

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   |
|---|
| «Моделирование напряженно-деформированного состояния магистрального трубопровода и прогнозирование изменения прочностных характеристик» |

УДК 621.644(204.1)

Студент

| Группа | ФИО          | Подпись | Дата |
|--------|--------------|---------|------|
| 2Б4Б   | Ефимов Д. В. |         |      |

Руководитель

| Должность | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|------------------------|---------|------|
| ассистент | Бурков В. П. | ассистент              |         |      |

### 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          |         |      |

# ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

## *Планируемые результаты обучения по ООП*

| <i>Код<br/>результата</i>  | <i>Результат обучения<br/>(выпускник должен быть готов)</i>   | <i>Требования ФГОС, критериев<br/>и/или заинтересованных сторон</i>  |
|--|---|--|
| <b><i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b> |   |  |
| <b><i>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</i></b>                             |   |  |
| P1   | Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности    | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>                       |
| P2   | Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности                            | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>                                       |
| <i>в области производственно-технологической деятельности</i>  |   |  |
| P3   | Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов   | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i> |
| P4   | Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>   |
| <i>в области организационно-управленческой деятельности</i>  |   |  |
| P5   | Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы   | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>                   |
| P6   | Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромышленного оборудования   | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК20, ПК-21, ПК-22).</i>                                  |
| <i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>                                       |   |  |
| P7   | Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела                    | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>                             |
| <i>в области проектной деятельности</i>  |   |  |

| <i>Код результата</i>   | <i>Результат обучения<br/>(выпускник должен быть готов)</i>  | <i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</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>           |



|  |   |
|--|---|
| <p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p> | <p>Построить 3D-модель проблемного участка магистрального трубопровода на основании данных внутритрубой диагностики. Провести совместный расчёт трубопровода и грунта при помощи метода конечных элементов. Сделать вывод о возможности дальнейшей эксплуатации участка. Предложить вариант совместного расчёта как первоначальный способ оценки напряжённо-деформированного состояния и предела прочности магистральных трубопроводов.</p> |
| <p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Картографические данные траектории дефектоскопа</li> <li>• Профиль трубопровода</li> <li>• Геометрия и граничные условия</li> <li>• Отчёт по анализу напряжений</li> </ul>   |
| <p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>  |   |
| <p><b>Раздел</b></p>   | <p><b>Консультант</b></p>   |
| <p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>   | <p>Макашева Ю. С., ассистент ОСГН</p>   |
| <p>«Социальная ответственность»</p>  | <p>Абраменко Н. С., ассистент ОКД</p>   |
| <p></p>  | <p></p>   |
| <p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>   |   |

|  |                   |
|--|-------------------|
| <p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p> | <p>18.05.2018</p> |
|--|-------------------|

**Задание выдал руководитель:**

| Должность        | ФИО                             | Ученая степень, звание | Подпись | Дата              |
|------------------|---------------------------------|------------------------|---------|-------------------|
| <p>ассистент</p> | <p>Бурков Владимир Петрович</p> | <p></p>                | <p></p> | <p>18.05.2018</p> |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа      | ФИО                              | Подпись | Дата              |
|-------------|----------------------------------|---------|-------------------|
| <p>2Б4Б</p> | <p>Ефимов Денис Вячеславович</p> | <p></p> | <p>18.05.2018</p> |

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

Студенту:

|               |                              |
|---------------|------------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                   |
| 2Б4Б          | Ефимову Денису Вячеславовичу |

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

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

|   |   |
|---|---|
| 1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> | <i>Материально-технические ресурсы: Скребок полиуретановый, Магнитный дефектоскоп MFL, ультразвуковой дефектоскоп CDL. очистные и наладочные работы, дополнительные расходы (перемещение, доставка персонала и оборудования).</i> |
| 2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>   | <i>Расчет производят по внутренним производственным документам предприятий, ценам подрядчиков.</i>  |
| 3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>                                  | <i>На основании п. 1 ст. 58 закона № 212-ФЗ ставка для расчета отчислений во внебюджетные фонды составляет 30 % от фонда оплаты труда</i>   |

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

|   |   |
|---|---|
| 1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i> | <i>Обосновать перспективность усовершенствования и модернизации методов сбора информации методом ВТД для контроля напряжённо-деформированного состояния</i>     |
| 2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>  | <i>Произвести расчет затрат на проведение работ по проведению ВТД с использованием актуальных цен и тарифов.</i>  |
| 3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>        | <i>Исходя из анализа расчетов и технических характеристик, привести и обосновать важность применения новых методов расчёта НДС магистрального трубопровода.</i> |

**Перечень графического материала**

1. *Линейный календарный план проведения работ по ликвидации разлива нефти*
2. *Сводная смета затрат на проведение работ*

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику****Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                       | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|------|
| 2Б4Б   | Ефимов Денис Вячеславович |         |      |

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

|               |                              |
|---------------|------------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                   |
| 2Б4Б          | Ефимову Денису Вячеславовичу |

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

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

|  |  |
|--|--|
| <p><i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i></p> | <p><i>Объектом исследования является магистральный нефтепровод с дефектами. Такой объект исследования представляет особую опасность и требует своевременного обслуживания. Одним из этапов проведения расчёта НДС является сбор данных внутритрубной диагностики. Процесс сопровождается большим количеством опасных производственных факторов, которые нередко приводит к возникновению чрезвычайной ситуации того или иного характера.</i></p> |
|--|--|

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

|  |   |
|--|---|
| <p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p><i>1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul> <p><i>1.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты);</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> </ul> | <p><i>1.1. Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке проектируемого решения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- загазованность парами испарений разлива нефти воздуха рабочей зоны;</li> <li>- повышенная или пониженная температура воздуха;</li> <li>- повышенный уровень шума;</li> <li>- недостаточная освещённость рабочей зоны.</li> </ul> <p><i>1.2. Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке проектируемого решения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- механическое травмирование;</li> <li>- электрический ток;</li> </ul> |
|--|---|

|  |   |
|--|---|
| <p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- защита селитебной зоны</li> <li>- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>- разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul> | <p>Проанализировать влияние работ по сбору данных ВТД, на различные компоненты окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- анализ воздействия объекта на селитебную зону.</li> <li>- анализ воздействия объекта на атмосферу;</li> <li>- анализ воздействия объекта на гидросферу;</li> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу;</li> </ul> <p>Предложить решения по снижению негативного влияния разлива и работ по его ликвидации на окружающую среду.</p> |
| <p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>- выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Проанализировать возможности возникновения ЧС при произошедшем разливе нефти;</li> <li>- Предложить превентивные меры по предупреждению ЧС, а также действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.</li> </ul>   |
| <p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Привести специальные правовые нормы трудового законодательства при работах, связанных с ликвидацией аварийного разлива нефти;</li> <li>- Перечислить необходимые организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны при полевых и камеральных работах.</li> </ul>   |

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                       | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|------|
| 2Б4Б   | Ефимов Денис Вячеславович |         |      |

**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: | 01.06.2018 |
|--|------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|---|------------------------------------|
| 14.12.2017    | <i>Введение</i>                                       | 5                                  |
| 28.12.2017    | <i>Обзор литературы</i>                               | 10                                 |
| 3.02.2018     | <i>Анализ полевого журнала, построение профиля</i>    | 15                                 |
| 22.04.2018    | <i>Моделирование в среде inventor</i>                 | 25                                 |
| 28.05.2018    | <i>Финансовый менеджмент</i>                          | 15                                 |
| 28.05.2018    | <i>Социальная ответственность</i>                     | 15                                 |
| 28.05.2018    | <i>Заключение</i>                                     | 5                                  |
| 29.05.2018    | <i>Презентация</i>                                    | 10                                 |
|               | <i>Итого</i>  | 100                                |

Составил преподаватель:

| Должность     | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------|--------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент ОНД | Бурков В. П. |                        |         |      |

**СОГЛАСОВАНО:**

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

## Обозначения и сокращения

НДС – напряженно-деформированное состояние;

ККН – коэффициент концентрации напряжений;

НПТ – нефтепромысловый трубопровод;

МКЭ – метод конечных элементов;

КЭ – конечный элемент;

ИК – ингибитор коррозии;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

ППН – пункт подготовки нефти;

ТП – трубопровод.

|           |               |          |         |      | Моделирование напряженно-деформированного состояния магистрального трубопровода и прогнозирование изменения прочностных характеристик |      |        |
|-----------|---------------|----------|---------|------|---|------|--------|
| Изм.      | Лист          | № докум. | Подпись | Дата |   |      |        |
| Разраб.   | Ефимов Д. В.  |          |         |      | Лит.  | Лист | Листов |
| Руковод.  | Бурков В. П.  |          |         |      |   | 11   |        |
| Консульт. |               |          |         |      | <b>НИ ТПУ гр.2Б4Б</b>   |      |        |
| Рук. ООП  | Брусник О. В. |          |         |      |   |      |        |

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 71 страницу, 10 рисунков, 16 таблиц, 72 источника.

Ключевые слова: магистральный трубопровод, напряженно-деформированное состояние, коррозия, дефект, моделирование, трещина, метод конечных элементов, Западная Сибирь.

Цель бакалаврской работы: исследование актуальной научно-технической проблемы изменения напряженно-деформированного состояния магистральных трубопроводов, подверженных коррозионным повреждениям.

Объект исследования: проблемный участок магистрального трубопровода, расположенного на территории Западной Сибири.

Методы исследования: результаты представленной работы получены на основе теоретических исследований. Поставленные задачи решались с помощью проведения вычислительного эксперимента по определению характеристик механики разрушения в характерных точках фронта моделируемого дефекта с использованием программного продукта Autodesk Inventor 2018.

Результаты и научная новизна: предложена методика исследования трубопровода с различными видами дефектов (ручейковая, вмятина, потеря металла) при помощи метода конечных элементов.

Практическая ценность: предложена реальная модель эксплуатируемого газопровода, содержащего дефекты внутренней части. Результаты моделирования могут быть использованы в предварительной оценке работоспособности участка.

Экономическая значимость: увеличение безаварийного периода работы промышленного нефтепровода.

| Изм.      | Лист | № докум.      | Подпись | Дата |  |                       |      |        |
|-----------|------|---------------|---------|------|--|-----------------------|------|--------|
|           |      |               |         |      | <i>Моделирование напряженно-деформированного состояния магистрального трубопровода и прогнозирование изменения прочностных характеристик</i> |                       |      |        |
|           |      |               |         |      |  |                       |      |        |
| Разраб.   |      | Ефимов Д. В.  |         |      | Реферат  | Лит.                  | Лист | Листов |
| Руковод.  |      | Бурков В. П.  |         |      |  |                       | 12   | 71     |
| Консульт. |      |               |         |      |  | <b>НИ ТПУ гр.2Б4Б</b> |      |        |
| Рук. ООП. |      | Брусник О. В. |         |      |  |                       |      |        |

## Оглавление

|   |     |
|---|-----|
| Обозначения и сокращения.....   | 11  |
| Введение .....  | 124 |
| 1. Обзор литературы .....   | 17  |
| 1.1 Коррозионное растрескивание промысловых нефтепроводов и его механизмы.....                        | 19  |
| 1.2 Коррозионная усталость промысловых нефтепроводов .....  | 20  |
| 1.3 Способы оценки напряженно-деформированного состояния магистрального трубопровода .....            | 22  |
| 1.4 Геометрия дефекта и ее влияние на прочностные характеристики трубопровода .....                   | 23  |
| 1.5 Экспериментальные и натурные исследования напряженно-деформированного состояния трубопровода..... | 25  |
| 2. Расчеты и аналитика .....  | 28  |
| 2. 1. Построение профиля.....   | 28  |
| 2. 2. Построение модели .....   | 30  |
| 2. 3. Статический анализ .....  | 32  |
| 3. Социальная ответственность .....   | 36  |
| 3. 1. Производственная безопасность .....   | 38  |
| 3. 2. Анализ выявленных вредных факторов .....  | 40  |
| 3. 3. Анализ выявленных опасных факторов .....  | 46  |
| 3. 4. Экологическая безопасность.....   | 52  |
| 4. Финансовый менеджмент.....   | 57  |
| 4.1. Расчёт затрат для ВТД.....   | 58  |
| 4.2 Расчёт времени для ВТД .....  | 60  |
| 4. 3. Расчёт затрат на оплату труда .....   | 61  |
| 4. 4. Затраты на страховые взносы .....   | 62  |
| 4.5. Общие затраты .....  | 63  |
| 5. Заключение .....   | 64  |
| Список использованных литературных источников .....   | 64  |

## Введение

В связи с широким использованием трубопроводного транспорта углеводородного сырья, возрастает необходимость в проведении исследований трубопроводов на прочность. Надежность нефтепровода зависит от множества различных факторов, негативно влияющих как на их состояние в целом, так и на отдельные участки. Обычно, это большие значения напряжений по Мизесу в районах коррозионных повреждений. Также стоит добавить деградацию и старение металлов, особенности климатических условий Западной Сибири и т.д.

При работе магистральных трубопроводов возникают напряжения, значения которых составляют 0,5 – 0,7 от предела текучести стали. Так же нужно отметить, что в связи с переориентацией нефтегазовой промышленности на северные регионы страны магистрали прокладываются через заболоченные и вечно мерзлотные участки, что может повлечь за собой их просадку или всплытие. Эти факторы являются основной причиной образования новых дефектов типа вмятина, гофр и т. д. Стоит заметить, что они также провоцируют появление внутренних дефектов из-за изменения значений НДС. При этом типичные проектные решения в области прокладки магистральных трубопроводов практически не влияют на улучшение значений НДС или вышеупомянутое провоцирование появления дефектов и дальнейшего развития уже имеющихся микротрещин. Поэтому исследование напряжённо-деформированного состояния магистральных трубопроводов, подверженных коррозионным повреждениям является актуальным.

|                  |             |                      |                |             |  |                       |             |               |
|------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|--|-----------------------|-------------|---------------|
|                  |             |                      |                |             | <i>Моделирование напряженно-деформированного состояния магистрального трубопровода и прогнозирование изменения прочностных характеристик</i> |                       |             |               |
| <i>Изм.</i>      | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>      | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  |                       |             |               |
| <i>Разраб.</i>   |             | <i>Ефимов Д. В.</i>  |                |             | <i>Введение</i>  | <i>Лит.</i>           | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i>  |             | <i>Бурков В. П.</i>  |                |             |  |                       | 14          | 71            |
| <i>Консульт.</i> |             |                      |                |             |  |                       |             |               |
| <i>Рук. ООП</i>  |             | <i>Брусник О. В.</i> |                |             |  |                       |             |               |
|                  |             |                      |                |             |  |                       |             |               |
|                  |             |                      |                |             |  | <b>НИ ТПУ гр.2Б4Б</b> |             |               |

### **Цель работы:**

Исследование напряженно-деформированного состояния магистрального нефтепровода, подверженного коррозионным повреждениям.

### **Задачи:**

- Обзор литературных источников по указанной тематике;
- Исследование причин отказов магистральных трубопроводов;
- Создание полноразмерной модели трубопровода согласно технологическим схемам и результатам ВТД.
- Совместный расчёт напряженно-деформированного состояния магистрального нефтепровода с учетом геометрии профиля, наличия дефектов, их типов и пространственного расположения, и влияния грунта

### **Объект исследования**

Объект исследования – участок магистрального трубопровода, расположенный на территории Западной Сибири.

### **Методы исследования**

Результаты представленной бакалаврской работы получены на основе теоретических расчётов. Решение поставленных задач сводилось к анализу результатов вычислительного эксперимента. Достоинством предложенной методики является возможность подробного исследования любого проблемного участка. Построение и расчёт НДС производились программном комплексе Autodesk Inventor Professional 2018 по методу МКЭ.

### **Практическая ценность и научная новизна:**

Предложена методика детального исследования проблемного участка магистрального трубопровода на основании модели, максимально приближенной к реальности. Построение области коррозионных дефектов типа «вмятина», «потеря металла» и. т. д. производилось согласно данным ВТД с учётом их размеров и расположения. Модель построена с учётом геометрических особенностей рельефа местности на момент создания и может

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

быть с лёгкостью обновлена в случае изменения любых параметров, в том числе и граничных условий. Данные, полученные в ходе моделирования могут быть использованы для усовершенствования мер по снижению аварийности магистральных нефтепроводов.

**Личный вклад автора:**

На основе исходных геометрических параметров трубопровода и физико-химических свойств флюида автором смоделирован участок трубопровода и выполнен статический анализ. Детально исследован наиболее проблемный участок. При моделировании учитывалась природа дефекта, его геометрия и расположение в трубопроводе. Проведён совместный расчёт трубопровода и грунта. Сделан вывод о возможности дальнейшей эксплуатации трубопровода.

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

## 1. Обзор литературы

Магистральный трубопровод является распространённым проектным решением в области транспорта углеводородного сырья. Он принципиально отличается от других сооружений сложной схемой действующих силовых факторов по всей его длине, несмотря на внешнюю конструктивную простоту. Следовательно, значения напряжённно-деформированного состояния будут носить динамический характер. Повышение надёжности трубопроводов является актуальной проблемой от стадии проектирования до эксплуатации. Следовательно, возникает задача контроля и измерения НДС трубопроводов. Нормативные документы [1], [2] включают требования совместного расчёта трубопровода и грунта, что справедливо, так как массив грунта является внешней нагрузкой и средой, предрасположенной к образованию деформаций различного рода. В документах [3, 4] делается упор на струнные тензометрические датчики, широко зарекомендовавшие себя как надёжные и довольно точные приспособления для контроля НДС трубопровода. Указаны методы и средства неразрушающего контроля для исследования как напряжённно-деформированного состояния, так и дефектных зон. При этом нет никаких указаний на то, как именно нужно выполнять совместный расчёт, что неизбежно приводит к неопределённости при работах такого рода. В связи с этим, возникла необходимость в разработке методов оценки ресурса трубопроводов с учётом технических и временных факторов.

|                  |             |                      |                |             |   |                       |             |               |
|------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|---|-----------------------|-------------|---------------|
|                  |             |                      |                |             | <i>Моделирование напряжённно-деформированного состояния магистрального трубопровода и прогнозирование изменения прочностных характеристик</i> |                       |             |               |
| <i>Изм.</i>      | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>      | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |   |                       |             |               |
| <i>Разраб.</i>   |             | <i>Ефимов Д. В.</i>  |                |             | <b>Обзор литературы</b>   | <i>Лит.</i>           | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i>  |             | <i>Бурков В. П.</i>  |                |             |   |                       | 17          | 71            |
| <i>Консульт.</i> |             |                      |                |             |   | <b>НИ ТПУ гр.2Б4Б</b> |             |               |
| <i>Рук. ООП</i>  |             | <i>Брусник О. В.</i> |                |             |   |                       |             |               |

напряжённо-деформированного состояния, так и дефектных зон. При этом нет никаких указаний на то, как именно нужно выполнять совместный расчёт, что неизбежно приводит к неопределённости при работах такого рода. В связи с этим, возникла необходимость в разработке методов оценки ресурса трубопроводов с учётом технических и временных факторов. Также осложняет процесс тот факт, что системы магистральных нефтепроводов, проложенных в Западной Сибири, имеют длину от 100 км. Как правило, разрушение трубопровода происходит по причине:

- заводских дефектов;
- отличия геометрических параметров от регламентируемых;
- дефектов сварки;
- повреждений, полученных в ходе транспортировки;
- ошибок при проектировании;
- особенностей воздействия рельефа;
- коррозии.

|      |      |          |         |      |                  |      |
|------|------|----------|---------|------|------------------|------|
|      |      |          |         |      | Обзор литературы | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                  | 18   |

## 1.1 Коррозионное растрескивание промышленных нефтепроводов и его механизмы.

Коррозионное растрескивание вызывается растягивающим напряжением в стенке трубопровода и коррозией его внутренней поверхности. Магистральный трубопровод очень быстро разрушается без видимых деформаций. Зачастую при значениях напряжения меньше, чем нормативное.

Транспортируемая вместе с нефтью вода является коррозионной средой. Кольцевые и продольные напряжения вызваны внутренним давлением. Значение продольного напряжения, при превышении которого происходит коррозионное растрескивание, называется пределом длительной коррозионной прочности.

Коррозионное растрескивание начинается, когда толщина стенок трубопровода уменьшается настолько, что кольцевое растягивающее напряжение начинает превышать критическое. Также, причиной появления стресс-коррозионной трещины может послужить диффузия атомарного водорода в структуру стали. Происходит охрупчивание материала в местах проникновения молекул атомарного водорода. Происходит увеличение его объёма при переходе в молекулярную форму, что приводит к появлению трещины. Процесс рассмотрен и описан в работе [7].

|      |      |          |         |      |                  |      |
|------|------|----------|---------|------|------------------|------|
|      |      |          |         |      | Обзор литературы | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                  | 19   |

## 1.2 Коррозионная усталость промышленных нефтепроводов

Коррозионная усталость – это явление хрупкого разрушения материала подверженного коррозии под воздействием циклических нагрузок. Такое разрушение происходит тогда, когда напряжение в трубопроводе становится выше предела усталости. Однако в условиях протекания коррозионного разрушения такого предела не предусмотрено. Появление дефекта возможно при разных показателях напряжений, при достаточно высоком числе циклов.

Механизм коррозионно-усталостного разрушения можно описать так[8]:

- Образование микрощелей на поверхности стали под действием определенного цикла нагрузок;
- адсорбция на этих микровпадинах поверхностно активных элементов;
- расклинивание микротрещин под действием этих элементов;
- проявление водородной хрупкости.

Цикличность напряжений в свою очередь вызвана сезонными движениями грунтов, колебаниями давления и разностью температур [9].

Увеличение скорости коррозии и увеличении интенсивности развития дефектов происходит из-за упругопластической деформации, которая проявляется в концентраторах напряжений. Как правило, концентратором напряжений является любой дефект, результатом которого является потеря металла или ухудшение прочностных характеристик.

|      |      |          |         |      |                  |      |
|------|------|----------|---------|------|------------------|------|
|      |      |          |         |      | Обзор литературы | Лист |
|      |      |          |         |      |                  | 20   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                  |      |

### Основные методы борьбы с коррозионной усталостью:

- катодная защита;
- применение антикоррозионных покрытий;
- применение ингибиторов;
- диффузное насыщение стали;
- создание напряжения сжатия на поверхностном слое материала;
- применение сталей с повышенной коррозионной стойкостью и т.д.

|      |      |          |         |      |                  |      |
|------|------|----------|---------|------|------------------|------|
|      |      |          |         |      | Обзор литературы | Лист |
|      |      |          |         |      |                  | 21   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                  |      |

### 1.3 Способы оценки напряженно-деформированного состояния магистрального трубопровода

Срок безаварийной работы магистральных трубопроводов зависит от типа и величины дефектов. Значительные могут определяться визуально, например, вмятины, сколы и задиры и т.п., а могут быть скрытыми, например коррозия, микротрещины, дефекты сварного шва и т.д. Дефекты подобного рода могут быть обнаружены средствами внутритрубной диагностики. Концентраторами напряжений обладают абсолютно все трубопроводы, а значит, гипотетическими участками аварии. Оценка напряженно-деформированного состояния магистрального трубопровода должна проводиться, учитывая множество факторов, таких как:

- Размер исследуемого участка
- тип дефекта, его размеры и пространственное расположение
- граничные условия
- истинная геометрия трубопровода (профиль)

Обычно, при расчёте НДС магистрального трубопровода, как уже было сказано выше, используют данные ВТД, либо других методов неразрушающего контроля. Отклонения, зарегистрированные средствами диагностики можно условно разделить на 3 подгруппы:

- компактные дефекты (равномерное уменьшение толщины стенки, овальности, вмятины, смещение кромок и т.д.);
- внутренние дефекты (дефекты в стенке трубопровода типа пустот, трещин, расслоений и т.д.);
- поверхностные дефекты (учитывается как внешняя, так и внутренняя)

#### 1.4 Геометрия дефекта и ее влияние на прочностные характеристики трубопровода

Расчет напряженно-деформированного состояния любого объекта с дефектом, влекущим за собой нарушение геометрии, представляет собой комплекс труднорешаемых задач. В частности, моделирование вышеупомянутого эквивалента исследуемого участка трубопровода. Простейшим видом такого отклонения является равномерное утонение толщины стенки трубопровода. Существует множество исследований на тему исследования НДС прямолинейного участка трубопровода с дефектом. Ранее, автором рассматривался случай коррозионного повреждения в прямолинейном участке трубопровода длиной 10 м. Для его обозначения использовались стандартные возможности среды Autodesk Inventor.[8] Применение такой упрощенной модели ускорило её разработку и облегчало расчёты, однако исследование, проведённое таким образом не даёт полного ответа. Отсутствие в модели грунта – одна из основных причин проведения более детального исследования с сохранением приемлемых временных сроков на создание и расчёт полученной системы. В задачах расчета НДС подземных магистральных трубопроводов нашел применение в работах: N. A. Antropova, V. G. Krets, V. G. Luk'Yanov and A.V. Baranova [5] V. G. Butov, V. K. Nikulchikov, A. V. Nikulchikov and A. A. Yashchuk [6], Polynikis Vazouras , S. A. Karamanos , Panos Dakoulas, D.K. [7], Nimish Kurien Thomas, S. P. George, S. M. John ,S.P. George [8].

|      |      |          |         |      |                  |      |
|------|------|----------|---------|------|------------------|------|
|      |      |          |         |      | Обзор литературы | Лист |
|      |      |          |         |      |                  | 23   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                  |      |

В перечисленных работах модели системы являются комплексными, то есть они образованы сочетанием нескольких частных моделей: геометрической моделью стенки трубы и массива грунта, моделями материала трубопровода и массива грунта, моделью контакта трубопровода и грунта, моделями нагрузок и воздействий. В задачах расчета трубопроводов жесткости связей могут быть заданы в виде квадратичных функций. При этом для конкретных диаметров трубопровода, габаритов траншеи, инженерно-геологических условий в большинстве работ значения жесткостей устанавливаются с помощью инженерных полуаналитических методов [9].

|             |             |                 |                |             |                         |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Обзор литературы</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                         | 24          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                         |             |

## 1.5 Экспериментальные и натурные исследования напряженно-деформированного состояния трубопровода

Множество научных работ направлено на изучение трещин и линейных дефектов. В работе [21] предлагается, что при вычислении разрушающего давления основным фактором будет показатель критического коэффициента интенсивности напряжений. На сегодняшний день вычислить значения  $K_{cr}$  с необходимой точностью, в лабораторных условиях невозможно, особенно если имеется ввиду пластичная конструкция относительно низкой прочности, чем и является магистральный нефтепровод. Дело в том, что при проведении испытаний на растяжение, образец с надрезом должен быть очень широким. Это ведёт к тому, что испытания такого рода будут возможны при использовании особых машин большой мощности, что приводит к удорожанию процесса. Поэтому, при определении коэффициента интенсивности напряжений предпочтение отдаётся натурным испытаниям.

В работе [30] показаны результаты испытаний по нахождению давления разрушения участка трубопровода длиной 3.5 м с дефектами на поверхности. Повреждения представлены группой дефектов типа каверн глубиной до 4 мм, надрез (5 мм), раковина (до 3 мм). При избыточном давлении в 13 МПа и напряжением  $0,9\sigma_T$ , роста дефектов не последовало. Затем давление было увеличено до 14,7 МПа, 18,5 МПа. При достижении 20,3 МПа были обнаружены четыре осевых дефекта, а трубопровод начал разрушаться в вершине каверны при давлении 21 Мпа. Расчётное давление составляло 18 Мпа.

|      |      |          |         |      |                  |      |
|------|------|----------|---------|------|------------------|------|
|      |      |          |         |      | Обзор литературы | Лист |
|      |      |          |         |      |                  | 25   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                  |      |

В работе [32] проводилось натурное испытание участка трубы из стали 17Г1С длиной 4,6 м на усталостное сопротивление. На её внешнюю поверхность было нанесены дефекты типа каверн, различных размеров и форм, острый вырез с заглублением, а также каверны, имитирующие прожог электродом и т.п. Дефекты были расположены по отдельности. Первой стадией испытаний было воздействие на трубопровод внутренним давлением с дальнейшим проведением тензометрирования. Полученные данные сравнили результатами, полученными при помощи конечно-элементного моделирования. Значения полученные опытным путём соответствовали расчётным. Распределение напряжений при избыточном давлении 5,5 МПа было достаточно равномерным. Напряжение при этом достигало 294 Мпа. Опыт состоял из 1000 циклов, после которых проводился осмотр. Если при осмотре регистрировалась трещина – испытание прекращали. Затем катушка с трещиной вырезалась, а на её место вваривалась бездефектная вставка, опыт повторялся.

В результате проведения натуральных испытаний были установлены следующие показатели:

- $N_{\text{течи}}$  – число циклов нагружения до появления течи;
- $N_{\text{рем}}$  – число циклов нагружения до ремонта;
- $N_{\text{общ}}$  – число циклов нагружения до появления трещины.

После выработки 12500 циклов испытания прекратились, а вваренные катушки подвергали специальным исследованиям. Анализ трещин и изломов показал усталостный характер напряжений. В подавляющем большинстве образовавшихся трещин процесс разрушения происходил ступенчато, это вызвано процессом слияния усталостных микротрещин.

|      |      |          |         |      |                  |      |
|------|------|----------|---------|------|------------------|------|
|      |      |          |         |      | Обзор литературы | Лист |
|      |      |          |         |      |                  | 26   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                  |      |

К очагам разрушения прилегают области излома в плоскости, перпендикулярной значениям максимальных растягивающих напряжений. Это характерно для области медленного роста трещин. Далее можно обнаружить зону ускоряющегося роста. На части изломов также обнаружены бороздки, характерные для образования распространения микротрещин.

В других натуральных экспериментах чаще рассматриваются и изучаются внешние дефекты типа нарушения геометрической формы, такие как вмятины и гофры.

Широкий спектр существующих аналитических подходов к исследованию НДС трубопровода сталкивается с функциональными ограничениями средств внутритрубной диагностики. Большинство решений рассматриваемой задачи предполагают ряд допущений относительно геометрических параметров дефекта направленных на упрощение проводимого анализа. Данный подход многократно доказал свою целесообразность, однако в редких случаях приводит к излишне консервативной оценке. Вероятно, моделирование реалистичной трехмерной геометрии изучаемого дефекта предполагает увеличение точности прогноза параметров НДС, а так же позволяет выявить существующие в стенке трубопровода концентраторы напряжений.

## 2. Расчеты и аналитика

### 2. 1. Построение профиля

Программный продукт Autodesk Inventor Professional 2018 в наше время, является одним из самых широко используемых в сфере автоматических инженерных расчётов, решения линейных и нелинейных, стационарных и нестационарных пространственных задач механики деформируемого твёрдого тела и механики конструкций [4]. С помощью программной системы конечно-элементного анализа было выполнено моделирование трубопровода по данным внутритрубной диагностики.

Таблица 3.1 – Параметры моделируемого участка трубопровода.

| Диаметр трубопровода (наружный), мм | Толщина стенки трубы, мм | Длина участка трубы, км | Марка стали | Рабочее давление, МПа |
|-------------------------------------|--------------------------|-------------------------|-------------|-----------------------|
| 1240                                | 10                       | 16.8                    | 17Г1С       | 4                     |

Построение профиля моделируемого участка производилось при помощи системы глобального геопозиционирования (GPS) в программном продукте Google Earth Pro. При прохождении дефекта, дефектоскоп оставляет помимо пространственного расположения и геометрии отклонения его абсолютные координаты (широта, долгота). Совокупность точек была собрана в полевой журнал и экспортирована в карту.

| Изм.      | Лист | № докум.      | Подпись | Дата | Моделирование напряжённо-деформированного состояния магистрального трубопровода и прогнозирование изменения прочностных характеристик |                |      |        |
|-----------|------|---------------|---------|------|---|----------------|------|--------|
| Разраб.   |      | Ефимов Д. В.  |         |      | Расчёты и аналитика   | Лит.           | Лист | Листов |
| Руковод.  |      | Бурков В. П.  |         |      |   |                | 28   | 71     |
| Консульт. |      |               |         |      |   | НИ ТПУ гр.2Б4Б |      |        |
| Рук. ООП  |      | Брусник О. В. |         |      |   |                |      |        |
|           |      |               |         |      |   |                |      |        |



*Рисунок 3.1 – Путь снаряда ВТД.*

Видно, что участок трубопровода прямолинейный и не имеет ответвлений и поворотов. Следовательно, для достоверного отображения профиля, по которой будет спроектирована модель достаточно одной вертикальной плоскости. Координаты вершин профиля являются абсолютные высоты точек по данным GPS. Построение профиля в заданной плоскости есть ничто иное как отображение рельефа местности. Осью абсцисс в данном случае является координатный «след».

Видим, что перепад по высотам составляет 35м (минимальная отметка 100м, максимальная – 135м), что позволяет сделать вывод о равнинной местности проложения.



*Рисунок 3.2 – Профиль трубопровода.*

|             |             |                 |                |             |                            |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|----------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Расчёты и аналитика</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                            | 29          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                            |             |

## 2. 2. Построение модели

Модель представляет собой сдвиг по траектории, являющейся профилем в масштабе 1:1. Перенос профиля в траекторию напрямую невозможен из-за отсутствия возможности экспорта значений высот. Поэтому, средствами векторной графики профиль был оттрассирован и переведён в нужный масштаб. При съёме высот в среде Inventor было применено сплайн-интерполирование, результатом которого стала непрерывная траектория трубопровода. Далее, были построены грунт и трубопровод.

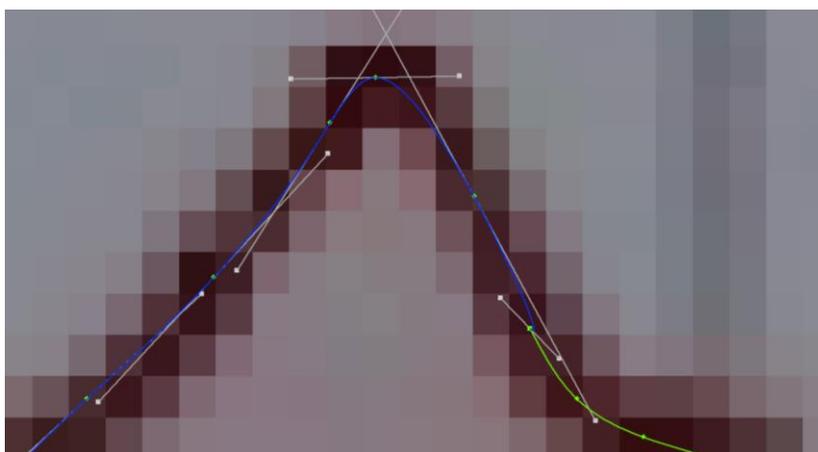


Рисунок 3.3 – Получение траектории сплайн-интерполированием высот профиля.

При детальном расчёте проблемных участков можно обращаться к фрагментам данной модели для экономии времени. Рассмотрим проблемный участок на расстоянии 159м.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | <i>Расчёты и аналитика</i> | Лист |
|      |      |          |         |      |                            | 30   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            |      |

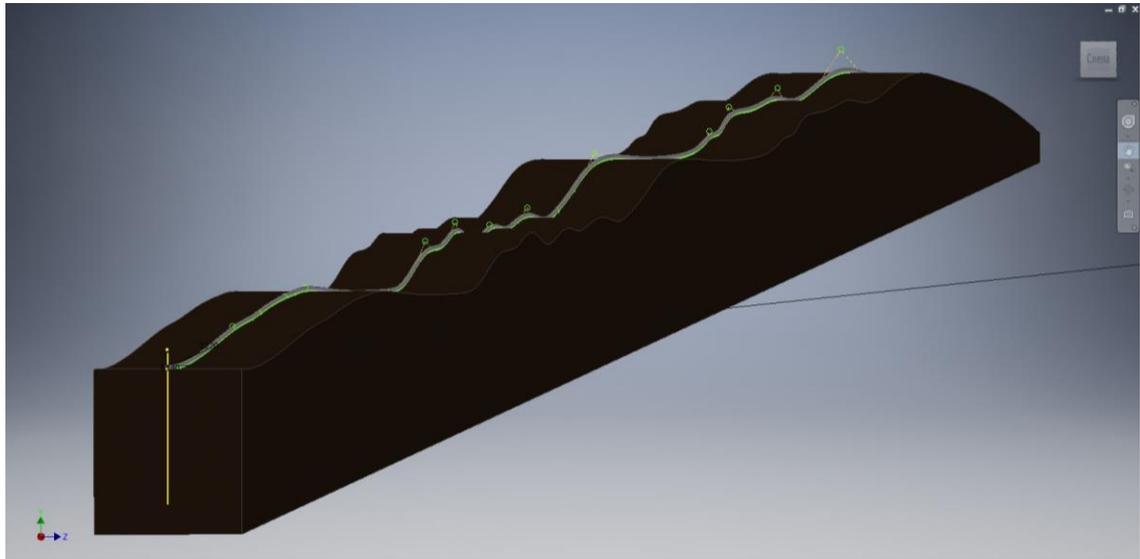


Рисунок 3.4 – Грунт и трубопровод в масштабе 1:1.

| № особ. | № секции | Дист., м | Отн. Дист., м | Описание особенности                   | Длина секции, м | Т.ст., мм | Глуб. в % от WT (Dн) | Длина, мм | Ширина, мм | Угол, ° | Тип    |
|---------|----------|----------|---------------|--|-----------------|-----------|----------------------|-----------|------------|---------|--------|
| 1       |          | -0,5     |               | полноокружная арматура фланец          |                 |           |                      | 294       | 853        | 180     |        |
| 70019   | 190      | 127,7    |               | бесшовная секция                       | 11,5            | 10,0      |                      |           |            |         |        |
| 70020   | 200      | 139,2    |               | бесшовная секция                       | 12,0            | 10,0      |                      |           |            |         |        |
| 70021   | 210      | 151,2    |               | бесшовная секция                       | 11,4            | 10,0      |                      |           |            |         |        |
| 12      | 210      | 159,6    | 8,5           | потеря металла                         |                 | 10,0      | 1,5                  | 36        | 100        | 212     | внутр. |
| 13      | 210      | 159,8    | 8,6           | потеря металла производственный дефект |                 | 10,0      | 1,3                  | 21        | 44         | 220     | внутр. |
| 14      | 210      | 160,1    | 9,0           | потеря металла производственный дефект |                 | 10,0      | 1,5                  | 15        | 22         | 229     | внутр. |
| 15      | 210      | 160,8    | 9,7           | потеря металла                         |                 | 10,0      | 1,2                  | 24        | 61         | 244     | внутр. |
| 70022   | 220      | 162,5    |               | бесшовная секция                       | 12,0            | 10,0      |                      |           |            |         |        |

Рисунок 3.5 – Данные ВТД о проблемном участке.

Видим, что присутствует группа дефектов типа потеря металла. Обращаемся к модели и выбираем участки с запасом на прогрешность.

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

### 2. 3. Статический анализ

Основываясь на требованиях СНиП 2.05.06-85, заглубление трубопроводов в заболоченной местности диаметром более 1000 мм не менее 1.1м.

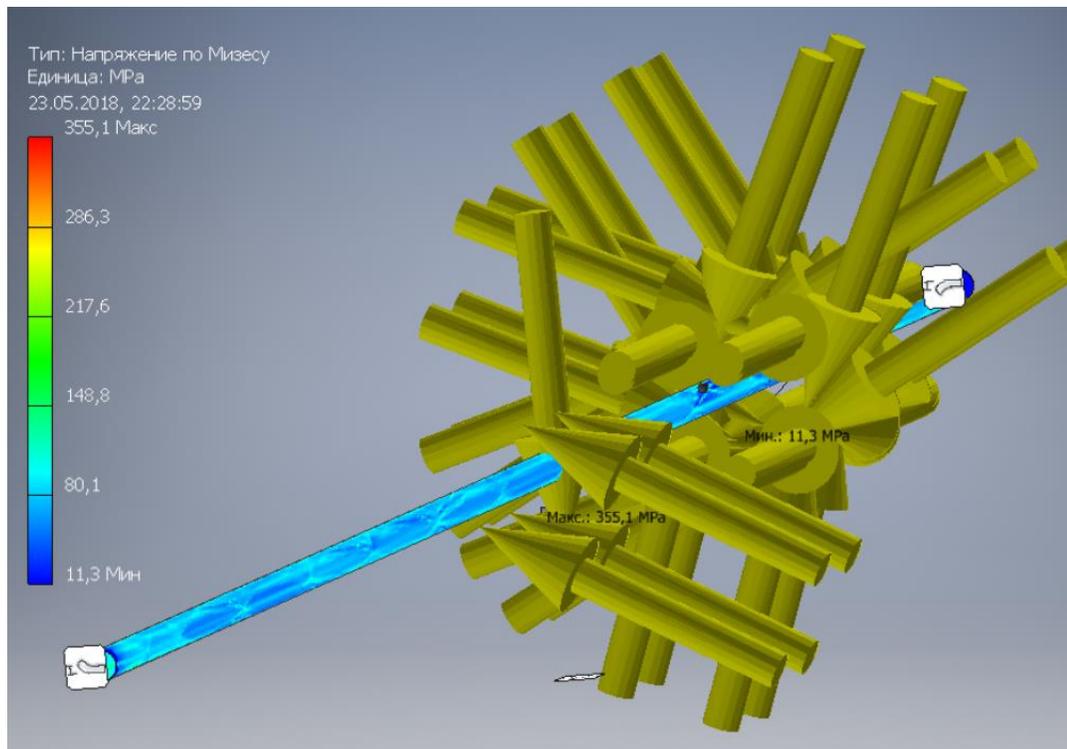


Рисунок 3.6 – Нагрузки.

Используем изогнутые элементы сети и назначаем граничные условия и выполняем расчёт. Используем корректировку для отображения направления деформации. Корректировкой в данном случае принято считать специальную возможность программы отображать смещение геометрии под действием заданных нагрузок в масштабе, заметному человеческому глазу невооружённым глазом. Полученный результат можно использовать для оценки адекватности модели.

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

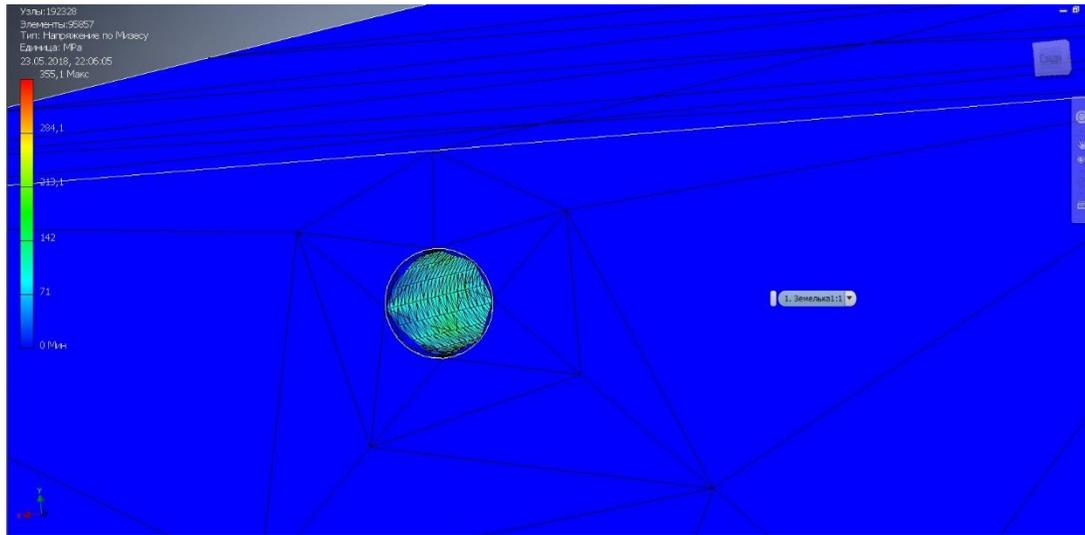


Рисунок 3.7 – Комплексная модель с нанесённой сеткой.

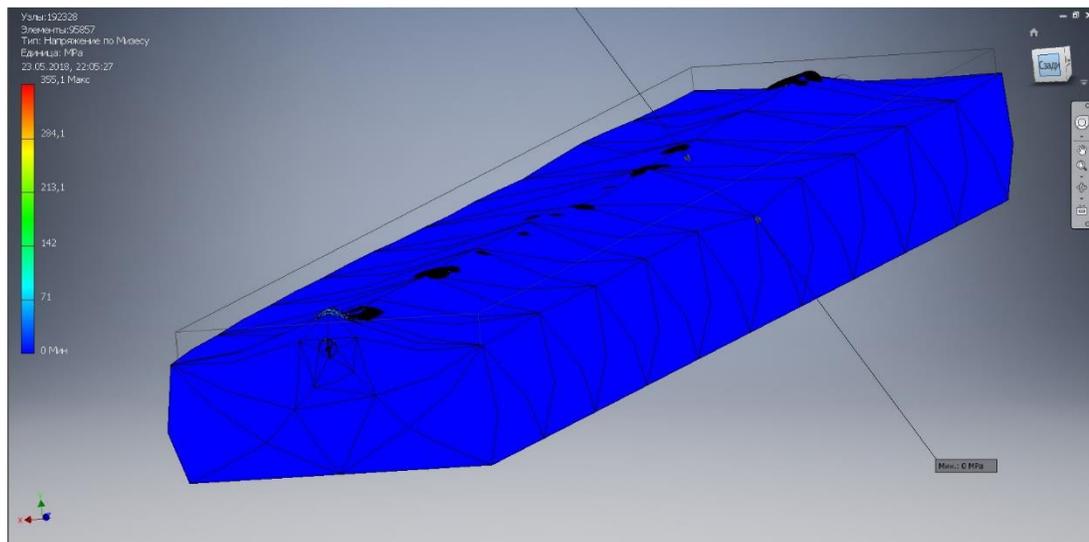


Рисунок 3.8 – Корректировка 0,5X.

Видно, что под действием силы тяжести грунт проседает, однако, из за незначительного уклона, не оказывает серьёзного влияния на НДС трубопровода. Об этом свидетельствует обилие синей зоны, соответствующей минимальной концентрации напряжений. Рассмотрим более подробно сам участок трубы, для этого отключим видимость грунта в модели.

|             |             |                 |                |             |                            |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|----------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Расчёты и аналитика</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                            | 33          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                            |             |

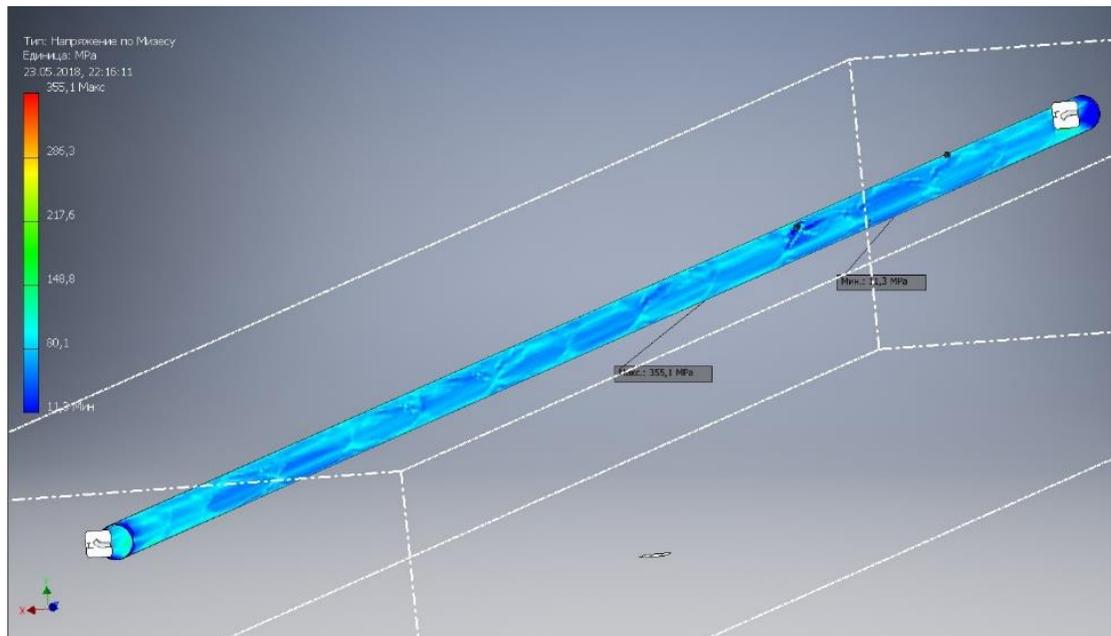


Рисунок 3.9 – Распределение напряжений внутри грунта.

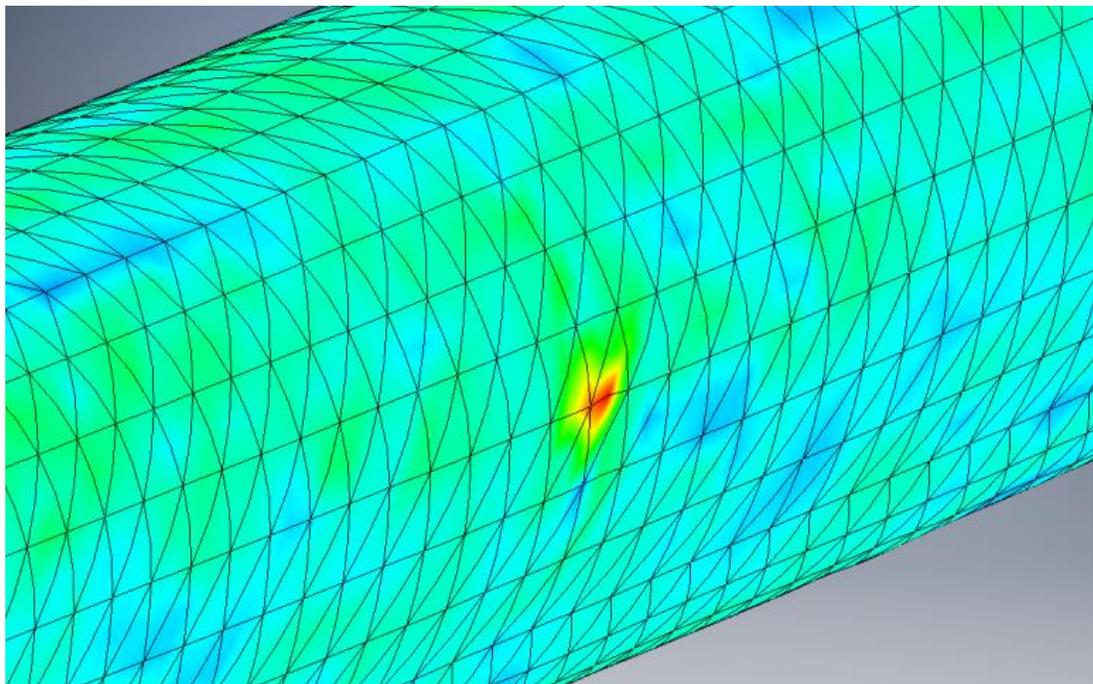


Рисунок 3.10 – Максимальное напряжение в районе дефекта.

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

## Обсуждение результатов

В качестве исходных данных напряженно-деформированного состояния трубопровода в работе было использовано типичное проектное решение, основанное на технических требованиях СНиП 2.05.06-85. При выполнении моделирования соблюдалось максимальное количество реальных условий для получения достоверной картины. В то же время ни процесс построения, ни процесс моделирования не являются чрезмерно кропотливыми и долгими, что в некоторых ситуациях может быть актуально в текущей ситуации. Итогом работы стал анализ данных, полученных в результате моделирования. Наиболее важные из них: максимальное и минимальное смещения, максимальное и минимальное напряжение по Мизесу. Все значения представлены в Таблице 3.2

Таблица 3.2. Отчёт по анализу напряжений

| Имя                      | Минимальная                 | Максимальная |
|--------------------------|-----------------------------|--------------|
| Объем                    | 2,70028E+13 мм <sup>3</sup> |              |
| Масса                    | 25739300 кг                 |              |
| Напряжение по Мизесу     | 0,00284122 МПа              | 355,102 МПа  |
| 1-ое основное напряжение | -20,9504 МПа                | 272,363 МПа  |
| 3-е основное напряжение  | -216,48 МПа                 | 89,9848 МПа  |
| Смещение                 | 0 мм                        | 0,734551 мм  |
| Коэфф. запаса прочности  | 0,776678 бр                 | 15 бр        |
| Напряжение XX            | -144,808 МПа                | 243,584 МПа  |
| Напряжение XY            | -134,317 МПа                | 129,184 МПа  |
| Напряжение XZ            | -48,988 МПа                 | 45,6115 МПа  |
| Напряжение YY            | -163,136 МПа                | 253,932 МПа  |
| Напряжение YZ            | -126,007 МПа                | 106,935 МПа  |
| Напряжение ZZ            | -32,0119 МПа                | 93,5862 МПа  |
| Смещение по оси X        | -0,57176 мм                 | 0,563463 мм  |
| Смещение по оси Y        | -0,718902 мм                | 0,442898 мм  |
| Смещение по оси Z        | -0,212154 мм                | 0,198502 мм  |
| Эквивалентная деформация | 0,00000291887 бр            | 0,0015236 бр |

|      |      |          |         |      |                     |      |
|------|------|----------|---------|------|---------------------|------|
|      |      |          |         |      | Расчёты и аналитика | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                     | 35   |

### 3. Социальная ответственность при проведении работ по сбору и анализу параметров напряженно-деформированного состояния магистрального нефтепровода

#### Введение

Магистральные нефтепроводы - сложные технические системы, несмотря на кажущуюся визуальную простоту. Их разрушение приводит к серьезным экономическим, экологическим и социальным последствиям. Наряду с другими сложными металлоконструкциями, нефтепроводы представляют опасность для обслуживающего персонала, населения и окружающей природы. Любая организация несет ответственность перед людьми за свою деятельность, т.к. любая деятельность оказывает влияние на окружающую среду и на самих людей. Эта ответственность проявляется не только в исполнении законов и организации деятельности для получения экономической выгоды, но и в ответственном поведении без получения экономической выгоды. Такое отношение к своему положению в обществе демонстрирует более высокий уровень осознания роли организаций в жизни людей. Такое отношение называют социальной ответственностью организации.

|                  |                      |                 |                |             |  |                       |             |               |
|------------------|----------------------|-----------------|----------------|-------------|--|-----------------------|-------------|---------------|
|                  |                      |                 |                |             | <i>Моделирование напряженно-деформированного состояния магистрального трубопровода и прогнозирование изменения прочностных характеристик</i> |                       |             |               |
| <i>Изм.</i>      | <i>Лист</i>          | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  |                       |             |               |
| <i>Разраб.</i>   | <i>Ефимов Д. В.</i>  |                 |                |             | <i>Социальная ответственность при проведении работ по сбору и анализу параметров НДС магистрального трубопровода</i>                         | <i>Лит.</i>           | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i>  | <i>Бурков В. П.</i>  |                 |                |             |  |                       | 36          | 71            |
| <i>Консульт.</i> |                      |                 |                |             |  | <b>НИ ТПУ гр.2Б4Б</b> |             |               |
| <i>Рук. ООП</i>  | <i>Брусник О. В.</i> |                 |                |             |  |                       |             |               |
|                  |                      |                 |                |             |  |                       |             |               |

В данной работе рассматривается влияние коррозионных дефектов на напряженно-деформированное состояние магистрального трубопровода. Напряженно-деформированное состояние является важным показателем в определении надежности работы, а потому необходим постоянный мониторинг параметров развития коррозионных дефектов.

Главная задача, стоящая перед разработчиком, является необходимость обеспечения безопасного проведения работ персоналом, вовлеченным в процесс сбора данных ВТД, а также охрана окружающей среды от вредных факторов и веществ, которые выделяются в процессах взаимодействия нефти и нефтепродуктов с окружающей средой.

|             |             |                 |                |             |                                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Социальная ответственность</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                   | 37          |

### 3.1 Производственная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием [ГОСТ 12.0.003-2015]. Основные виды ОВПФ, в зависимости от их источников и уровня воздействия на рабочих местах указаны в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при контроле напряженно-деформированного состояния трубопровода

| Наименование видов работ   | Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)   |  | Нормативные документы  |
|--|--|--|--|
|  | Вредные  | Опасные  |  |
| 1  | 2  | 3  | 4  |
| 1. Полевые работы<br><br>снятие ОСК;<br><br>визуальный контроль<br><br>оборудования; | <ul style="list-style-type: none"> <li>• повышенная загазованность воздуха рабочей среды;</li> <li>• влияние температуры окружающей среды</li> <li>• повышенный уровень шума;</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• подвижные части производственного оборудования,</li> <li>• разрушающиеся конструкции;</li> <li>• острые кромки, заусенцы на поверхностях оборудования;</li> <li>• электрический ток;</li> </ul> | ГОСТ 12.1.019-2009 [49]<br>ГОСТ 12.0.003-2015<br>[]<br>ФЗ<br>22.07.2013 г. №123<br>СанПиН 2.2.4.548-96 |

|   |   |   |  |
|---|---|---|--|
| <p>2. Камеральные работы:</p> <p>1) анализ ОСК;</p> <p>2) расчет остаточной толщины стенки трубопровода;</p> <p>3) анализ агрессивности среды</p> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• отклонение показателей микроклимата в помещении;</li> <li>• монотонный режим работы и эмоциональный стресс.</li> <li>• недостаточная освещенность рабочей зоны.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• электробезопасность</li> </ul> | <p>СанПиН 2.2.4.548-96 [52]</p> <p>СНиП 23-05-95[53]</p> |
|---|---|---|--|

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Социальная ответственность | Лист |
|      |      |          |         |      |                            | 39   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            |      |

### 3.2 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды и обоснование мероприятий по их устранению

#### Полевые работы

Как только нефть попадает на открытый участок местности, она подвергается физико-химическим и биохимическим процессам. Особую опасность представляют пары легких углеводородов и пары сероводорода, содержащиеся и выделяющиеся при испарении нефти.

В соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 и гигиеническими нормативами ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны», ПДК для предельных углеводородов C2-C10 (в пересчете на углерод) в воздухе рабочей зоны: 300 мг/м<sup>3</sup> - среднесменная, 900 мг/м<sup>3</sup> – максимальная разовая (ПДК метана - 7000 мг/м<sup>3</sup>). ПДК сероводорода (H<sub>2</sub>S) в воздухе в рабочей зоне - 10 мг/м<sup>3</sup>, в смеси с углеводородами — 3 мг/м<sup>3</sup>.

Для минимизации воздействия данного фактора необходимо организовывать непрерывный контроль газовоздушной среды в ходе проведения работ при помощи специальных устройств. При превышении ПДК составляющих газа работы необходимо приостановить и провести мероприятия по поиску и ликвидации утечек. В зонах работы с превышенными значениями ПДК необходимо использовать соответствующие СИЗ для дыхательных путей (противогазы), а также соблюдать правила безопасности.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Социальная ответственность | Лист |
|      |      |          |         |      |                            | 40   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            |      |



Допустимую продолжительность однократного за рабочую смену пребывания на холоде (на открытой территории) в IА климатическом регионе ("особый" климатический пояс) следует определять по таблице 5.2

Таблица 5.2 – Погодные условия прекращения работ [23]

| Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории в IА климатическом регионе ("особый" климатический пояс) в зависимости от температуры воздуха и уровня энерготрат |  |   |   |
|--|--|---|---|
| Температура воздуха, °С  | Энерготраты, Вт/м <sup>2</sup> (категория работ) |   |   |
|  | 88 (Iб)  | 113 (IIа)                               | 145 (IIб)                               |
| -10  | охлаждение через 2,8                             | охлаждение поверхности тела отсутствует | охлаждение поверхности тела отсутствует |
| -15  | 1,8  | охлаждение через 5,6                    | - "-                                    |
| -20  | 1,3  | 2,6                                     | - "-                                    |
| -25  | 1,0  | 1,7                                     | - "-                                    |
| -30  | 0,9  | 1,3                                     | охлаждение через 3,4                    |
| -35  | 0,7  | 1,0                                     | 2,0                                     |
| -40  | 0,6  | 0,8                                     | 1,4                                     |

## Повышенная загазованность окружающей среды

Основными источниками выделения вредных веществ являются нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, несоблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры).

В этой зоне возможны проявления токсичных газов нефти, к которым относятся пары нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов.

Согласно [25] воздушные смеси и газы, проявления которых возможны в рабочей зоне оборудования, по степени воздействия на организм человека относятся к третьему и четвертому классу (табл. 5.3).

Таблица 5.3 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ [57]

| Вещество   | ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup> | Класс опасности |
|--|---|-----------------|
| Сероводород в смеси с углеводородами C <sub>1</sub> – C <sub>5</sub> | 3   | III             |
| Бензол   | 5   |                 |
| Окислы азота   | 5   |                 |
| Масла минеральные нефтяные   | 5   |                 |
| Сероводород  | 10  |                 |
| Оксид углерода   | 20  | IV              |
| Нитросоединения метана   | 30  |                 |
| Ксилол   | 50  |                 |
| Толуол   | 50  |                 |
| Бензин   | 100   |                 |

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

Все из перечисленных газов и смесей газов относятся к ядам и оказывают отравляющее воздействие на организм человека. Бензин, углеводородные газы и сероводород оказывают наркотическое действие, при этом углеводородные газы и сероводород оказывают вдобавок раздражающее действие на организм человека. Углеводородные газы воздействуют на

легочную ткань, а сероводород на верхние дыхательные пути. При попадании на кожу они сушат и обезжиривают ее, что может привести к таким кожным заболеваниям, как дерматит или экзема. Смеси из метана и углеводородов являются нервными ядами, воздействующими на центральную нервную систему. Первыми признаками отравляющего действия на организм человека являются: головокружение, тошнота, недомогание, повышенная температура.

Мероприятия по снижению загазованности и защиты организма человека [27]:

1. Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры).
2. Применение средств индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки, очки, маски).
3. Исключение или снижение необходимости присутствия человека путем автоматизации процессов и дистанционным их управлением.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Социальная ответственность | Лист |
|      |      |          |         |      |                            | 44   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            |      |

## Камеральные работы

### Отклонение показателей микроклимата в помещении

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений при нормировании параметров микроклимата» выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной  $+10^{\circ}\text{C}$  и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше  $+10^{\circ}\text{C}$ . Разграничение работ по категориям, осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт) [52].

В анализируемом производственном процессе работы относятся к категории Ia и IIб.

К Ia относятся работы с интенсивностью энергозатрат до 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением.

К категории IIб относятся работы с интенсивностью энергозатрат 201–250 ккал/ч, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Социальная ответственность | Лист |
|      |      |          |         |      |                            | 45   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            |      |

### **3.3. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды и мероприятия по их устранению**

#### **Полевые работы**

#### **Механическое травмирование**

Подвижные части производственного оборудования, перемещение оборудования при их монтаже и демонтаже, острые кромки и заусенцы на поверхностях оборудования и инструмента могут травмировать рабочих. Требования безопасности подробно описаны в ГОСТ 12.2.003-2015 ССБТ. Оборудование производственное. Для предотвращения производственного травматизма лица, задействованные в процессе ликвидации разлива, должны знать и соблюдать технику безопасности при работе с соответствующим оборудованием, применять их только по назначению, а также быть обеспечены необходимыми средствами индивидуальной защиты: рабочая одежда, перчатки, защитные экраны, каска и т. д.

#### **Пожароопасность**

В зоне работы возможно скопление паров нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов. Эти газы являются горючими и увеличивают риск возникновения пожаров и взрывов.

Основными источниками их выделения являются нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и насосов).

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Социальная ответственность | Лист |
|      |      |          |         |      |                            | 46   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            |      |



## Камеральные работы

### Электробезопасность

В соответствии с [48] помещения, где размещаются рабочие места с ПК, должны быть оборудованы защитным заземлением в соответствии с техническими требованиями по эксплуатации электроустановок и вычислительной техники.

Рабочие места с ПК не следует размещать вблизи силовых кабелей и вводов, высоковольтных трансформаторов, технологического оборудования, создающего помехи в работе ПК.

Поскольку непосредственно на ПК должно подаваться стабилизированное электропитание (с отклонением от 220 В не более – 10 % +15 %), подачу электроэнергии в компьютерные помещения следует осуществлять от отдельного независимого источника питания.

Мероприятия по обеспечению безопасности при эксплуатации ПК:

– постоянный контроль надёжности соединения контактов трёхпроводных розеток;

– подключение дисплея (при наличии только двухпроводной однофазной сети) рекомендуется через согласующее устройство. При этом сетевые фильтры и все кабели питания должны находиться как можно дальше от оператора в компактном положении с тыльной стороны рабочего места;

– исключение установки системного блока в зоне повышенной влажности и повышенного содержания пыли, на пол, у ног оператора.

- избегать касания одновременно экрана монитора и клавиатуры (возможен повышенный электростатический потенциал).
- во избежание поражения электрическим током запрещается прикасаться к задней панели системного блока и переключать разъёмы периферийных устройств работающего компьютера;
- установка ПК только на жёстко закреплённой подставке, исключающей даже случайное сотрясение системного блока;
- не рекомендуется установка ПК и его клавиатуры на поверхности, накапливающие статическое электричество (органическое стекло и полированные лаковые поверхности).
- температура воздуха в помещении допускается в пределах 20-25 °С при относительной влажности до 75 %; резкие перепады температуры не допускаются.
- не допускается излишняя запылённость воздуха в помещении (не более 1 мг/м<sup>3</sup> при максимальном размере частиц 3 мкм); обязательна влажная ежедневная уборка помещения.
- необходимо ежедневно протирать влажной салфеткой экран, приэкранный фильтр, клавиатуру и другие части ПК [47].

|             |             |                 |                |             |                                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Социальная ответственность</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                                   | 49          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                   |             |

## Пожароопасность

Помещение, в котором размещены ПК, по категориям пожарной опасности относится к категории «В». Обычно в нём находится большое количество возможных источников возгорания, как например: кабельные линии, используемые для питания ПК от сети переменного тока напряжением 220 В, которые в целях понижения воспламеняемости покрывают огнезащитным покрытием и прокладывают в металлических трубах.

В таблице 5.7 определена категория помещения по взрывоопасности и пожароопасности [10].

Таблица 5.7 – Таблица категорий помещений (НПБ 105-03 ) [68]

| Категория            | Характеристика  | Примечание  |
|----------------------|---|---|
| В<br>(Пожароопасная) | Помещения, в которых находятся в обращении горючие и трудногорючие пыли, твёрдые горючие и трудногорючие вещества и материалы, способные только гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или между собой | Помещение характеризуется наличием веществ и материалов в указанных количествах |

Меры по снижению пожароопасности при работе за ПК:

- соблюдение противопожарных требований при проектировании и эксплуатации систем вентиляции согласно
- соблюдение условий пожарной безопасности электроустановок согласно[65];
- наличие средств оповещения: пожарные извещатели (линейные, тепловые, дымовые и т.д.);
- автоматические установки пожаротушения (газовые централизованного и модульного типа, углекислотные);
- инструкции по мерам противопожарной безопасности;
- план эвакуации людей и технических средств.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Социальная ответственность | Лист |
|      |      |          |         |      |                            | 51   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            |      |

### 3.4. Экологическая безопасность

При разгерметизации промышленного трубопровода и последующем выходе нефтесодержащей жидкости происходит необратимое взаимодействие компонентов нефти с окружающей средой. Так как разлив подвергается различным внешним биохимическим и физическим воздействиям, составляющие нефтесодержащей жидкости попадают в окружающую среду и тем или иным образом воздействуют на нее.

#### Анализ воздействия на селитебную зону

Трассы промышленных трубопроводов следует прокладывать, как правило, вне зоны селитебной территории городов и других населенных пунктов, в основном в пределах промышленных, коммунально-складских и санитарно-защитных зон предприятий и по другим территориям, свободным от жилой застройки.

Руководствуясь СНиП 2.05.13-90 «Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов», выбор трассы трубопровода следует выбирать из обеспечения надежности трубопровода, предотвращения возможного проникновения нефтепродуктов в селитебные зоны, а также возможности подъезда транспортных и ремонтных машин к любому участку трубопровода для проведения требуемых работ.

В зоне селитебной территории допускается прокладка трубопроводов при условии, что рабочее давление не должно превышать 1,2 МПа, а участок трубопровода укладывается в защитный кожух.

Расстояния от трубопроводов до зданий, сооружений и инженерных сетей следует принимать в зависимости от условий пролегания трассы и необходимости обеспечения безопасности (таблица 3).

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 52   |

Таблица 3 - Расстояние от трубопроводов до зданий, сооружений и инженерных сетей в зависимости от условий пролегания трассы

| № п/п | Здания и сооружения   | Минимальные расстояния по горизонтали в свету, м |
|-------|---|--|
| 1     | Общественные здания и сооружения; жилые здания в три этажа и более  | 50   |
| 2     | Жилые здания в один и два этажа; автозаправочные станции; электроподстанции; кладбища; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной связи; телевизионные башни; теплицы; склады различного назначения  | 20   |
| 3     | Территории промышленных и сельскохозяйственных (фермы, тока, загоны для скота, силосные ямы) предприятий; дачи; садовые домики; индивидуальные гаражи при числе боксов свыше 20; путепроводы железных и автомобильных дорог; канализационные сооружения | 15   |

Для исключения возможности повреждения трубопроводов (при любом виде их прокладки) устанавливаются охранные зоны вдоль трасс трубопроводов, транспортирующих нефть, природный газ, нефтепродукты, нефтяной и искусственный углеводородные газы. Охранные зоны представляют собой участок земли, ограниченный условными линиями, проходящими в 25 метрах от оси крайнего трубопровода с каждой стороны в соответствии с пунктами СП 36.13330.2012 «СНиП 2.05.06-85\* Магистральные трубопроводы» и СП 34-116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов».

## **Анализ воздействия на атмосферу**

Особое внимание стоит уделить процессу испарения, который приводит к образованию нефтяных паров, негативно влияющих на состояние персонала, задействованного в процессе ликвидации аварийной ситуации. При большом содержании углеводородов в воздухе (более 20 %) возникает недостаток кислорода, что провоцирует удушье, отравление, возможно, даже к летальным исходам. Так же стоит отметить, что эксплуатация оборудования, используемого в процессе ликвидации разлива нефти, сопровождается неизбежными выбросами вредных веществ в атмосферу. Поэтому воздействие разлива нефти на атмосферу обусловлено токсичностью природных углеводородов и сопутствующих им химических соединений.

## **Анализ воздействия на гидросферу**

Компоненты разлива нефти, имеющие низкий молекулярный вес легко испаряются, а более тяжелые оседают на дно водоема. Большая часть разлива распространяется на водной глади, образуя олеофильную пленку, которую достаточно трудно удалять. Так же колебания воды и течения смешивают нефть с водой в результате чего образуется водо-нефтяная эмульсия, которая не будет растворяться, что также затрудняет процесс ликвидации и очистки.

При разливе нефти наибольшую опасность представляет распространение ее на больших площадях, приводящее к необратимому нарушению экологического баланса и делающее невозможным в дальнейшем нормальное функционирование биологических систем. Пороговые концентрации для большинства нефти, ее составляющих и нефтепродуктов составляют 0,1 - 0,3 мг/л в соответствии РД 52.24.476-2007 «Массовая концентрация нефтепродуктов в водах».

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Социальная ответственность | Лист |
|      |      |          |         |      |                            | 54   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            |      |

## Анализ воздействия на литосферу

При разливе нефти и попадании ее на почву начинаются процессы деградация растительного покрова, изменяются водно-физические свойства и структура почв, происходит просачивание нефтепродуктов из почв в подземные и поверхностные воды. В конечном итоге почва принимает формы химического загрязнения, опустынивания, заболачивания и т.д.

Для условий современной России для характеристики разной степени техногенной загрязненности почвогрунтов рекомендуют уже следующие пороговые уровни концентрации нефтепродуктов (таблица 4).

Таблица 4 – пороговые уровни концентрации нефти

| Уровень загрязнения | Содержание нефтепродуктов, мг/кг |
|---------------------|----------------------------------|
| Допустимый          | < ПДК                            |
| Низкий              | 1000...2000                      |
| Средний             | 2001...3000                      |
| Высокий             | 3001...5000                      |
| Очень высокий       | > 5000                           |

Таблица 5 - Классификация загрязненности почвы по глубине проникновения нефтепродукта

| Глубина проникновения нефти, м | Классификация загрязненности    |
|--------------------------------|---------------------------------|
| Менее 0,15                     | Поверхностное замазучивание     |
| 0,15... 0,30                   | Мелкопрофильное замазучивание   |
| 0,30... 0,60                   | Среднепрофильное замазучивание  |
| Более 0,60                     | Глубокопрофильное замазучивание |

В природных средах, незагрязненных нефтью и нефтепродуктами, фоновое содержание естественных углеводородов может колебаться от 0,01 до 1–2 мг/дм<sup>3</sup>. При содержании углеводородов в почвогрунтах от 2 до 100 мг/дм<sup>3</sup> нефтепродукты не оказывают заметного вредного влияния на окружающую среду. Техногенное загрязнение нефтью может достигать 100 г/дм<sup>3</sup> и более.

О присутствии нефтепродуктов в грунтовых водах судят по наличию или отсутствию характерного запаха. Пороговые значения запаха составляют для бензола 1–10 мг/л, для бензина 0,001–0,01 мг/л, для дизельного топлива 0,001– 0,01 мг/л, для керосина 0,01–0,1 мг/л в соответствии с ГОСТ 17.4.3.06-86 «Охрана природы. Почвы».

|             |             |                 |                |             |                                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Социальная ответственность</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                   | 56          |

#### 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

##### Введение

Несмотря на определенный прогресс, достигнутый в последние годы в строении трубопроводов, данные линейные сооружения остаются одними из наиболее опасных объектов на территории нефтепромысла.

Опасность возникновения аварийных ситуаций оценивается тяжестью причиняемого ущерба, который зависит от того, как проявляется авария: в виде взрывов и пожаров от разлившегося нефтепродукта, в виде хрупких разрушений или локальных отказов трубопроводов. Характер разрушения в свою очередь сильно зависит от динамики изменения параметров напряженно-деформированного состояния, а те в свою очередь от характера и местоположения дефекта. Как показывает практика, аварии нефтепроводов в большинстве случаев сопровождаются значительными потерями нефтепродуктов, отравлением местности и гибелью людей. В экстремальных случаях по статистическим данным общий материальный ущерб превышает в 100 и более раз первичные затраты на сооружение нефтесборного коллектора. Поэтому для предотвращения аварий необходимо применение совокупности средств по периодическому техническому диагностированию трубопровода. Одним из наиболее эффективных методов диагностики является применение внутритрубных снарядов-дефектоскопов.

Целью экономического расчета является расчет стоимости проведения операции по запуску внутритрубного диагностического снаряда типа MFL и CDL.

|                  |             |                      |                |             |  |                       |             |               |
|------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|--|-----------------------|-------------|---------------|
|                  |             |                      |                |             | <i>Моделирование напряжённо-деформированного состояния магистрального трубопровода и прогнозирование изменения прочностных характеристик</i> |                       |             |               |
|                  |             |                      |                |             |  |                       |             |               |
| <i>Изм.</i>      | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>      | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  |                       |             |               |
| <i>Разраб.</i>   |             | <i>Ефимов Д. В.</i>  |                |             | <b>Финансовый<br/>менеджмент</b>   | <i>Лит.</i>           | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i>  |             | <i>Бурков В. П.</i>  |                |             |  |                       | 57          | 71            |
| <i>Консульт.</i> |             |                      |                |             |  |                       |             |               |
| <i>Рук. ООП</i>  |             | <i>Брусник О. В.</i> |                |             |  |                       |             |               |
|                  |             |                      |                |             |  | <b>НИ ТПУ гр.2Б4Б</b> |             |               |

#### 4.1. Расчет затрат на необходимых для проведения технической диагностики

При расчете затрат на проведение внутритрубной диагностики учитывается, что протяженность магистрального нефтепровода составляет 17 км и трубопровод оборудован камерами запуска очистных устройств. Для обнаружения дефектов на рассматриваемом участке нефтепромыслового трубопровода необходимо наличие основных материалов, таких как ультразвуковой дефектоскоп CDL, скребок полиуретановый – 3 штуки, магнитный дефектоскоп MFL, транспорт для персонала и вспомогательного инвентаря. Расчет потребности в основных материалах представлен в таблице 4.1 и 4.2.

Таблица 4.1 – Расчет расходов на оборудование

| Ресурсы                        | Количество | Стоимость за ед., руб. | Стоимость комплекта, руб. | Вид приобретения |
|--------------------------------|------------|------------------------|---------------------------|------------------|
| Скребок полиуретановый         | 1          | ██████                 | 1                         | ██████           |
| Магнитный дефектоскоп MFL      | 1          | ██████                 | 1                         | ██████           |
| Ультразвуковой дефектоскоп CDL | 1          | ██████                 | 1                         | ██████           |
| <b>Итого:</b>                  | 1          | ██████                 | ██████                    | ██████           |

Таблица 4.2 – Расчет затрат на материалы

| Наименование            | Затраты, руб. | Источник обеспечения |
|-------------------------|---------------|----------------------|
| Моющие средства         | 36500         | Покупка              |
| Хозяйственный инвентарь | 128000        | Покупка              |
| Полотенца               | 13000         | Покупка              |
| Средства гигиены        | 1200          | Покупка              |
| Спецодежда              | 40000         | Покупка              |
| Топливо (вездеход)      | 13000         | Покупка              |
| Топливо (газель)        | 6000          | Покупка              |
| <b>Итого:</b>           | <b>237700</b> |                      |

Учитывая наличие на предприятии перечисленных выше средств перемещения персонала, в таблицу основных материалов занесено только необходимое количество топлива. При расчете расхода топлива скорость передвижения вездехода была принята 22 км/час. На 8 км дороги при расходе топлива 9л/час, было затрачено 3,4 литра (цена бензин 92-АИ принимается равной 32 руб./литр). Средняя скорость передвижения ГАЗ-3302 – 60 км/час, значит на 20 км дороги, при расходе топлива 8,4 л/час, было израсходовано 2,8 литра, (цена бензин 92-АИ принимается равной 32 руб.).

|      |      |          |         |      |                       |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|------|
|      |      |          |         |      | Финансовый менеджмент | Лист |
|      |      |          |         |      |                       | 59   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                       |      |

## 4.2. Расчет времени проведения технологических операций технической диагностики

Рассчитаем время проведения технологических операций. Показатели нормы времени приняты согласно таблице «Нормы времени для выполнения технологических операций при диагностическом обследовании ультразвуковым дефектоскопом» приложения 24 ОР 13.01-74.30.00-КТН-005-5-02. Также необходимо принять во внимание, что ультразвуковой дефектоскоп запускается только после проведения очистки внутренней поверхности трубопровода полиуретановыми скребками. Результаты расчета представлены в таблице 4.3

Таблица 4.3. Расчёт временных норм.

| №              | Вид операции                              | Норма времени, час     |                       |                            |
|----------------|---|------------------------|-----------------------|----------------------------|
|                |   | Скребок полиуретановый | Магнитный дефектоскоп | Ультразвуковой дефектоскоп |
| T <sub>1</sub> | Разгрузка оборудования (прибытие)         | ■                      | ■                     | ■                          |
| T <sub>2</sub> | Предпусковое тестирование оборудования    | ■                      | ■                     | ■                          |
| T <sub>3</sub> | Операции по запасовке                     | ■                      | ■                     | ■                          |
| T <sub>4</sub> | Пропуск                                   | ■                      | ■                     | ■                          |
| T <sub>5</sub> | Операции по выемке и очистке дефектоскопа | ■                      | ■                     | ■                          |
| T <sub>6</sub> | Послепрогонное тестирование               | ■                      | ■                     | ■                          |
| T <sub>7</sub> | Контроль качества информации              | ■                      | ■                     | ■                          |

### 4.3. Расчет затрат на оплату труда

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; надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

| Должность               | Разряд | Количество | Тарифная ставка, руб./час | Время на проведение мероприятия, ч. | Сев. и рай. коэф. 50%+60% | Заработная плата с учетом надбавок, руб. |
|-------------------------|--------|------------|---------------------------|-------------------------------------|---------------------------|--|
| Мастер УЭТ              | ■      | ■          | ■                         | ■                                   | ■                         | ■  |
| Оператор ЦПС            | ■      | ■          | ■                         | ■                                   | ■                         | ■  |
| Трубопроводчик линейный | ■      | ■          | ■                         | ■                                   | ■                         | ■  |
| Трубопроводчик линейный | ■      | ■          | ■                         | ■                                   | ■                         | ■  |
| Водитель вездехода      | ■      | ■          | ■                         | ■                                   | ■                         | ■  |
| Водитель автомобиля     | ■      | ■          | ■                         | ■                                   | ■                         | ■  |
| <b>Итого</b>            |        | ■          |                           | ■                                   |                           | ■  |

#### 4.4. Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на нефтепромысле при проведении технической диагностики трубопровода представлены в таблице 4.6.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 для предоставления прочих услуг, связанных с добычей нефти и газа (код ОКВЭД – 11.20.4)

Таблица 4.6 – Расчет страховых взносов при проведении технической диагностики нефтепромыслового трубопровода

| Показатель   | Мастер<br>УЭТ | Оператор<br>ЦПС | Трубопроводчик<br>линейный<br>5 разряда | Трубопроводчик<br>линейный<br>4 разряда | Водитель<br>вездехода | Водитель<br>автомобил<br>я |
|--|---------------|-----------------|---|---|-----------------------|----------------------------|
| Количество<br>работников                             | ■             | ■               | ■                                       | ■                                       | ■                     | ■                          |
| ЗП, руб.   | ■             | ■               | ■                                       | ■                                       | ■                     | ■                          |
| ФСС (2,9%)   | ■             | ■               | ■                                       | ■                                       | ■                     | ■                          |
| ФОМС<br>(5,1%)                                       | ■             | ■               | ■                                       | ■                                       | ■                     | ■                          |
| ПФР (22%)  | ■             | ■               | ■                                       | ■                                       | ■                     | ■                          |
| Страхов-ие<br>от несчаст.<br>случаев<br>(тариф 0,4%) | ■             | ■               | ■                                       | ■                                       | ■                     | ■                          |
| Всего, руб.  | ■             | ■               | ■                                       | ■                                       | ■                     | ■                          |

#### 4.5. Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение технологического мероприятия (Таблица 4.7).

Таблица 4.7 – Затраты на проведение технической диагностики участка промыслового нефтепровода

| Состав затрат           | Сумма затрат, руб. |
|-------------------------|--------------------|
| Затраты на оборудование | ████████           |
| Затраты на материалы    | ████████           |
| Оплата труда            | ████████           |
| Страховые взносы        | ████████           |
| <b>Всего затрат:</b>    | ████████           |

Вывод: при аренде скребков и магнитного и ультразвукового дефектоскопов затраты на внутритрубную диагностику промыслового нефтепровода протяженностью 17 км составят 7366404 рублей.

## 5. Заключение

Трубопровод выдерживает данную нагрузку с коэффициентом прочности 0,77. Несмотря на это, необходим постоянный мониторинг его состояния, а в последующем, замена. Результаты, полученные таким методом, позволяют сделать вывод о запасе прочности конструкции, работающей под нагрузкой. Простота, относительно низкая требовательность к исходным данным и высокая точность метода МКЭ делают его универсальным средством для расчётов любых сооружений и механизмов.

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- наибольшие напряжения возникают в нижних и верхних областях дефекта. С внутренней стенки трубопровода наблюдается линия высоких напряжений, которая проходит вдоль расположения дефекта;
- максимальные значения эквивалентных напряжений по Мизесу, возникающих при влиянии дефекта типа «потеря металла», в среднем в 1,5 раза больше обычного, это может быть неприемлемо с точки зрения возможности эксплуатации трубопровода при данных условиях;
- при дальнейшей эксплуатации трубопровода возможно нарушение работоспособности.

На основе проведённого исследования предлагается в дальнейшем проводить совместный расчёта трубопровода и массива грунта для учета их взаимного влияния друг на друга, а значит, более достоверной оценки пригодности трубопровода к дальнейшей эксплуатации.

|                  |             |                      |                |             |  |  |  |             |             |                       |    |
|------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|--|--|--|-------------|-------------|-----------------------|----|
|                  |             |                      |                |             | <i>Моделирование напряжённо-деформированного состояния магистрального трубопровода и прогнозирование изменения прочностных характеристик</i> |  |  |             |             |                       |    |
|                  |             |                      |                |             |  |  |  |             |             |                       |    |
| <i>Изм.</i>      | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>      | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | <b>Заключение</b>  |  |  | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i>         |    |
| <i>Разраб.</i>   |             | <i>Ефимов Д. В.</i>  |                |             |  |  |  |             |             |                       |    |
| <i>Руковод.</i>  |             | <i>Бурков В. П.</i>  |                |             |  |  |  |             |             | 64                    | 71 |
| <i>Консульт.</i> |             |                      |                |             |  |  |  |             |             |                       |    |
| <i>Рук. ООП</i>  |             | <i>Брусник О. В.</i> |                |             |  |  |  |             |             | <b>НИ ТПУ гр.2Б4Б</b> |    |

### Список использованных литературных источников

1. Эндель Н.И. Структурные факторы коррозионной стойкости сталей для нефтепромысловых трубопроводов: диссертация кандидата технических наук: 05.16.01 – Москва 2011 – 20 с.
2. Кушнаренко Е.В. Повышение безопасности эксплуатации трубопроводов сероводородсодержащих месторождений: автореферат кандидат технических наук: Уфа 2008 – 22 с.
3. Vadmos A.Y. Corrosion Petroleum Pipelines //New York Science Journal.- 2009; №2 (5). - pp. 36 - 40.
4. Foroulis Z.A. Causes, mechanisms and prevention of internal corrosion in storage tanks for crude oil and distillates / Z.A. Foroulis // Anti-Corrosion Methods and Materials. 1981.-Vol. 28.-№9.- pp. 4-9.
5. Маняхина Т.И., Ефимова А.М., Люблинский Е.Я. Современное состояние защиты нефтерезервуаров от коррозии. М. ВНИИОЭНГ. Обзорная информация, 1986, - №3, с55.
6. Kadry S. Corrosion Analysis of Stainless Steel / S. Kadry // European Journal of Scientific Research. 2008. - Vol. 22. - No.4. - pp. 508 - 516.
7. Иофа З.А. О механизме действия сероводорода и ингибиторов на коррозию железа в кислых растворах// Защита металлов, 1980.-№ 3. 295 с.
8. Гудремон Э.А. Специальные стали: Металлургия, 1966. - 734 с.
9. Гоник А.А. Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения / А.А. Гоник. М.: Недра, 1976: -192 с.
10. Гудремон Э.А. Специальные стали : кн. в; 2' т. Т.2. / Э.А. Гудремон. М.: Металлургия, 1966. - 540 с.

|                  |             |                      |                |             |  |                       |             |               |
|------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|--|-----------------------|-------------|---------------|
|                  |             |                      |                |             | <i>Моделирование напряжённо-деформированного состояния магистрального трубопровода и прогнозирование изменения прочностных характеристик</i> |                       |             |               |
| <i>Изм.</i>      | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>      | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  |                       |             |               |
| <i>Разраб.</i>   |             | <i>Ефимов Д. В.</i>  |                |             | <b>Список использованных литературных источников</b>   | <i>Лит.</i>           | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i>  |             | <i>Бурков В. П.</i>  |                |             |  |                       | 65          | 71            |
| <i>Консульт.</i> |             |                      |                |             |  | <b>НИ ТПУ гр.2Б4Б</b> |             |               |
| <i>Рук. ООП</i>  |             | <i>Брусник О. В.</i> |                |             |  |                       |             |               |

- 11.Рябков А.В. Разработка методов проектирования ремонтных конструкций для промысловых трубопроводов: диссертация кандидата технических наук: 25.00.19 – Тюмень 2006 – 26 с.
- 12.Алиев Р.А. Сооружение и ремонт газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз. М.: Недра, 1987, 271 с.
- 13.Рябков А.В. Перспективные методы ремонта промысловых трубопроводов. // Сб. научных трудов «Вопросы состояния и перспективы развития нефтегазовых объектов Западной Сибири». Выпуск 5. Тюмень, 2005, с. 123-130.
- 14.Заец А.Ф. Исследование участка газопровода, имеющего дефекты. // Проблемы надежности конструкций газотранспортных систем. М.: ВНИИГАЗ, 1998. с. 179-183.
- 15.Березин В.Л. Шутов В.Е. Прочность и устойчивость резервуаров и трубопроводов. М.: Недра, 1973. 200с.
- 16.Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов.-М.: Недра, 2000,407с.
- 17.Заец А.Ф. Исследование участка газопровода, имеющего дефекты. // Проблемы надежности конструкций газотранспортных систем. М.: ВНИИГАЗ, 1998. с. 179-183.
- 18.Романцов С.В., Шарыгин А.М. Оценка усиливающего эффекта от установки стеклопластиковой муфты на участке магистрального газопровода с дефектами.// Проблемы машиностроения и надёжности машин, 2004, №5, с. 104-107.
- 19.Шарыгин А.М. Расчет длинного полного цилиндра нагруженного массовыми силами. // Известия вузов. Строительство. Новосибирск, 1993, №1, т.2, с. 95-98.
- 20.Гусак В.Д., Велиюлин И.И. Критерий предаварийного состояния труб, поврежденных коррозией. М.: 1990. с. 12-15.
- 21.Дедиков Е.В., Клишин Г.С., Селезнев В.Е., Алешин В.В., Харионовский В.В., Курганова И.Н. Расчет прочности криволинейных трубопроводов

|      |      |          |         |      |                                  |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Список использованных источников | Лист |
|      |      |          |         |      |                                  | 66   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                                  |      |

- с эрозионными дефектами. // Газовая промышленность. 1999. №2. с. 31-33.
22. Hisoy D.T. Pressure calculation for corroded pipe developed. / Oil and Gas J – 1992/ -90, №42, pp. 84-89
23. Kim H.O. Model simplifies estimate of bending strength in corroded pipe. // Oil and Gas J. 1993 -91. №16 pp. 54-58.
24. Шахматов М.В., Ерофеев В.В., Гумеров К.М., Игнатьев А.Г., Распопов А.А. Оценка допустимой дефектности нефтепроводов с учетом их реальной нагруженности. // Строительство трубопроводов. 1991. №12. с. 37-41.
25. Алероев Б.С. К вопросу определения напряженно-деформированного состояния трубопровода с пространственными и плоскими дефектами. // Проектирование и сооружение нефтепромысловых объектов. 1994. №9. с. 28-30.
26. Даффи А.Р., Мак Клур Дж.М., Эйбер Р.Дж., Макси У.А. Расчет конструкций на хрупкую прочность. // Разрушение. Т.5 М.: Машиностроение, 1977, с. 146-209.
27. Шарыгин А.М. Нелинейный анализ МКЭ прочности составных конструкций. // 1-я международная конференция «Актуальные проблемы прочности». Новгород, 1994, с. 107-108.
28. Завойчинский Б.Н. Долговечность магистральных и технологических трубопроводов. Теория, методы расчета, проектирование. М.: Недра, 1992. 271 с.
29. Алексеев А.И. Кольцевые напряжения в подводном трубопроводе типа «труба в трубе». // Строительство трубопроводов, 1976, №6, с. 14-15.
30. Зайцев М.Д. и др. Экспериментальные исследования сопротивления усталости натурного участка газопровода с поверхностными повреждениями. // Проблемы надежности конструкций газотранспортных систем.

31. Фокин М.Ф. Никитина Е.А., Трубицын В.А. Оценка работоспособности нефтепроводов с локальными поверхностными дефектами. М.: 1986. -50с. (Обзор, информ. // ВНИИОЭНГ. Сер. «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов». – Выпуск №5.
32. Захаров М.Н., Лукьянов В.А. Прочность сосудов и трубопроводов с деформациями стенок в нефтегазовых производствах. М.: Нефть и газ, 2000. 216 с.
33. Прочность труб магистральных трубопроводов (По данным исследований, выполненных в Советском Союзе и США). Под редакцией Анучкина М.П. ЦНТИ Газпрома СССР, 1965г.
34. Миланчев В.С. Оценка работоспособности труб при наличии концентрации напряжений // Строительство трубопроводов, 1984, №2, с. 23-25.
35. Черняев К.В., Васин Е.С. и др. Оценка прочности труб с вмятинами по данным внутритрубных профиломеров. // Трубопроводный транспорт нефти. 1996. №4. с. 8-12.
36. Бордубанов В.Г. Несущая способность трубы со сложным поверхностным повреждением. // Строительство трубопроводов, 1988, № 10. с. 3032.
37. Черняев К.В., Васин Е.С. и др. Оценка прочности труб с вмятинами по данным внутритрубных профиломеров. // Трубопроводный транспорт нефти. 1996. №4. с. 8-12.
38. Фокин М.Ф. Трубицын В.А. Экспериментальное исследование с целью определения остаточного ресурса труб с дефектами геометрии // Трубопроводный транспорт нефти. 1996. №4. с. 13-16.
39. Усиление борьбы с коррозией в сборных трубопроводных системах. Защита от коррозии и охрана окружающей среды, 1995, №6-7, с.32-34.;
40. Улиг Г.Г. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику.: «Химия», 1989. 455 с.

41. Бекбаулиева А.А. Совершенствование методов и технических средств защиты промысловых нефтепроводов от внутренней коррозии/ : автореф. диссертация кандидата технических наук / Уфа : ГУГ1 «ИПТЭР», 2010. - 24 с.
42. Tobler W.J. Influence of molybdenum species of pitting corrosion of stainless steels: dissertation for the degree of Doctor of Technical sciences / W.J. Tobler. Zurich : Swiss Federal Institute of Technology, 2004. 215 с.
43. Калмыков В.В. Влияние структурных особенностей конструкционной стали на ее коррозию в 3% растворе NaCl при переменном погружении / В.В. Калмыков, В.Г. Раздобрев // Защита металлов. 1999. - т. 35. - №6. - С. 660 - 662.
44. РД 39-132-94. «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов».
45. Mohsen Khalaj Khalajestania. // Predicting the limit pressure capacity of pipe elbows containing single defects. Applied Ocean Research 53 2015.
46. РД 39-0147323-339-89-Р. «Инструкция по проектированию и эксплуатации антикоррозионной защиты трубопроводов систем нефтегазосбора на месторождениях Западной Сибири»
47. IC CSR 26000:2011 "Social responsibility of organization, requirements" ("Социальная ответственность организации. Требования").
48. «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003-74 (с измен. № 1, октябрь 1978 г., переиздание 1999 г.)» табл. 2, прил.
49. ГОСТ 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
50. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
51. ГОСТ 12.1.101-76. Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования.

|      |      |          |         |      |                                  |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Список использованных источников | Лист |
|      |      |          |         |      |                                  | 69   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                                  |      |

52. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
53. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
54. Приказ Минздравсоцразвития России от 01.06.2009 N 290н (ред. от 12.01.2015) "Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты".
55. Методические рекомендации 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях».
56. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации Приказ № 454н «Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам связи, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением».
57. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
58. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.
59. Русак О.Н., Малаян К.Р., Занько Н.Г. Безопасность жизнедеятельности: учеб. пос. – 10-е изд. стер. – М.: ООО «Омега-Л», 2006. – 448 с.
60. ГОСТ 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
61. ГОСТ 12.1.101-76. Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования.
62. РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.

|      |      |          |         |      |                                  |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Список использованных источников | Лист |
|      |      |          |         |      |                                  | 70   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                                  |      |

63. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 13.06. 2003 г.).
64. Электробезопасность при работе оператора ПЭВМ: методические указания по выполнению в дипломных проектах и работах раздела «Безопасность объектов» / сост.: И.О. Протодьяконов, В.И. Сарже, О.И. Протодьяконова; СПбГТУРП.–СПб., 2013. – 13 с.
65. НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности», утв. от 18.06.2003 г. Приказом МЧС России от 18.06 .2003 г. № 314.
66. ПУЭ «Правила устройства электроустановок. Издание 7», утв. от 08.07.2002 г. Приказом Минэнерго России от 08.07 .2002 г. № 204.
67. РД 153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов
68. РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.
69. № ПЗ-05.01 П-01 «Политика компании в области предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций ОАО «НК «Роснефть».
70. Федеральный закон от 30.06.2006 N 90-ФЗ (ред. от 22.12.2014) "О внесении изменений в Трудовой кодекс Российской Федерации, признании не действующими на территории Российской Федерации некоторых нормативных правовых актов СССР и утратившими силу некоторых законодательных актов (положений законодательных актов) Российской Федерации".
71. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 07.08.2000 г.
72. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014).

|      |      |          |         |      |                                  |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Список использованных источников | Лист |
|      |      |          |         |      |                                  | 71   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                                  |      |