

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

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

|  |
|--|
| Тема работы  |
| «Совершенствование пассивной системы защиты трубопроводов от коррозии» |
| УДК <u>621.644:620.193</u>   |

Студент

| Группа | ФИО          | Подпись | Дата |
|--------|--------------|---------|------|
| 2Б4Б   | Чжан Хайфань |         |      |

Руководитель

| Должность | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------|------------------------|---------|------|
| Доцент    | Антропова Н.А. | к.х.н, доцент          |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО           | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент | Макашева Ю.С. | -                      |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент | Абраменко Н.С. | -                      |         |      |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| Руководитель ООП | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|--------------|------------------------|---------|------|
| <b>ОНД ИШПР</b>  | Брусник О.В. | к.п.н, доцент          |         |      |

### Планируемые результаты обучения

| <i>Код результата</i>   | <i>Результат обучения<br/>(выпускник должен быть готов)</i>   | <i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>  |
|---|---|--|
| <b>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b> |   |  |
| <b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>                             |   |  |
| P1  | Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности      | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АБЕТ-3А, АБЕТ-3i).</i>                       |
| P2  | Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности                            | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>                                       |
| <i>в области производственно-технологической деятельности</i>                                   |   |  |
| P3  | Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов   | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i> |
| P4  | Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>   |
| <i>в области организационно-управленческой деятельности</i>                                     |   |  |
| P5  | Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы   | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АБЕТ-3d).</i>                   |
| P6  | Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования  | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>                                   |

| <i>Код результата</i>   | <i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>  | <i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>   |
|---|--|---|
| <i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>  |  |   |
| P7  | Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела   | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>  |
| <i>в области проектной деятельности</i>   |  |   |
| P8  | Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).</i>  |
| <b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b> |  |   |
| P9  | Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН   | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i> |
| P10   | Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН  | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>                 |
| P11   | Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН   | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>           |

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

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

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

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

*бакалаврской работы*

Студенту:

| <i>Группа</i> | <i>ФИО</i>          |
|---------------|---------------------|
| <i>2Б4Б</i>   | <i>Чжан Хайфань</i> |

Тема работы:

**«Совершенствование пассивной системы защиты трубопроводов от коррозии»**

*Утверждена приказом директора (дата, номер)*

Срок сдачи студентом выполненной работы:

*01.06.2018г*

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

***Исходные данные к работе***

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

*Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, анализ процессов коррозии трубопроводов и классификации различных покрытий, расчет срока службы покрытий, нормативные документы, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники.*

|   |  |
|---|--|
| <p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p>(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).</p> | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Введение</li> <li>2. Обзор литературы</li> <li>3. Основные понятия о коррозии</li> <li>4. Электрические процессы, протекающие на поверхности подземного трубопровода</li> <li>5. Общая система защита трубопроводов от коррозии</li> <li>6. Защитные покрытия для нефтепроводов</li> <li>7. Анализ прогнозирования долговечности защитных покрытий</li> <li>6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>8. Социальная ответственность</li> <li>9. Заключение</li> </ol>  |
| <p><b>Перечень графического материала</b><br/>(с точным указанием обязательных чертежей)</p>  | <p><b>Таблицы – 22 штук:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Показатель скорости коррозии</li> <li>- Защитные закрытия российского магистральных трубопроводов при эксплуатации</li> <li>- Конструкции битумных изоляционных покрытий</li> <li>- Преимущества и недостатки материалов полимерных покрытий</li> <li>- Конструкции полимерных покрытий</li> <li>- Классификация защитных покрытий по конструкции, назначению и температуре эксплуатации</li> <li>- Время проведения работ по переизоляции</li> <li>- Необходимое оборудование для переизоляции</li> <li>- Объем производимых работ</li> <li>- Потребность в оборудовании для ремонта трубопровода</li> <li>- Определение потребности материалов</li> <li>- Фонд оплаты труда</li> <li>- Расчёт амортизационных средств</li> <li>- Смета затрат на ремонт</li> <li>- Расчет ЧТСАКК при <math>H_p=10\%</math></li> <li>- Расчет ЧТСАКК при <math>H_p=300\%</math></li> <li>- Результаты расчётов экономической эффективности</li> <li>- Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по замене магистральных трубопроводов.</li> <li>- Нормы искусственной освещенности рабочих поверхностей в производственных помещениях</li> <li>- Рекомендуемые источники света при системе комбинированного освещения</li> <li>- Допустимые уровни шума, дБ, на рабочем месте</li> <li>- Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при выполнении работ по замене изоляционных покрытий</li> </ul> |

|  |  |
|--|--|
|  | <p><b>Рисунки – 20 штук:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Классификация процессов коррозии</li> <li>- Виды сплошной коррозии металла</li> <li>- Виды местной коррозии металла</li> <li>- Виды коррозии магистральных трубопроводов</li> <li>- Схема возникновения элементов коррозии</li> <li>- Схема работы коррозионного гальванического элемента</li> <li>- Поляризационные кривые</li> <li>- Примеры формирования гальванических элементов</li> <li>- Коррозионные элементы на трубопроводе</li> <li>- Из-за различных условий поверхности металла примеры коррозионных элементов на трубопроводе</li> <li>- Классификация систем защиты трубопроводов от коррозии</li> <li>- Классификация защитных покрытий трубопроводов</li> <li>- Наноструктурированное покрытие на основе твердого сплава с антифрикционной керамической матрицей (WC-TiO<sub>2</sub>)</li> <li>- Наноструктурированное покрытие на основе твердого сплава с износостойкой керамической матрицей (WC-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>)</li> <li>- Наноструктурированный сплав на основе железа</li> <li>- Инновационное покрытие ЗУБ-Композит</li> <li>- Продукты PrimaTek InnoPipe</li> <li>- УФ-отверждаемые покрытия</li> <li>- Общий вид графика зависимости I – τ при эксплуатации трубопроводов</li> <li>- Определение ВНР</li> </ul> |
| <p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b><br/>(с указанием разделов)</p>    |  |
| <p><b>Раздел</b></p>   | <p><b>Консультант</b></p>  |
| <p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>                               | <p>Макашева Ю.С.</p>   |
| <p>«Социальная ответственность»</p>  | <p>Абраменко Н.С.</p>  |
| <p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>         |  |
| <p> </p>   |  |
| <p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p> | <p>18.05.2018г</p>   |

**Задание выдал руководитель:**

| <i>Должность</i> | <i>ФИО</i>            | <i>Ученая степень,<br/>звание</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |
|------------------|-----------------------|-----------------------------------|----------------|-------------|
| <i>Доцент</i>    | <i>Антропова Н.А.</i> | <i>к.х.н, доцент</i>              |                |             |

**Задание принял к исполнению студент:**

| <i>Группа</i> | <i>ФИО</i>          | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |
|---------------|---------------------|----------------|-------------|
| <i>2Б4Б</i>   | <i>Чжан Хайфань</i> |                |             |

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

*бакалаврская работа*

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

|  |             |
|--|-------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 01.06.2018г |
|--|-------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)                             | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|---|------------------------------------|
| 14.03.2018    | <i>Основные понятия о коррозии</i>  |                                    |
| 28.03.2018    | <i>Электрические процессы, протекающие на поверхности подземного трубопровода</i> |                                    |
| 12.04.2018    | <i>Общая система защита трубопроводов от коррозии</i>                             |                                    |
| 15.04.2018    | <i>Защитные покрытия для нефтепроводов</i>  |                                    |
| 29.04.2018    | <i>Анализ прогнозирования долговечности защитных покрытий</i>                     |                                    |
| 05.05.2018    | <i>Финансовый менеджмент</i>  |                                    |
| 12.05.2018    | <i>Социальная ответственность</i>   |                                    |
| 19.05.2018    | <i>Заключение</i>   |                                    |
| 25.05.2018    | <i>Презентация</i>  |                                    |

Составил преподаватель:

| Должность     | ФИО                   | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------|-----------------------|------------------------|---------|------|
| <i>Доцент</i> | <i>Антропова Н.А.</i> | <i>к.х.н, доцент</i>   |         |      |

**СОГЛАСОВАНО:**

| Руководитель ООП       | ФИО                 | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------------|---------------------|------------------------|---------|------|
| <b><i>ОНД ИШПР</i></b> | <i>Брусник О.В.</i> | <i>к.п.н, доцент</i>   |         |      |

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

Студенту:

|               |              |
|---------------|--------------|
| <i>Группа</i> | <i>ФИО</i>   |
| 2Б4Б          | Чжан Хайфань |

|                            |                           |                                  |   |
|----------------------------|---------------------------|----------------------------------|---|
| <i>Инженерная школа</i>    | <i>Природных ресурсов</i> | <i>Отделение</i>                 | <i>Нефтегазового дела</i>   |
| <i>Уровень образования</i> | бакалавриат               | <i>Направление/специальность</i> | 21.03.01 «Нефтегазовое дело»<br>профиль «Эксплуатация и<br>обслуживание объектов<br>транспорта и хранения нефти,<br>газа и продуктов переработки» |

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

|  |   |
|--|---|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Оценка затрат на проведении ремонтных работ по переизоляции участка магистрального нефтепровода |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов   | РДС 82-201-96 Правила разработки норм расхода материалов в строительстве                        |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования                                  | Налоговый кодекс РФ Ф3-213 от 24.07.2009 в редакции от 19.12.2016 № 444-Ф                       |

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

|  |   |
|--|---|
| 1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения | - Оценка условий реализации замены изоляционного покрытия участка нефтепровода.   |
| 2. Планирование и формирование бюджета научных исследований  | - Расчет затрат на оборудование по проведении работ по переизоляции;<br>- Расчет затрат на изоляционные материалы;<br>- Расчет оплаты труда;<br>- Расчет амортизационных средств. |
| 3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования        | - Оценка экономической эффективности проекта.   |

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

|  |
|--|
| 1. Оценка конкурентоспособности технических решений              |
| 2. Матрица SWOT  |
| 3. Альтернативы проведения НИ                                    |
| 4. График проведения и бюджет НИ                                 |
| 5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ |

|   |            |
|---|------------|
| <b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b> | 28.05.2018 |
|---|------------|

**Задание выдал консультант:**

|                  |               |                               |                |             |
|------------------|---------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| <i>Должность</i> | <i>ФИО</i>    | <i>Ученая степень, звание</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |
| Ассистент        | Макашева Ю.С. | -                             |                |             |

**Задание принял к исполнению студент:**

|               |              |                |             |
|---------------|--------------|----------------|-------------|
| <i>Группа</i> | <i>ФИО</i>   | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |
| 2Б4Б          | Чжан Хайфань |                |             |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

|               |             |
|---------------|-------------|
| <i>Группа</i> | <i>ФИО</i>  |
| 2Б4Б          | ЧжанХайфань |

|                            |                           |                                  |  |
|----------------------------|---------------------------|----------------------------------|--|
| <i>Инженерная школа</i>    | <i>Природных ресурсов</i> | <i>Отделение</i>                 | <i>Нефтегазового дела</i>  |
| <i>Уровень образования</i> | бакалавриат               | <i>Направление/специальность</i> | 21.03.01 «Нефтегазовое дело»<br>профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки» |

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

|   |  |
|---|--|
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения. | Рабочим местом является магистральный нефтепровод подземного исполнения. В процессе переизоляции или замены магистрального нефтепровода, персонал подвержен воздействию вредных и опасных производственных факторов: физические, химические, физические перегрузки, нервно- психические перегрузки. Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера. |
|---|--|

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

|  |   |
|--|---|
| 1. Производственная безопасность<br>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.<br>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. | 1. Недостаточная освещенность рабочей зоны;<br>2. Отклонение параметров климата;<br>3. Повреждения в результате контакта с насекомыми;<br>4. Превышение уровня шума;<br>5. Повышенная запыленность рабочей зоны.<br>6. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;<br>7. Обрушение стенок траншеи;<br>8. Электрическая дуга и металлические искры при сварке; |
| 2. Экологическая безопасность:   | Защита атмосферы, гидросферы и литосферы  |
| 3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:  | В районе деятельности возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций:<br>– стихийного характера (лесные пожары и т.д.);<br>– социального характера;<br>– по причинам техногенного характера (аварии).   |
| 4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:  | Специальные правовые нормы трудового законодательства. Обязанности работодателя перед работником.   |

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

15.02.2018г

**Задание выдал консультант:**

|                  |                |                               |                |             |
|------------------|----------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| <i>Должность</i> | <i>ФИО</i>     | <i>Ученая степень, звание</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |
| Ассистент        | Абраменко Н.С. | -                             |                |             |

**Задание принял к исполнению студент:**

|               |             |                |             |
|---------------|-------------|----------------|-------------|
| <i>Группа</i> | <i>ФИО</i>  | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |
| 2Б4Б          | ЧжанХайфань |                |             |

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 97с., 20рис., 22табл., 4бисточников, 1 прил.

Ключевые слова: коррозия, пассивная защита, защитные покрытия, инновационные конструкции, долговечность.

Объектом исследования являются коррозионные процессы металлов и пассивная защита трубопроводов от коррозии с использованием различных покрытий.

Цель работы – совершенствование пассивной системы защиты трубопроводов от коррозии.

В процессе исследования проводились анализ причин и последствий коррозии трубопроводов, был проведен анализ причин появления дефектов на защитных покрытиях, был проведен расчет сроков службы различных покрытий.

В результате исследования был произведен сравнительный анализ срока службы различных изоляционных покрытий. На основании полученных результатов было выявлено, что покрытие на основе термоусаживающихся материалов имеет более долговечность.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, земляные работы, монтаж трубопровода, сварочно-монтажные работы стального трубопровода и т.д.

Экономическая эффективность/значимость работы по переизоляции участка магистрального нефтепровода протяженностью 7000 метров было определено, что полная стоимость проведения данных работ составит 2046101,1 руб.

## **Определения, обозначения, сокращения и нормативные ссылки**

**МГ** - магистральный газопровод

**МН** - магистральный нефтепровод

**КИП** - контрольно-измерительный пункт

**ЛЭС** - линейно-эксплуатационная служба

**н/д** - нет данных

**ПКЗ** - противокоррозионная защита

**ВКО** - высокая коррозионная опасность

**ПКО** - повышенная коррозионная опасность

**УКО** - умеренная коррозионная опасность

**НК** - неразрушающий контроль

**ТО и Р** - техническое обслуживание и ремонт

**КРН** - коррозионное растрескивание под напряжением

**ВУС** - весьма усиленного типа

**ВЗ** - визкозиметр

**ЭХЗ** - электрохимическая защита

**ВНР** - внутренняя норма рентабельности

**ОВПФ** - опасные и вредные производственные факторы

**ППР** - проект производства работ

**СНиП** - строительные нормы и правила

**РД** - руководящий документ

**ВРД** - ведомственный руководящий документ

**ПДК** - предельно допустимая концентрация

**СИЗ** - средства индивидуальной защиты

**ВСН** - ведомственные строительные нормы

**ЧС** - чрезвычайная ситуация

**ННБ** - наклонно направленное бурение

## ОГЛАВЛЕНИЕ

|   |    |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ .....  | 15 |
| ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ .....  | 17 |
| ГЛАВА 1 ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О КОРРОЗИИ.....  | 19 |
| 1.1. Определение коррозии.....  | 19 |
| 1.2. Классификация процессов коррозии.....  | 19 |
| 1.3. Виды коррозионных разрушений .....   | 21 |
| 1.4. Скорость коррозии и ее выражения.....  | 24 |
| ГЛАВА 2 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ, ПРОТЕКАЮЩИЕ НА ПОВЕРХНОСТИ ПОДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА .....  | 27 |
| 2.1. Влияние неоднородности состава металла и внешних условий на процессе коррозии.....   | 32 |
| 2.2. Влияние состава перекачиваемой среды на коррозию металла .....   | 35 |
| 2.3. Механизм наведения блуждающих токов на подземные металлические сооружения и их разрушение. ....                                | 35 |
| ГЛАВА 3 ОБЩАЯ СИСТЕМА ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ..  | 37 |
| ГЛАВА 4 ЗАЩИТНЫЕ ПОКРЫТИЯ ДЛЯ НЕФТЕПРОВОДОВ.....  | 39 |
| 4.1. Основные требования к защитным покрытиям трубопроводов .....   | 39 |
| 4.2. Классификация защитных покрытий трубопроводов .....  | 40 |
| 4.2.1. Мастичные покрытия .....   | 43 |
| 4.2.2. Полимерные покрытия.....   | 44 |
| 4.2.3. Комбинированные покрытия.....  | 47 |
| 4.3. Инновационные конструкции защитных покрытий .....  | 50 |
| 4.3.1. Наноструктурированные покрытия .....   | 50 |
| 4.3.2. Защитные композитные покрытия трубопроводов ЗУБ-Композит.....  | 52 |
| 4.3.3. Инновационные материалы Primatek InnoPipe для противокоррозионной защиты трубопроводов и объектов нефтегазового сектора..... | 53 |
| 4.3.4. УФ-отверждение антикоррозионных полимерных покрытий.....   | 54 |
| ГЛАВА 5 АНАЛИЗ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДОЛГОВЕЧНОСТИ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ.....   | 56 |
| 5.1. Анализ основных рабочих свойств защитных покрытий.....   | 56 |
| 5.2. Прогнозирование долговечности защитных покрытий .....  | 56 |
| 5.3. Примеры расчета остаточного срока службы защитных покрытий трубопровода.....   | 58 |
| 5.3.1. Расчет срока службы защитных покрытий трубопровода в период проектирования.....  | 58 |
| 5.3.2. Расчет остаточного срока службы защитных покрытий трубопроводов по изменению переходного сопротивления .....                 | 59 |
| 5.3.3. Расчет срока службы различных изоляционных покрытий .....  | 60 |

|                   |             |                     |                |             |   |                    |             |               |
|-------------------|-------------|---------------------|----------------|-------------|---|--------------------|-------------|---------------|
|                   |             |                     |                |             | <i>Совершенствование пассивной системы защиты трубопроводов от коррозии</i> |                    |             |               |
| <i>Изм.</i>       | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>     | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |   |                    |             |               |
| <i>Разраб.</i>    |             | <b>Чжан Хайфань</b> |                |             | <b>ОГЛАВЛЕНИЕ</b>   | <i>Лит.</i>        | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i>   |             | Антропова Н.А.      |                |             |   |                    | 13          | 95            |
| <i>Консульт.</i>  |             |                     |                |             |   | <b>ТПУ гр.2Б4Б</b> |             |               |
| <i>Рук-ль ООП</i> |             | Брусник О.В.        |                |             |   |                    |             |               |

|   |    |
|---|----|
| ГЛАВА 6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....  | 62 |
| 6.1. Расчёт затрат времени, труда, заработной платы, материалов и оборудования...62                                       |    |
| 6.1.1. Затраты на необходимые оборудования и на объем производимых работ  | 65 |
| 6.1.2. Затраты на необходимые изоляционные материалы для переизоляции трубопровода.....                                   | 66 |
| 6.1.3. Затраты на заработную плату .....  | 66 |
| 6.1.4. Расчёт на амортизационные отчисления и прочие расходы .....  | 68 |
| 6.2. Оценка экономической эффективности проекта .....   | 69 |
| ГЛАВА 7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ ПО ЗАМЕНЕ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ..... | 73 |
| 7.1. Производственная безопасность.....   | 73 |
| 7.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....                          | 74 |
| 7.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....                          | 80 |
| 7.2. Экологическая безопасность .....   | 81 |
| 7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....  | 85 |
| 7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....  | 88 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....   | 90 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....  | 91 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ А.....   | 95 |

## ВВЕДЕНИЕ

С ростом спроса энергии на рынке быстро развивается трубопроводный транспорт нефти и газа. В мире построено много крупных систем газоснабжения и сетей нефтепроводов. Однако коррозия является ключевым фактором, влияющим на надежность и срок службы трубопроводных систем. Нередко встречающиеся коррозионные перфорации происходят вскоре после ввода в эксплуатацию подземных трубопроводов. Это не только приводит к потере утечки нефти и газа, но также приводит к потере материалов, рабочей силы и остановке производства из-за технического обслуживания, и может привести к несчастным случаям, таким как пожар из-за коррозии. Коррозия трубопроводов серьезно сказывается на надёжности трубопроводных систем, вызывая огромные экономические потери, вызывая загрязнение окружающей среды и влияя на среду обитания человека. Борьба с коррозией стала неотложной задачей, которая должна быть решена.

Коррозия трубопровода происходит как внутри них, так и снаружи. Коррозия наружной стенки в основном вызвана эрозией почв, коррозией сульфат-восстанавливающих бактерий и блуждающих токов на подземные металлические сооружения. Процесс коррозии внутренней поверхности трубы относится к электрохимической коррозии, а внутренняя коррозия в основном зависит от среды передачи. В настоящее время большинство основных месторождений нефти выходят на стадию разработки высоководных нефтей. Содержание воды и коррозионных веществ  $Cl^{-1}$ ,  $H_2S$  и  $CO_2$  в среде передачи является высоким, что приводит к увеличению внутренней скорости коррозии трубопровода.

|            |      |                |         |      |  |             |      |        |
|------------|------|----------------|---------|------|--|-------------|------|--------|
|            |      |                |         |      | Совершенствование пассивной системы защиты трубопроводов от коррозии |             |      |        |
| Изм.       | Лист | № докум.       | Подпись | Дата |  |             |      |        |
| Разраб.    |      | Чжан Хайфань   |         |      | ВВЕДЕНИЕ   | Лит.        | Лист | Листов |
| Руковод.   |      | Антропова Н.А. |         |      |  |             | 15   | 95     |
| Консульт.  |      |                |         |      |  | ТПУ гр.2Б4Б |      |        |
| Рук-ль ООП |      | Брусник О.В.   |         |      |  |             |      |        |

Степень коррозии трубопроводов зависит от внешней среды, собственного материала и антикоррозийных способов. Способы защиты от коррозии для нефтегазопроводов включают: правильный выбор коррозионно-стойких материалов; разумная антикоррозионная конструкция; электрохимическая защита; обработка окружающей среды; покрытие металлов поверхности и др.

Наиболее часто используемый способ защиты от коррозии — использование различных типов покрытия для отделения внутренней и внешней поверхностей трубопровода от окружающей среды. Однако, когда вода и ионы окружающей среды проникают в поверхность металла, может возникнуть коррозия под покрытием.

Применение антикоррозионного покрытия является одной из гарантий безопасности трубопроводов. В некоторой степени, качество антикоррозийного слоя определяет срок службы трубопровода. Поэтому мы должны понимать текущее состояние покрытия трубопроводов и изучать эффективность различных типов защитных покрытий трубопроводов от коррозии.

**Цель:** Совершенствование пассивной системы защиты трубопроводов от коррозии.

**Задачи:**

- 1) Классификация процессов коррозии металлов;
- 2) Анализ системы защиты трубопроводов от коррозии, определение основных направлений совершенствования пассивной защиты;
- 3) Расчёт долговечности защитных покрытий трубопроводов.

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

## ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Коррозия создает значительные риски для магистральных нефтепроводов. По мере того как проблемы коррозии увеличиваются в наше время, существуют значительные экономические потери, и все больше случаев экологических опасностей, аварий и инцидентов инцидентов.

Многие люди в мире внесли выдающийся вклад в исследовании методов борьбы с коррозией металлов. В этих статьях обсуждаются опасности коррозионного разрушения магистральных трубопроводов и некоторые методы защиты трубопроводов от коррозии.

В статье Зиневич А.М. , Санжаровекий А.Т. , Уразов Б.В. рассматриваются результаты исследования состояния и перспективы производства и применения изоляционных материалов и покрытий.[5] В статье Харисов Р.А. были исследованы совершенствования технологии изоляции трубопроводов полимерными ленточными покрытиями с двусторонним липким слоем дис.[17] В статье Мустафин Ф.М. приведены результаты исследования обзора методов защиты трубопроводов от коррозии изоляционными покрытиями.[20] В статье Абдуллин, И. Г. и Гареев А.Г. приведены результаты исследования коррозионно-механической стойкости нефтегазовых трубопроводных систем: диагностика и прогнозирование долговечности.[7]

В зарубежной статье Пибоди А.В. и Бианкетти Р.Л. приведены результаты исследования контроля коррозии трубопроводов. [19] Основными задачами данной статьи – определить основные направления совершенствования пассивной защиты, исследовать обзор методов защиты

| Изм.       | Лист | № докум.       | Подпись | Дата | Совершенствование пассивной системы защиты трубопроводов от коррозии |             |      |        |
|------------|------|----------------|---------|------|--|-------------|------|--------|
| Разраб.    |      | Чжан Хайфань   |         |      | ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ   | Лит.        | Лист | Листов |
| Руковод.   |      | Антропова Н.А. |         |      |  |             | 17   | 95     |
| Консульт.  |      |                |         |      |  | ТПУ гр.2Б4Б |      |        |
| Рук-ль ООП |      | Брусник О.В.   |         |      |  |             |      |        |

трубопроводов от коррозии изоляционными покрытиями, собирать инновационные конструкция защитных покрытий. Наконец, узнать как прогнозировать долговечность защитных покрытий трубопроводов.

Проблема защиты трубопроводов от коррозии является актуальной, так как необходимости существует более совершенных нормативных документов, связанных с ней.

|      |      |          |         |      |                  |      |
|------|------|----------|---------|------|------------------|------|
|      |      |          |         |      | ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ | Лист |
|      |      |          |         |      |                  | 18   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                  |      |

# ГЛАВА 1 ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О КОРРОЗИИ

## 1.1. Определение коррозии

**Коррозия металлов** — самопроизвольное разрушение металлов при их производстве и использовании, под воздействием факторов окружающей среды. При коррозии изменяются первоначальные химические, физические и механические свойства металлов.

## 1.2. Классификация процессов коррозии

Процесс коррозии классифицируется по нескольким параметрам, а конкретные типы коррозии различаются по некоторым признакам. Классификация процессов коррозии показана на рис. 1.1.

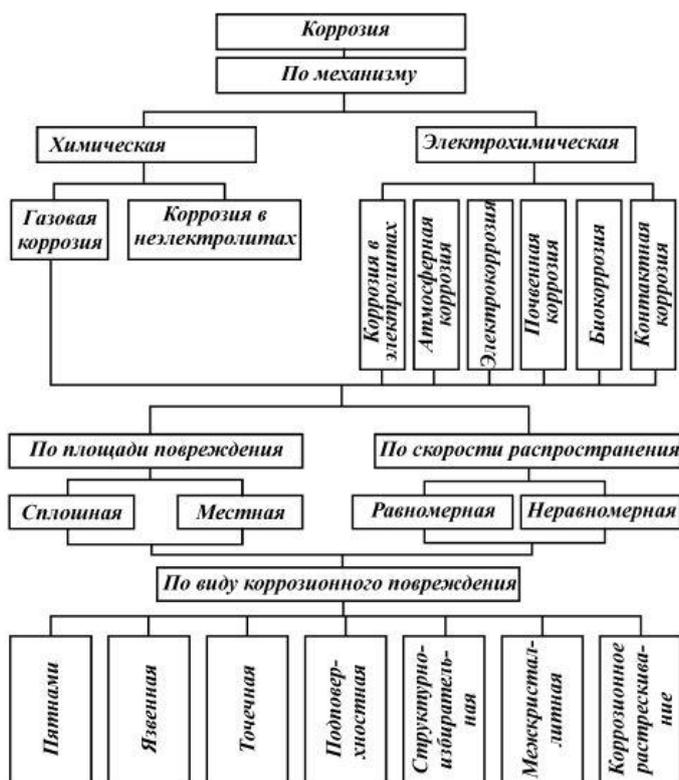


Рис. 1. 1. Классификация процессов коррозии. [1]

|            |                |          |         |      |  |             |      |        |
|------------|----------------|----------|---------|------|--|-------------|------|--------|
|            |                |          |         |      | Совершенствование пассивной системы защиты трубопроводов от коррозии |             |      |        |
| Изм.       | Лист           | № докум. | Подпись | Дата |  |             |      |        |
| Разраб.    | Чжан Хайфань   |          |         |      | ГЛАВА 1 ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ<br>О КОРРОЗИИ                               | Лит.        | Лист | Листов |
| Руковод.   | Антропова Н.А. |          |         |      |  |             | 19   | 95     |
| Консульт.  |                |          |         |      |  | ТПУ гр.2Б4Б |      |        |
| Рук-ль ООП | Брусник О.В.   |          |         |      |  |             |      |        |

По механизму различают химическую и электрохимическую коррозию.

**Химическая коррозия** — процесс контактирования металлического элемента со средой, которая способствует развитию коррозии, в ходе которой одновременно происходит реакция окисления металлического элемента и восстановления самой окислительной компоненты среды.

Стальные структуры объектов трубопроводного транспорта нефти и газа на воздухе, под землей и под водой подвержены в основном электрохимической коррозии. Химическая коррозия в трубопроводном транспорте встречается редко.

Химический механизм имеют следующие виды коррозии:

- 1) **газовая коррозия** — при высокой температуре происходит окисление кислородом или другим газом, без влаги на поверхности металлических изделий. К примеру, коррозия лопаток газовой турбины на компрессорной станции газопровода, дымогарной трубы котельной установки, выпускной коллектор двигателя внутреннего сгорания, образование окалины при нагревании и прокате металлов.
- 2) **коррозия в неэлектролитах** — разрушение металлов в жидкой или газообразной агрессивной среде с низкой электропроводностью. К примеру, коррозия металлов в нефти, бензине, или контакте с серой при температуре  $\geq 200^{\circ}\text{C}$ , коррозия в внутренней поверхности трубопроводов и аппаратуры перекачки нефти с высоким содержанием серы.

**Электрохимическая коррозия** — процесс взаимодействия металла с коррозионной средой (раствором электролита), в которой атомы металлов подвергаются ионизации и извлечение окислительных компонентов коррозионной среды происходят не в едином пространственном и временном промежутке, а их скорость зависит от потенциала электрода.

Электрохимическую коррозию разрушения металла сооружений можно разделить на следующие виды:

- 1) **коррозия в электролитах** — коррозия металлов в жидкой среде,

|      |      |          |         |      |                                     |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ГЛАВА 1 ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О КОРРОЗИИ | Лист |
|      |      |          |         |      |                                     | 20   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                                     |      |

проводящий ток электролит (вода, кислота, солей, щелочей);

- 2) **почвенная коррозия** — коррозия подземных металлических сооружений под влиянием почвенного электролита;
- 3) **электрокоррозия** — коррозия металлических сооружений под влиянием блуждающих токов;
- 4) **атмосферная коррозия** — коррозия металлов в воздухе или в другом газе, содержащем пары воды;
- 5) **биокоррозия** — коррозия, вызванная жизнедеятельностью микроорганизмов, вырабатывающих вещества ускоряющие коррозионный процесс;
- 6) **контактная коррозия** — металлическая коррозия в воде из-за прямого контакта двух металлов.

### 1.3. Виды коррозионных разрушений

Коррозионный процесс сооружения начинается с поверхности сооружения металлов и распространяется до глубины. Изучая поверхность сооружения, можно судить об интенсивности и характеристиках коррозии. По площади повреждения коррозии металлов различают следующие виды коррозии:

- **Сплошная** — под воздействием коррозионной среды разрушение металла сооружения равномерно по всей поверхности. Сплошная коррозия может быть **равномерной**, протекающей с постоянной скоростью по всей поверхности, и **неравномерной** (Рис. 1.2), протекающей с неодинаковой скоростью на разных частях поверхности металла (например, коррозия углеродистой стали в морской воде);

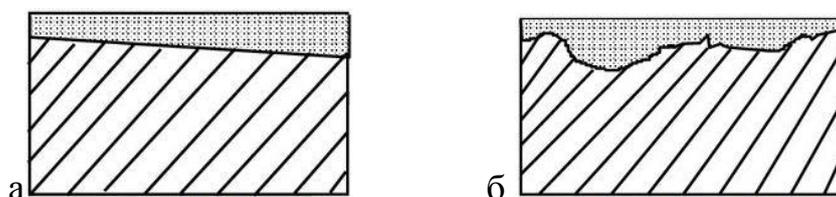
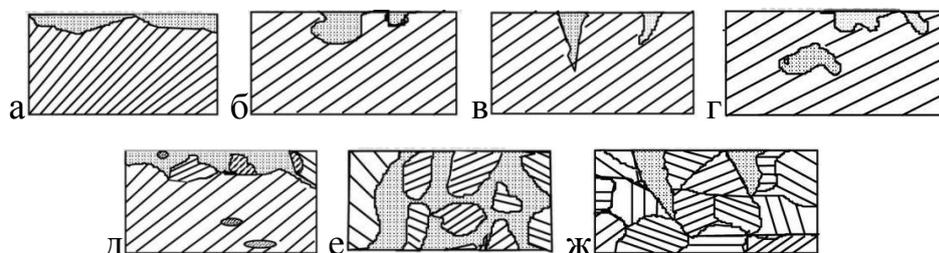


Рис. 1.2. Виды сплошной коррозии металла:

а-равномерная; б-неравномерная. [1]



вызванное усталостью металла, образуется под воздействием постоянных растягивающих напряжений. При этом виде разрушений коррозионная трещина может располагаться не только по границам зерен, т.е. межкристаллитно, но и через непосредственно кристаллы, т.е. транскристаллитно.



**Рис. 1.3. Виды местной коррозии металла:**

**а-пятнами; б-язвенная; в-точечная; г-поверхностная; д-структурно-избирательная; е-межкристаллитная; ж-коррозионное растрескивание. [1]**

Очевидно, что местная коррозия более опасна сплошной коррозией.

Коррозия оценивается по-разному в зависимости от ее типа и скорости. Показатель степени коррозии структурного отбора, это изменение прочности металлов (временное сопротивление) в единицу времени (табл. 1.4).

**Таблица 1.4 – Показатель скорости коррозии**

| Вид коррозии             | Показатель скорости коррозии  |
|--------------------------|---|
| Сплошная равномерная     | Потеря металла за единицу времени с единицы поверхности.                |
| Язвенная местная         | Скорость увеличения глубины коррозионного повреждения в единицу времени |
| Точечная местная         |   |
| Межкристаллитная местная |   |

Статистические исследования проведенные фирмой «Dupont» (рис. 1.5) указывают, что распределение типов коррозии по частоте встречаемости выглядит следующим образом:



**Рис.1.5 – Виды коррозии магистральных трубопроводов. [16]**

Эти статистические данные ясно указывают на важность некоторых видов коррозионных процессов. Однако, во многих случаях, коррозионное разрушение имеет два или более коррозионных свойства. Поэтому эти статистические данные можно считать приблизительными.

#### **1.4. Скорость коррозии и ее выражения**

Скорость коррозии можно выразить в разных единицах. Если общая потеря металла опасна, оценка основана на индексе качества, который представляет собой площадь и временную единицу, вызванную потерей массы металла, такой как  $г/(см^2 \cdot ч)$  или  $г/(м^2 \cdot год)$ . Если присутствует осмотическая коррозия, ее скорость оценивается по индексу глубины, который представляет собой глубину коррозионного разрушения, выраженную в линейных единицах и в единицу времени, пример, мм / год, и др.

В дополнение к массовому методу оценки потерь металла объемный метод также используется для измерения скорости коррозии в случае окисления металла, сопровождаемого расходом или выделением газа. Измерение объема является наименее точным. При массовом определении скорости коррозии испытание прерывается, продукт коррозии удаляется и определяется только изменением массы образования. Расчетной скоростью коррозии является среднее значение для всего периода испытаний.

Предположим, что во время эксперимента изменение скорости коррозии не меняется. Можно контролировать изменение объема газа в закрытых системах без прерывания теста, тем самым обеспечивая более значимую информацию для кинетики и скорости коррозионного процесса. Формула (1.6) определяет потерю массы металлов в присутствии коррозии в атмосфере или кислых средах:

$$m = \frac{aVA}{V_{\mu}Z}, \quad (1.6)$$

где  $m$  — массовая потеря металлов, г;

$a$  — постоянный коэффициент, равный 4 при атмосферной коррозии или равный 2 при кислотной;

$V$  — объем окисляющих кислорода  $O_2$  или водорода  $H_2$ ;

$A$  — атомная масса металлов;

$V_{\mu}$  — молярный объемы кислорода и водорода в условиях опытов;

$Z$  — валентность металла в коррозионных продуктах.

Формула (1.7), определяет массовый показатель скорости коррозии:

$$V_m = \frac{m}{S\tau}, \quad (1.7)$$

где  $S$  — площадь коррозии поверхности металла,  $m^2$ ;

$\tau$  — продолжительность коррозионного процесса, сутки (год).

Потеря массы металла определяется разностью между массой образца до и после испытания на коррозию, т. е.  $m = m_1 - m_2$ , где  $m_1$ ,  $m_2$  — масса образца до и после коррозионного процесса.

Формула (1.8), определяет объемный показатель коррозии ( $v_0$ ) в зависимости от объема, выделенных и поглощенных в процессе коррозии газов, от переносимых на поверхность металлов к единице  $S$  и единице времени  $\tau$ :

$$v_0 = \frac{V}{S\tau}, \quad (1.8)$$

Формула (1.9), определяет глубинную скоростью коррозии ( $v_r$ ). В соответствии с максимальной глубиной каверны или питтинга коррозии в единицу времени ( $\tau$ ):

$$v_{\Gamma} = \frac{8,76v_m}{\rho_m}, \quad (1.9)$$

где  $\rho_m$  — плотность металлов;

Формула (1.10), определяет механический показатель скорости коррозии  $v_m$ , которой является показателей механических свойств металла (в Па/год):

$$v_m = \frac{\sigma_0 - \sigma}{\tau}, \quad (1.10)$$

где  $\sigma_0$ ,  $\sigma$  — прочность или предел текучести металлов до и после начала работы.

Следует отметить, что скорость коррозии во многом зависит от совокупного воздействия всех факторов, влияющих на процесс. Изменения в составе окружающей среды могут замедлять или ускорять процесс коррозии. Пример,  $Cl^-$  ионы увеличивают скорость коррозии. Кроме того, играют роль ионы металлов с переменной валентностью, такие как  $Fe^{2+} = Fe^{3+} + e$ .

Сделан вывод:

Виды коррозионных разрушений металла, определяются как свойствами самого металла, так и свойствами окружающей среды и процессами, протекающими в ней.

|      |      |          |         |      |                                     |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------------------|------|
|      |      |          |         |      | ГЛАВА 1 ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О КОРРОЗИИ | Лист |
|      |      |          |         |      |                                     | 26   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                                     |      |

## ГЛАВА 2 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ, ПРОТЕКАЮЩИЕ НА ПОВЕРХНОСТИ ПОДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА

Металлические изолированные трубопроводы, расположенные под землей, имеют незначительные контакты с влажной почвой через неплотности в изоляции. Влажная почва - это электролит различных составов и концентраций. Контакт металла с грунтовым электролитом приводит к образованию коррозионных элементов.

Если металлическая поверхность погружена в электролит, есть участки с различными потенциалами, а при подключении через массу металла ток течет от более высокого к более низкому потенциалу во внешней цепи, подключенной через электролит. Участок с более высоким потенциалом будет анодом, участком с более низким потенциалом является катодом.

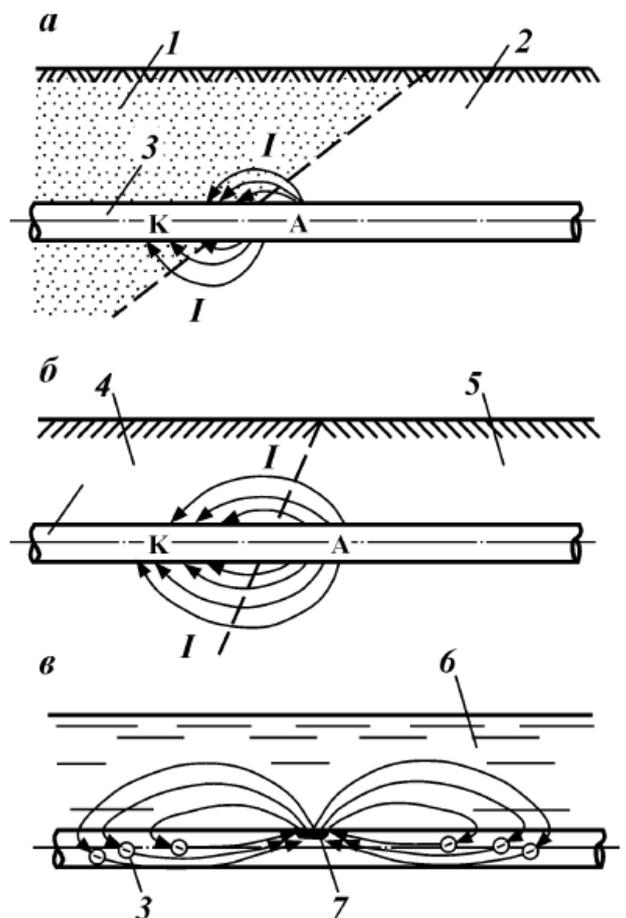
На металлической поверхности трубы имеется некоторая неравномерность электрохимического потенциала поверхности, а также **катодная** и **анодная** части. Эта неоднородность представляет собой коррозионные элементы (коррозионные пары), которые приводят к локальному износу металлической поверхности. Причины неоднородности электрохимического потенциала в деформированной области: локальное напряжение, неравномерное качество защитного изолирующего слоя, локальные дефекты в стали, неравномерное распределение металлических включений, структурная неоднородность.

В случае дефекта изолирующего покрытия металл становится более отрицательным, становится анодом и разрушается.

|                   |             |                       |                |             |   |             |               |
|-------------------|-------------|-----------------------|----------------|-------------|---|-------------|---------------|
|                   |             |                       |                |             | <i>Совершенствование пассивной системы защиты трубопроводов от коррозии</i>               |             |               |
| <i>Изм.</i>       | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>       | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |   |             |               |
| <i>Разраб.</i>    |             | <i>Чжан Хайфань</i>   |                |             | <i>Лит.</i>   | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i>   |             | <i>Антропова Н.А.</i> |                |             |   | 27          | 95            |
| <i>Консульт.</i>  |             |                       |                |             | <b>ТПУ гр.2Б4Б</b>  |             |               |
| <i>Рук-ль ООП</i> |             | <i>Брусник О.В.</i>   |                |             |   |             |               |
|                   |             |                       |                |             | <b>ГЛАВА 2 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ, ПРОТЕКАЮЩИЕ НА ПОВЕРХНОСТИ ПОДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА</b> |             |               |

В почве, при условии неравномерной аэрации (притока воздуха) на поверхность трубопровода, образуется зона аэрации, и поверхность локально разрушается.

Из-за недостаточной диффузии неравномерный электрохимический потенциал также приводит к недостаточному перемещению растворенных солей и кислот в почву (рис. 2.1).

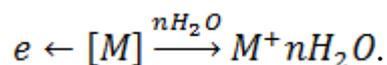


**Рис. 2.1. Схема возникновения элементов коррозии:**

а —при неодинаковой солевой концентрации в почве; б —при разном составом почве; в —при местном нарушении под изоляционном покрытии; 1 —почва содержит небольшое количество соли; 2 —в почве содержат высокие концентрации соли; 3 — трубопровод; 4 — песок; 5 — глина; 6 — почва; 7 —в случае наличия дефекта в изоляции; К — катод; А — анод. [1]

При электрохимической коррозии реакция между электролитом и металлом делится на два отдельных процесса: катодный и анодный.

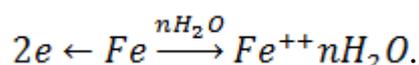
Анодный процесс содержит тот факт, что ионы металлов проходят в раствор почвенного электролита, где они подвергаются гидратации. В результате металл разрушается на участке анода из-за переноса ионов металлов в почву. При этом эквивалентное количество электронов в металле переносится на катод. Анодный процесс металла можно описать в виде реакции:



В результате накопления электронов и катионов металла в растворе, скачок электродного потенциала значительно смещается к отрицательной стороне. Если в системе не происходит никакого другого электродного процесса, анодный процесс должен был бы прекратиться.

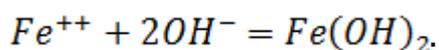
Рассмотрим протекание анодного процесса сталей на подземном сооружении. Основным компонентом стали является **железо**. Поэтому основное место будет занимать электрохимический процесс на железе.

Основным процессом на железном аноде является переход двухвалентных ионов железа в электролит (в почву):

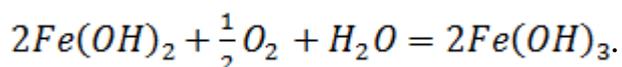


На этом процесс обычно не заканчивается. Двухвалентные ионы железа могут участвовать в различных химических реакциях с веществами почвы. Однако это уже вторичные процессы.

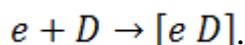
В почве присутствуют ионы  $OH^-$ . При взаимодействии с ними образуется гидрат железа



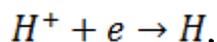
Если в объеме электролита в почве, прилегающей к анодным участкам, достаточно железа, то дальнейшая реакция гидратации железа будет протекать следующим образом:



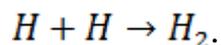
Катодный процесс характеризуется ассимиляцией избыточных электронов, присутствующих в металле, некоторыми деполяризаторами D, содержащимися в растворе. Деполяризатором D может быть атом или ион, способный восстановиться на катоде:



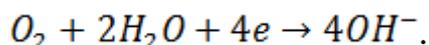
Деполяризация водорода катодного процесса может происходить в кислой почве:



и далее



Наиболее распространенный катодный процесс в условии почва — деполяризация кислорода:



Поток деполяризации кислорода во время процесса коррозии в грунте требует присутствия кислорода в катодном процессе. А потому при которых кислород транспортируется к катодному процессу, в какой-то степени определяют процесс коррозии.

Анодный процесс происходит на участке с более отрицательным начальным потенциалом поверхности, катодный процесс имеет более положительный начальный потенциал. Материальный эффект процесса коррозии металлов преобладает в анодной секции, потому что ионы железа переносятся из сооружения в почву.

На схематической диаграмме процессы катодной и анодной поляризации во время работы коррозионного гальванического элемента показаны на рис. 2.2.

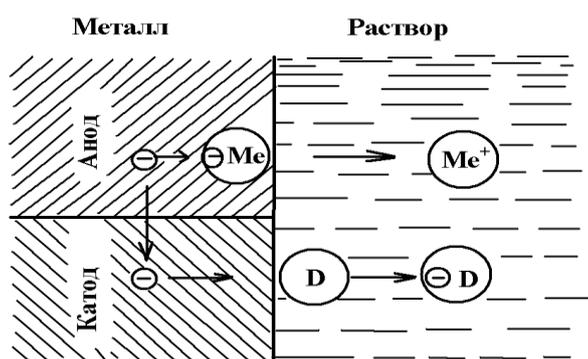


Рис. 2.2. Схема работы коррозионного гальванического элемента. [1]

Из-за потоки тока в цепи гальванической коррозии, а характеристики элемента коррозии не остаются постоянными. В результате потенциалы анода и катода изменяются в направлении взаимного сближения. Их

начальная разность  $V_{K0}-V_{A0}$  уменьшается до  $V_K-V_A$ . Это изменение потенциалов называется анодной или катодной поляризацией.

Анодная поляризация - смещение анодного потенциала в положительное направление при прохождении анодного тока. Катодная поляризация – смещение катодного потенциала в отрицательное направление при прохождении катодного тока.

Приведенные на рис. 2.3, кривые называются кривыми поляризации для анодных и катодных процессов: кривая  $E_A-A$  – анодный процесс, кривая  $E_K-K$  – катодный процесс.

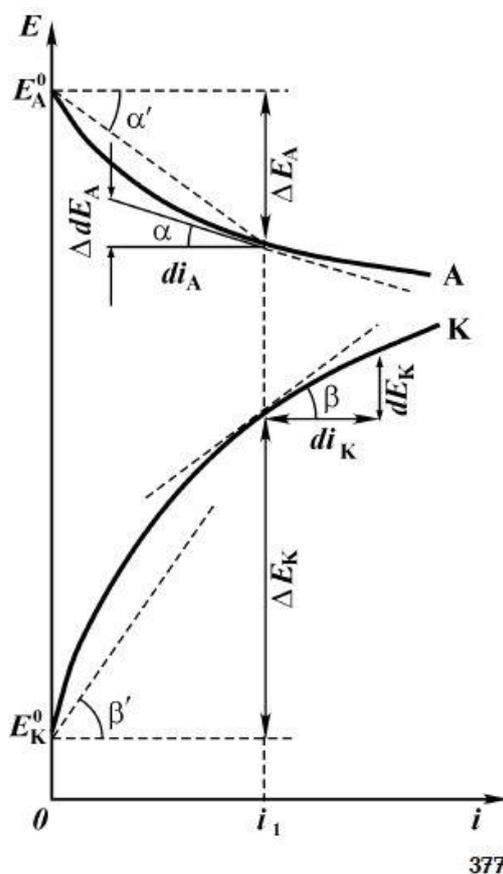


Рис. 2.3. Поляризационные кривые. [1]

Кривая поляризации представляет собой потенциал электрода  $E$ , нанесенный в графической построенной зависимости от плотности тока  $i$ .

Гальванический элемент тока  $I$  зависит от разности между катодным и анодным напряжениями и сопротивлением электрической цепи:

$$I = \frac{E_K - E_A}{R + P_K + P_A},$$

где  $R_A$ ,  $R_K$  — поляризационные сопротивления анода и катода;  $R$  — электрическое сопротивление цепи.

Если падает электрическим сопротивлением цепи до нуля ( $R = 0$ ), то ток  $I$  не может неограниченно увеличиваться из-за наличия поляризационного сопротивления.

Производные потенциала плотности тока  $dE_K/di_K$  и  $dE_A/di_A$  представляют собой истинную поляризуемость катода и анода при заданной плотности тока  $i$ . В численном выражении они равны тангенсам углов:

$$\begin{aligned} \operatorname{tg} \alpha &= \frac{dE_A}{di_A}; \\ \operatorname{tg} \beta &= \frac{dE_K}{di_K}, \end{aligned}$$

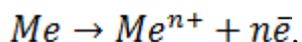
где  $\operatorname{tg} \alpha$  — при плотности тока  $i$ , поляризуемость анода;  $\operatorname{tg} \beta$  — при плотности тока  $i$ , поляризуемость катода.

Мерой мобильности протекания электродного процесса является  $di / dE$ . При заданной плотности тока его истинная эффективность того, что можно назвать катодным или анодным процессом.

## 2.1. Влияние неоднородности состава металла и внешних условий на процессе коррозии.

Для строительства трубопроводов и резервуаров используются низкоуглеродистые и низколегированные стали. В дополнение к железу они содержат углерода (до 2%), примеси сплавов (хром, никель, марганец, медь) и примеси, которые нельзя полностью удалить во время металлургического процесса (сера, фосфор, кислород, азот, водород). Неравномерный состав стали облегчает появление коррозионных пар в соответствующей среде.

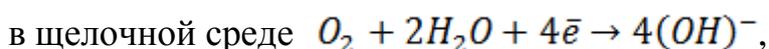
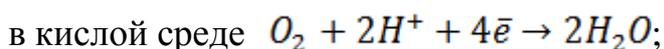
Для возникновения тока при металлической электрохимической коррозии необходимо наличие катодной и анодной зон. Реакции окисления происходят в анодной зоне, которые заключают в себя потери металла своих электронов и образования ион-атомов:



|      |      |          |         |      |  |      |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
|      |      |          |         |      | ГЛАВА 2 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ, ПРОТЕКАЮЩИЕ НА ПОВЕРХНОСТИ ПОДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА | Лист |
|      |      |          |         |      |  | 32   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |  |      |

После перехода в раствор электролита иона поверхность металла постепенно разрушается происходит коррозия.

В катодной зоне происходят реакции восстановления — присоединение свободных электронов так называемый деполяризатор. Если деполяризующий агент представляет собой ионы водорода  $2H^+ + 2e^- \rightarrow 2H \rightarrow H_2$ , таким образом, такая реакция называется реакцией деполяризации водорода. Если же деполяризующий агент представляет собой ионы кислорода:



то такая реакция называется реакцией деполяризации кислорода.

Из механизма электрохимической коррозии можно сделать вывод, что скорость процесса зависит от скорости образования ионов-атомов металлов, а также от присутствия кислорода и воды. Рассматривая температуру, концентрацию раствора электролита и другие внешние условия, влияющие на скорость образования ионных атомов, таким образом можно сделать вывод, что если создаются разным условий на одной металлической поверхности, и так часть его поверхности станет анодом относительно другого.

Пример гальванических элементов, сформированной из одного металла, показан на рис. 2.4.

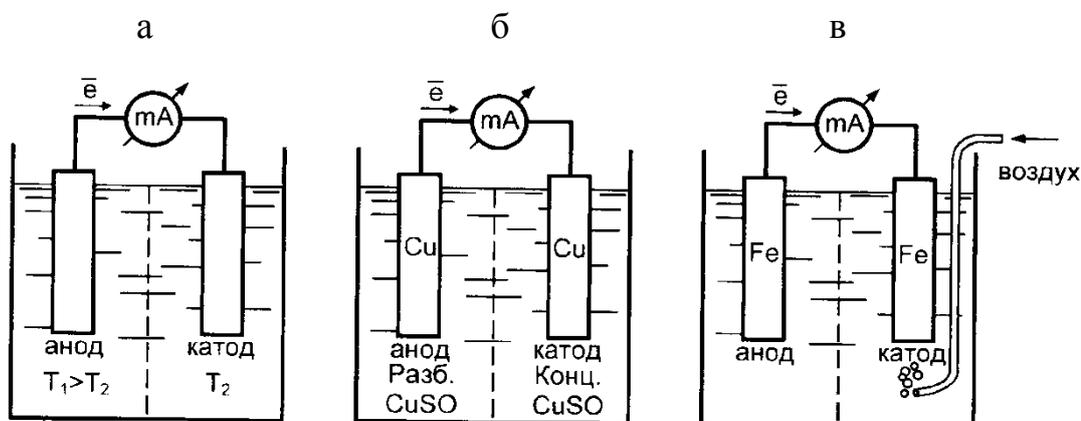
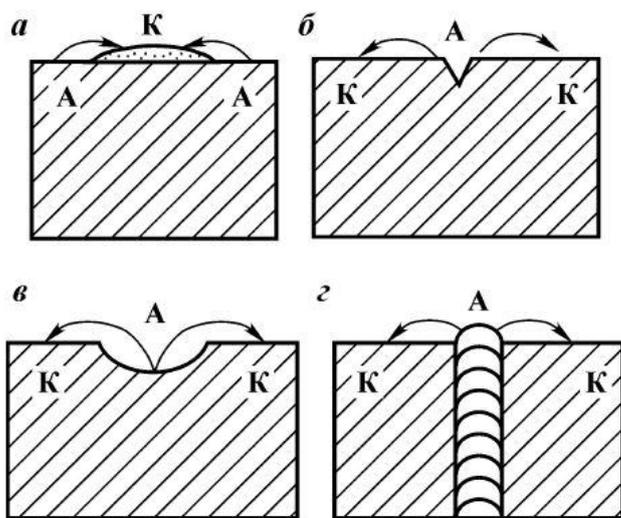
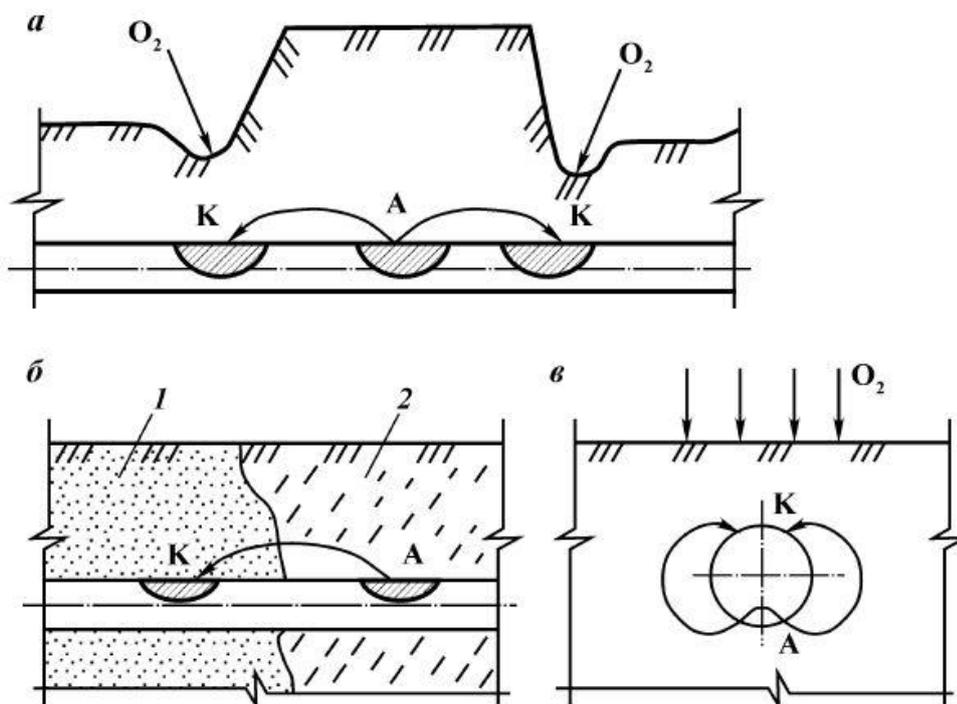


Рис. 2.4. Примеры формирования гальванических элементов. [1]

В первом случае (см. Рис. 2.4, а) анод представляет собой электрод, помещенный в подогретый электролит. Это связано с более интенсивным растворением металла в подогретом электролите. Аналогичная картина наблюдается по сравнению с концентрированным солевым раствором его собственный концентрированный солевой раствор (см. Рис. 2.4, б). Наконец, когда к нему подается один из воздушных электродов, реакция кислородной деполяризации, характерная для катода, становится легкой (см. Рис. 2.4, в).



**Рис. 2.5. Коррозионные элементы на трубопроводе:**  
 а — окалина; б — царапина; в — вмятина; г — сварной шов; А — область катода; стрелки указывают направление движения ионов атомов металлов. [1]



**Рис. 2.6. Из-за различных условий поверхности металла примеры коррозионных элементов на трубопроводе:**

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

а — дорожная прокладка; б — пересечение почв различной плотности; в — удаление секции трубопроводов по-разному от земли; 1 — песок; 2 — суглинок; O2 — кислород; А — анодная зона; К — катодная зона; стрелка показывает направление движения металлического иона. [1]

К формированию коррозионных элементов (рис. 2.5) на трубопроводе приводят доступ кислорода к различным частям его разная влажность почвы, поверхности, металлическая неоднородность микроструктуры. Примеры возникновения элементов коррозии показаны на рис. 2.6.

## 2.2. Влияние состава перекачиваемой среды на коррозию металла.

Нефть является различных углеводородных и неуглеводородных компонентами (кислород, спирты, фенолы, соединения серы и т.д.). Если абсолютно инертные по отношению к металлическим пределам и не пределам углеводородов, итак неуглеводородные компоненты химически реагирует с металлом. Особенно опасны соединения серы (элементарная сера, сероводород, меркаптаны и др.), которые вызывают коррозионное повреждение на внутренней поверхности трубопровода от 3% до 20%. Сернистые соединения нефти попадают во время переработки и в нефтепродукты.

Органические кислоты, образующиеся в результате окисления углеводородных и неуглеводородных компонентов товарных топлив при их хранении и использовании, также имеют большую опасность в коррозионном отношении.

Поэтому нефть и нефтепродукты являются более или менее активно коррозионными.

## 2.3. Механизм наведения блуждающих токов на подземные металлические сооружения и их разрушение.

Появление блуждающих токов в подземных металлических сооружениях связано с использованием земли в качестве токопровода для работы

|      |      |          |         |      |  |      |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
|      |      |          |         |      | ГЛАВА 2 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ, ПРОТЕКАЮЩИЕ НА ПОВЕРХНОСТИ ПОДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |  | 35   |

электрифицированного транспорта и электрических устройств. Источниками блуждающих токов являются электрифицированные железные дороги и линии трамваев, линии электропередачи и устройства катодной защиты и т.д.

В процессе работы электрифицированного транспорта ток преобразуется из положительной шины тяговой подстанции через контактную проводу в двигатель автомобиля, затем через колеса в дорожку и возвращается через дорожку к отрицательной шине тяговой подстанции. Однако из-за нарушения перемычки между рельсами и из-за низкого сопротивления переходного рельса земляная часть тока течет в землю. Она натекает в подземное металлическое сооружение с низким продольным сопротивлением и распространяется до точки разрушения изоляции, расположенной вблизи конструкции, с меньшим продольным сопротивлением. Там, где протекает блуждающий ток, сооружение металла теряет свои ионн-атомы и разрушается.

Потому что блуждающие токи обычно теряются с небольших участков поверхности, они опасны, что приводит к образованию глубоких язв в металле за короткое время.

Сделан вывод:

Коррозия трубопровода происходит как внутри, так и снаружи. Коррозия наружной стенки в основном вызвана эрозией почв, коррозией сульфат-восстановительных бактерий и блуждающих токов на подземные металлические сооружения. Процесс коррозии внутренней трубы относится к электрохимической коррозии, а внутренняя коррозия в основном зависит от среды передачи.

|      |      |          |         |      |  |      |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
|      |      |          |         |      | ГЛАВА 2 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ, ПРОТЕКАЮЩИЕ НА ПОВЕРХНОСТИ ПОДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |  | 36   |

## ГЛАВА 3 ОБЩАЯ СИСТЕМА ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

В том числе использование коррозионно-стойких трубопроводов, а также 3 известных метода защиты трубопроводов от коррозии:

- 1) **пассивная защита** — изолировать поверхность конструкции от внешней коррозионной среды, а также применять устройства пассивной защиты заземления;
- 2) **активная защита** — применять электрохимические защиты подземных металлоконструкций;
- 3) **снижение агрессивности окружающей среды.**

На основе анализа современных научных исследований, технических условий и технических документов, антикоррозионные методы трубопроводов классифицируются, как показано на рис. 3.1. Кроме использования различных защитных покрытий, использование защитных переключателей заземления по-прежнему относится к пассивной защите..



Рис. 3.1 – Классификация систем защиты трубопроводов от коррозии. [16]

|            |      |                |         |      |  |             |      |        |
|------------|------|----------------|---------|------|--|-------------|------|--------|
|            |      |                |         |      | Совершенствование пассивной системы защиты трубопроводов от коррозии |             |      |        |
| Изм.       | Лист | № докум.       | Подпись | Дата |  |             |      |        |
| Разраб.    |      | Чжан Хайфань   |         |      | ГЛАВА 3 ОБЩАЯ СИСТЕМА ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ               | Лит.        | Лист | Листов |
| Руковод.   |      | Антропова Н.А. |         |      |  |             | 37   | 95     |
| Консульт.  |      |                |         |      |  | ТПУ гр.2Б4Б |      |        |
| Рук-ль ООП |      | Брусник О.В.   |         |      |  |             |      |        |

Все методы пассивной защиты обеспечивают изоляцию наружной поверхности трубопроводов заземленным электролитом и блуждающими токами с использованием диэлектрического защитного покрытия, которое является водонепроницаемым и имеет прочную адгезию к металлу и механическую устойчивость. Для изоляции трубопроводов используются полимерные битумные покрытия на основе полимерных и лакокрасочных материалов.

Кроме того, предусмотрены специальные методы укладки, в основном для городских и промышленных объектов. Это сборная прокладка, в которой подземные трубопроводы помещаются в специальные проходы. В этом случае изолирующим слоем является воздушный зазор между стенкой трубопровода и грунтом.

Применения защитных покрытий имеет более чем 100-летнюю историю, но все еще не может успешно решить все проблемы в этой области. С одной стороны, в постоянно растущем числе трубопроводов почти каждые 10 лет новые изоляционные материалы и защитные покрытия для новых технологий и оборудования покрываются качеством труб в заводских условиях и на месте. С другой стороны, становится строительством и трубопроводом.

Сделан вывод:

Использование новых и высокоэффективных технологий для строительства и ремонта систем трубопроводов является основным подходом к решению проблемы надежности газанефтепроводов. Основными направлениями для совершенствования защиты от коррозии являются:

- совершенствование системы пассивной защиты трубопроводов от коррозии;
- применение новых методов нанесения изоляционных покрытий и новых конструкций;
- применение ингибиторов коррозии;
- применение высокоэффективных и экономичных трубопроводов;

## ГЛАВА 4 ЗАЩИТНЫЕ ПОКРЫТИЯ ДЛЯ НЕФТЕПРОВОДОВ

### 4.1. Основные требования к защитным покрытиям трубопроводов

В общем, покрытия должны быть очень технологичными и иметь изначально высокие защитные свойства и переходное сопротивление. Поэтому требования к покрытиям трубопроводов очень строгие. Они должны обладать высокой изоляционной прочностью, хорошей адгезией, низким водопоглощением, устойчивостью к проникновению хлоридов, сульфатов и других ионов, высокой механической прочностью, биологической и химической стойкостью при низких и высоких температурах. Материалы защитных покрытий должны быть эффективными, долговечными и недорогими.

Защитные покрытия, используемые на подземных магистральных трубопроводах, надо соответствовать следующим основным требованиям:

- 1) высокие диэлектрические свойства;
- 2) сплошность;
- 3) хорошая адгезия — прилипаемость к металлу трубопровода;
- 4) водонепроницаемость;
- 5) высокая механическая прочность и эластичность;
- 6) высокая биостойкость;
- 7) термостойкость (не размягчаться под воздействием высоких температур и не становиться хрупкими при низких температурах);
- 8) простота конструкции покрытий и возможность механизации их нанесения;
- 9) недефицитность материалов, входящих в состав покрытия;
- 10) долговечность.

|            |      |                |         |      |  |      |        |
|------------|------|----------------|---------|------|--|------|--------|
|            |      |                |         |      | Совершенствование пассивной системы защиты трубопроводов от коррозии |      |        |
| Изм.       | Лист | № докум.       | Подпись | Дата |  |      |        |
| Разраб.    |      | Чжан Хайфань   |         |      | Лит.   | Лист | Листов |
| Руковод.   |      | Антропова Н.А. |         |      |  | 39   | 95     |
| Консульт.  |      |                |         |      | <b>ТПУ гр.254Б</b>   |      |        |
| Рук-ль ООП |      | Брусник О.В.   |         |      |  |      |        |
|            |      |                |         |      | <b>ГЛАВА 4 ЗАЩИТНЫЕ<br/>ПОКРЫТИЯ ДЛЯ<br/>НЕФТЕПРОВОДОВ</b>           |      |        |
|            |      |                |         |      |  |      |        |

Все эти требования, любой природный или искусственный материал трудно встретить, потому что обеспечивая высокое качество покрытия, стоимость не неизбежно увеличена в обычном режиме. Поэтому выбор изоляционного покрытия зависит от конкретных условий строительства и эксплуатации трубопровода, наличии сырьевой базы, технологичности процесса нанесения покрытия и т. д., эти условия определяют диапазон материалов, используемых в качестве покрытий для стальных труб.

#### 4.2. Классификация защитных покрытий трубопроводов

В соответствии с назначением, типом, материалом, методом изоляции и температурой изоляционных покрытий защитные покрытия трубопроводов классифицируются следующим образом

(рис.4.1).



Рис. 4.1. Классификация защитных покрытий трубопроводов. [18]

В табл. 4.2 показано применение эксплуатации защитных покрытий трубопроводов в России. [17]

Таблица 4.2 – Защитные покрытия российского магистральных трубопроводов при эксплуатации. [17]

| Виды защитных покрытий                                 | Магистральные трубопроводы, % |                            |
|--|-------------------------------|----------------------------|
|  | Газопроводы (~160 тыс. км)    | Нефтепроводы (~85 тыс. км) |
| Полимерные ленты                                       | 10–20                         | 10–20                      |
| Битумные и комбинированные полимерно-битумные покрытия | 20–30                         | 20–30                      |
| Заводские экструдированные полиэтиленовые покрытия     | 40–60                         | 40–60                      |
| Покрытия других видов                                  | 1–5                           | 1–5                        |

Теперь, первое место в соответствии с методом использования, преобладают заводские экструдированные полиэтиленовые покрытия. Они используются начиная со многих магистральных труб в конце 1970-х годов. Теперь они широко используются на объектах ПАО «Газпром», ПАО «Транснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», также на проектах «Сахалин 1», «Сахалин 2» и др.

В настоящее время использование трубопроводов с заводскими покрытиями в России достигло 60%, Китай - 50%, Германия и США - 90%. [19] Кроме того, при строительстве и ремонте газопроводов и нефтепроводов целесообразно увеличить использование фитингов и монтажных узлов с заводскими покрытиями. Количество защитных покрытий уменьшается для применения в трассе.

Полимерная лента и защитное покрытие из мастики относительно дешевы, в результате достигли широкого спектра применений около 30%, сегодня они в основном используются для базового ремонта магистральных трубопроводов, и на линии промысловых. [20]

Защитные покрытия от коррозии подземных трубопроводов осуществляется на следующих основных:

- **Полимерных** материалов, используемые на **заводе** или в **базовых** условиях (полиэтилен, термоусаживающиеся и терморезистивные полимеры, эпоксидные краски и др.);
- **Термоусаживаемых** материалов, используемые в **базовых** или **трассовых** условиях. (полимерные липкие ленты, битумные и асфальтосмолистые мастики).

В зависимости от диаметра и конкретных условий укладки и эксплуатации трубопроводов используются два типа защитных покрытий: усиленный и нормальный.

В соответствии с [9], рекомендуется использовать 22 конструкции защитных покрытий трубопроводов нормального и усиленного типов. Усиленные покрытия значительно более разнообразны по конструкции (их 19). Их прочность и удлинение при разрыве, их адгезия к стали и их устойчивость к переходу увеличились.

**Усиленные** защитные покрытия используются независимо от состояния прокладки, трубы диаметром 820 мм и выше. Сверх того, это покрытие можно наносить независимо от диаметра трубопроводов, уложить их в области, где увеличивается опасности коррозии:

- соленая почва в любой части страны;
- болотистые, болоченные черноземные и орошаемые почвы и районы, где есть надежда на полив или орошение;
- подводные переходы и речные поймы, а также переходы по железным дорогам и автомагистралям;
- промышленные и бытовые сточные воды, свалки и шлаковые площадки;
- участки блуждающих токов источников постоянного тока;
- участки трубопроводов с температурой транспортируемого продукта выше 30 °С;

- территории насосных станций;
- пересечения с различными трубопроводами;
- рядом с реками, каналами, озерами, водохранилищами и трубопроводами поселений и предприятий.

Во всех других случаях используются **нормальный** тип защитных покрытий.

В зависимости от используемых материалов различают: **мастичные, полимерные, лакокрасочные, комбинированные** и другие покрытия.

#### 4.2.1. Мастичные покрытия

В общем, покрытия на основе **битумных, полимерно-битумных и асфальтосмолистых** материалов относятся к мастичным.

Конструкция битумных покрытий обеспечивает их долговременное использование. Первый - это слой грунтовки, полученный путем применения раствора битума в бензине или дизельном топливе на трубе. Он заполняет всю микро-шероховатость поверхности металлов. Грунтовка используется для более полного контакта, поэтому металлическая поверхность имеет лучшую адгезию к основному изолирующему слою - асфальтобетонную мастику.

Битумные и полимер-битумные мастики — смесь из тугоплавкого битума (изоляционного — БНИ-1У-3, БНИ-IV, БНИ-V; строительного — БН-70/30, БН-90/10), наполнителей (минеральных — асбеста, доломита, известняка, талька; органических — резиновой крошки; полимерных — полипропилена, низкомолекулярного полиэтилена, полидиена) и пластификаторов (полиизобутилена, полидиена, масел соевых, нефти зеленой, автола). Битумную мастику наносят на трубу при температуре 150-180°С. При охлаждении расплавленной грунтовки, мастика проникает во всю микро-шероховатостью поверхности металлов, чтобы обеспечить хорошую адгезию изоляционного покрытия.

Чтобы защитить слой битумной мастики, покрывать его защитной пленкой сверху.

В таблице 4.3 представлена информация о конструкциях мастичных покрытий на основе битумных мастик.

Когда диаметр трубы не превышает 820 мм и температура транспортируемого продукта не превышает 40 °С, используются изоляционные покрытия, основанные на битумных мастиках.

Т а б л и ц а 4.3 — Конструкции битумных изоляционных покрытий. [1]

| Тип        | Конструкция и материалы   | Общая толщина, мм, не менее |
|------------|---|-----------------------------|
| Нормальный | Грунтовка, мастика (2 мм), армирующая обертка (1 слой), мастика (2 мм), защитная обертка                              | 4,0                         |
| Усиленный  | Грунтовка, мастика (3 мм), армирующая обертка (1 слой), мастика (3 мм), армирующая обертка (1 слой), защитная обертка | 6,0                         |

#### 4.2.2 Полимерные покрытия

При строительстве трубопроводов используются полимерные покрытия на основе следующих материалов: экструдированные полиолефины, полиуретановые смолы, термоусаживающиеся материалы, эпоксидные краски, полимерные или битумно-полимерные ленты.

**Полиолефины** представляют собой полиэтилен, полипропилен и их сополимеры. Это алифатическая серия высокомолекулярных углеводородов, полученных полимеризацией.

**Полиуретаны** получают полиизоцианатов с соединениями, имеющими активные атомы водорода или полимеризацией диизоцианатов.

**Термоусаживающаяся** лента — обертка из радиационно-модифицированного термостабилизированного полиэтилена без адгезионного слоя.

**Полимерная изоляционная лента** изготовлена из полиэтилена (ПЭ) или поливинилхлорида (ПВХ). Они состоят из тонкой пленки - подложки с нанесенным слоем клея.

В следующей табл. 4.4 описаны преимущества и недостатки нескольких основных материалов полимерных покрытий.

Таблица 4.4 — Преимущества и недостатки материалов полимерных покрытий.

| Материал полимерных покрытий | Преимущества  | Недостатки  |
|------------------------------|---|---|
| Полиэтилен                   | Высокие механические, прочностные, диэлектрические свойства, морозостойкость, водостойкость, устойчивость к воздействию нефти, газа и нефтепродуктов.                 | Легковоспламеняющаяся, низкая адгезия, старение с теплом, ультрафиолетовые лучи и кислород в воздухе и медленно деформирующиеся под воздействием нагрузки   |
| Полипропилен                 | Характеризуется более высокой прочностью, жесткостью, теплостойкостью и долговечностью.   | Легкоплавкая пластмасса; Обладает высоким коэффициентом теплового расширения.   |
| Полиуретан                   | Устойчивы к кислот, нефти и нефтепродуктов имеет высокую адгезию к стали, ударную вязкость, сопротивление и устойчивость к катодному разрыву и низкую водопоглощение. | Полиуретановые мастики практически непригодны для нанесения в полевых трассовых условиях при отрицательных температурах, потому что имеют длительный период полимеризации, которая возможна только при положительной температуре. |
| эпоксидные краски            | Высокая адгезия к металлу, механическая прочность, термостойкость,  | Низкая ударная прочность и малая стойкость к катодному отслаиванию.   |

|                  |   |   |
|------------------|---|---|
|                  | водостойкость и химическая стойкость, хорошие диэлектрические свойства. |   |
| Полимерные ленты | Хорошие механические и диэлектрические свойства.                        | Постепенное снижение адгезии к металлу. |

Тип полимерного покрытия выбирается в соответствии с его условиями эксплуатации. Одним из определяющих параметров является температура транспортируемого продукта  $t_n$ . Поэтому усиленное ленточное покрытие используется при  $t_n \leq 40$  °С; покрытие на основе экструдированного полиолефина — при  $t_n \geq 60$  °С; покрытие на основе термостойкой полимерной ленты, полиуретановой смолы, эпоксидного покрытия — при  $t_n \leq 80$  °С, покрытие на основе термо-усаживающихся материалов — при  $t_n \leq 100$  °С. Что касается используемых изоляционных материалов, это зависит от диаметра трубопровода. Поэтому используются диаметром не более 820 мм некоторые типы ленточных полимерных покрытий и покрытий эпоксидных покрытий на трубопроводах. Покрытия на основе экструдированных полиолефинов и полиуретановых смол могут использоваться для трубопроводах диаметром от 273 до 1420 мм.

В сложных почвенно-климатических условиях, особенно на подводных переходах, где трубопроводы обычно укладываются путем протаскивания, к изоляционным покрытиям особенно высоки требования: значительная механическая прочность, высокая адгезия к металлу, химическая стойкость, низкая износостойкость, долговечность. В этих ситуациях антикоррозионные покрытия из полиуретанов выглядят очень привлекательно. Этот материал обладает высокой изоляцией, эластичностью, стойкостью к царапанию, чрезвычайно высокая стойкость к истиранию, замечательная твердость и стойкостью к биологическому разложению. Сверх того, полиуретаны устойчивы к воде, солевым растворам и обладают хорошей адгезией к металлам.

В табл. 4.5 приведена информация о дизайне полимерных покрытий.

|      |      |          |         |      |   |      |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
|      |      |          |         |      | ГЛАВА 4 ЗАЩИТНЫЕ ПОКРЫТИЯ ДЛЯ НЕФТЕПРОВОДОВ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |   | 46   |

Т а б л и ц а 4.5 — Конструкции полимерных покрытий. [1]

| Тип                                       | Конструкция и материалы   | Общая толщина, мм, не менее* |
|---|---|------------------------------|
| Нормальный                                | Грунтовка, полимерный или асфальтовый полимер, полимерная или битумно-полимерная лента (1-2 слоя), защитная упаковка                  | 1,2 — 3,6                    |
| Усиленный                                 | Грунтовка, полимерная, лента полимерная (1—3 слоя), защитная обертка  | 1,2 — 2,4                    |
|   | На основе термоусаживающихся материалов   | 1,2 — 2,4                    |
|   | Грунтовка на основе термореактивной смолы, термоплавкого полимерного праймера, защитного слоя на основе экструдированного полиолефина | 2—3                          |
|   | На основе эпоксидных красок   | 0,35                         |
|   | На основе полиуретановых смол   | 1,5—2                        |
| * В зависимости от диаметра трубопровода. |   |                              |

#### 4.2.3. Комбинированные покрытия

В России покрытия на основе полимерных лент широко используются в течение многих лет. Их опыт применения показывает, что технически работы достаточно простые. Но острые выступающие и острые бугорки на поверхности металла могут легко проколоть такую изоляцию, в результате оно потеряет сплошность.

С этой точки зрения, покрытия, основанные на битумных мастиках, более прочные. Однако битумные материалы теряют свою эластичность и со временем становятся хрупкими.

В настоящее время разработана и применяется конструкция комбинированных изоляционных покрытий, у которых нет таких недостатков. Покрытием является комбинация битумного и пленочного покрытий: к грунтовочному слою наносят битумную мастику толщиной от 3 до 4 мм, которую сразу же обертывают пленкой без подклеивающего слоя. Размер перекрытия можно отрегулировать в пределах 3-6 см. Когда

полимерный слой обернут, часть мастики выдавливается при перекрытии, чтобы обеспечить герметизацию перекрытия.

Наиболее эффективные защитные покрытия трубопроводов от коррозии для заводских применений основаны на экструдированных 2-х или 3-х слойных полиэтиленовых или пропиленовых покрытиях.

При сравнении битумно-мастичных и полимерных покрытий заводские покрытия имеют более высокую ударную вязкость, высокую адгезию и механическую прочность и устойчивость к абразивному износу. Оно может противостоять сдвиговой нагрузке, возникающей присадке грунта или при подвижках трубопроводов. Кроме того, это покрытие имеет низкую влагопроницаемость.

Завод использует полиэтиленовые покрытия более 40 лет. Первоначально разработанное однослойное полиэтиленовое покрытие наносили распылением порошкообразной полимерной композиции на чистые и нагретые трубопроводы.

Согласно [11], в табл. 4.6 приведена классификация покрытий по конструкции, назначению и температуре эксплуатации.

Таблица 4.6 — Классификация защитных покрытий по конструкции, назначению и температуре эксплуатации. [11]

| № | Конструкция покрытия             | Вид покрытия (обозначение) | Назначение   | Диаметр труб, мм | Температура эксплуатации, °С |
|---|----------------------------------|----------------------------|--|------------------|------------------------------|
| 1 | Трехслойное полиэтиленовое (ЗПЭ) | Нормальное (Н)             | Для подземных трубопроводов, прокладываемых в климатических районах* I, II, III и имеющих температуру продукта менее 60 °С | 114-1420         | От -40 до +60                |

|   |                                    |                   |  |          |                |
|---|------------------------------------|-------------------|--|----------|----------------|
| 2 | Трехслойное полиэтиленовое (ЗПЭ)   | Теплостойкое (Т)  | Для подземных трубопроводов, прокладываемых в климатических районах* IV или имеющих температуру продукта более 60 °С   | 114-1420 | От -50 до +80  |
| 3 | Трехслойное полиэтиленовое (ЗПЭ)   | Специальное (С)   | Для участков трубопроводов, прокладываемых методом наклонно-направленного бурения, микротоннелирования и протаскивания | 114-1420 | От -60 до +60  |
| 4 | Двухслойное полиэтиленовое (2ПЭ)   | Нормальное (Н)    | Для трубопроводов неотвественного назначения   | 114-820  | От -50 до +60  |
| 5 | Трехслойное полипропиленовое (ЗПП) | Нормальное (Н)    | Для подводных и подземных трубопроводов  | 114-1420 | От -10 до +80  |
| 6 | Трехслойное полипропиленовое (ЗПП) | Морозостойкое (М) | Для районов Крайнего Севера  | 114-1420 | От -20 до +80  |
| 7 | Трехслойное полипропиленовое (ЗПП) | Специальное (С)   | Для участков трубопроводов, прокладываемых методом наклонно-направленного бурения, микротоннелирования и протаскивания | 114-1420 | От -20 до +110 |
| 8 | Двухслойное                        | Нормальное        | Для трубопроводов  | 114-820  | От -10         |

|   |                            |                |  |         |               |
|---|----------------------------|----------------|--|---------|---------------|
|   | полипропиленовое (2ПП)     | (Н)            | подземной прокладки с повышенной температурой продукта |         | до +110       |
| 9 | Однослойное эпоксидное (Э) | Нормальное (Н) | Для трубопроводов подземной прокладки                  | 114-820 | От -20 до +80 |

\* Климатические районы указаны в соответствии с санитарными нормами и правилами.

Примечание - Допускается применение покрытий других типов, если это обуславливается проектом строительства трубопровода, при условии, что технические характеристики защитного покрытия будут не ниже, чем требования настоящего стандарта к наиболее близкому типу покрытия.

### 4.3. Инновационные конструкции защитных покрытий

#### 4.3.1. Наноструктурированные покрытия

Нанопокрывтие – новый этап в разработке функциональных покрытий. Наносится методом газовым термическим напылением. [24]

Использование нанопокрывтий позволяет значительно снизить коэффициент трения при сохранении износостойкости, повысить вязкость покрытий, поддерживая устойчивость к коррозии и увеличить рабочую температуру на 50 °С.

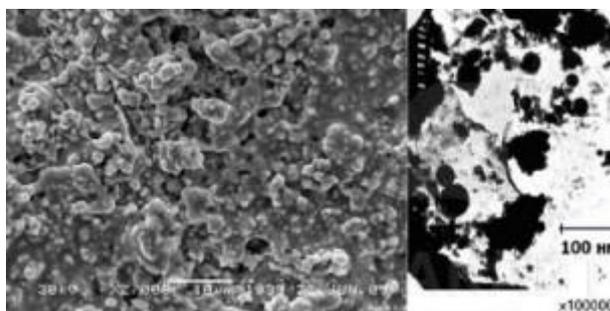
Для прирводства нанопокрывтий используются наноструктурированные материалы, суспензии и зольные гнезда. Специальные добавки вводятся в покрытие для изменения его структуры и обеспечения необходимых свойств. Разработка нанопокрывтий проводилась в экспериментальном режиме, однако покрытия уже широко использовались в нефтяной и аэрокосмической промышленности, а также в ядерной промышленности. Изменяя температуру и изменяя скорость взаимодействия газовых струй с частицами материала, можно достичь оптимального уровня адгезии и свойств когезии и обеспечить покрытие с более высокой

плотностью. Преимуществом высокоскоростного распыления является способность образовывать тонкие и мощные наноструктурные покрытия.

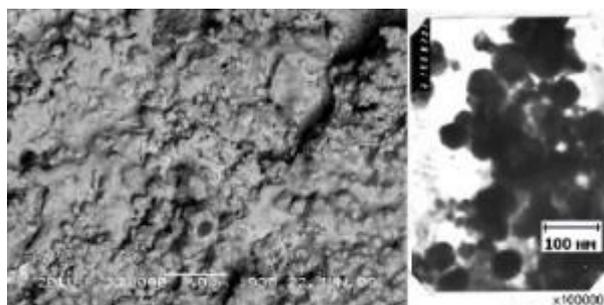
Технология высокоскоростного газопламенного напыления (HVOF) наноструктурированных покрытий, разработанная сотрудниками ЗАО «Плакарт», за счет большой кинетической энергии частиц позволяет получать покрытия, в которых:

- изменения гранулометрического и фазового состава исходного материала минимальны,
- пористость структуры снижена настолько, что приближается к компактному состоянию исходного материала,
- прочностные характеристики покрытий значительно выше по сравнению с характеристиками покрытий, получаемых стандартными методами газотермического напыления.

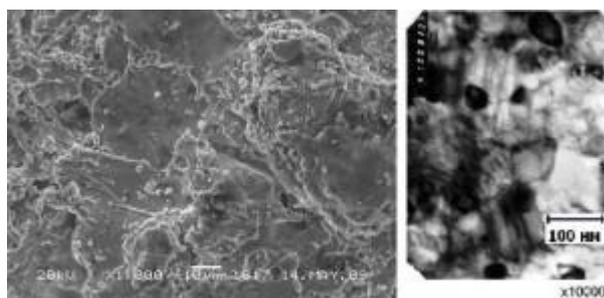
На рис. 4.7 - 4.9 представлены фотографии, сделанные с помощью растровой и просвечивающей электронной микроскопии, образцов с различными составами покрытий.



**Рис. 4.7.** Наноструктурированное покрытие на основе твердого сплава с антифрикционной керамической матрицей (WC-TiO<sub>2</sub>). Размер зерна 10-50 нм. [24]



**Рис. 4.8.** Наноструктурированное покрытие на основе твердого сплава с износостойкой керамической матрицей (WC-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>). Размер зерна 5-50 нм. [24]



**Рис. 4.9. Наноструктурированный сплав на основе железа. Размер зерна 50-70 нм. [24]**

#### **4.3.2. Защитные композитные покрытия трубопроводов ЗУБ-Композит**

В 2014 году специалистами ООО «БТ-СВАП» было разработано инновационное покрытие ЗУБ-Композит (рис. 4.10) для защиты труб и трубодеталей от разнонаправленных нагрузок и различных механических воздействий. [23]

Назначение покрытия ЗУБ-КОМПОЗИТ:

Эффективная защита антикоррозионного, теплоизоляционного покрытия стальных труб, трубодеталей и стыковых соединений на этапах транспортировки, строительства и эксплуатации.

Применение покрытия ЗУБ-Композит при строительстве подводных переходов и переходов под дорогами методом горизонтально-направленного бурения может обеспечить ряд существенных выгод и преимуществ, влияющих на снижение стоимости, сокращение сроков строительства, снижение рисков и повышение надежности строительства:

- Гарантировать защиту антикоррозионного покрытия и стыковых соединений труб (полное устранение рисков повреждения АКП и стальной трубы);
- Снизить затраты на балластировку водой при строительстве с применением бентонитовых растворов;
- Исключить необходимость применения пилотных труб;
- Исключить применение защитного кожуха;
- Исключить дорогостоящих муфт для защиты стыков;
- Применить антикоррозионное покрытие обычного типа вместо усиленного;

- Возможность нанесения покрытия на отводы.



Рис. 4.10. Инновационное покрытие ЗУБ-Композит. [23]

### 4.3.3. Инновационные материалы Primatek InnoPipe для противокоррозионной защиты трубопроводов и объектов нефтегазового сектора

Одно из перспективных направлений активной работы PRIMATEK в последние несколько лет – линейка материалов PrimaTek InnoPipe (рис. 4.11) для трубопроводов и объектов нефтегазовой отрасли. [21]

Порошковые материалы

— PrimaTek InnoPipe 67, 68, 150, 200

К преимуществам PrimaTek InnoPipe можно отнести:

- высокая стойкость к агрессивным средам;
- превосходную адгезию;
- высокую эластичность;
- водостойкость;
- высокий глянец;
- повышенную устойчивость к истиранию.

Жидкие лакокрасочные материалы

— PrimaTek InnoPipe 100, ER, EP, Barrier

Дополнительные преимущества:

- устойчивость к абразивному и механическому износу.
- высокое содержание сухих веществ;
- высокая толщина нестекающего слоя;
- устойчивость к воздействию химических веществ и механическому износу;

При применении неоднократно отмечена технологичность и высокие показатели материалов InnoPipe. На сегодняшний день компания реализует свои материалы не только в России, но и активно экспортирует их в зарубежные страны.



Рис. 4.11. Продукты PrimaTek InnoPipe. [21]

#### 4.3.4. УФ-отверждение антикоррозионных полимерных покрытий

Ультрафиолетовое отверждение представляет собой это фотохимически индуцированную полимеризацию с помощью ультрафиолетового излучения. УФ-отверждаемые покрытия (рис. 4.12) содержат фотоинициаторы. Фотоинициатор распадается на свободные радикалы, когда ультрафиолетовое излучение поражает их (молекула кислорода с высокой энергией). Радикалы перемещаются, сталкиваются и соединяются с олигомерами и мономерами. При отверждении образуется матрица, состоящая из полимерных цепей.

В настоящее время инновационная технология УФ-отверждения ЛКМ считается одной из самых главных и перспективных в лакокрасочной промышленности. Свойства любого ЛКМ определяются его химическим составом: природой пленкообразующего, типом пигментов и наполнителей, характером применяемых функциональных добавок. Большая часть УФ-отверждаемых ЛКМ основана на акрилатах, которые сшиваются за счет радикальной полимеризации. [22]



**Рис. 4.12. УФ-отверждаемые покрытия. [22]**

Сделан вывод:

Совершенствование пассивной защиты от коррозии идет как в направлении создания шовых материалов, так и в создании шовых конструкций покрытия.

## ГЛАВА 5 АНАЛИЗ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДОЛГОВЕЧНОСТИ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ

### 5.1. Анализ основных рабочих свойств защитных покрытий

Основные эксплуатационные свойства защитных покрытий трубопровода: адгезия, толщина, ударная вязкость, непрерывность, влагопроницаемость, устойчивость к отслаиванию, долговечность, термостойкость и переходное сопротивление

Скорость коррозии трубопроводов под покрытием зависит от следующих факторов: температура, давление, химический состав среды, скорость удаления продуктов реакции, наличие блуждающих токов, присутствие ингибиторов, наличие кислорода и электролита под покрытием, уровень пассивации и гетерогенности поверхности и др.

Требование к толщине изоляции зависит от этих процессов. Процесс коррозии не зависит напрямую от толщины защитных покрытий. Поэтому очень трудно определить требуемую толщину изоляции.

### 5.2. Прогнозирование долговечности защитных покрытий

Осуществляется сложным образом, а именно защитные покрытия и электрохимическая защита. При оценке качества комбинированной защиты существуют два важных показателя: переходное сопротивление — состояние, характеризующее изоляционное покрытие, и плотность катодного тока - потребление тока, определяющее поляризацию катода. На практике для обеспечения защиты нефтепроводов от коррозии снижение величины сопротивления при работе трубопровода требует увеличения тока катодных станций или ремонта изоляции на участке.

|            |      |                |         |      |   |             |      |        |
|------------|------|----------------|---------|------|---|-------------|------|--------|
|            |      |                |         |      | Совершенствование пассивной системы защиты трубопроводов от коррозии    |             |      |        |
| Изм.       | Лист | № докум.       | Подпись | Дата |   |             |      |        |
| Разраб.    |      | Чжан Хайфань   |         |      | ГЛАВА 5 АНАЛИЗ<br>ПРОГНОЗИРОВАНИЯ<br>ДОЛГОВЕЧНОСТИ ЗАЩИТНЫХ<br>ПОКРЫТИЙ | Лит.        | Лист | Листов |
| Руковод.   |      | Антропова Н.А. |         |      |   |             | 56   | 95     |
| Консульт.  |      |                |         |      |   | ТПУ гр.2Б4Б |      |        |
| Рук-ль ООП |      | Брусник О.В.   |         |      |   |             |      |        |

Поэтому можно получить параметры достоверной информации о состоянии защитного покрытия во время работы трубопровода:  $I$  — сила тока СКЗ,  $R_{аз}$  — сопротивление растеканию тока с анодного заземления,  $U$  — напряжение,  $U_{тз}$  — потенциал труба-грунт по длине трубопровода. Уменьшение значения  $U_{тз}$  при постоянных значениях  $I$ ,  $U$  и  $R_{аз}$  указывает на снижение качества защитного покрытия.

Участок трубопровода защищаемый одной станцией катодной защиты (СКЗ), на основных нефтепроводах охраняемая территория СКЗ составляет приблизительно 10-40 км.

Теоретически, зависимый характер  $I - \tau$  большинства используемых в настоящее время защитных покрытий (битумных, полимерных ленточных, полимерно-битумных) имеет следующий графический вид (рис 5.1):

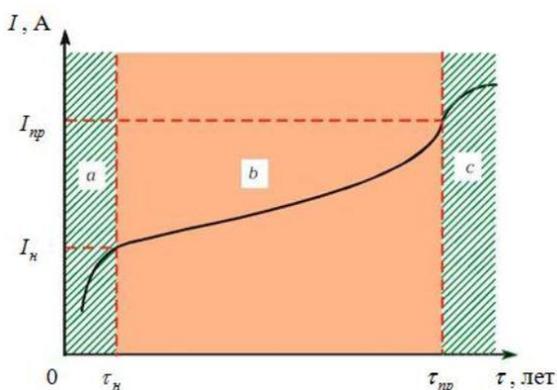


Рис. 5.1. Общий вид графика зависимости  $I - \tau$  при эксплуатации трубопроводов. [18]

Можно разделить график зависимости  $I - \tau$  на три области. В области "а", с начала работы трубопровода ( $\tau = 0$ ), сила ток СКЗ резко возрастает, для трубопроводов стабилизирует электрический контакт с грунтом, от примерно 6 месяцев до 1,5 лет, в среднем 1 год. Зона "а" может быть проигнорирована при дальнейшем обсуждении прогноза изменений характеристик защитных покрытий и параметров катодной защиты трубопроводов.

В зоне "б" силы тока СКЗ изменяются от начального значения  $I_n$  до предельного  $I_{пр}$ , при котором дальнейшая эксплуатация трубопровода без ремонта, экономически невыгодна.

Зона "с" , которая характеризуется старением защитных покрытий, достигает предельного состояния и переходной стабилизации и его приблизительного значения  $R_{пер.из} \rightarrow R_k$ . В этом случае магистральные трубопроводы не эксплуатируются, поэтому зону «с» можно не рассматривать.

### 5.3. Примеры расчета остаточного срока службы защитных покрытий трубопровода

Согласно руководящим документом РД 39Р-00147105-025-02 «Методика определения остаточного ресурса изоляционных покрытий подземных трубопроводов» сделаны следующие расчёты. [15]

#### 5.3.1. Расчет срока службы защитных покрытий трубопровода в период проектирования

Определить срок службы защитных покрытий подземных трубопроводов при наличии катодной поляризации в период проектирования трубопровода.

Исходные данные:

- удельное электросопротивление грунта  $\rho_{гр} = 50 \text{ м}\cdot\text{ом}$ ;
- диаметр трубопровода  $D = 1,42 \text{ м}$ ;
- начальное значение переходного сопротивления изоляции мастичного покрытия(изоляционная битумная мастика)  $R_{п-н} = 5 \cdot 10^4 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$ ; [12]
- показатель старения защитного покрытия  $a = 0,125 \text{ 1/год}$ . [23]

Решение:

По номограмме [15] определяется конечное переходное сопротивление  $R_k = 510 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$  . (см. номограмму приложения А)

Определение срока службы изоляции по следующей формуле:

$$\tau = \frac{1}{a} \ln \left( \frac{I_{пр}}{I_n} \right) = \frac{1}{0,125} \ln \left( \frac{5 \cdot 10^4 - 510}{510} \right) = 20 \text{ лет.}$$

|      |      |          |         |      |  |      |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
|      |      |          |         |      | ГЛАВА 5 АНАЛИЗ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДОЛГОВЕЧНОСТИ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ | Лист |
|      |      |          |         |      |  | 58   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |  |      |

### 5.3.2. Расчет остаточного срока службы защитных покрытий трубопроводов по изменению переходного сопротивления

Определить остаточный срок службы защитного покрытия подземного трубопровода при наличии катодной поляризации после 7 лет эксплуатации.

Исходные данные:

- удельное электросопротивление грунта  $\rho_{гр} = 50 \text{ м}\cdot\text{Ом}$  ;
- диаметр трубопровода  $D = 0,72 \text{ м}$  ;
- конечное переходное сопротивление определяется по номограмме [15]

$$R_K = 290 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2 .$$

Измеренные значения начального  $R_{п-н}$  и переходного сопротивления в период эксплуатации трубопровода  $R_i^3$  по годам составляют (табл 5.2):

Таблица 5.2 — Измеренные значения начального и переходного сопротивления комбинированного покрытия (битумно-полимерная грунтовка) в период эксплуатации трубопровода.

| $R_{п-н}, \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$ | $R_i^3, \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$ |                 |                 |                 |                 |                 |                 |
|--------------------------------------|------------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
|                                      | 1                                  | 2               | 3               | 4               | 5               | 6               | 7               |
| $6,8\cdot 10^4$                      | $4,2\cdot 10^4$                    | $3,6\cdot 10^4$ | $3,2\cdot 10^4$ | $2,9\cdot 10^4$ | $2,7\cdot 10^4$ | $2,6\cdot 10^4$ | $2,5\cdot 10^4$ |

Решение:

| n                      | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    |
|------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| $\tau_i \cdot \ln b_i$ | 10,6 | 21,0 | 31,1 | 41,1 | 51,0 | 61,0 | 70,9 |

$$\sum_{i=1}^n \tau_i \cdot \ln b_i = 286,7; \quad \sum_{i=1}^n \tau_i = 28; \quad \sum_{i=1}^n \tau_i^2 = 140; \quad \ln b_0 = 11,1$$

Определим значения показателя старения защитного покрытия  $a_n$  по следующей формуле:

$$a_n = \frac{\ln b_0 \cdot \sum_{i=1}^n \tau_i - \sum_{i=1}^n \tau_i \cdot \ln b_i}{\sum_{i=1}^n \tau_i^2} = \frac{11,1 \cdot 28 - 286,7}{140} = 0,17 \text{ 1/год}$$

Получаем срок службы изоляции по следующей формуле:

$$\tau = \frac{1}{0,17} \ln \left( \frac{6,8 \cdot 10^4 - 290}{290} \right) = 22 \text{ лет.}$$

Определим остаточного срока службы изоляции:

$$\tau_{oc} = 22 - 7 = 15 \text{ лет.}$$

### 5.3.3. Расчет срока службы различных изоляционных покрытий

Определить срок службы различных изоляционных покрытий. Сравнить время, за которое переходное сопротивление различных изоляционных покрытий достигает предельного по сроку службы значения  $10^3 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ . [15]

Исходные данные:  $p_{cp} = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ;  $D=0,72 \text{ м}$ ;  $R_k=140 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ ;  $a=0,105 \text{ 1/год}$ . [23]

а) Мастичное полимерное армированное покрытие

$$R_{н.н.} = 4,8 \cdot 10^4 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2. [12]$$

б) Ленточное полимерное термостойкое покрытие

$$R_{н.н.} = 1,02 \cdot 10^5 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2. [12]$$

в) Покрытие на основе термоусаживающихся материалов

$$R_{н.н.} = 3,15 \cdot 10^5 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2. [12]$$

где  $T$  - время эксплуатации трубопровода, лет.

Определение срока службы изоляции ведется по формуле

$$T = \frac{1}{a} \ln \left( \frac{R_{н.н.} - R_k}{R_{п.з.} - R_k} \right)$$

Решение:

$$\text{а) } T_1 = \frac{1}{a} \ln \left( \frac{R_{п.н.} - R_k}{R_{п.з.} - R_k} \right) = \frac{1}{0,105} \ln \left( \frac{4,8 \cdot 10^4 - 140}{1000 - 140} \right) = 38,28 \text{ лет}$$

$$\text{б) } T_2 = \frac{1}{a} \ln \left( \frac{R_{п.н.} - R_k}{R_{п.з.} - R_k} \right) = \frac{1}{0,105} \ln \left( \frac{1,02 \cdot 10^5 - 140}{1000 - 140} \right) = 45,47 \text{ лет}$$

$$\text{в) } T_3 = \frac{1}{a} \ln \left( \frac{R_{п.н.} - R_k}{R_{п.з.} - R_k} \right) = \frac{1}{0,105} \ln \left( \frac{3,15 \cdot 10^5 - 140}{1000 - 140} \right) = 56,22 \text{ лет}$$

Достаточно большие сроки службы изоляционных покрытий трубопроводов получены из-за высоких требований ГОСТ Р 51164-98 [12] к качеству изоляции и, следовательно, к значению постоянного коэффициента  $a = 0,105 \text{ 1/год}$ . Согласно проведенным исследованиям на практике более реальным является коэффициент  $a = 0,125 \text{ 1/год}$ . Поэтому для трубопроводов через много лет его эксплуатации, рекомендуется коэффициент  $a = 0,125 \text{ 1/год}$ .

|      |      |          |         |      |  |      |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
|      |      |          |         |      | ГЛАВА 5 АНАЛИЗ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДОЛГОВЕЧНОСТИ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |  | 60   |

$$а) T'_1 = \frac{1}{\alpha'} \ln \left( \frac{R_{п.н.} - R_K}{R_{п.з.} - R_K} \right) = \frac{1}{0,125} \ln \left( \frac{4,8 \cdot 10^4 - 140}{1000 - 140} \right) = 32,15 \text{ лет}$$

$$б) T'_2 = \frac{1}{\alpha'} \ln \left( \frac{R_{п.н.} - R_K}{R_{п.з.} - R_K} \right) = \frac{1}{0,125} \ln \left( \frac{1,02 \cdot 10^5 - 140}{1000 - 140} \right) = 38,19 \text{ лет}$$

$$в) T'_3 = \frac{1}{\alpha'} \ln \left( \frac{R_{п.н.} - R_K}{R_{п.з.} - R_K} \right) = \frac{1}{0,125} \ln \left( \frac{3,15 \cdot 10^5 - 140}{1000 - 140} \right) = 47,22 \text{ лет}$$

Результаты показаны в табл.5.3.

Таблица. 5.3 — Результаты расчета.

| № | Тип покрытия                                     | Начальное значение переходного сопротивления изоляции покрытия $R_{п.н.}$ , Ом·м <sup>2</sup> | Срока службы изоляции, лет |
|---|--|---|----------------------------|
| 1 | Мастичное полимерное армированное покрытие       | $4,8 \cdot 10^4$  | 32,15                      |
| 2 | Ленточное полимерное термостойкое покрытие       | $1,02 \cdot 10^5$   | 38,19                      |
| 3 | Покрытие на основе термоусаживающихся материалов | $3,15 \cdot 10^5$   | 47,22                      |

По результату расчетов, можно сделать следующей вывод:

Чем больше начальное значение переходного сопротивления изоляции покрытия  $R_{п.н.}$ , тем больше срок службы изоляции, именно лучше долговечности.

## ГЛАВА 6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данной главе необходимо произвести расчеты стоимости работ по переизоляции участка магистрального нефтепровода протяженностью 7000 м с целью определения срока окупаемости, рентабельности и целесообразности осуществления данных работ.

Стоимость работ по переизоляции участка нефтепровода включает следующие расчеты:

- стоимость материалов;
- оплата труда;
- отчисления на социальные нужды;
- амортизация оборудования;
- прочие расходы.

### 6.1. Расчёт затрат времени, труда, заработной платы, материалов и оборудования

Для начала необходимо рассчитать время проведения изоляционных работ, которые включают:

- очистку снега;
- рыхление грунта;
- снятие плодородного слоя;
- вскрышные работы;
- очистка трубопровода от старого покрытия;
- нанесение новой изоляции;
- балластировка;
- обратная засыпка грунтом трубопровода.

|             |             |                 |                |             |   |                    |             |               |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|--------------------|-------------|---------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Совершенствование пассивной системы защиты трубопроводов от коррозии</i>     |                    |             |               |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |   |                    |             |               |
| Разраб.     |             | Чжан Хайфань    |                |             | ГЛАВА 6 ФИНАНСОВЫЙ<br>МЕНЕДЖМЕНТ<br>РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И<br>РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ | <i>Лит.</i>        | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| Руковод.    |             | Антропова Н.А.  |                |             |   |                    | 62          | 95            |
| Консульт.   |             |                 |                |             |   | <b>ТПУ гр.2Б4Б</b> |             |               |
| Рук-ль ООП  |             | Брусник О.В.    |                |             |   |                    |             |               |

Продолжительность времени проведения работ по переизоляции приведена на таблице 6.1

Таблица – 6.1 Время проведения работ по переизоляции

| Наименование работ                                     | Продолжительность, ч. |
|--|-----------------------|
| Очистка снега  | 20                    |
| Рыхление   | 35                    |
| Снятие плодородного слоя                               | 80                    |
| Вскрышные работы                                       | 80                    |
| Очистка, изоляция, балластировка, засыпка трубопровода | 140                   |
| Засыпка плодородного слоя и рекультивация              | 40                    |

Общее проведения работ по переизоляции составляет – 395 ч.

Во время переизоляции участка нефтепровода требуются следующие оборудования:

- трубоукладчики;
- одноковшовые эксковаторы;
- бульдозеры;
- очистная машина;
- изоляционная машина;
- шлифовальные машины;
- газоанализатор;
- трассоискатель.

Необходимое количество оборудования для проведения замены изоляции на заданном участке приведено в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Необходимое оборудование

| Наименование обслуживаемого оборудования (виды работ) | Вид ремонта (ед.изм.) | Обоснование нормы времени. | Кол-во ед оборудования |
|---|-----------------------|----------------------------|------------------------|
| Трубоукладчик   | Замена изоляции       | План-График ППР            | 4                      |
| Одноковшовый эксковатор                               | Замена изоляции       | План-График ППР            | 2                      |
| Бульдозер   | Замена изоляции       | План-График ППР            | 3                      |
| Очистная машина                                       | Замена изоляции       | План-График ППР            | 1                      |
| Изоляционная машина                                   | Замена изоляции       | План-График ППР            | 1                      |
| Шлифовальная машина                                   | Замена изоляции       | План-График ППР            | 2                      |
| Газоанализатор  | Замена изоляции       | План-График ППР            | 1                      |

|                |                 |                 |    |
|----------------|-----------------|-----------------|----|
| Трассоискатель | Замена изоляции | План-График ППР | 1  |
| Итого          |                 |                 | 15 |

Определяем явочную численность рабочих. Явочная численность характеризует количество работников, необходимых для выполнения работ в определенное время:

$$Ч_я = Н_{вр} \cdot ВП / Т_{рв} ,$$

где

$Н_{вр}$  – норма времени на единицу продукции (чел-час);

$ВП$  – объём выпущенной продукции в натуральном выражении, примем 1;

$Т_{рв}$  – эффективный фонд рабочего времени, час;

Для определения  $Т_{рв}$  составляют баланс составляют баланс времени одного человека;

$$Т_{рв} = (Т_к - Т_{прз} - Т_в - Т_б) \cdot t ,$$

где  $t$  - продолжительность рабочей смены;  $Т_б$  - число дней невыхода на работу, предусмотренные трудовым законодательством, отпуск, по болезни, дн;  $Т_к$  - календарный фонд времени, дн;  $Т_{прз}$  - число праздничных дней;  $Т_в$  - число субботних и воскресных дней.

Таким образом,

$$Т_б \approx 28+14=42,$$

$$Т_к - Т_{прз} - Т_в = 365-104-12 \approx 249,$$

$$Т_{рв} = (Т_к - Т_{прз} - Т_в - Т_б) \cdot t = (249-42) \cdot 8=1648 \text{ ч.}$$

Тогда

$Ч_я = Н_{вр} \cdot ВП / Т_{рв} = 14,32/1648 = 86,89 \cdot 10^{-4}$ , чел (на примере трубоукладчика).

Заполнить значения  $Ч_я$  в таблице 4.3.

Списочная численность  $Ч_{сп}$  больше явочной и характеризует общую численность работников с учётом пропусков рабочего времени (болезнь):

$$Ч_{сп} = Ч_я \cdot К_{сп} ,$$

где

$K_{сп} = T_{пл} / T_{рв}$  – коэффициент списочного состава (всегда больше единицы);

$T_{пл}$  - фонд рабочего времени предприятия в планируемом периоде, дн;

$T_{рв}$  - эффективный фонд рабочего времени каждого работника в планируемом периоде, дн;

Таким образом,  $K_{сп} = 1,242$ ,  $Ч_{сп} = 10,79 \cdot 10^{-3}$  чел

### 6.1.1. Затраты на необходимые оборудования и на объем производимых работ

Объем производимых работ по переизоляции участка магистрального нефтепровода приведена на таблице 6.3.

Таблица 6.3 - Объем производимых работ

| Наименование обслуживаемого оборудования (виды работ) | Норма времени на единицу работы | Численность               |                             | Задание                    |                             | Выполнение нормированного задания. % |
|---|---------------------------------|---------------------------|-----------------------------|----------------------------|-----------------------------|--------------------------------------|
|   |                                 | Явочная *10 <sup>-3</sup> | Списочная *10 <sup>-3</sup> | Кол-во единиц оборудования | Трудоемкость и работы ч/час |                                      |
| Трубоукладчик   | 3,58                            | 86,89                     | 107,92                      | 4                          | Трубоукладчик               | 3,58                                 |
| Одноковшовый эксковатор                               | 3,58                            | 43,44                     | 53,95                       | 2                          | Одноковшовый эксковатор     | 3,58                                 |
| Бульдозер   | 3,58                            | 65,17                     | 80,94                       | 3                          | Бульдозер                   | 3,58                                 |
| Очистная машина                                       | 3,58                            | 21,72                     | 26,98                       | 1                          | Очистная машина             | 3,58                                 |
| Изоляционная машина                                   | 3,58                            | 21,72                     | 26,98                       | 1                          | Изоляционная машина         | 3,58                                 |
| Шлифовальная машина                                   | 3,58                            | 43,44                     | 53,95                       | 2                          | Шлифовальная машина         | 3,58                                 |
| Газоанализатор  | 3,58                            | 21,72                     | 26,98                       | 1                          | Газоанализатор              | 3,58                                 |

Стоимость требуемых оборудования и стоимость последующих ремонтных работ по переизоляции участка магистрального нефтепровода приведена на таблице 6.4.

Таблица 6.4 - Потребность в оборудовании для ремонта трубопровода

| Наименование            | Марка   | Кол во. | Цена ед. руб | Стоимость всего оборудования | Стоимость монтажа, руб | Транспортные расходы, руб |
|-------------------------|---------|---------|--------------|------------------------------|------------------------|---------------------------|
| Трубоукладчик           | К-594   | 4       | 2688000      | 10752000                     | 0                      | 8040                      |
| Одноковшовый эксковатор | ЭО-4121 | 2       | 1456000      | 2912000                      | 0                      | 1240                      |
| Бульдозер               | ДЗ-110  | 3       | 1507520      | 4556000                      | 0                      | 5451,2                    |
| Очистная машина         | ОМ-1422 | 1       | 405100       | 405100                       | 20255                  | 1102                      |
| Изоляционная            | ИЛ-     | 1       | 1433600      | 1433600                      | 71680                  | 2672                      |

|        |      |  |  |  |  |  |
|--------|------|--|--|--|--|--|
| машина | 1422 |  |  |  |  |  |
|--------|------|--|--|--|--|--|

### 6.1.2. Затраты на необходимые изоляционные материалы для переизоляции трубопровода

Для проведения ремонтных работ по переизоляции участка магистрального нефтепровода с применением термоусаживающего изоляционного покрытия требуются следующие основные и вспомогательные материалы:

- праймер;
- плёнка;
- обёртка;
- ватин;
- утяжелитель.

Далее определяем стоимость основных и вспомогательных материалов.

Таблица 6.5 - Определение потребности материалов

| Наименование материала | Ед. измерения | Кол- во | Цена за ед., руб. | Стоимость всего объема, руб. |
|------------------------|---------------|---------|-------------------|------------------------------|
| Праймер                | кг            | 1200    | 15,62             | 18744                        |
| Плётка                 | Пог.м         | 7000    | 7                 | 49000                        |
| Обёртка                | Пог.м         | 7000    | 6                 | 42000                        |
| Ватин                  | шт            | 120     | 600               | 72000                        |
| Утяжелитель            | шт            | 120     | 7050              | 846000                       |
| Транспортные расходы   |               |         |                   | 184300                       |
| Итого                  |               |         |                   | 1193300                      |

### 6.1.3. Затраты на заработную плату

Далее определим затраты на оплату труда работникам за период проведения замены изоляционного покрытия участка нефтепровода.

Заработная плата оплачивается следующим работникам:

- машинистам трубоукладчиков;
- машинистам экскаваторов;
- машинистам бульдозеров;
- линейным трубопроводчикам;
- машинисту изоляционной машины;

- машинисту очистной машины;
- мастерам;
- изолировщику;
- водителям.

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др;
- начисления стимулирующего или компенсирующего характера
- надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др;
- надбавки по районным коэффициентам;
- суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

Далее определяем затраты на оплату труда в период строительства с учетом премии и районного коэффициента (Томская область) (таблица 6.6).

Таблица 6.6 - Фонд оплаты труда

| Профессия                    | Разряд | Кол-во, чел | Тарифная ставка, руб. | Тарифный фонд ЗП, руб. | Премия |         | Основная ЗП, руб. | Районный коэффициент 15% | Общий фонд ЗП, руб. |
|------------------------------|--------|-------------|-----------------------|------------------------|--------|---------|-------------------|--------------------------|---------------------|
|                              |        |             |                       |                        | %      | Сумма   |                   |                          |                     |
| Машинист трубоукладчика      | 6      | 4           | 97,2                  | 28016,6                | 50     | 14008,3 | 42024,9           | 6303,74                  | 48432,64            |
| Машинист экскаватора         | 5      | 2           | 97,2                  | 19338,8                | 50     | 9669,4  | 29008,2           | 4351,23                  | 33359,43            |
| Машинист бульдозера          | 5      | 3           | 97,2                  | 22008,4                | 50     | 11004,2 | 33012,6           | 4951,89                  | 37964,49            |
| Линейный трубопроводчик      | 6      | 4           | 97,2                  | 23347,2                | 50     | 11673,6 | 35020,8           | 5253,12                  | 40273,92            |
| Линейный трубопроводчик      | 4      | 2           | 97,2                  | 14382                  | 50     | 7191    | 21573             | 3235,95                  | 24808,95            |
| Машинист изоляционной машины | 6      | 1           | 97,2                  | 12669,4                | 50     | 6334,7  | 19004,1           | 2850,62                  | 21854,72            |
| Машинист очистной            | 6      | 1           | 97,2                  | 12669,4                | 50     | 6334,7  | 19004,1           | 2850,62                  | 21854,72            |

|             |   |    |      |         |    |         |          |          |          |
|-------------|---|----|------|---------|----|---------|----------|----------|----------|
| машины      |   |    |      |         |    |         |          |          |          |
| Мастер      | 6 | 4  | 97,2 | 26677,8 | 50 | 13338,9 | 40016,7  | 6002,51  | 46019,21 |
| Изолировщик | 6 | 1  | 97,2 | 12669,4 | 50 | 6334,7  | 19004,1  | 2850,62  | 21854,72 |
| Водители    | 5 | 4  | 22,8 | 9739,8  | 50 | 10739,8 | 32219,4  | 4832,91  | 37052,31 |
| Итого       |   | 26 |      |         |    |         | 289887,9 | 43483,19 | 333371,1 |

Зная общий фонд заработной платы рассчитываем величину отчислений на социальные нужды (30%).

$$СН = 333371,1 \cdot 0,30 = 100011,33 \text{ руб.}$$

#### 6.1.4. Расчёт на амортизационные отчисления и прочие расходы

Полную стоимость амортизации рассчитаем с учетом стоимости транспортных расходов и стоимости монтажа, которые составляют соответственно 2 % и 5 % от стоимости всего оборудования.

Таблица 6.7 - Расчёт амортизационных средств

| Наименование            | Марка   | Кол во. | Полная стоимость, руб | Норма амортизации % | Сумма амортизации, руб |
|-------------------------|---------|---------|-----------------------|---------------------|------------------------|
| Трубоукладчик           | К-594   | 4       | 10760400              | 20                  | 2152200,8              |
| Одноковшовый эксковатор | ЭО-4121 | 2       | 2913240               | 20                  | 582648,0               |
| Бульдозер               | ДЗ-110  | 3       | 4556545,2             | 20                  | 911309,2               |
| Очистная машина         | ОМ-1422 | 1       | 426457                | 20                  | 85291,4                |
| Изоляционная машина     | ИЛ-1422 | 1       | 1507952               | 20                  | 301590,4               |
| Шлифовальная машина     |         | 2       | 8160                  | 20                  | 1632,0                 |
| Газоанализатор          | АНТ-2М  | 1       | 5355                  | 20                  | 1071,0                 |
| Трассоискатель          | ВТМ-IVM | 2       | 7650                  | 20                  | 1530,0                 |
| Итого                   |         |         | 20185759              |                     | 4037273                |

Сумма амортизации исчисляется за период строительства:

$$\sum A / 2360 \cdot 96 = 164\,288,7 \text{ руб.}$$

Прочие расходы включают в себя: ремонт оборудования, накладные расходы, содержание АУП и т.д., и составляют 40 % от прямых затрат.

Прочие расходы:

$$(333371,1 + 86676,48 + 1193300) \cdot 0,4 = 645\,339,03 \text{ руб.}$$

Составляем смету затрат на работы по переизоляции нефтепровода.

Данные заносим в таблицу 6.8.

Таблица 6.8 - Смета затрат на ремонт

| Показатели | Стоимость, руб |
|------------|----------------|
| Материалы  | 1193300        |

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

|                                |              |
|--------------------------------|--------------|
| Заработная плата               | 333371,1     |
| Отчисления на социальные нужды | 86676,48     |
| Амортизация основных средств   | 164288,7     |
| Прочие расходы                 | 645339,03    |
| Итого                          | 2 422 975,31 |

Амортизационные отчисления рассчитываются по формуле:

$$A = H_a \cdot C_{\text{оф}}$$

$$A = 0,04 \cdot 2422975,31 = 1209559,01 \text{ руб.}$$

где:

A - амортизационные отчисления основных фондов, руб.;

C<sub>оф</sub> – Первоначальная стоимость основных фондов, руб.;

H<sub>a</sub> – норма амортизационных обчислений(4 %).

## 6.2. Оценка экономической эффективности проекта

Чтобы приступить к оценке экономической эффективности проекта необходимо определить поток денежной наличности:

$$\Pi_{\text{нал}} = \Pi_{\text{ч}} + A,$$

где:  $\Pi_{\text{ч}}$ - чистая прибыль; A - годовые амортизационные отчисления.

Прибыль чистая определяется как разница валовой прибыли и налога на прибыль, равного 20 %:

$$\Pi_{\text{ч}} = \Pi_{\text{в}} - \Pi_{\text{н}}$$

Формула для определения валовой прибыли выглядит следующим образом:

$$\Pi_{\text{в}} = (T - c/c) \cdot V_{\text{пер}},$$

где:

V<sub>пер</sub> - объем перекачки в расчетном году, т.км;

T- тариф за перекачку, руб/т.км;

c/c – себестоимость транспортной работы, относящиеся на реконструируемый участок нефтепровода. Рассчитаем поток наличности:

$$\Pi_{\text{в}} = 12200000 \cdot (0,25 - 0,13) = 1464000 \text{ руб.}$$

$$\Pi_{\text{ч}} = 1464000 - 351360 = 1112640 \text{ руб.}$$

$$\Pi_{\text{нал}} = 1112640 + 1209559,01 = 2322199,01 \text{ руб.}$$

|      |      |          |         |      |   |      |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
|      |      |          |         |      | ГЛАВА 6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И<br>РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |   | 69   |

Оценим экономическую эффективность мероприятия методом дисконтирования или методом чистой текущей стоимости (ЧТС):

$$\text{ЧТС}_i = (\text{П}_{\text{нал}} - \text{И}_i) \cdot K_{\text{диск}i},$$

где:

ЧТС - дисконтированный поток наличности  $i$  - ого года;

$\text{П}_{\text{нал}}$  - поток наличности  $i$  - ого года, руб;

$\text{И}_i$  - инвестиции  $i$  - ого года, руб;

$\text{И}_i = K_{\text{рек}} = 2046101,1$  руб.

$$K_{\text{диск}} = \frac{1}{[(1+N_p) \cdot (1+K_{\text{инф}})]^t},$$

где:

$K_{\text{диск}}$  - коэффициент дисконтирования;

$N_p$  - норма реинвестирования, принимаем  $N_p = 10\%$  ;

$K_{\text{инф}}$  - коэффициент инфляции ,  $K_{\text{инф}} = 0,1$ ;

$t$  - расчетный год (0,1,2 и тд.)

Рассчитаем ЧТС для 0-го года (год переизоляции)

$$K_{\text{диск}} = \frac{1}{[(1+0.1) \cdot (1+0.1)]^0} = 1.$$

Результаты остальных расчетов сведем в таблицу 6.9.

Таблица 6.9 - Расчет аккумулированной чистой текущей стоимости при  $N_p=10\%$  (при расчете на 10 лет).

| Т, годы | Инвестиции $\text{И}_i$ | Приток наличности $\text{П}_{\text{нал}}$ , руб | Коэффициент дисконирования $K_{di}(N_p=10\%)$ | Чистая текущая стоимость $\text{ЧТС}_i$ , руб | $\text{ЧТС}_{\text{акк}}$ , руб |
|---------|-------------------------|---|---|---|---------------------------------|
| 0       | 2046101,1               | 2322199,01                                      | 1   | 276097,9                                      | 276097,9                        |
| 1       | 0                       | 2322199,01                                      | 0,83  | 1927425                                       | 2203523                         |
| 2       | 0                       | 2322199,01                                      | 0,68  | 1579095                                       | 3782618                         |
| 3       | 0                       | 2322199,01                                      | 0,56  | 1300431                                       | 5083050                         |
| 4       | 0                       | 2322199,01                                      | 0,47  | 1091434                                       | 6174483                         |
| 5       | 0                       | 2322199,01                                      | 0,39  | 905657,6                                      | 7080141                         |
| 6       | 0                       | 2322199,01                                      | 0,32  | 743103,7                                      | 7823245                         |
| 7       | 0                       | 2322199,01                                      | 0,26  | 603771,7                                      | 8427016                         |
| 8       | 0                       | 2322199,01                                      | 0,22  | 510883,8                                      | 8937900                         |
| 9       | 0                       | 2322199,01                                      | 0,18  | 417995,8                                      | 9355896                         |
| 10      | 0                       | 2322199,01                                      | 0,15  | 348329,9                                      | 9704266                         |
| 11      | 0                       | 2322199,01                                      | 0,12  | 278663,9                                      | 9982890                         |

$\text{ЧТС}_{\text{акк}}$  - аккумулированная чистая текущая стоимость:

|      |      |          |         |      |  |      |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
|      |      |          |         |      | ГЛАВА 6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |  | 70   |

$$ЧТС_{АКК_i} = \sum_{i=0}^{i=1} ЧТС_i.$$

Для построения графика, по которому будем определять внутреннюю норму рентабельности (ВНР) проекта, необходимо рассчитать ЧТС как при другой норме реинвестирования, например при  $H_p=300\%$ .

Результаты расчетов сведем в таблицу 6.10.

Таблица 6.10 - Расчет аккумулированной чистой текущей стоимости при  $H_p=300\%$

| T, годы | Инвестиции $I_i$ | Приток наличности $P_{нал}$ , руб | Коэффициент дисконтирования $K_{дi}(H_p=300\%)$ | Чистая текущая стоимость $ЧТС_i$ , руб | $ЧТС_{акк}$ , руб |
|---------|------------------|-----------------------------------|---|--|-------------------|
| 0       | 2046101,1        | 2322199,01                        | 1   | 276097,9                               | 276097,9          |
| 1       | 0                | 2322199,01                        | 0,051652893                                     | 119948,3                               | 396046,2          |
| 2       | 0                | 2322199,01                        | 0,011739294                                     | 27260,98                               | 423307,2          |
| 3       | 0                | 2322199,01                        | 0,00268021                                      | 6195,68                                | 429502,9          |
| 4       | 0                | 2322199,01                        | 0,000606368                                     | 1408,11                                | 430911            |
| 5       | 0                | 2322199,01                        | 0,000137811                                     | 320,02                                 | 431231            |
| 6       | 0                | 2322199,01                        | 3,13207E-05                                     | 72,73                                  | 431303,7          |
| 7       | 0                | 2322199,01                        | 7,11834 E-06                                    | 16,53                                  | 431320,3          |
| 8       | 0                | 2322199,01                        | 1,6178 E-06                                     | 3,76                                   | 431324            |
| 9       | 0                | 2322199,01                        | 3,67683 E-07                                    | 0,85                                   | 431324,9          |
| 10      | 0                | 2322199,01                        | 8,35643 E-08                                    | 0,49                                   | 431325,1          |

Так как область значения ставки дисконтирования большая, то проведем также расчет при ставке дисконтирования 100%, 200% и составим график:

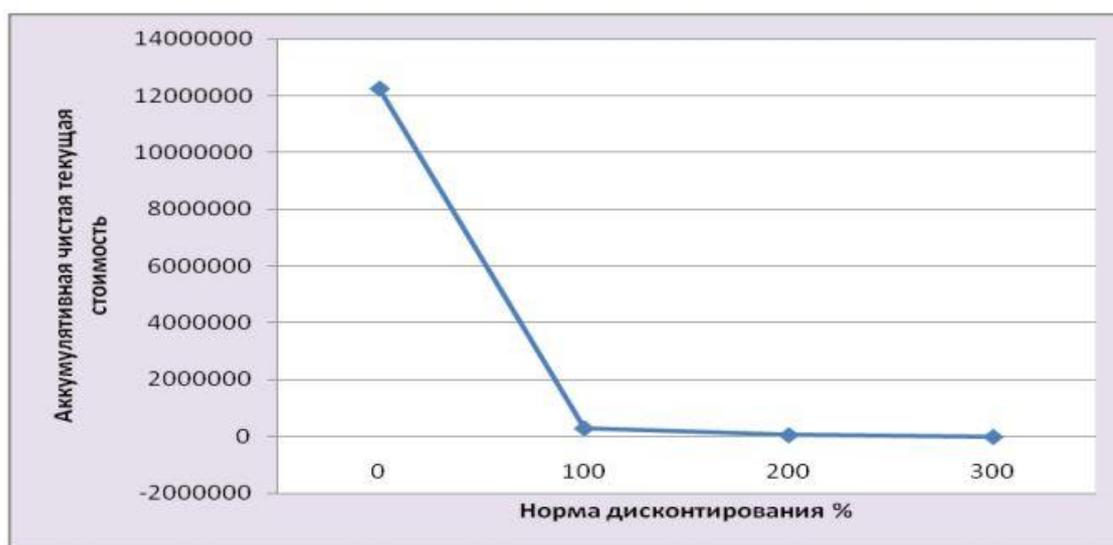


Рисунок 6.11 - Определение ВНР

ВНР= 264%

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

Таблица 6.12 - Результаты расчётов экономической эффективности проекта.

|  |        |
|--|--------|
| Капитальные вложения на проведение работ по переизоляции трубопровода, тыс. руб. | 2046,1 |
| Срок окупаемости проекта, лет.   | 0,88   |
| ВНР, %   | 264    |
| Валовая прибыль, тыс. руб.   | 9982,8 |

В результате проведения расчета стоимости работ по переизоляции участка магистрального нефтепровода протяженностью 7000 метров было определено, что полная стоимость проведения данных работ составит 2046101,1 руб. Однако проведение данных работ будет являться целесообразным в связи с коротким сроком окупаемости проекта (0,88 г).

# ГЛАВА 7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ ПО ЗАМЕНЕ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.

Введение.

Рабочим местом является магистральный нефтепровод подземного исполнения. При проведении работ по ремонту и замене магистральных нефтепроводов могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды на человека. Оказывается негативное воздействие на природу. Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного характера.

Целью раздела «Социальная ответственность» является анализ вредных и опасных факторов труда работников и разработка мер защиты от них. В разделе также рассматриваются вопросы техники безопасности, пожарной профилактики и охраны окружающей среды, даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда.

## 7.1. Производственная безопасность

Для целостного представления об источниках вредностей и опасностей и всех основных выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте, ниже представлена таблица 7.1 «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по переизоляции участка магистральных трубопроводов» (ГОСТ 12.0.003–15). [27]

|            |      |                |         |      |   |                    |      |        |
|------------|------|----------------|---------|------|---|--------------------|------|--------|
|            |      |                |         |      | Совершенствование пассивной системы защиты трубопроводов от коррозии  |                    |      |        |
| Изм.       | Лист | № докум.       | Подпись | Дата |   |                    |      |        |
| Разраб.    |      | Чжан Хайфань   |         |      | ГЛАВА 7 СОЦИАЛЬНАЯ<br>ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ<br>РАБОТ ПО ЗАМЕНЕ ИЗОЛЯЦИОННЫХ<br>ПОКРЫТИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ<br>ТРУБОПРОВОДОВ | Лит.               | Лист | Листов |
| Руковод.   |      | Антропова Н.А. |         |      |   |                    | 73   | 95     |
| Консульт.  |      |                |         |      |   | <b>ТПУ гр.2Б4Б</b> |      |        |
| Рук-ль ООП |      | Брусник О.В.   |         |      |   |                    |      |        |

Таблица 7.1 — Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по замене изоляции участка магистральных трубопроводов.

| Наименование видов работ  | Факторы (ГОСТ 12.0.003. – 15 ССБТ.)  |   | Нормативные документы  |
|---|--|---|--|
|   | Вредные  | Опасные   |  |
| 1   | 2  | 3   | 4  |
| 1. Снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал;<br>2. Вскрытие нефтепровода;<br>3. Определение степени коррозионной активности грунта;<br>4. Удаление старой или дефектной изоляции;<br>5. Производство сварочно-восстановительных работ;<br>6. Нанесение грунтовки, нанесение нового изоляционного покрытия;<br>7. Проверка изоляционных покрытий трубопровода визуальным и инструментальными методами;<br>8. Укладка нефтепровода, засыпка отремонтированного нефтепровода;<br>9. Техническая рекультивация плодородного слоя почвы. | 1. Превышение уровня шума;<br>2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе;<br>3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны;<br>4. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу (загазованность). | 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;<br>2. Высокое давление газопровода;<br>3. Электрическая дуга и металлические искры при сварке. | - ВРД 39-1.10-006-2000 [28]<br>- ГОСТ Р 51164-98 [12]<br>- ГОСТ 9-602-2005 [29]<br>- ГОСТ 12.0.003-74 [27]<br>- ГОСТ Р 12.1.019-2009 [30]<br>- ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [31]<br>- ГОСТ 12.4.124-83. ССБТ [32] |

### 7.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

#### Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Рациональное производственное освещение имеет большое значение для создания благоприятных условий труда на предприятиях. Неудовлетворительное освещение затрудняет работу, снижает

производительность труда, приводит к заболеваниям органов зрения и несчастным случаям. Световое излучение оказывает воздействие на органы зрения и весь организм, изменяя частоту пульса, нарушая процессы обмена и нервно-психическое состояние. Хорошие световые условия оказывают благоприятное психофизическое воздействие на работоспособность и активность человека, на качество работы. Отсутствие или недостаток естественного освещения в рабочем помещении классифицируют как вредный производственный фактор.

Ниже приведена таблица норм искусственной освещенности рабочих поверхностей в производственных помещениях (таблица 7.2).

Таблица 7.2 – Нормы искусственной освещенности рабочих поверхностей в производственных помещениях (СНиП 23-05-95) [35].

| Разряд и подразряд зрительной работы | Нормальная освещенность в люксах для систем освещения, лк |                     |                        |                     |
|--------------------------------------|---|---------------------|------------------------|---------------------|
|                                      | комбинированного  |                     | общего                 |                     |
|                                      | газоразрядными лампами                                    | лампами накаливания | газоразрядными лампами | лампами накаливания |
| Ia                                   | 5000  | 4000                | 1500                   | 300                 |
| Iб                                   | 4000  | 3000                | 1250                   | 300                 |
| Iв                                   | 3000  | 2000                | 2000                   | 300                 |
| Iг                                   | 1500  | 1250                | 400                    | 300                 |
| IIa                                  | 4000  | 3000                | 1250                   | 300                 |
| IIб                                  | 3000  | 2500                | 750                    | 300                 |
| IIв                                  | 2000  | 1500                | 500                    | 300                 |
| IIг                                  | 1000  | 750                 | 300                    | 200                 |
| IIIa                                 | 2000  | 1500                | 500                    | 300                 |
| IIIб                                 | 1000  | 750                 | 300                    | 200                 |
| IIIв                                 | 750   | 600                 | 300                    | 200                 |
| IIIг                                 | 400   | 400                 | 200                    | 150                 |
| IVa                                  | 750   | 600                 | 300                    | 200                 |
| IVб                                  | 500   | 500                 | 200                    | 150                 |
| IVв                                  | 400   | 400                 | 150                    | 100                 |
| IVг                                  | 300   | 300                 | 150                    | 100                 |

Применение только местного освещения в производственных помещениях запрещено.

#### **Отклонение показателей климата на открытом воздухе.**

Работы, выполняемые на объекте происходят на открытых площадках. Климат на территории Томской области континентально-циклонический. Средняя температура зимой  $-18,1^{\circ}\text{C}$ , средняя температура летом  $+18,7^{\circ}\text{C}$ .

Холод может привести к переохлаждению, высокие температуры к тепловому удару.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года в каждом из климатических регионов должны быть обеспечены спецодеждой [29]:

- костюм от защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием;

- комбинезон для защиты от токсичных веществ и пыли из нетканых материалов;

- костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой или костюм из хлопчатобумажной ткани с огнезащитной пропиткой или костюм из огнестойких тканей на основе смеси мета- и параамидных волокон;

- костюм противонцефалитный;

- футболка;

- ботинки кожаные с жестким подноском или сапоги кожаные с жестким подноском;

- сапоги резиновые с жестким подноском или сапоги болотные с жестким подноском;

- нарукавники из полимерных материалов;

- перчатки с полимерным покрытием;

- перчатки резиновые или из полимерных материалов;

- каска защитная;

- подшлемник под каску;

- очки защитные;

- маска или полумаска со сменными фильтрами. На наружных работах зимой дополнительно:

|      |      |          |         |      |   |      |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
|      |      |          |         |      | ГЛАВА 7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ ПО ЗАМЕНЕ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |   | 76   |

- костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой на утепляющей прокладке или костюм из смешанных тканей с огнезащитной пропиткой на утепляющей прокладке;
- жилет утепленный;
- жилет меховой;
- белье нательное утепленное;
- ботинки кожаные утепленные с жестким подноском или сапоги кожаные утепленные с жестким подноском;
- валенки с резиновым низом;
- перчатки с полимерным покрытием, нефтеморозостойкие;
- перчатки шерстяные (вкладыши).

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

Тема укусов насекомых особо актуальна в весенне-летний период. С появлением первой травы еще до разворачивания листьев активизируется клещи. Опасность этих насекомых заключается в том, что они являются переносчиками таких опасных заболеваний, как клещевой энцефалит, боррелиоз, гемморагическая лихорадка, бабезиоз и т.д. После укуса такие симптомы, как слабость, головная боль, тошнота, могут завершиться тяжелыми поражениями центральной нервной системы, менингитными очагами, вплоть до инвалидизации пострадавшего [36].

Стоит обратить пристальное внимание на следующие факторы:

- наличие места укуса (следа укуса) или его отсутствие – не является основополагающим, т.к. согласно п. 2.2. и 2.3.5. СП 3.1.3.2352-08 «Профилактика клещевого энцефалита» [36].

Клещи заражают человека во время присасывания или их раздавливания в местах поврежденной кожи человека.

В отдельных случаях заражение реализуется контактным или воздушно-капельным путем (при аварийных ситуациях в лабораториях или в

|      |      |          |         |      |  |      |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
|      |      |          |         |      | ГЛАВА 7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ ПО<br>ЗАМЕНЕ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |  | 77   |

природном очаге при заносе инфекции на слизистые оболочки при раздавливании клеща и инфицированными руками».

Перечень работ, выполнение которых связано с высоким риском заболевания инфекционными болезнями, требующих обязательного проведения профилактических прививок регламентируется Постановлением Правительства РФ от 15.07.1999 N825 [37].

#### **Повышенная загазованность.**

Пары нефти на территории магистральных нефтепроводов способствует появлению взрывоопасных смесей при достижении высокой концентрации.

Предельно допустимая концентрация природного газа в воздухе составляет 300 мг/м<sup>3</sup> согласно ГОСТ 5542-2014 [33].

Требуется постоянный контроль за концентрацией природного газа в воздухе, недопущение утечек газа из установок. Для периодических замеров работнику следует применять переносной газоанализатор.

На установках должны предусматриваться мероприятия по предотвращению влияния токсичности газов работающих (герметизация установок, газоулавливание и отвод газа для утилизации).

Отбор проб воздуха к датчику газоанализатора следует производить на рабочих местах помещений и открытых площадках на наиболее опасных и возможных (в смысле выделения газов) уровнях. Необходимо устанавливать не менее 1 датчика на каждые 100 м<sup>2</sup> площади помещения согласно ГОСТ 51-45-76 [34].

#### **Превышение уровня шума.**

Превышение уровня шума при подготовке места проведения работ, возникает в результате работы специальной техники (бульдозера, экскаватора), а также при различных ударах, колебаниях отдельных деталей или оборудования, при этом шум сохраняется на всем протяжении их работы.

|      |      |          |         |      |   |      |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
|      |      |          |         |      | ГЛАВА 7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ ПО ЗАМЕНЕ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |   | 78   |

Шум является общебиологическим раздражителем, оказывая влияние не только на слух, но, в первую очередь, на структуру головного мозга, вызывая сдвиги в различных функциональных системах организма.

Полевой этап работы связан с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных тяжестей и требует больших физических усилий, поэтому относится к тяжелой категории работ. Следовательно, в таблице 7.4 по ГОСТ 30691-2001[38] допустимый уровень шума в рабочей зоне не должен превышать 65-75 дБ.

Таблица 7.4 – Допустимые уровни шума, дБ, на рабочем месте.[38]

| Категория работ по тяжести труда | Уровни шума, дБ, для степени напряженности труда |         |                         |                         |
|----------------------------------|--|---------|-------------------------|-------------------------|
|                                  | Легкая   | Средняя | 1 степень напряженности | 2 степень напряженности |
| Легкая и средняя                 | 80   | 80      | 60                      | 50                      |
| Тяжелая                          | 65 75  | 75      | -                       | -                       |

Наиболее эффективным средством борьбы с шумом является борьба с источником его возникновения. Для уменьшения шума необходимо своевременно проводить ремонт оборудования, заменять ударные процессы на безударные, шире использовать принудительное смазывание трущихся поверхностей, применять балансировку вращающихся частей, а также вести работы с применением средств индивидуальной защиты (наушники и др.).

#### **Повышенная запыленность рабочей зоны.**

Повышенная запыленность рабочей зоны возникает в результате работ, направленных на очистку поверхности трубопровода в околошовных зонах от шлака и других включений, а загазованность – в результате выхлопа спецтехники. В запыленном воздухе дыхание становится затрудненным, насыщение крови кислородом ухудшается, что предрасполагает к легочным заболеваниям. Продолжительное действие пыли на органы дыхания может привести к профессиональному заболеванию - пневмокониозу. Основанием для проведения мер борьбы с пылью является гигиеническое нормирование Установленный перечень ПДК фиброгенной пыли в воздухе рабочих помещений приведен в ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. №1 от 2000 г.) [39]. ПДК

фиброгенного пыли зависимости от процентного содержания диоксида кремния составляет 1 и 2 мг/м<sup>3</sup>. Для других видов пыли ПДК от 2 до 10 мг/м<sup>3</sup>. Предельно допустимая среднесуточная концентрация металлической пыли в воздухе не превышать 0,15 мг/м<sup>3</sup>, а максимально разовая – 0,5 мг/м<sup>3</sup> [39].

В целях защиты органов дыхания необходимо использовать СИЗ (противогаз, респиратор), при их отсутствии можно применить марлевую повязку предварительно смочив ее.

### **7.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

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

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования как опасный фактор, возникает в процессе проведения подготовительных работ, направленных на ликвидацию гидратов. Опасный фактор возникает за счет нахождения рабочего персонала вблизи работающих машин и механизмов (бульдозеры, экскаваторы). Основная задача машин и механизмов направлена на организацию свободного подхода и подъезда к месту проведения огневых работ, а именно на удаление мешающих предметов, взрывоопасных, пожароопасных и вредных веществ.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [40] ограждения необходимо выполнять в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. При устройстве ограждений обязательно соблюдение определенных требований. Запрещена работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую

|      |      |          |         |      |   |      |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
|      |      |          |         |      | ГЛАВА 7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ ПО ЗАМЕНЕ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |   | 80   |

проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

### **Электрическая дуга и металлические искры при сварке.**

Электрическая дуга и металлические искры, возникающие вследствие электродуговой и других видах технологической сварки являются серьезной угрозой для здоровья электрогазосварщиков и окружающего их персонала. При нарушении техники безопасности, прописанной в ГОСТ 12.4.011-89 [41] и не использовании СИЗ электрическая дуга может вызывать ожоги сетчатки глаза ультрафиолетом, а металлические искры многочисленные ожоги кожи тела.

Во избежание получения ожогов следует применять куртки, полушубки, костюмы, комбинезоны, жилеты, полукомбинезоны, брюки, нарукавники. Такой тип индивидуальной защиты необходим для защиты тела от ожогов, механических повреждений и губительного действия высоких температур.

## **7.2. Экологическая безопасность**

Для организации охраны окружающей среды от негативного воздействия проектируемых работ первоочередной задачей является определение конкретных источников негативного воздействия на основные элементы окружающей природной среды рассматриваемой территории – на гидросферу, атмосферу и литосферу.

### **Гидросфера:**

Загрязнения делятся на минеральные, органические, бактериальные и биологические.

Органические загрязнения подразделяются по происхождению на растительные, животные, химические вещества. Растительные органические соединения представляют собой остатки растений, плодов, растительного масла и пр. Загрязнения животного происхождения – это физиологические выделения людей и животных, останки животных, клеевые вещества. Химические органические соединения – это нефть и её производные,

|      |      |          |         |      |   |      |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
|      |      |          |         |      | ГЛАВА 7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ ПО ЗАМЕНЕ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |   | 81   |

синтетические поверхностно-активные вещества (СПАВ), синтетические моющие средства (СМС), фенол, формальдегид, пестициды и пр.

Бактериальное и биологическое загрязнения присущи бытовым и животноводческим водам и стокам некоторых промышленных предприятий (боен, кожевенных заводов, меховых производств, предприятий микробиологической промышленности).

Бытовые сточные воды включают воды от банно-прачечных хозяйств, пищеблоков, больниц и др. Они поступают из жилых и общественных зданий, от бытовых помещений промышленных предприятий в виде канализационных сточных вод.

В промышленном производстве вода используется как теплоноситель, поглотитель, средство транспортировки. Многие предприятия машиностроения, металлопереработки, коксохимии, тепловые электростанции используют воду для охлаждения. Расход воды на этих предприятиях для охлаждения достигает 80% от всего используемого количества воды. Кроме химического загрязнения, такая вода способствует и тепловому загрязнению водоёмов.

На предприятиях пищевой, химической, нефтехимической промышленности вода используется как растворитель, входит в состав продукции. При этом образуются, как правило, специфические сточные воды.

Сельскохозяйственные стоки – это стоки животноводческих комплексов и стоки, образуемые при вымывании агрохимикатов и минеральных удобрений за пределы пахотного слоя в водоём (поверхностный сток), для них характерно бактериальное и органическое загрязнение растительного и животного происхождения, а также загрязнение аммиачными соединениями.

### **Атмосфера:**

Источники загрязнения атмосферы подразделяются на естественные (природные) и искусственные (антропогенные). Естественные (извержения вулканов, пыльные бури, выветривание горных пород, ветровая эрозия,

|      |      |          |         |      |   |      |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
|      |      |          |         |      | ГЛАВА 7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ ПО ЗАМЕНЕ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |   | 82   |

массовое цветение растений, лесные и степные пожары) мало влияют на общий уровень загрязнения. Наиболее опасными источниками загрязнения атмосферы являются антропогенные. К основным источникам загрязнения атмосферы можно отнести:

- тепловые и атомные электростанции;
- котельные установки;
- чёрная и цветная металлургия;
- химическое производство;
- выбросы автотранспорта.

Вещества, загрязняющие атмосферу, могут быть твёрдыми, жидкими и газообразными и оказывать негативное воздействие непосредственно после химических превращений в атмосфере либо совместно с другими веществами. Из всей массы загрязняющих веществ, которые поступают в атмосферу от антропогенных источников, 90% составляют газообразные вещества (оксиды серы, азота, углерода, тяжёлых и радиоактивных металлов и др.), 10% – твёрдые и жидкие вещества.

Главными и наиболее опасными источниками загрязнения атмосферы являются промышленные, транспортные и бытовые выбросы.

### **Литосфера:**

По своему положению и свойствам почва фактически является конечным местом сосредоточения всех природных и антропогенных загрязнений, при этом основное воздействие оказывают:

- теплоэнергетика (угольная пыль, зола, дым, аэрозоли тяжёлых металлов ртути, мышьяка, свинца, ванадия, газы SO<sub>2</sub>, SO<sub>3</sub>, NO<sub>x</sub>, бенз(а)пирен, фтористые и мышьяковые соединения, радионуклиды);
- чёрная металлургия (рудная и железистая пыль, оксиды железа, марганца, мышьяка, зола, сажа, SO<sub>2</sub>, SO<sub>3</sub>, NH<sub>3</sub>, NO<sub>x</sub>, HCl);
- цветная металлургия (пыль, пары и оксиды свинца, цинка, кадмия, меди);

|      |      |          |         |      |   |      |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
|      |      |          |         |      | ГЛАВА 7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ ПО ЗАМЕНЕ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |   | 83   |

- промышленность строительных материалов (цементная пыль, фтор и др.);
- химическая промышленность (SO<sub>2</sub>, SO<sub>3</sub>, HF, H<sub>2</sub>S, HCl, HNO<sub>3</sub>, NH<sub>3</sub>, фтористые соединения, углеводороды, растворители, эфиры, фенолы и др.);
- транспорт (углеводороды, свинец, угольная пыль, зола, CO, SO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, бенз(а)пирен, непредельные углеводороды);
- сельское хозяйство (удобрения, пестициды, ядохимикаты и т. д.);
- нефтеперерабатывающая и нефтедобывающая промышленность (нефть, нефтепродукты, бенз(а)пирен, серосодержащие соединения и др.);
- атомные электростанции (радионуклиды, йод-131, стронций-90, цезий-137, плутоний-239, калий-42 и др.).

В связи с развитием современных технологий в нефтегазовой отрасли, на сегодняшний момент уже существует множество технологий, позволяющих с минимальным риском для окружающей среды проводить большинство видов работ, как на магистральном газопроводе, так и на нефтепроводе.

По окончанию работ на магистральном нефтепроводе приказом исполнителя организации и производителя работ формируется комиссия для осмотра земель при участии заинтересованных сторон (представителей АО магистральных нефтепроводов и землевладельцев).

Технический этап заключается в планировании, формировании откосов, снятии и нанесении плодородных слоев почв, устройстве гидротехнических и мелиоративных сооружений. Данный этап так же характеризуется проведением работ, направленных на создание необходимых условий для дальнейшего использования восстанавливаемых земель по их назначению. Биологический этап проводится с целью восстановления плодородия почв.

Особенностью биологического этапа является осуществление его уже сразу после технического, а главная цель – подготовка почвы: закрепление верхнего слоя почвы за счет корневой системы растений, а также в создании

|      |      |          |         |      |   |      |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
|      |      |          |         |      | ГЛАВА 7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ ПО ЗАМЕНЕ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |   | 84   |

густого травостоя, что предупредит развитие как водной, так и ветровой эрозии на нарушенном почвенно-растительном покрове.

Этапы рекультивации в зависимости от площади нарушения почвенно-растительного покрова классифицируются следующим образом:

1-ая степень – растительно-почвенный покров уничтожен на 100%;

2-ая степень – растительность уничтожена на 100%, при этом земельный слой уцелел на 50% площади;

3-ая степень – растительный покров уничтожен на 50-80% площади, почвенный слой сохранен 100%;

4-ая степень – растительный покров уничтожен на 20-50% площади, почвенный слой сохранен 100%;

5-ая степень – растительность уничтожена менее 20% от всей площади, почвенный слой сохранен 100%.

При выборе методов работ, направленных на восстановление почв, необходимо брать во внимание присутствие в основном 3-4 типов нарушенности почвенно-растительного покрова на рекультивируемом участке трассы.

Согласно зональной системе земледелия субъектов РФ выбираются виды посевных трав и их допустимые сочетания. Замену поврежденного или уничтоженного растительного покрова следует проводить аналогичными видами местных трав, приспособленных к почвенно-климатическим условиям данного региона.

### **7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Наиболее типичной и опасной является ЧС техногенного характера. Одними из наиболее вероятных и негативно сказывающихся видов ЧС является аварийный разлив нефти и пожар.

Практика эксплуатации промысловых нефтепроводов показывает, что условия возникновения аварий бывают самыми различными, но в большинстве случаев они связаны с разгерметизацией трубопровода и

|      |      |          |         |      |   |      |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
|      |      |          |         |      | ГЛАВА 7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ ПО ЗАМЕНЕ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |   | 85   |

выходом нефти или пластовой воды наружу. Закон о промышленной безопасности требует, чтобы были разработаны планы ликвидации аварийных разливов нефти на магистральных нефтепроводах.

Для снижения риска возникновения ЧС согласно РД 153-39.4-056-00 проводятся следующие мероприятия [43]:

- организуется техническая диагностика оборудования, а так же его техническое обслуживание и ремонт;
- осуществляется приобретение современных приборов контроля и сигнализации на замену физически и морально устаревших;
- проводятся периодические и внеочередные инструктажи с обслуживающим персоналом

Природоохранные мероприятия при ликвидации возможного аварийного разлива нефти и его включают в себя [44]:

1. Разработку и согласование с местными природоохранными органами и другими заинтересованными органами надзора мероприятий по ликвидации последствий аварий.
2. Сокращение объема вытекающей нефти за счет остановки перекачки по поврежденному участку трубопровода.
3. Приобретение установок, материалов, оборудования для сбора загрязняющих веществ с акватории водоемов и для обезвреживания промышленных отходов.
4. Оперативные мероприятия по локализации и сбору нефти с водной поверхности (установка боновых заграждений, обустройство земляных дамб, сбор нефтяной пленки нефтесборщиками).
5. Проведение рекультивации загрязненных и нарушенных земель.
6. Мероприятия по реабилитации акваторий, загрязненных в результате аварийного разлива нефти.
7. Организацию производственного эколого-аналитического контроля за состоянием нарушенных компонентов природной среды в соответствии с

«Политика компании в области предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций ОАО «НК «Роснефть» № ПЗ-05.01 П-01 [45].

8. Определение размеров компенсационных выплат за ущерб, нанесенный природной среде в результате аварии.

9. Организацию отбора арбитражных проб при разногласиях с контролирующими органами.

Влияние нефти на окружающую среду может быть чрезвычайно разнообразным. Такое разнообразие обусловлено сложностью химического состава загрязнителей, их взаимодействием и концентрациями. Прогноз последствий возможных аварий осложняется чрезвычайно широким спектром реакций растений и животных, обусловленных спецификой животных, кормовыми предпочтениями, дозами и путями попадания загрязнителей в организм.

Пожар представляет серьезную угрозу для жизни и здоровья работников и сотрудников на рассматриваемых нами площадках проведения работ. Возникает в результате превышения допустимой концентрации газа в воздухе рабочей зоны. Опасными факторами пожара является повышенная температура оборудования и окружающей среды, токсичные продукты горения и термического разложения, пониженная концентрация кислорода в воздухе рабочей зоны.

Эти факторы приводят к отравлениям, ухудшению работы органов дыхания, к травмированию работающих.

Поэтому на всем протяжении работ по ликвидации гидратов для контроля состояния газовой среды в рабочей зоне, а также для обеспечения связи с руководителем огневых работ и техническим персоналом, назначается ответственное лицо в роли дежурного наблюдателя. В его обязанности входит немедленная подача сигнала о срочной остановке работ в случае предаварийной ситуации или иной опасности (выход из строя технологического оборудования, приборов, систем вентиляционных шахт, аварийных сигнализаций, СИЗ, повышения или снижения рабочего давления

|      |      |          |         |      |   |      |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
|      |      |          |         |      | ГЛАВА 7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ ПО ЗАМЕНЕ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ | Лист |
|      |      |          |         |      |   | 87   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |   |      |

или температуры, утечки газа и т.д.). Любой специалист или рабочий из персонала при обнаружении несоответствий с требованиями действующей типовой инструкции, а также при несоблюдении мер безопасности, указанных в наряде-допуске, что может привести к возникновению опасной ситуации, имеет право и обязан немедленно прекратить выполнение огневых работ согласно СНиП 21-01-97 [42].

#### **7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

В соответствии с законодательными с законодательным регулированием РФ, на рабочих участках с вредными и опасными условиями труда, работодатель в свою очередь обязан обеспечить работника средствами, специализированными под данный вид работы, согласно типовым отраслевым нормам (СИЗ, репелленты и т.д.) «Правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты» [46]. Работники без средств индивидуальной защиты, касок защитных и других необходимых средств защиты к работам не допускаются.

Также работодатель обязан обеспечить коллектив работников при строительстве объекта транспорта углеводородного сырья всеми необходимыми санитарно-бытовыми помещениями (склады для материалов, гардеробы, душевые, сушилки для одежды, помещения для отдыха, приема пищи и проч.) согласно строительным нормам и правилам, коллективному договору, тарифному соглашению.

В документах о решениях по организации прописываются: форма организации труда (бригадный, вахтовый, экспедиционно-вахтовый и т.д.); режим труда; режим отдыха; состав бригад.

При описании режимов труда: указывается продолжительность смены, вахты, количество смен в месяц, трудовой распорядок дня, часы начала рабочего дня, часы окончания рабочего дня, сменные перерывы на отдых, перерывы на прием пищи.

|      |      |          |         |      |   |      |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
|      |      |          |         |      | ГЛАВА 7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ ПО ЗАМЕНЕ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ | Лист |
|      |      |          |         |      |   | 88   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |   |      |

При капитальном ремонте МН в экстремальных погодных условиях (повышенные или пониженные температуры) работодатель должен обеспечить работников дополнительными средствами индивидуальной защиты от холода или жары, дополнительными санитарно-бытовыми помещениями для обогрева, дополнительным.

|      |      |          |         |      |   |      |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
|      |      |          |         |      | ГЛАВА 7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ ПО ЗАМЕНЕ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |   | 89   |

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании изучения нормативно-технической литературы, проведенных анализов и выполненных расчетов были сделаны следующие выводы.

- 1) Виды коррозионных разрушений металла определяются как свойствами самого металла, так и свойств окружающей среды и процессами, протекающими в ней.
- 2) Совершенствование пассивной защиты от коррозии идет как в направлении создания новых материалов, так и в направлении создания новых конструкций покрытий.
- 3) Расчет остаточного срока службы защитных покрытий показал, что чем больше начальное значение переходного сопротивления изоляции покрытия  $R_{пн}$ , тем больше срок службы изоляции, именно лучше долговечности. Наиболее долговечным является покрытие на основе термоусаживающихся материалов.

|            |                |          |         |      |  |                    |      |        |
|------------|----------------|----------|---------|------|--|--------------------|------|--------|
|            |                |          |         |      | Совершенствование пассивной системы защиты трубопроводов от коррозии |                    |      |        |
| Изм.       | Лист           | № докум. | Подпись | Дата |  |                    |      |        |
| Разраб.    | Чжан Хайфань   |          |         |      | Заключение   | Лит.               | Лист | Листов |
| Руковод.   | Антропова Н.А. |          |         |      |  |                    | 90   | 95     |
| Консульт.  |                |          |         |      |  | <b>ТПУ гр.2Б4Б</b> |      |        |
| Рук-ль ООП | Брусник О.В.   |          |         |      |  |                    |      |        |

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1) Васильев Г.Г. Трубопроводный транспорт нефти: Учебное пособие. - М.: «Недра», 2002. - 408 с.
- 2) Алиев Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа: Учеб.для вузов. - М.: «Недра», 1988. - 368 с.
- 3) Шаммазов А.М. Основы трубопроводного транспорта нефти: Учеб.пособие. - Уфа: «Реактив», 1996. - 152 с.
- 4) Скугорова Л.П. Материалы для сооружения газонефтепроводов и хранилищ: Учеб.пособие для вузов. - М.: «Недра», 1989. - 343 с.
- 5) Зиневич А.М. "Состояние и перспективы производства и применения изоляционных материалов и покрытий" / А.М. Зиневич, А.Т. Санжаровекий, Б.В. Уразов // Защита трубопроводов от коррозии. -1985.- С. 3-14.
- 6) ВСН 008-88 "Ведомственные строительные нормы. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция". - М.: Миннефтегазстрой СССР, 1989. - 50 с.
- 7) Абдуллин И.Г. "Коррозионно-механическая стойкость нефтегазовых трубопроводных систем: диагностика и прогнозирование долговечности" / И.Г. Абдуллин, А.Г. Гареев, А.В. Мостовой. - Уфа: Гилем, 1997. - 177 с
- 8) СНиП 2.05.06-85 "Магистральные трубопроводы".
- 9) СНиП 12-04-2002 "Безопасность труда в строительстве, Часть 1. Общие требования".
- 10) СНиП 12-04-2002 "Безопасность труда в строительстве, Часть 2. Строительное производство".

|                   |             |                       |                |             |   |                    |             |               |
|-------------------|-------------|-----------------------|----------------|-------------|---|--------------------|-------------|---------------|
|                   |             |                       |                |             | <i>Совершенствование пассивной системы защиты трубопроводов от коррозии</i> |                    |             |               |
| <i>Изм.</i>       | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>       | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |   |                    |             |               |
| <i>Разраб.</i>    |             | <i>Чжан Хайфань</i>   |                |             | <b>Список использованной литературы</b>                                     | <i>Лит.</i>        | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i>   |             | <i>Антропова Н.А.</i> |                |             |   |                    | 91          | 95            |
| <i>Консульт.</i>  |             |                       |                |             |   | <b>ТПУ гр.2Б4Б</b> |             |               |
| <i>Рук-ль ООП</i> |             | <i>Брусник О.В.</i>   |                |             |   |                    |             |               |

- 11) ГОСТ 31448-2012 "Трубы стальные с защитными наружными покрытиями для магистральных газонефтепроводов". — М.: Стандартиформ, 2013. — 19 с.
- 12) ГОСТ Р 51164-98 "Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии". — М.: ИПК «Издательство стандартов», 1999. — 42 с.
- 13) ГОСТ Р 9.905-2007 "Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования". — М.: Стандартиформ, 2007. — 17 с.
- 14) ГОСТ 12.0.003-74.ССБТ. "Опасные и вредные производственные факторы. Классификация".
- 15) РД 39Р-00147105-025-02 "Методика определения остаточного ресурса изоляционных покрытий подземных трубопроводов". - Уфа - 2002.
- 16) Чэнь Цюнь "Совершенствование пассивной системы защиты трубопроводов от коррозии": Дессертация. - Уфа: УГНТУ, 2017.-149с.
- 17) Харисов, Р.А. Совершенствование технологии изоляции трубопроводов полимерными ленточными покрытиями с двусторонним липким слоем дис. канд. тех. наук: 25.00.19 /. - Уфа., 2011. - 246 с.
- 18) ВЭЙ БЭЙ "Прогнозирование долговечности изоляционных покрытий газонефтепроводов по параметрам катодной защиты": Дессертация. - Уфа: УГНТУ, 2017.-129с.
- 19) Peabody A W, Bianchetti R L. "Peabody's Control of Pipeline Corrosion", NACE International[J]. The Corrosion Society: Houston, USA, 2001. 347 p
- 20) Мустафин Ф.М. "Обзор методов защиты трубопроводов от коррозии изоляционными покрытиями" / Ф.М. Мустафин//Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - 2003. - №1.
- 21) Мокшин А.В. "Инновационные материалы Primatek InnoPipe для противокоррозионной защиты трубопроводов и объектов нефтегазового сектора" / А.В. Мокшин//Журнал «КОРРОЗИЯ ТЕРРИТОРИИ НЕФТЕГАЗ». - 2016. - №1(33).

|      |      |          |         |      |                                  |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Список использованной литературы | Лист |
|      |      |          |         |      |                                  | 92   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                                  |      |

- 22) Халиков А.Х. Петров А.А. "УФ-отверждаемое антикоррозионное покрытие от компании «АДВЕНИРА»" / А.Х. Халиков, А.А. Петров//Журнал «КОРРОЗИЯ ТЕРРИТОРИИ НЕФТЕГАЗ». - 2017. - №3(38).
- 23) Новоселов В.Ф., Коршак А.А., Димитров Б.Н. "Типовые расчеты противокоррозионной защиты металлических сооружений нефтегазопроводов и нефтебаз": Учеб. пособие. - Уфа: УНИ, 1985. - 100с.
- 24) Плавин А.В. "Защитные композитные покрытия трубопроводов ЗУБ-Композит". – ООО «БТ Свап»-2015.
- 25) "Наноструктурированные покрытия". -ТОО «ТСЗП Казахстан»
- 26) СТО Газпром 2-3.5-047-2006 "Инструкция по расчету и проектированию электрохимической защиты от коррозии магистральных газопроводов". – Москва- 2006.
- 27) ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. "Опасные и вредные производственные факторы. Классификация". – Москва-1976.
- 28) ВРД 39-1.10-006-2000 «Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов». – Москва-2000.
- 29) ГОСТ 9.602-2005. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. – Москва- 2010.
- 30) ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – Москва-2010.
- 31) ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. – Москва. 2001.
- 32) ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования. – Москва. 2003.
- 33) ГОСТ 5542-2014 Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. – Москва. 2015

|      |      |          |         |      |                                  |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Список использованной литературы | Лист |
|      |      |          |         |      |                                  | 93   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                                  |      |

- 34) ГОСТ 51-45-76 Газодобывающие предприятия. Эксплуатация установок по сбору и подготовке газа к транспорту. Требования безопасности.
- 35) СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
- 36) СП 3.1.3.2352-08 Профилактика клещевого энцефалита.
- 37) Постановление Правительства РФ от 15.07.1999 N825 Об утверждении перечня работ, выполнение которых связано с высоким риском заболевания инфекционными болезнями и требует обязательного проведения профилактических прививок.
- 38) ГОСТ 30691-2001 Шум машин. Заявление и контроль значений шумовых характеристик.
- 39) ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01. 01.89)».
- 40) ГОСТ 12.2.062-81 «Оборудование производственное. Ограждение защитное».
- 41) ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация».
- 42) СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».
- 43) РД 153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
- 44) РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.
- 45) № ПЗ-05.01 П-01 «Политика компании в области предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций ОАО «НК «Роснефть».
- 46) СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве (часть 1). Общие требования.

|             |             |                 |                |             |   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Список использованной литературы</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |   | 94          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |   |             |

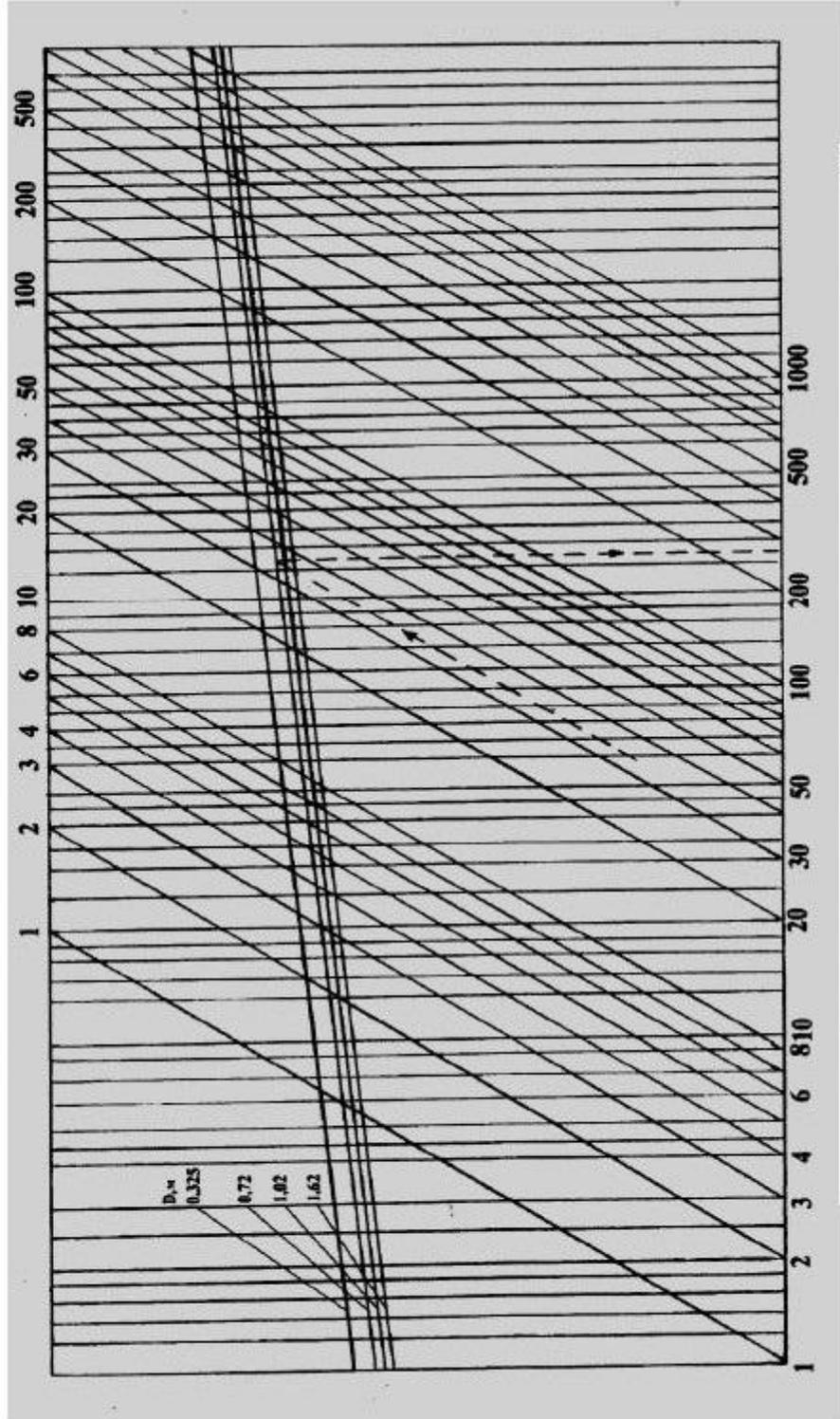
# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)

Номограмма для определения конечного переходного сопротивления

$\rho_{гр} \cdot D$ , Ом·м<sup>2</sup>



Пример пользования номограммой:  $D = 0,72 м$ ;  $\rho_{гр} = 50 Ом \cdot м$ ;  $\rho_{гр} \cdot D = 36 Ом \cdot м^2$

По номограмме  $R_k = 290 Ом \cdot м^2$

|            |      |                |         |      |  |                    |      |        |
|------------|------|----------------|---------|------|--|--------------------|------|--------|
|            |      |                |         |      | Совершенствование пассивной системы защиты трубопроводов от коррозии |                    |      |        |
| Изм.       | Лист | № докум.       | Подпись | Дата | ПРИЛОЖЕНИЕ А   | Лит.               | Лист | Листов |
| Разраб.    |      | Чжан Хайфань   |         |      |  |                    | 95   | 95     |
| Руковод.   |      | Антропова Н.А. |         |      |  | <b>ТПУ гр.2Б4Б</b> |      |        |
| Консульт.  |      |                |         |      |  |                    |      |        |
| Рук-ль ООП |      | Брусник О.В.   |         |      |  |                    |      |        |