстановительных работ

| Наименование видов работ          | Факторы<br>(ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.) |                                                                                      | Нормативные документы    |
|-----------------------------------|-----------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|
|                                   | Вредные                                             | Опасные                                                                              |                          |
| 1                                 | 2                                                   | 3                                                                                    | 4                        |
| Ремонтно-восстановительные работы | Физические                                          |                                                                                      |                          |
|                                   |                                                     | Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) | ГОСТ 12.1.003 - 74* ССБТ |
|                                   |                                                     | Электрический ток                                                                    | ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ    |
|                                   |                                                     | Электрическая дуга и металлические искры при сварке                                  | ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ    |

|           |                |          |         |      |                                                                                                       |  |  |  |              |      |        |  |
|-----------|----------------|----------|---------|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|--|--|--------------|------|--------|--|
|           |                |          |         |      | Технологии устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций |  |  |  |              |      |        |  |
| Изм.      | Лист           | № докум. | Подпись | Дата |                                                                                                       |  |  |  |              |      |        |  |
| Разраб.   | Працито Д.З.   |          |         |      | Социальная ответственность                                                                            |  |  |  | Лит.         | Лист | Листов |  |
| Руковод.  | Богданов А.Л.  |          |         |      |                                                                                                       |  |  |  |              |      |        |  |
| Консульт. | Алексеев Н.А.  |          |         |      |                                                                                                       |  |  |  | ТПУ гр. 2Б2А |      |        |  |
| Зав. Каф. | Рудаченко А.В. |          |         |      |                                                                                                       |  |  |  |              |      |        |  |
|           |                |          |         |      |                                                                                                       |  |  |  |              |      |        |  |
|           |                |          |         |      |                                                                                                       |  |  |  |              |      |        |  |



Продолжение таблицы 5.1

|                                   |                                                                             |  |                                                    |
|-----------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|--|----------------------------------------------------|
| Ремонтно-восстановительные работы | Физические                                                                  |  |                                                    |
|                                   | Превышение уровней шума                                                     |  | ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ<br>СНиП II-12-77 [21] |
|                                   | Превышение уровней вибрации                                                 |  | ГОСТ 12.1.012-90 СБТ                               |
|                                   | Превышение уровней ионизирующих излучений                                   |  | НРБ-76\87 [22]                                     |
|                                   | Недостаточная освещенность рабочей зоны                                     |  | ГОСТ 12.1.046-85                                   |
|                                   | Химические                                                                  |  |                                                    |
|                                   | Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны                       |  | ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ<br>ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ     |
|                                   | Биологические                                                               |  |                                                    |
|                                   | Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. |  | ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ                              |

**5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении ремонтно-восстановительных работ подводного перехода магистрального газопровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25 °С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С.

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

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

2. *Превышение уровней шума.*

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи, кабины); средств звукопоглощения.

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

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство.

3. *Превышение уровней вибрации*

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц.

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;
- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации).

4. *Превышение уровней ионизирующих излучений.*

В зависимости от группы критических органов в качестве основных дозовых пределов регламентирована предельно допустимая доза (ПДД). При облучении всего тела и для I группы критических органов установлено значение ПДД (для категории А) 50 мЭв (5 бэр) в год. Для II и III групп

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

критических органов ПДД равна 150 и 300 мЭв (15 и 30 бэр) в год соответственно.

Основные профилактические мероприятия: уменьшение времени пребывания в зоне радиации; увеличение расстояния от источника излучения до работающего; установка защитных экранов; применение аппаратов с дистанционным управлением и др.

Работающие с радиоактивными веществами должны быть обеспечены СИЗ от ионизирующих излучений в соответствии с санитарными правилами при работе с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений.

5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

6. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м<sup>3</sup>, для нефтепродуктов ПДК равно 300 мг/м<sup>3</sup>.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-КМ и др.), защитных очках и комбинезонах.

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

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

В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща.

**5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении ремонтно-восстановительных работ подводного перехода магистрального газопровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

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

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование.

Перемещение, установка и работа машин вблизи выемок, траншей и котлованов разрешается только за пределами призмы обрушения грунта.

Для проезда строительной техники через действующие трубопроводы и другие подземные коммуникации предусмотрено устройство переездов, обеспечивающих их сохранность и безопасную эксплуатацию.

2. Электрический ток, электрическая дуга и металлические искры при сварке.

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

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений:

- переменный (50 Гц) –  $U$  не более 2,0 В,  $I$  не более 0,3 мА;
- переменный (400 Гц) –  $U$  не более 3,0 В,  $I$  не более 0,4 мА;
- постоянный –  $U$  не более 8,0 В,  $I$  не более 1,0 мА.

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25°C) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза.

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки.

Для защиты от поражения электрическим током необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки и т.п.

**5.2. Экологическая безопасность**

Экологический мониторинг проводится с целью обеспечения экологической безопасности объекта и для уменьшения неблагоприятных последствий изменения состояния окружающей среды при ремонте и эксплуатации проектируемого объекта.

В процессе экологического мониторинга осуществляется отслеживание экологической обстановки в зоне влияния рассматриваемого объекта и сопоставление фоновой и фактической ситуации.

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

Финансирование деятельности по осуществлению экологического мониторинга в период эксплуатации выполняется за счет эксплуатационных затрат, при ремонте - за счет накладных расходов.

В период нормальной эксплуатации МН негативного воздействия на окружающую среду не происходит, так как отсутствуют источники загрязнения атмосферы, сбросов и загрязнения земельных ресурсов. В связи с отсутствием негативного воздействия проведение постоянных наблюдений за окружающей средой не требуется.

Тем не менее, проектом рекомендуется проведение локального экологического мониторинга при эксплуатации рассматриваемого участка МН.

Для проведения локального экологического мониторинга выполняется производственный экологический контроль.

Порядок проведения производственного эколого-аналитического контроля (ПЭАК) определяется планами - графиками, которые составляются при разработке томов ПДВ, ПДС, лимитов на размещение отходов и разрешительной документации, где указаны условия лицензионной деятельности.

Мониторинг поверхностных вод включает контроль качества воды в двух створах, расположенных в 500 м выше и в 500 м ниже по течению от створа подводного перехода. Контролируемое вещество - нефтепродукты. Периодичность контроля - один раз в год.

При обнаружении нефтепродуктов в реке ниже створа перехода проводятся исследования по установлению причин и принимаются экстренные меры по предотвращению загрязнения вод.

Мониторинг состояния природной среды на участке подводного перехода включает в себя наблюдения за состоянием русла реки, рельефа берегов и пойм, определения скорости течения, уровня воды и ледовых условий, оценку состояния надводной части берегоукрепления и склонов, водолазное обследование подводных переходов. Периодичность

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

производственного экологического контроля зависит от интенсивности деформации дна берегов реки и колеблется от ежедекадного до ежегодного.

При обоснованном требовании государственных природоохранных служб осуществляется контроль за содержанием нефтепродуктов в грунтовой воде и донных отложениях в местах МН. При обнаружении увеличения содержания нефтепродуктов в поверхностных водах при проведении ПЭАК воды в реке Заказчик обязан будет провести мониторинг подземных вод, включающий в себя ведение наблюдений за состоянием подземных вод.

При проектировании основными мероприятиями по защите подземных вод в период эксплуатации нефтепродуктопровода являются: исключение сброса стоков в подземные воды и усиленная изоляция труб.

Мониторинг земель выполняется независимо от форм собственности на землю и характера использования земельных ресурсов. При эксплуатации МН осуществляется локальный мониторинг земель. Периодичность наблюдения - один раз в год, постоянно, в течение всего периода эксплуатации нефтепродуктопровода.

Мониторинг земель включает в себя следующие наблюдения:

- за процессами, связанными с развитием водной и ветровой эрозии;
- за заболачиванием;
- за загрязнением земель нефтью;
- за процессами, вызванными образованием оврагов.

Оценка состояния земель выполняется визуально при осмотре участка МН обходчиками.

В случае обнаружения высокого уровня загрязнения почв разрабатываются мероприятия по их рекультивации.

Мониторинг земель включает контроль над соблюдением за целевым использованием земель в охранной зоне МН.

Систематически проводимый технологический мониторинг имеет наибольшее значение для исключения негативного воздействия на окружающую среду. При этом виде мониторинга проводится диагностика

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



трубопровода. При диагностике контролируются толщина стенки трубы, овальность трубы, расход и измерение давления, физико-механические свойства и структура трубы.

Для своевременного обнаружения утечек производится измерение количества нефти в начале и конце контролируемого участка трубопровода, разрабатываются и внедряются системы по обнаружению утечек: параметрическая и по волне давления, которые позволяют отследить и обнаружить утечку нефти на участке МН.

Проектной документацией предлагается проведение экологического мониторинга до начала ремонта, во время его, и после завершения ремонтных работ. Мониторинг направлен на получение информации о фактическом состоянии компонентов природной среды.

Мониторинг земель при выполнении ремонтных работ на нефтепродуктопроводе осуществляется локально силами.

В процессе мониторинга земель ведутся наблюдения:

- за границами изъятия земель в краткосрочную аренду;
- за состоянием земель стоянок техники и мест временного размещения отходов;

Оценка состояния земель выполняется путем сравнения фактических показателей с исходными и проектными.

Объектами контроля за загрязнением почвы отходами являются ремонтные площадки.

Мониторинг загрязнения атмосферы в период ремонта дефектных секций МН проводить не требуется, так как негативного воздействия на воздух ближайшего населенного пункта не произойдет.

**5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

При возникновении аварийной ситуации, связанной с выходом нефти на поверхность земли, может произойти отрицательное воздействие на

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

поверхность земли, воды и атмосферный воздух. Последствия загрязнения проявляются в течение длительного времени.

Охрана земельных угодий при аварии заключается в следующем:

- отключение аварийного участка;
- локализация аварийного разлива;
- устранение аварийной ситуации.

Для ликвидации загрязнения атмосферного воздуха при аварийной ситуации следует в кратчайшие сроки ликвидировать загрязнения поверхности земли и воды. Взаимодействие нефти с водой характеризуется сложными физико-химическими процессами. Основными из них являются растекание, испарение, диспергирование, эмульгирование, окисление, биodeградация, седиментация.

Для исключения возникновения аварийных ситуаций рекомендуется:

- своевременно проводить планово-предупредительные ремонты;
- запретить оставлять открытой запорную арматуру на неработающем нефтепродуктопроводе;
- исполнителей работ обязательно ознакомить с правилами ведения работ в охранной зоне МН.

В связи с тем, что загрязнение окружающей среды при аварийных разливах нефти не подлежит нормированию, вся масса происходящих при этом выбросов углеводородов в атмосферу, масса нефти, загрязнившей земли, должна учитываться как сверхлимитная.

Плата за загрязнение окружающей среды разлившейся нефтью при авариях на МН не освобождает эксплуатирующие их предприятия от своевременного проведения мероприятий по ликвидации последствий аварийных разливов нефти и соблюдения требований и правил, предусмотренных Федеральным законом № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» [23]. Величина ущерба определяется после возникновения аварийной ситуации по реальным показателям:

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

- количество вылившейся из нефтепродуктопровода нефти и распределение ее по компонентам окружающей среды;
- площадь и степень загрязнения земель;
- количество углеводородов, выделившихся в атмосферу.

### 5.3.1 Действия персонала в случае чрезвычайной ситуации

Мероприятия, состав аварийных средств для ликвидации возможного аварийного разлива нефти на участке ППМНПП должны соответствовать существующему «Плану по ликвидации возможных аварий на линейной части магистральных нефтепродуктопроводов».

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

- прекратить все работы в охранной зоне нефтепродуктопровода;
- заглушить все работающие механизмы в зоне аварии;
- вывести персонал из зоны аварии и организовать охрану зоны аварии для предотвращения доступа посторонних лиц;
- отвести технические средства на безопасное расстояние вне зоны аварии;
- известить диспетчера РНУ об аварии;
- оградить место аварии аварийными знаками, флажками;
- до прибытия на место аварии руководителя аварийной бригады действовать согласно оперативной части «Плана по ликвидации возможных аварий на ЛЧ МНПП»;
- по прибытии на место аварии руководителя аварийной бригады выполнять его распоряжения согласно «Плану по ликвидации возможных аварий на ЛЧ МНПП».

### 5.3.2 Мероприятия по предотвращению загрязнения в случае чрезвычайной ситуации

Мероприятия, состав аварийных средств для ликвидации возможного аварийного разлива нефти на подводном переходе должны соответствовать «Плану по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах магистральных нефтепродуктопроводов».

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

- прекратить все работы в охранной зоне нефтепродуктопровода;
- заглушить все работающие механизмы в зоне аварии;
- отвести технические средства на безопасное расстояние вне зоны аварии, плавсредства выше по течению;
- известить оператора НПС или диспетчера РНУ об аварии;
- оградить место аварии аварийными знаками, флажками;
- по прибытии на место аварии руководителя аварийной бригады выполнять его распоряжения, согласно «Плану ликвидации аварийных разливов нефти (ЛАРН) на ППМНПП».

### 5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К организации, проводящей ремонтные работы на МН предъявляются требования в соответствии с ФЗ №116 «О промышленной безопасности на опасных производственных объектов» [24].

Второй раздел этого ФЗ обязывает предприятие страховать оборудование, сооружение и персонал на случай возникновения ЧС.

В соответствии с ФЗ №116 все затраты на ликвидацию последствий аварии, а также компенсацию ущербов обязана выплатить организация.

Суммы выплаты отдельным лицам и выплаты государству за нанесение вреда окружающей среде (атмосфере, гидросфере, биосфере) рассчитываются непосредственно по результатам аварии специальной выездной комиссией.

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

Таким образом, в случае невыполнения организацией обязательств по обеспечению безопасности производственного объекта, и его персонала она берет полную ответственность по компенсации всех возникших при аварии последствий.

**5.5. Оценка степени загрязнения окружающей среды в случае чрезвычайной ситуации**

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим случай порыва нефтепровода. При порывах нефтепроводов происходят значительные утечки нефти, приводящие к огромным материальным потерям, а также безвозвратным нарушениям экологии в районах аварий.

Все расчёты в данном разделе производились согласно методике определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах утв. Минтопэнерго РФ 1 ноября 1995 г. [25].

**5.5.1 Оценка степени загрязнения земель**

Степень загрязнения земель определяется нефтенасыщенностью грунта.

Объем нефтенасыщенного грунта:

$$V_{гр} = F_{тр} \cdot h_{ср},$$

где  $F_{гр}$  – площадь нефтенасыщенного грунта,  $м^2$ ;

$h_{ср}$  – средняя глубина пропитки грунта на всей площади нефтенасыщенного грунта, м.

$$V_{гр} = F_{тр} \cdot h_{ср} = (40970 - 10000) \cdot 0,05 = 1548,5 \text{ м}^3.$$

Объем нефти впитавшейся в грунт:

$$V_{вп} = K_{н} \cdot V_{гр},$$

где  $K_{н}$  – нефтеемкость грунта, согласно приложению методики равна 0,12.

$$V_{вп} = K_{н} \cdot V_{гр} = 0,12 \cdot 1548,5 = 185,82 \text{ м}^3.$$

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

Масса нефти впитавшейся в грунт:

$$M_{\text{вп}} = V_{\text{вп}} \cdot \rho = 185,82 \cdot 0,782 = 145,3 \text{ т.}$$

**5.5.2 Оценка степени загрязнения атмосферного воздуха**

Масса летучих низкомолекулярных углеводородов, испарившихся с поверхности почвы, покрытой разлитой нефтью:

$$M_{\text{ип}} = q_{\text{ип}} \cdot F_{\text{гр}} \cdot 10^{-6},$$

где  $q_{\text{ип}}$  - удельная величина выбросов углеводородов с 1 м<sup>2</sup> поверхности нефти, разлившейся на земле, согласно приложению методики, равна значению 575 г/м<sup>2</sup>;

$F_{\text{гр}}$  - площадь поверхности почвы, покрытая разлитой нефтью, м<sup>2</sup>.

$$M_{\text{ип}} = q_{\text{ип}} \cdot F_{\text{гр}} \cdot 10^{-6} = 575 \cdot (40970 - 10000) \cdot 10^{-6} = 17,8 \text{ т.}$$

Масса летучих низкомолекулярных углеводородов, испарившихся с поверхности водного объекта:

$$M_{\text{ив}} = q_{\text{ив}} \cdot F_{\text{н}} \cdot 10^{-6},$$

где  $q_{\text{ив}}$  - удельная величина выбросов углеводородов с 1 м<sup>2</sup> поверхности нефти, разлившейся на воде, согласно приложению методики, равна значению 309 г/м<sup>2</sup>;

$F_{\text{н}}$  - площадь поверхности реки, покрытая разлитой нефтью.

$$M_{\text{ив}} = q_{\text{ив}} \cdot F_{\text{н}} \cdot 10^{-6} = 309 \cdot 10000 \cdot 10^{-6} = 3,09 \text{ т.}$$

Масса нефти, принимаемая для расчета платы за выбросы летучих низкомолекулярных углеводородов нефти в атмосферный воздух при авариях на нефтепроводах, рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{атм}} = M_{\text{ип}} + M_{\text{ив}} = 17,8 + 3,09 = 20,89 \text{ т.}$$

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

Заключение

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы был проведен анализ основных нормативных требований к технологиям устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций и анализ технологий устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций.

Цель работы, а именно выявление наиболее оптимальной технологии устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций выполнена: данной технологией оказалась композитно-муфтовая технология. Использование данной технологии позволяет повысить безопасность ремонта, так как исключаются сварочные работы на поверхности действующего нефтепровода, понизить стоимость проведения и трудоемкость работ. Главным недостатком данной технологии является необходимость обеспечения температуры перекачиваемой нефти и температуры окружающей среды в диапазоне от 3 до 25 °С.

Так как в качестве рассматриваемого объекта был взят виртуальный магистральный нефтепровод, был проведен его расчет на прочность и устойчивость, по результатам которого прочность и устойчивость подтвердились.

|           |                |          |         |      |                                                                                                       |              |      |
|-----------|----------------|----------|---------|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|------|
|           |                |          |         |      | Технологии устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций |              |      |
| Изм.      | Лист           | № докум. | Подпись | Дата |                                                                                                       |              |      |
| Разраб.   | Працунто Д.З.  |          |         |      | Заключение                                                                                            | Лит.         | Лист |
| Руковод.  | Богданов А.Л.  |          |         |      |                                                                                                       |              |      |
| Консульт. | Алексеев Н.А.  |          |         |      |                                                                                                       | ТПУ зр. 2Б2А |      |
| Зав. Каф. | Рудаченко А.В. |          |         |      |                                                                                                       |              |      |
|           |                |          |         |      |                                                                                                       |              |      |

## Список использованных источников

1. Лисин Ю.В., Сощенко А.Е. Технологии магистрального нефтепроводного транспорта России. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2013 г., с. 40-45, 160 – 180.
2. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С, Векштейн М.Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / Под ред. А.Г. Гумерова. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1998 г., с. 23-25.
3. РД-23.040.00-КТН-140-11 Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
4. СНиП 2.05.06-85\* Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы
5. РД-19.100.00-КТН-001-10 Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов
6. Fletcher S. US Senate ready to act on pipeline safety/ Oil & Gas Journal. Feb.5.2010. p.58-60.
7. Черняев К.В., Васин Е.С. Система безопасной эксплуатации и продления срока службы магистральных нефтепроводов / Трубопроводный транспорт нефти - М.: 1998. №11. - С. 16-21.
8. ОР-20.02-74.20.36-КТН-006-1-05 Регламент о порядке организации работ по выбору и предоставлению земельных участков для строительства, реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта объектов магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть».
9. СанПиН 2.2.3.1384-03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ.

|           |      |                |         |      |                                                                                                       |  |  |      |      |        |
|-----------|------|----------------|---------|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|--|------|------|--------|
|           |      |                |         |      | Технологии устранения дефектов на магистральных нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций |  |  |      |      |        |
|           |      |                |         |      |                                                                                                       |  |  |      |      |        |
| Изм.      | Лист | № докум.       | Подпись | Дата |                                                                                                       |  |  |      |      |        |
| Разраб.   |      | Працито Д.З.   |         |      | Список использованных источников                                                                      |  |  | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод.  |      | Богданов А.Л.  |         |      |                                                                                                       |  |  |      |      |        |
| Консульт. |      | Алексеев Н.А.  |         |      |                                                                                                       |  |  |      |      |        |
| Зав. Каф. |      | Рудаченко А.В. |         |      |                                                                                                       |  |  |      |      |        |
|           |      |                |         |      |                                                                                                       |  |  |      |      |        |
|           |      |                |         |      | ТПУ зр. 2Б2А                                                                                          |  |  |      |      |        |



10. ОР-91.010.30-КТН-345-09 Порядок разработки проектов производства, работ на строительство, техническое перевооружение и реконструкцию объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
11. 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».
12. ВСН 31-81 Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности.
13. ОР-15.00-45.21.30-КТН-003-1-01 с изм. №0-4 Регламент организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов.
14. ОР-19.100.00-КТН-010-10 Порядок проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных трубопроводов
15. ПБ 03-440-02 «Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля.
16. ОР-03.120.00-КТН-071-09 Требования к аттестации специалистов неразрушающего контроля, выполняющих работы на объектах ОАО «АК «Транснефть».
17. РД-23.040.00-КТН-090-07 с изм. № 1-5 Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов.
18. РД-75.180.00-КТН-164-06 Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов.
19. РД-23.040.00-КТН-386-09 Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 МПа
20. РД-25.160.00-КТН-011-10 Сварка при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов.

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

- 21. СНиП II-12-77 Нормы проектирования. Защита от шума.
- 22. НРБ-76/87 Нормы радиационной безопасности. 7 23
- 23. Федеральный закон № 7-ФЗ Об охране окружающей среды. 12
- 24. Федеральный Закон №116 О промышленной безопасности опасных производственных объектов.
- 25. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах утв. Минтопэнерго РФ 1 ноября 1995 года.

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