

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

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы  |
|--|
| «Проектирование комплекса по перевалке нефтепродуктов в сложных природно-климатических условиях» |

УДК 622.692.5(26)(571.66)

Студент

| Группа | ФИО         | Подпись | Дата |
|--------|-------------|---------|------|
| 3-2Б4Д | Якупов М.Р. |         |      |

Руководитель

| Должность | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|------------------------|---------|------|
| доцент    | Шадрина А.В. | д.т.н, доцент          |         |      |

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность      | ФИО             | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|----------------|-----------------|------------------------|---------|------|
| профессор ОСГН | Трубникова Н.В. | д.и.н, доцент          |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность     | ФИО               | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------|-------------------|------------------------|---------|------|
| ассистент ООД | Черемискина М. С. |                        |         |      |

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

*Планируемые результаты обучения*

| <i>Код результата</i>  | <i>Результат обучения<br/>(выпускник должен быть готов)</i>   | <i>Требования ФГОС,<br/>критериев и/или<br/>заинтересованных<br/>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 нефтегазопромыслового оборудования  | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19,</i>   |

| <i>Код результата</i>   | <i>Результат обучения<br/>(выпускник должен быть готов)</i>   | <i>Требования ФГОС,<br/>критериев и/или<br/>заинтересованных<br/>сторон</i>   |
|---|---|---|
|   |   | <i>ПК20, ПК-21, ПК-22).</i>   |
| <i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>  |   |   |
| <i>P7</i>   | <i>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>   | <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>P8</i>   | <i>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> | <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> |   |   |
| <i>P9</i>   | <i>Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН</i>   | <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> |
| <i>P10</i>  | <i>Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН</i>  | <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>                 |
| <i>P11</i>  | <i>Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов</i>   | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-</i>  |

| <i>Код<br/>результата</i> | <i>Результат обучения<br/>(выпускник должен быть готов)</i> | <i>Требования ФГОС,<br/>критериев и/или<br/>заинтересованных<br/>сторон</i>  |
|---------------------------|---|--|
|                           | ЛЧМГ и ЛЧМН   | 4, ПК-7, ПК-13),<br>требования<br>профессионального<br>стандарта 19.010<br>"Специалист по<br>транспортировке по<br>трубопроводам<br>газа". |

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

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

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

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

В форме:

|                     |
|---------------------|
| бакалаврской работы |
|---------------------|

Студенту:

| Группа | ФИО                         |
|--------|-----------------------------|
| 3-2Б4Д | Якупову Марату Рафаэльевичу |

Тема работы:

|  |                     |
|--|---------------------|
| «Проектирование комплекса по перевалке нефтепродуктов в сложных природно-климатических условиях» |                     |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)  | 05.03.2019 № 1710/С |

|  |               |
|--|---------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 13.06.2019 г. |
|--|---------------|

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

|                                 |  |
|---------------------------------|--|
| <b>Исходные данные к работе</b> | Объектом исследования является вновь проектируемый комплекс по перевалке нефтепродуктов в г. Петропавловск-Камчатский объёмом 18000 тонн. Перекачиваемые и хранящиеся продукты – мазут, дизельное топливо. Сложность района характеризуется высокой сейсмичностью - 9 баллов, сильными ветрами – |
|---------------------------------|--|

|  |  |
|--|--|
|  | <p>VII-ой ветровой район, а также повышенной влажностью, снеговой нагрузкой, прибрежным морским климатом. Проектирование объекта для бесперебойной работы и своевременного выявления дефектов. Влияние на окружающую среду оказывают выбросы паров нефтепродуктов при перевалочных операциях на нефтебазе. Экономический анализ показывает о необходимости автоматического контроля норм технологического режима..</p> |
|--|--|

|  |  |
|--|--|
| <p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> | <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Проведение аналитического обзора литературы по данной тематике;</li> <li>2) Характеристика объекта;</li> <li>3) Проведение технологических расчетов объектов исследования;</li> <li>4) Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережения;</li> <li>5) Социальная ответственность</li> </ol> |
|--|--|

|   |  |
|---|--|
| <p><b>Перечень графического материала</b><br/><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p> | <p>Генеральный план комплекса. Фасад РВС. Группы резервуаров. Технологическая схема комплекса. Спецификация технологического оборудования. Схема парка РВС №2. Узлы.</p> |
|---|--|

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

| Раздел  | Консультант                   |
|---|-------------------------------|
| «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» | Трубникова Наталья Валерьевна |
| «Социальная ответственность»                                      | Черемискина Мария Сергеевна   |
|   |                               |
|   |                               |

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

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

**Задание выдал руководитель:**

| Должность | ФИО              | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|------------------|------------------------|---------|------|
| доцент    | Шадрин Анастасия | д.т.н, доцент          |         |      |

|  |            |  |  |  |
|--|------------|--|--|--|
|  | Викторовна |  |  |  |
|--|------------|--|--|--|

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                     | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------|---------|------|
| 3-2Б4Д | Якупов Марат Рафаэлевич |         |      |

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

Студенту:

|               |                            |
|---------------|----------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                 |
| 3-2Б4Д        | Якупову Марату Рафаэлевичу |

|                     |                           |                              |  |
|---------------------|---------------------------|------------------------------|--|
| <b>Школа</b>        | <b>Природных ресурсов</b> | <b>Отделение школы (НОЦ)</b> | <b>Нефтегазового дела</b>  |
| Уровень образования | Бакалавриат               | Направление/специальность    | 21.03.01 «Нефтегазовое дело»<br>профиль «Эксплуатация и<br>обслуживание объектов<br>транспорта и хранения нефти,<br>газа и продуктов<br>переработки» |

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

|  |  |
|--|--|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | 1. Виды и стоимость ресурсов:<br>Материально-технические ресурсы: 547664 руб.<br>Человеческие ресурсы: 2 человека, стоимость - 264190 руб.   |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов   | 2. Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: 30% премии; 20% надбавки; 18% дополнительная заработная плата; 16% накладные расходы; 1,3 районный коэффициент.  |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования                                  | 3. Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2011г.<br>Ставка налога на прибыль 20 %;<br>Страховые взносы 27.1%;<br>Налог на добавленную стоимость 20% |

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

|  |  |
|--|--|
| 1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения | 1. Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования.. Анализ конкурентных технических решений            |
| 2. Планирование и формирование бюджета научных исследований  | 2. Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта; определение затрат и капиталовложений в проведение исследования |
| 3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования        | 3. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования; расчет показателей ресурсоэффективности.                                  |

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

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

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

**Задание выдал консультант:**

|                  |            |                               |                |             |
|------------------|------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| <b>Должность</b> | <b>ФИО</b> | <b>Ученая степень, звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
|------------------|------------|-------------------------------|----------------|-------------|

|                |                 |               |  |  |
|----------------|-----------------|---------------|--|--|
| Профессор ОСГН | Трубникова Н.В. | д.и.н. доцент |  |  |
|----------------|-----------------|---------------|--|--|

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО         | Подпись | Дата |
|--------|-------------|---------|------|
| 3-2Б4Д | Якупов М.Р. |         |      |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

|               |                             |
|---------------|-----------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                  |
| 3-2Б4Д        | Якупову Марату Рафаэльевичу |

|                            |                    |                                  |                                 |
|----------------------------|--------------------|----------------------------------|---------------------------------|
| <b>Инженерная школа</b>    | Природных ресурсов | <b>Отделение школы (НОЦ)</b>     | Нефтегазового дела              |
| <b>Уровень образования</b> | Бакалавриат        | <b>Направление/специальность</b> | 21.03.01<br>«Нефтегазовое дело» |

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

|  |  |
|--|--|
| 1. Характеристика объекта исследования. (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения. | <p>Объектом исследования в данной работе является, вновь проектируемый комплекс по перевалке нефтепродуктов. Исследуемый объект расположен в Камчатском крае. При эксплуатации объекта:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Оказывается негативное воздействие на окружающую среду (атмосферу, гидросферу, литосферу);</li> <li>▪ Могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на состояние здоровья обслуживающего персонала;</li> <li>▪ Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</li> </ul> |
|--|--|

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

|  |   |
|--|---|
| 1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | <p>ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны;</p> <p>ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные факторы»;</p> <p>«Типовая инструкции по организации безопасного проведения газоопасных работ, утвержденной Госгортехнадзором СССР 20.02.1985 г.;</p> <p>ВНТП 5-95 Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз);</p> <p>ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.</p> <p>ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности».</p> <p>ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность»;</p> |
|--|---|

|   |  |
|---|--|
|   | <p>ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности»;</p> <p>ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность».</p> <p>Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности";</p> <p>Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов.</p>  |
| <p><b>2. Производственная безопасность.</b></p> <p>2.1 Анализ выявленных вредных факторов</p>                           | <p>При выполнении работ существует целая группа вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким факторам можно отнести:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;</li> <li>▪ повышенный уровень шума;</li> <li>▪ превышение уровней вибрации;</li> <li>▪ недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>▪ повышенная загазованность воздуха рабочей среды;</li> <li>▪ утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу;</li> <li>▪ повреждения в результате контакта с насекомыми.</li> </ul> |
| <p>2.2 Анализ выявленных опасных факторов (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</p> | <p>При выполнении работ могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</li> <li>▪ оборудование и трубопроводы, работающие под давлением;</li> <li>▪ взрывоопасность и пожароопасность;</li> <li>▪ поражение электрическим током.</li> </ul>   |
| <p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>  | <p>При обслуживании и эксплуатации нефтебазы будет оказываться негативное воздействие, как:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ загрязнение атмосферного воздуха;</li> <li>▪ нарушение гидрогеологического режима;</li> <li>▪ загрязнение поверхностных вод;</li> <li>▪ повреждение почвенно-растительного покрова.</li> </ul>  |

|  |  |
|--|--|
| <p><b>4. Безопасность чрезвычайных ситуациях</b></p> | <p><b>в</b> Чрезвычайные ситуации при эксплуатации нефтебазы могут возникнуть в результате разгерметизации оборудования, которые приводят к загазованности, возникновению взрыва и развитию пожара. Для предупреждения ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ перед началом работ следует проверить исправность оборудования;</li> <li>▪ замерить ПДК в воздухе рабочей зоны;</li> <li>▪ проверить наличие средств индивидуальной защиты и их исправность.</li> </ul> |
|--|--|

|  |  |
|--|--|
| Д Дата выдачи задания для раздела по линейному графику |  |
|--|--|

**Задание выдал консультант:**

| Должность | ФИО                         | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент | Черемискина Мария Сергеевна |                        |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                      | Подпись | Дата |
|--------|--------------------------|---------|------|
| 3-2Б4Д | Якупов Марат Рафаэльевич |         |      |

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 138 с., 16 рис., 19 табл., 36 источников, 2 прил.

Ключевые слова: нефтебаза, резервуар для хранения нефтепродуктов, технологическая схема, прочность и устойчивость, технологический трубопровод, насосная станция нефтепродуктов

Объектом исследования является (ются) перевалочный комплекс, расположенный в Камчатском крае.

Цель работы – проектирование нефтебазы, расположенной в Камчатском крае, а также приобретение профессиональных компетенций по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», в соответствии с профессиональным стандартом «Специалист по приёму, хранению и отгрузке нефти и нефтепродуктов», утвержденных приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 19 марта 2015 г. N 172н

В процессе исследования проводились: анализ условий расположения объекта проектирования, состав объектов и сооружений нефтебазы, характеристика хранящихся нефтепродуктов, характеристика основного и вспомогательного оборудования и технологические процессы нефтебазы.

В результате исследования был выполнен расчет объема резервуарного парка, определение вместимости РП, выбор резервуаров, их размещение, автоматизация резервуарного парка, расчет объема резервуарного парка, выбор типа и количества резервуаров, расчет обвалования резервуарного парка, гидравлические расчёты трубопроводов, механические расчёты трубопроводов, выбор компенсаторов, подбор насосного оборудования. При проектировании объекта интегральный финансовый показатель составил 0,99, показатель ресурсоэффективности по пятибалльной шкале равен 4,4, интегральный показатель эффективности составил 4,44, что в целом говорит об эффективности данного проектирования

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

Степень внедрения: В настоящее время идёт реализация проектных решений.

Область применения: Предприятия трубопроводного транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов.

Экономическая эффективность/значимость: \_\_\_\_\_

В будущем планируется: Проектирование нефтебазы в аналогичных условиях

| Изм.       | Лист | № докум.     | Подпись | Дата |  |      |        |
|------------|------|--------------|---------|------|--|------|--------|
|            |      |              |         |      | Проектирование комплекса по перевалке нефтепродуктов в сложных природно-климатических условиях |      |        |
| Разраб.    |      | Якупов М.Р.  |         |      | Лит.   | Лист | Листов |
| Руковод.   |      | Шадрин А.В.  |         |      |  | 13   | 136    |
| Консульт.  |      | .            |         |      | РЕФЕРАТ  |      |        |
| Рук-ль ОПП |      | Брусник О.В. |         |      |  |      |        |
|            |      |              |         |      | ТПУ гр. 3-2Б4Д   |      |        |

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ,                    ОБОЗНАЧЕНИЯ,                    СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Нефтепродукт – готовый продукт, полученный при переработке нефти, газоконденсатного, углеводородного и химического сырья.

Марка нефтепродукта – индивидуальный нефтепродукт, название, номерное или буквенное обозначение, состав и свойства которого регламентированы в нормативно-технической документации.

Дизельное топливо – жидкое нефтяное топливо для использования в двигателях с воспламенением топливо-воздушной смеси от сжатия.

Мазут – жидкое нефтяное топливо для использования в топочных агрегатах или устройствах.

Нефтебазы – сложные многофункциональные системы с объектами различного производственно-хозяйственного назначения, выполняющие задачи бесперебойного и надежного обеспечения потребителей народного хозяйства нефтью и нефтепродуктами (далее нефтепродуктами); это самостоятельные предприятия, обеспечивающие необходимые условия приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов, регенерации масел, сбора и отгрузки отработанных нефтепродуктов.

Резервуар вертикальный цилиндрический стальной – наземное строительное сооружение, предназначенное для приема, хранения, измерения объема и выдачи жидкости.

Компенсатор – устройство, позволяющее воспринимать и компенсировать перемещения, температурные деформации, вибрации, смещения.

|                   |             |                     |                |             |   |                       |             |               |
|-------------------|-------------|---------------------|----------------|-------------|---|-----------------------|-------------|---------------|
|                   |             |                     |                |             | <i>Проектирование комплекса по перевалке нефтепродуктов в сложных природно-климатических условиях</i> |                       |             |               |
| <i>Изм.</i>       | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>     | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |   |                       |             |               |
| <i>Разраб.</i>    |             | <i>Якупов М.Р.</i>  |                |             | <b>ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ,<br/>СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ<br/>ССЫЛКИ</b>                               | <i>Лит.</i>           | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i>   |             | <i>Шадрина А.В.</i> |                |             |   |                       | 14          | 136           |
| <i>Консульт.</i>  |             | .                   |                |             |   | <b>ТПУ гр. 3-2Б4Д</b> |             |               |
| <i>Рук-ль ОПП</i> |             | <i>Брусник О.В.</i> |                |             |   |                       |             |               |

## ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ИГЭ – инженерно-геологический элемент  
 ГСМ – горюче-смазочные материалы  
 РВС – резервуар вертикальный стальной  
 ЕПП – емкости подземные с подогревателем  
 АСН – автоматическая станция налива  
 ДЕ – дренажная емкость  
 ЛВЖ – легковоспламеняющиеся жидкости  
 АРМ – автоматизированное рабочее место  
 КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика  
 ШССПУ – шкаф системы сигнализации предельного уровня  
 НМПТ – нормативный минимальный предел текучести трубы  
 ПРУ – приемно-раздаточное устройство  
 КПД – коэффициент полезного действия

### Нормативные ссылки

В работе использованы ссылки на следующие нормативные документы:

ФЗ-116 Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов"  
 Постановление Правительства Российской Федерации от 25 декабря 1998 г. № 1540;

"Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов" Приказ Ростехнадзора от 7 ноября 2016 года N 461;

ГОСТ Р 52910-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия;

|                   |             |                     |                |             |   |                       |             |               |
|-------------------|-------------|---------------------|----------------|-------------|---|-----------------------|-------------|---------------|
|                   |             |                     |                |             | <i>Проектирование комплекса по перевалке нефтепродуктов в сложных природно-климатических условиях</i> |                       |             |               |
| <i>Изм.</i>       | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>     | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |   |                       |             |               |
| <i>Разраб.</i>    |             | <i>Якупов М.Р.</i>  |                |             | <b>ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ</b>   | <i>Лит.</i>           | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i>   |             | <i>Шадрин А.В.</i>  |                |             |   |                       | 15          | 136           |
| <i>Консульт.</i>  |             | .                   |                |             |   | <i>ТПУ гр. 3-2Б4Д</i> |             |               |
| <i>Рук-ль ОПП</i> |             | <i>Брусник О.В.</i> |                |             |   |                       |             |               |

ГОСТ 12.0.002-2014 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Термины и определения»;

ГОСТ 12.0.003 – 2015 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»;

ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;

ГОСТ 12.1.038-82 «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»;

ГОСТ 12.1.003 – 83 «Шум. Общие требования безопасности»;

СП 75.13330.2012 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы;

СП 110.13330.2012 Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы;

Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014);

ВНТП 5-95 Нормы технологического проектирования нефтебаз и складов нефтепродуктов;

Серия 03. Выпуск 69. «Руководство по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов» 2013 (взамен ПБ 03-605-03);

Серия 03. Выпуск 67. Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (взамен ПБ 03-585-03).

|                   |             |                 |                |             |   |                       |             |               |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-----------------------|-------------|---------------|
|                   |             |                 |                |             | <i>Проектирование комплекса по перевалке нефтепродуктов в сложных природно-климатических условиях</i> |                       |             |               |
| <i>Изм.</i>       | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |   |                       |             |               |
| <i>Разраб.</i>    |             | Якупов М.Р.     |                |             | <b>ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ</b>   | <i>Лит.</i>           | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i>   |             | Шадрина А.В.    |                |             |   |                       | 16          | 136           |
| <i>Консульт.</i>  |             | .               |                |             |   | <i>ТПУ гр. 3-254Д</i> |             |               |
| <i>Рук-ль ОПП</i> |             | Брусник О.В.    |                |             |   |                       |             |               |

## СОДЕРЖАНИЕ

|  |    |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ.....  | 15 |
| 1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ.....  | 18 |
| 1.1. Анализ условий расположения объекта проектирования.....   | 18 |
| 1.1.1. Геологическое строение участка.....   | 18 |
| 1.1.2. Климатологические условия.....  | 20 |
| 1.2. Состав объектов и сооружений нефтебазы.....   | 21 |
| 1.2.1. Резервуарные парки.....   | 21 |
| 1.2.2. Насосная станция нефтепродуктов.....  | 26 |
| 1.2.3. Трубопроводная система.....   | 26 |
| 1.3. Характеристика хранящихся нефтепродуктов.....   | 28 |
| 1.4. Характеристика основного и вспомогательного оборудования и<br>технологические процессы нефтебазы.....   | 33 |
| 2. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.....  | 38 |
| 2.1. Расчет объема резервуарного парка, определение вместимости РП,<br>выбор резервуаров, их размещение..... | 38 |
| 2.1.1. Автоматизация резервуарного парка.....  | 38 |
| 2.1.2. Расчет объема резервуарного парка.....  | 46 |
| 2.1.3. Выбор типа и количества резервуаров.....  | 47 |
| 2.1.4. Расчет обвалования резервуарного парка.....   | 51 |
| 2.2. Гидравлические расчёты трубопроводов.....   | 52 |
| 2.3. Механические расчёты трубопроводов, выбор компенсаторов.....  | 62 |
| 2.4. Подбор насосного оборудования.....  | 82 |
| 3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И<br>РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....                                   | 87 |

|   |             |                     |                |             |
|---|-------------|---------------------|----------------|-------------|
| <i>Проектирование комплекса по перевалке нефтепродуктов в<br/>сложных природно-климатических условиях</i> |             |                     |                |             |
| <i>Изм.</i>   | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>     | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |
| <i>Разраб.</i>  |             | <i>Якупов М.Р.</i>  |                |             |
| <i>Руковод.</i>   |             | <i>Шадрина А.В.</i> |                |             |
| <i>Консульт.</i>  |             |                     |                |             |
| <i>Рук-ль ОПП</i>   |             | <i>Брусник О.В.</i> |                |             |
| <b>СОДЕРЖАНИЕ</b>   |             |                     |                |             |
|   |             |                     | <i>Лит.</i>    | <i>Лист</i> |
|   |             |                     | 17             | 136         |
| <i>ТПУ гр. 3-254Д</i>   |             |                     |                |             |

|                                       |     |
|---------------------------------------|-----|
| 4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....    | 107 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....                       | 123 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ..... | 125 |

|             |             |                 |                |             |                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Содержание</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                   | 18          |

## ВВЕДЕНИЕ

Актуальность создания комплекса по перевалке нефтепродуктов на Камчатке обусловлена тем, что для жителей и экономики этого отдаленного и сурового региона России, это позволит преодолеть целый ряд экономических вопросов:

- обеспечение региона высококачественными нефтепродуктами;
- создание новых рабочих мест;
- повышение конкуренции на рынке нефтепродуктов;
- обеспечение бесперебойной бункеровки морских судов, в том числе: рыболовецких, пассажирских, судов проходящих через северный морской путь и иных.

Проектирование комплекса по перевалке нефтепродуктов является ключевым звеном для решения этих вопросов. А также привентивным ударом по проблемам, которые зачастую возникают при эксплуатации объекта:

1. Срывы и простои производства из-за недоработки в технологических решениях;
2. Несоответствия с актуальными нормами и правилами;
3. Отсутствие ресурсоэффективности, а также эффективности технологических процессов;
4. Инциденты, аварии, выход из строя технологического оборудования;
5. Нерациональное использование трудовых ресурсов и прочее.

Всё вышеперечисленное является обоснованием выбора темы "Проектирование комплекса по перевалке нефтепродуктов в сложных природно-климатических условиях" и подтверждает её актуальность.

|            |      |              |         |      |  |                |      |        |
|------------|------|--------------|---------|------|--|----------------|------|--------|
|            |      |              |         |      | Проектирование комплекса по перевалке нефтепродуктов в сложных природно-климатических условиях |                |      |        |
| Изм.       | Лист | № докум.     | Подпись | Дата |  |                |      |        |
| Разраб.    |      | Якупов М.Р.  |         |      | <b>ВВЕДЕНИЕ</b>  | Лит.           | Лист | Листов |
| Руковод.   |      | Шадрина А.В. |         |      |  |                | 19   | 136    |
| Консульт.  |      | .            |         |      |  | ТПУ гр. 3-254Д |      |        |
| Рук-ль ОПП |      | Брусник О.В. |         |      |  |                |      |        |

Целью моей выпускной квалификационной работы является проектирование нефтебазы, расположенной в Камчатском крае, а также приобретение профессиональных компетенций по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», в соответствии с профессиональным стандартом «Специалист по приёму, хранению и отгрузке нефти и нефтепродуктов», утвержденных приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 19 марта 2015 г. N 172н.

Для достижения цели мне необходимо решить следующие задачи:

- произвести анализ исходных данных и нормативно-технической документации по данной тематике;
- определить состав объектов и сооружений нефтебазы;
- дать характеристику хранящихся нефтепродуктов;
- произвести расчет резервуарного парка нефтебазы, определить объем парка, тип и количество резервуаров, подобрать основное и вспомогательное оборудование;
- выполнить гидравлические расчёты трубопроводов, механические расчёты трубопроводов, выбор компенсаторов насосной станции нефтепродуктов с выбором рабочего оборудования;
- рассчитать сметную стоимость объекта проектирования, технико-экономические показатели.
- осветить вопросы безопасности труда и экологичности проектных решений, дать характеристику противопожарной безопасности на объекте.

Объект исследования – перевалочный комплекс, расположенный в Камчатском крае.

Предмет исследования – методики проектирования объектов транспортировки и хранения нефтепродуктов в заданных условиях.

Практическая значимость результатов ВКР связана с возможностью реализации выполненных разработок на практике, использовании расчетных зависимостей для строительства реального объекта.

|             |             |                 |                |             |                 |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Введение</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                 | 20          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                 |             |

Реализация и апробация работы в настоящее время не производилась.

|             |             |                 |                |             |                 |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Введение</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                 | 21          |

# 1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

## 1.1 Анализ условий расположения объекта проектирования

### 1.1.1 Геологическое строение участка

Территория района работ расположена в северной части побережья Авачинского залива г. Петропавловска-Камчатского.

Проектируемые сооружения располагаются на территории объекта «N», пос. Моховая.

Резервуарный парк №1

В инженерно-геологическом разрезе участка, по результатам проведенного инженерно-геологического бурения до глубины 25м, выделены следующие инженерно-геологические элементы:

- ИГЭ-1 насыпной грунт. Представлен щебенистым грунтом с песком разной зерности маловлажным в интервале 0-0.8м, водонасыщенным в интервале 0.8-2.1м, с включением валунов до 30%. Грунт слежавшийся. Залегаєт с поверхности до глубины 2.1м.

- ИГЭ-2 – Торф. Залегаєт на различных интервалах 2.1-6.6м., что характеризует присутствие в разрезе озерно-болотных отложений. Торф полуразложившийся заиленный с прослойками песка средне-мелкозернистого.

- ИГЭ-3 – Щебенистый грунт с песком. Заполнитель песок разной зерности, водонасыщенный. Щебенистый грунт переслаивается с ИГЭ-2 (торф), характеризуется мощностью 1.1-3.3м.

- ИГЭ-4 – Супесь коричневая текучая и пластичный с включенная с включением дресвы и щебня до 30%.. Залегаєт в интервале 2.5-8.6м 16

|            |              |          |         |      |  |                |      |        |
|------------|--------------|----------|---------|------|--|----------------|------|--------|
|            |              |          |         |      | Проектирование комплекса по перевалке нефтепродуктов в сложных природно-климатических условиях |                |      |        |
| Изм.       | Лист         | № докум. | Подпись | Дата |  |                |      |        |
| Разраб.    | Якупов М.Р.  |          |         |      | ОБЩАЯ ЧАСТЬ  | Лит.           | Лист | Листов |
| Руковод.   | Шадрина А.В. |          |         |      |  |                | 22   | 136    |
| Консульт.  | .            |          |         |      |  |                |      |        |
| Рук-ль ОПП | Брусник О.В. |          |         |      |  |                |      |        |
|            |              |          |         |      |  | ТПУ гр. 3-2Б4Д |      |        |

- ИГЭ-5 –Гравийно-галечниковый грунт с песком водонасыщенным, небольшой мощностью до 0.4м. Залегаet в интервале глубин 2.1—2.5м в скважине № 17002.

- ИГЭ-6- Песок гравелистый, водонасыщенный, с включением щебня от 10 до 30%. Залегаet в интервалах 2.0-2.7м (скв.17001) , 9.5-10.5м (скв.17006)..

- ИГЭ-7- Щебен истый грунт с супесью пластичной и твердой. В нижней части разреза с глубины 14-16м, возможно, характеризует выветрелый до щебня скальный грунт метаморфизованных глинистых сланцев верхнего мела.

Воды поровые, преимущественно безнапорные, местные напоры наблюдаются за счет распространения локальных водоупоров.

#### Резервуарный парк №2

В результате проведенных инженерно-геологических изысканий, при изучении 16-ти метровой толщи горных пород в геолого-литологическом разрезе участка, в соответствии с классификацией ГОСТ 25100-95 было выделено 8 инженерно-геологических элемента (ИГЭ).

Техногенные грунты (ИГЭ-1)- грунты по способу формирования прошли степень завершенности самоуплотнения во времени (30 лет) и представлены однородной фракцией, выдержанной по мощности и пространственной изменчивости. В геолого-литологическом отношении техногенные отложения, слежавшиеся и представлены крупнообломочными грунтами с супесчаным и песчаным заполнителем 25-30 % и включением глыб 5-15 %.

Крупнообломочная фракция плохо окатана – глыбы андезитового состава.

Озерные отложения (ИГЭ-2,3,4)- грунты распространены только в северной части участка и представлены песком пылеватым, торфом и суглинками озерно-

|      |      |          |         |      |             |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------|------|
|      |      |          |         |      | Общая часть | Лист |
|      |      |          |         |      |             | 23   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |             |      |

лагунного происхождения. Торф среднеразложившийся светло-коричневого цвета с тонкими прослоями песка пылеватого. Торф подстилают суглинки тугопластичные (минеральное дно), слабозаторфованные светло-коричневого цвета. Пески пылеватые распространены по южному участку акватории, водонасыщенные, средней плотности с примесью ракушечника.

Морские отложения (ИГЭ-5,6) - представлены галечниковыми и гравийными грунтами, крупнообломочные грунты с песчаным заполнителем 25-35 %, серого цвета, водонасыщенные. Крупнообломочная фракция хорошо окатана с примесью ракушечника. Текстура грунтов сложная, мощность достигает 6.0-8.0 м с включением глыб.

Элювий коренных пород и скальный грунт (ИГЭ-7,8)- представлен щебенистым грунтом с песчаным заполнителем 10-15 %. Обломки крупной фракции, сильно выветренные, не размягчаемые с включением глыб 5-15 %.

Скальный грунт – андезитосланцевого состава, выветренный, сильно трещиноватый, средней прочности (представлен в виде отдельных обломков). Скальные грунты развиты повсеместно и вскрыты до глубины 16.0 м, кое-где наблюдаются выходы коренных пород.

### 1.1.2 Климатологические условия

Характерной особенностью климата г. Петропавловск-Камчатский является его монотонность, сочетаемая с короткопериодными погодными аномалиями. Как нигде в другом месте, здесь за короткое время (сутки и менее) может резко измениться давление, скорость ветра, влагосодержание воздуха, освещенность и пр.

|      |      |          |         |      |             |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------|------|
|      |      |          |         |      | Общая часть | Лист |
|      |      |          |         |      |             | 24   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |             |      |

Таблица 1.1. Климатологическая характеристика места строительства

| Наименование  | Показатели | Источник |
|---|------------|----------|
| 1   | 2          | 3        |
| Климатический подрайон  | I B        | [1]      |
| Расчетная температура для проектирования ограждающих конструкций, °С: |            |          |
| 1) абсолютная минимальная   | -25        | То же    |
| 2) средняя наиболее холодных суток                                    | -22        | -        |
| 3) средняя наиболее холодной пятидневки                               | -18        | -        |
| Зона влажности  | влажная    | -        |
| Внутренняя расчетная температура, °С                                  | 18         | -        |
| Внутренняя относительная влажность воздуха, %                         | 60         | -        |
| Глубина промерзания грунта, м   | 1,4        |          |
| Сейсмичность площадки строительства, баллов                           | 9          |          |

- расчетное значение веса снегового покрова - 480 кгс/м<sup>2</sup> (VII район);
- нормативное значение ветрового давления - 85 кгс/м<sup>2</sup> (VII район).

## 1.2 Состав объектов и сооружений нефтебазы

### 1.2.1 Резервуарные парки

Проектируемый комплекс основой технологического цикла по перевалке с моря на сушу и с суши на море горючих и легко воспламеняющихся жидкостей, таких как мазут, топливо судовое маловязкое и дизельное топливо. Также проект предусматривает бункеровку судов.

Вид опасности: пожаро- и взрывоопасный.

Назначение: хранения ГСМ.

Приведём краткое описание технологии производства на комплексе по перевалке нефтепродуктов:

|      |      |          |         |      |             |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------|------|
|      |      |          |         |      | Общая часть | Лист |
|      |      |          |         |      |             | 25   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |             |      |

Группа резервуаров и сливно-наливных устройств предназначены для хранения дизельного топлива, мазута, ТСМ.

Защита конструкций резервуаров от коррозии в моей выпускной квалификационной работе представлено по следующим схемам: Схема 1. Покрытие внутренних поверхностей, контактирующих с продуктом и его парами: 1-й слой: Грунтовка Танкпрайм 200 мкм, 2-й слой: Эмаль Танкпейнт 200 мкм. Схема 2. Покрытие наружных поверхностей, находящихся на открытом воздухе: 1-й слой: Грунтовка Interseal-670 HS – 200 мкм, 2-й слой Эмаль Interthan-990 SG – 80 мкм. Схема 3. Покрытие наружных поверхностей, находящихся под тепловой изоляцией: 1-й слой Грунтовка Эпипрайм-046 – 120 мкм.

Резервуары для хранения мазута оборудованы змеевиками подогрева, как перефирийных участков, так и зоны приёмораздаточных патрубков, а также имеют теплоизоляцию.

Прием нефтепродуктов в резервуары осуществляется по технологическим трубопроводам, причём подача производится судовыми насосами, отгрузка производится на морской и автомобильный транспорт с помощью насосов нефтебазы, расположенных в продуктовой насосной и автомобильной эстакаде налива соответственно.

Прием и отгрузка нефтепродуктов производится через сливноналивные устройства.

- дизельная эстакада;
- мазутная эстакада.

Сливоналивные операции и перекачка нефтепродуктов осуществляется по технологическим трубопроводам. Для отгрузки нефтепродуктов в морской транспорт оборудован пирс с причалом.

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

Участок водных (морских) операций состоит из сооружений для погрузки и разгрузки крупных партий нефтепродуктов, перевозимых морским транспортом.

На этом участке размещены:

- морской причал;
- технологические трубопроводы;
- манифольды-шланголинии (по 2 шт. на каждый нефтепродукт);
- противопожарное оборудование.

Для хранения нефтепродуктов на предприятии используются вертикальные стальные резервуары типа РВС. Имеется возможность посредством технологических трубопроводов перекачивать нефтепродукт из резервуара в любой свободный резервуар, а также производить циркуляцию продукта в каждом резервуаре. Для технологических нужд и аварийных случаев предусмотрены подземные ёмкости типа ЕПП.

Нефтебаза включает в себя операторную, резервуары для хранения нефтепродуктов, продуктовую насосную, насосную станцию пожаротушения, автомобильную эстакаду налива, подземные дренажные ёмкости, очистные сооружения, блок дозирования присадок, насосную станцию пожаротушения, электрокотельную, административные и технические помещения.

Всего в резервуарном парке используется 6 резервуаров для хранения нефтепродуктов.

Класс опасности – 3-й.

Декларированию промышленной безопасности нефтебаза не подлежит ввиду объема хранения ГСМ менее 50 тыс. тонн (согласно приложению 2 Федерального закона № 116).

Системы технологических трубопроводов проложены надземно на эстакадах и отдельных опорах с узлами запорной арматурой, для перекачки топлива. Все трубопроводы оборудованы задвижками для аварийного отключения, воздушниками и дренажными кранами для опорожнения.

|             |             |                 |                |             |                    |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Общая часть</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                    | 27          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                    |             |

Трубопроводы представляют собой металлические трубы диаметром 50-300 мм.

В таблице 1.2 представлена характеристика резервуарного парка склада нефтепродуктов.

Таблица 1.2 – Характеристика резервуарного парка

| Наименование оборудования       | Ко-л-во, шт. | Расположение                              | Назначение                        | Техническая характеристика             |
|---------------------------------|--------------|---|-----------------------------------|--|
| Резервуар стальной вертикальный | 2            | Резервуарный парк V = 5000 м <sup>3</sup> | Хранение дизельного топлива и ТСМ | V = 5000 м <sup>3</sup><br>H = 11,94 м |
| Резервуар стальной вертикальный | 1            | Резервуарный парк V = 1000 м <sup>3</sup> | Хранение дизельного топлива и ТСМ | V = 1000 м <sup>3</sup><br>H = 11,94 м |
| Резервуар стальной вертикальный | 1            | Резервуарный парк V = 1000 м <sup>3</sup> | Хранение мазута                   | V = 1000 м <sup>3</sup><br>H = 11,94 м |
| Резервуар стальной вертикальный | 2            | Резервуарный парк V = 3000 м <sup>3</sup> | Хранение мазута                   | V = 3000 м <sup>3</sup><br>H = 11,94 м |

Резервуарный парк расположен на площадке, находящейся на самой высокой отметке.

Размещение групп резервуаров стационарное (схема резервуарного парка в составе нефтебазы представлена в графической части).

Все группы резервуаров, расположенных в резервуарном парке имеют обвалование в зависимости от емкости резервуаров.

Сливо-наливная автоэстакада:

Автоматическая станция налива (АСН) предназначена для налива нефтепродуктов (мазут, дизтопливо, ТСМ) в автоцистерны.

|      |      |          |         |      |             |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------|------|
|      |      |          |         |      | Общая часть | Лист |
|      |      |          |         |      |             | 28   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |             |      |

Налив нефтепродукта осуществляется через наливные устройства АСН -10ВГ - 2 шт, рассчитана на одновременный налив до 4 автоцистерн.

Пропускная способность АСН 100 м<sup>3</sup>/час.

Ёмкость автоцистерн от 4 до 25 м<sup>3</sup>.

Основная часть нефтепродуктов предназначена для налива в танкеры.

Для этого причал оборудован погрузочно-разгрузочной системой, устанавливаемой на погрузочной площадке причала, которая обеспечивает присоединение грузовых, бункеровочных и балластных трубопроводов к танкеру.

Для улучшения качества нефтепродуктов, а также для возможности приготовления флотского мазута на нефтебазе предусмотрен блок дозирования присадок. При этом технологией в моей выпускной квалификационной работе предусмотрено добавление ТСМ или ДТ в линию мазута.

Учёт поступления и отгрузки нефтепродуктов происходит по двум схемам:

1) Основная схема – косвенный метод статических измерений через «Систему измерительную Tankvision для резервуаров»;

2) Резервная схема – прямой метод динамических измерений через массомеры EndressHauser, установленные вблизи продуктовой насосной и причала.

Для слива нефтепродуктов из автоцистерн в резервуары применяются приёмные устройства, расположенные на автоналивной эстакаде.

Для сброса давления из технологических трубопроводов на причале, превышающего допустимые значения, предусматриваем блоки предохранительных устройств БПУ150-16, после которых нефтепродукт сбрасывается в дренажную ёмкость поз. ДЕ-1.

|      |      |          |         |      |             |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------|------|
|      |      |          |         |      | Общая часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |             | 29   |

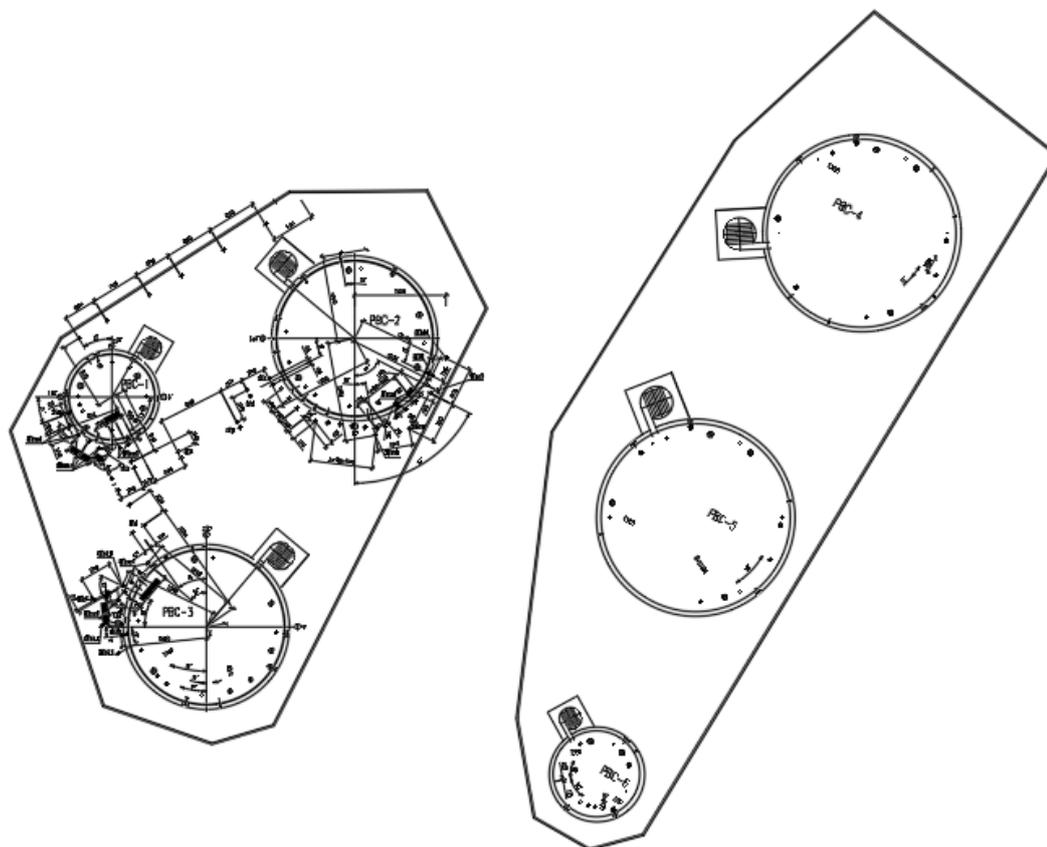


Рисунок 1.1 – Схемы резервуарных парков

### 1.2.2 Насосная станция нефтепродуктов

Здание насосной станции одноэтажное, чердачное, 2-ой степени огнестойкости, в плане размером 12х13х4 м, стены кирпичные, оштукатурены и окрашены, перекрытие железобетонное, кровля рубероидная.

Пожарная сигнализация присутствует.

В насосной станции установлено электрооборудование во взрывобезопасном исполнении. Электропитание осуществляется из щитовой размещённой в смежном помещении первого здания насосной станции.

Здания насосной станции обеспечены естественной и приточно-вытяжной вентиляцией, сблокированной с пуском электронасосов.

Электрооборудование, насосы и трубопроводы защищены от статического электричества.

Работа насосной станции автоматизируется.

Насосная станция наземного типа.

|             |             |                 |                |             |                    |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Общая часть</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                    | 30          |

В комплекс оборудования продуктовой насосной в моей выпускной квалификационной работе входят насосы с трубопроводной обвязкой, арматурой, предохранительными устройствами и др.

### 1.2.3 Трубопроводная система

К технологическим трубопроводам перегрузочного комплекса в моей квалификационной работе будут относиться все трубопроводы, в том числе:

-

трубопроводы, по которым транспортируются нефтепродукты (мазут, ДТ, ТСМ);

- трубопроводы теплоносителя;

- трубопроводы присадок.

При проектировании трассы трубопроводов учитывались следующие изображения:

Протяжённость всех трубопроводов должна быть минимальной. Это позволит сократить как стоимость самих трубопроводов, так и капитальные затраты на их прокладку.

Не рекомендуется пересекать трубопроводами площадки, занятые бытовыми постройками.

Для трассы трубопроводов должны быть использованы участки, доступные для обслуживания.

Это обеспечивает своевременный доступ к повреждённым участкам для ликвидации аварий, не вызывая при этом нежелательных последствий для функционирования нефтебазы.

В выпускной квалификационной работе предложим систему диагностики технологических трубопроводов, которая включает в себя:

- средства контроля и измерения температуры и давления;

|             |             |                 |                |             |                    |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Общая часть</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                    | 31          |

•  
надземную прокладку всех технологических трубопроводов, тем самым обеспечив свободный доступ для проведения осмотров и ревизий.

Температурная компенсация на трубопроводах реализуется способом девианостоградусного поворота трассы в горизонте и установки сильфонных компенсаторов.

Вся трубопроводная арматура для трубопроводов нефтепродуктов предусмотрена в стальном корпусе класса герметичности А.

Технологические трубопроводы имеют уклон 0,002 в сторону устройств в слива дренажа.

Проектируемые технологические трубопроводы обеспечивают выполнение следующих операций:

Прием ЛВЖ и ГЖ из автомобильных цистерн и перекачка в группы резервуаров № 1 и № 2.

Прием ЛВЖ и ГЖ из судов-танкеров и перекачка в группы резервуаров № 1 и № 2.

Прием ЛВЖ и ГЖ из автомобильных цистерн и выдача в судовую налив (шланголинии-манифольды).

Прием ЛВЖ и ГЖ из судов-танкеров в автомобильные цистерны.

Внутрибазовые перекачки в группе резервуаров №1.

Внутрибазовые перекачки в группе резервуаров №2.

Циркуляция в группе резервуаров №1.

Циркуляция в группе резервуаров №2.

Аварийный слив продукта.

### **1.3 Характеристика хранящихся нефтепродуктов**

Свойства хранимых нефтепродуктов представлены в таблице 1.3.

|             |             |                 |                |             |                    |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Общая часть</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                    | 32          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                    |             |

Таблица 1.3 – Свойства хранимых нефтепродуктов

|                             | Наименование параметра   | Параметр   | Источник Информации |
|-----------------------------|--|--|---------------------|
| 1                           | 2  | 3  | 4                   |
| <b>I. ДИЗЕЛЬНОЕ ТОПЛИВО</b> |  |  |                     |
| 1.                          | Название вещества химическое торговое  | нефтепродукт дизельное топливо летнее  | ГОСТ 52368-2005     |
| 2.                          | Формула эмпирическая структурная   |  |                     |
| 3.                          | Состав % основной продукт примеси (с идентификацией)   | 96-99,5 %<br>сера 0,01-0,5%, кислород 0,7-0,2%, азот 0,07%   |                     |
| 4.                          | Общие данные молекулярный вес температура кипения, °С (при давлении и 101 кПа) плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup> | 190°С<br>плотность не более 860 кг/м   | ГОСТ 305-2013       |
| 5.                          | Данные о взрывобезопасности температура вспышки температура самовоспламенения пределы взрываемости                   | 40-61 °С 300°С<br>2-3% по объему   | ГОСТ 305-2013       |
| 6.                          | Данные токсичной опасности ПДК в воздухе рабочей зоны ПДК в атмосфере  | 300 мг/м <sup>3</sup><br>Дизельное топливо относится к малотоксичным веществам 4-го класса опасности. Опасен при вдыхании. | ГОСТ 305-2013       |

Продолжение таблицы 1.3

|                    |   |  |                       |
|--------------------|---|--|-----------------------|
| 7.                 | Реакционная опасность                             | -  | -                     |
| 8.                 | Запах   | Нефтепродукт   | ГОСТ 305-2013         |
| 9.                 | Коррозийное воздействие                           | не корродирует   | ГОСТ 305-2013         |
| 10.                | Информация о воздействии на людей                 | Топливо раздражает слизистую оболочку и кожу человека  | ГОСТ 305-2013         |
| 11.                | Средства защиты                                   | - изолирующий противогаз<br>- респиратор РИГ - 67А<br>- защитный костюм типа ТоНл<br>- фильтрующий противогаз марок А, М, БКФ.                                   | СП 155.13130.20<br>14 |
| 12.                | Меры перевода вещества в безопасное состояние     |  |                       |
| <b>II. МАЗУТ</b>   |   |  |                       |
| 1. 1.1.<br>1.2.    | Наименование вещества: Химическое<br>Торговое     | Топливо, получаемое из продуктов первичной и вторичной переработки нефти и предназначенное для транспортных и стационарных установок.<br>Топливо нефтяное, мазут | ГОСТ 10585-2013       |
| 2.1<br>2.2.        | Формула:<br>Эмпирическая<br>Структурная           | -  |                       |
| 3.<br>3.1.<br>3.2. | Состав<br>Основной продукт, %<br>масс.<br>Примеси | Механических примесей: для марки 40 не более -<br>0,5% 9 для марки 100 не более - 1% -<br>серы - не более 0,5-3,5  | ГОСТ 10585-2013       |

|      |   |  |  |
|------|---|--|--|
| 4.   | Общие данные: Молекулярная масса                                  |  |  |
| 4.1. | Температура застывания, °С  | 10-25  | ГОСТ 10585-2013                                |
| 4.2. | Плотность при 20°С,   |  |  |
| 4.3. | кг/м <sup>3</sup>   |  |  |
| 4.4. | Вязкость условная при 80°С, град ВУ                               | Определяется только в мазуте для экспорта 8-16   |  |
| 4.5. | Зольность, % не более   | 0,04-0,14  |  |
| 5.   | Данные о пожаровзрыво- опасности                                  |  |  |
|      | Температура вспышки в о.т., °С                                    | 90- 110  |  |
| 5.1. | Температура самовоспламенения, °С                                 | 350-370  |  |
| 5.2. | Пределы воспламенения, °С   |  |  |
|      | - нижний  | 91   |  |
|      | - верхний   | 155  |  |
| 5.3. | традиционные пределы взрываемости паров мазута с воздухом, %      | 1,4-8,0  |  |
| 6.   | Данные о токсической опасности                                    | малоопасный продукт (4-ый класс опасности)   | ГОСТ 12.1.007-76 (с изменениями от 12.09.2018) |
| 6.1. | ПДК паров углеводородов в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup> | 300 мг/м <sup>3</sup>  |  |
| 6.2. | ПДК в атмосферном воздухе   | 130 мг/м <sup>3</sup>  |  |
| 6.3. | Летальная токсодоза   | 780 мг/м <sup>3</sup>  |  |
| 7.   | Реакционная способность   | Не обладает способностью образовывать токсичные соединения с воздухом и с точными водами в присутствии других веществ или факторов |  |

Продолжение таблицы 1.3

|     |   |  |                 |
|-----|---|--|-----------------|
| 8.  | Запах   | -  | Не регламентир. |
| 9.  | Коррозионное воздействие                        | -  | Не регламентр.  |
| 10. | Информация о воздействии на людей               | Не обладает способностью к кумуляции, проникновению через неповрежденные кожные покровы, не вызывает повышенной чувствительности организма и   | ГОСТ 10585-2013 |
| 11. | Средства защиты                                 | Индивидуальные средства защиты согласно типовым нормам.  | ГОСТ 10585-2013 |
| 12. | Методы перевода вещества в безвредное состояние | При разливе мазута необходимо собрать его в отдельную тару, место разлива протереть ветошью. При разливе на открытой площадке место разлива засыпать песком с последующим его удалением. | ГОСТ 10585-2013 |

### III. ТСМ

|    |   |   |                   |
|----|---|---|-------------------|
| 1. | Название вещества химическое торговое   | Судовое маловязкое топливо              | ТУ 38.101567-2000 |
| 2. | Формула эмпирическая структурная  | -                                       |                   |
| 3. | Состав % основной продукт примеси (с идентификацией)  | Механических примесей: не более 0,05 %  | ТУ 38.101567-2000 |
| 4. | Вязкость кинематическая при 20°C, мм <sup>2</sup> /с Цетановое число, не менее<br>Массовая доля серы, %, не более 0,5<br>1,5 Массовая доля меркаптановой серы | В пределах 3-6<br><br>45<br>0,5<br>0,01 | ТУ 38.101567-2000 |

|     |   |  |                   |
|-----|---|--|-------------------|
|     | ы, %, не более 0,01<br>0,025 Коксуемост<br>ь, %, не более   | 10%  |                   |
| 5.  | Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже 60<br>62<br>Температура застывания, °С, не выше | 60<br><br>Минус 10   | ТУ 38.101567-2000 |
| 6.  | Данные токсичной опасности<br>ПДК в воздухе рабочей зоны<br>ПДК в атмосфере                       | малоопасный продукт (4-ый класс опасности)   | ТУ 38.101567-2000 |
| 7.  | Реакционная опасность   | Не обладает способностью образовывать токсичные соединения с воздухом и с точными водами в присутствии других веществ или факторов   | -                 |
| 8.  | Запах   | -  | -                 |
| 9.  | Коррозийное воздействие   | -  | -                 |
| 10. | Информация о воздействии на людей   | Не обладает способностью к кумуляции, проникновению через поврежденные кожные покровы, не вызывает повышенной чувствительности организма   | -                 |
| 11. | Средства защиты   | Индивидуальные средства защиты согласно типовым нормам.  | -                 |
| 12. | Меры перевода вещества в безопасное состояние   | При разливе мазута необходимо собрать его в отдельную тару, место разлива протереть ветошью. При разливе на открытой площадке место разлива засыпать песком с последующим его удалением. | -                 |

## 1.4 Характеристика основного и вспомогательного оборудования и технологические процессы нефтебазы

Характеристика объектов по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 Характеристика объектов по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности

| Наименование производств и помещений | Категория взрыво- и пожароопасности НПБ 105- | Класс пожаро- и взрывоопасности ПУЭ | Категория или группа взрывоопасной смеси по ГОСТ Р 55195-2012 [14] |
|--------------------------------------|--|-------------------------------------|--|
| Операторная                          | Д  | В-Гг                                | ПА   |
| Технологическая площадь              | Бн   | В-Гг                                | ПА   |
| Резервуарный парк                    | Бн   | В-Гг                                | ПА   |

Технологическая схема включает в себя следующие составляющие:

- две судовые установки слива-налива для операций с нефтепродуктами на существующем причале;
- четыре автомобильные установки с насосами налива под навесом (2 для темных нефтепродуктов, 2 для светлых нефтепродуктов);
- группа резервуаров № 1 состоящая из РВС-1 объемом 1000 м<sup>3</sup>, РВС-2 объемом 3000 м<sup>3</sup>, РВС-3 объемом 3000 м<sup>3</sup>;
- группа резервуаров № 2 состоящая из РВС-4 объемом 5000 м<sup>3</sup>, РВС-5 объемом 5000 м<sup>3</sup>, РВС-6 объемом 1000 м<sup>3</sup>;
- продуктовая насосная станция для обслуживания судовых установок и операций в парках;
- система сбора нефтепродуктов из технологического оборудования и трубопроводов;
- внутриплощадочные трубопроводы;
- хранение запаса и сбор дренажей системы теплоносителя;

|      |      |          |         |      |             |      |
|------|------|----------|---------|------|-------------|------|
|      |      |          |         |      | Общая часть | Лист |
|      |      |          |         |      |             | 38   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |             |      |

- система подогрева тёмных нефтепродуктов;
- система дозирования присадок.

В моей выпускной квалификационной работе схема технологических трубопроводов предусматривает выполнение следующих операций:

1. Прием судового топлива из судов-танкеров с последующей перекачкой его в группу резервуаров № 1.

2. Хранение мазута в резервуарном парке №1:

- перекачка из одного в другой резервуары;
- циркуляция в резервуарном парке;

-

подогрев мазута для обеспечения процессов налива в суда и автоцистерны;

3. Отпуск мазута в танкеры или заправка судов.

4. Прием дизельного топлива и ТСМ из судов-танкеров с последующей перекачкой его в резервуарный парк № 2.

5. Хранение дизельного топлива и топлива судового маловязкого в резервуарном парке №2:

- перекачка из одного в другой резервуары;
- циркуляция в резервуарном парке;
- отпуск дизельного топлива/ТСМ в автомобильные цистерны и суда-танкеры;

6. Дренаж технологического оборудования и трубопроводов в емкость аварийного слива.

7. Добавление присадок в технологические трубопроводы мазута и дизельного топлива, а также добавление ТСМ или дизельного топлива в технологический трубопровод мазута.

Продуктовая насосная обеспечивает работу в ручном и автоматическом режимах:

- перемещение нефтепродуктов из резервуарных парков №1 и №2 в судовые установки.

|             |             |                 |                |             |                    |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Общая часть</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                    | 39          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                    |             |

- циркуляцию нефтепродуктов внутри парков №1 и №2.
- внутрипарковые перекачки нефтепродуктов.

Судовая сливо-наливная установка

Для приема нефтепродуктов в/из судов-танкеров на существующем причальном сооружении предусматривается приемное устройство, которое представляет собой трубу с фланцами для присоединения гибких шлангов.

В период отсутствия выгрузки с танкера нефтепродуктов на фланцах приемного устройства устанавливаются заглушки.

Приемное устройство имеет штуцер с вентилем и заглушкой для слива остатков нефтепродуктов после окончания выгрузки топлива и дренирования гибких шлангов. Остатки топлива сливаются в небольшую емкость.

Выгрузка нефтепродуктов из танкера и транспортировка его в резервуарные парки №1 и №2 осуществляется через подключение к фланцам приемного устройства гибких шлангов.

Для дренирования гибких шлангов после окончания операции выгрузки нефтепродуктов с танкера на причале установлены «укосины», которые поднимают шланги для полного их освобождения от продукта.

Во время отсоединения гибких шлангов от приемного устройства под его присоединительными фланцами устанавливается переносной поддон, в который попадают незначительные загрязнения, возможные при указанной операции.

После окончания выгрузки топлива с танкера и заполнения резервуаров гибкие шланги дренируются, продуваются, отсоединяются от фланцев приемного устройства, фланца манифольда танкера, фланца стационарной береговой трубы.

Транспортировка нефтепродуктов производится по трубопроводу насосами, установленными в танкере.

|             |             |                 |                |             |                    |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Общая часть</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                    | 40          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                    |             |

При возникновении аварийной ситуации операция слива или налива прекращается в автоматическом режиме или в ручном.

Автомобильная эстакада на 4 поста налива нефтепродуктов

На двух островках налива осуществляется верхний дозированный налив. На одном островке осуществляется налив мазута, на другом – дизельного топлива и ТСМ.

Измерительные комплексы АСН-10ВГ изготовлены согласно требований промышленной безопасности и обеспечивают максимальную безопасность при операциях налива нефтепродуктов.

Налив нефтепродуктов осуществляется по безшланговой системе с помощью герметизированных устройств АСН-10ВГ, оборудованных ограничителями налива. Приборы для верхнего налива дизельного топлива подключены к коллекторам налива Ду 100 мм. Наливные стояки оснащены переносными каплесборниками.

В комплект АСН входит фильтрационное и насосное оборудование обеспечивающее забор нефтепродукта из резервуаров и порционный налив в автостерны.

Наливные устройства подключены к коллекторам мазута и дизельного топлива через затворы с электроприводом из углеродистой стали.

|             |             |                 |                |             |                    |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Общая часть</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                    | 41          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                    |             |

## 2 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Автоматизация резервуарного парка, расчет объема резервуарного парка, определение вместимости РП, выбор резервуаров, их размещение

#### 2.1.1 Автоматизация резервуарного парка

Для проведения операций по приему, хранению и отпуску нефтепродуктов резервуары оснащаются специальной арматурой и оборудованием, а также средствами автоматизации и сигнализации, обеспечивающим безопасную техническую эксплуатацию при:

- наполнении и опорожнении резервуара;
- зачистке и ремонте;
- замере уровня нефтепродуктов;
- перемешивание и нагрев продукта (для мазута);
- отборе проб.

В моей выпускной квалификационной работе я предлагаю применить систему Tankvision, которая предназначена для автоматизированного сбора, обработки и хранения данных о количестве нефтепродуктов в резервуарах и предоставления данных на АРМ оператора.

Система Tankvision основывается на косвенном методе статических измерений, при котором массу продукта определяют по результатам измерений в мерах вместимости:

- уровня продукта (стационарным уровнемером);
- плотности продукта (косвенным методом, стационарным измерителем гидростатического давления);

|            |      |              |         |      |  |                |      |        |
|------------|------|--------------|---------|------|--|----------------|------|--------|
|            |      |              |         |      | Проектирование комплекса по перевалке нефтепродуктов в сложных природно-климатических условиях |                |      |        |
| Изм.       | Лист | № докум.     | Подпись | Дата |  |                |      |        |
| Разраб.    |      | Якупов М.Р.  |         |      | РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ  | Лит.           | Лист | Листов |
| Руковод.   |      | Шадрина А.В. |         |      |  |                | 42   | 136    |
| Консульт.  |      | .            |         |      |  | ТПУ гр. 3-254Д |      |        |
| Рук-ль ОПП |      | Брусник О.В. |         |      |  |                |      |        |

-  
температуры продукта (стационарным преобразователем температуры);

Результаты измерений плотности и объема продукта приводят к стандартным условиям по температуре 15 °С или 20 °С.

Структурная схема автоматизации представлена на рисунке 2.1

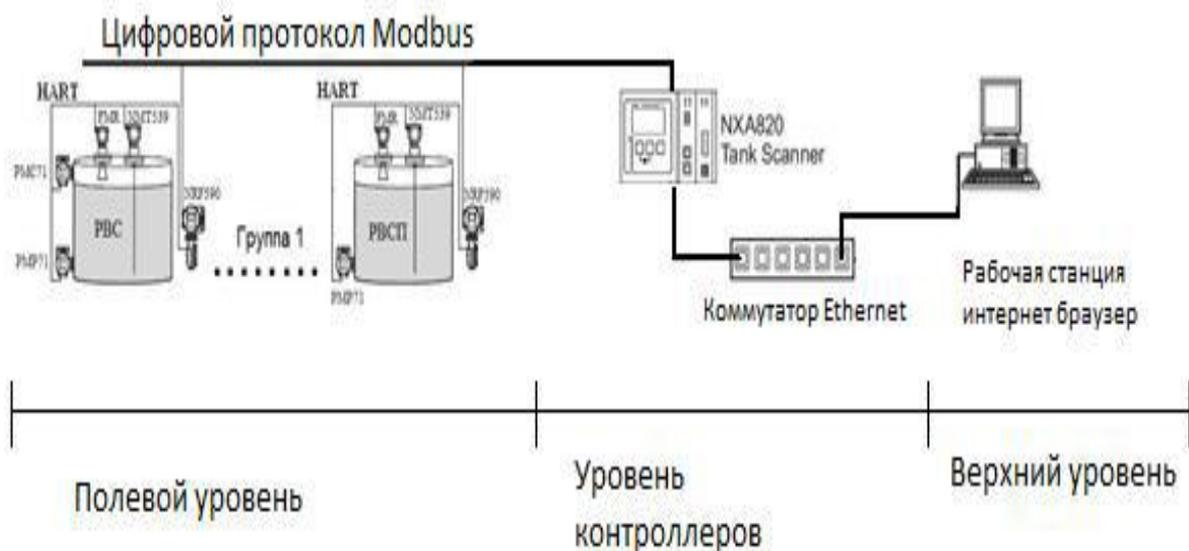


Рисунок 2.1 Структурная схема автоматизации резервуарного парка

На резервуарах предусмотрена установка приборов КИПиА системы Takvision, которая реализует следующие функции:

- измерение уровня нефтепродукта;
- измерение уровня подтоварной воды;
- 
- измерение поточечной и вычисление средней температуры нефтепродукта;
- 
- измерение гидростатического давления нефтепродукта (в нижнем поясе резервуаров);
- 
- измерение избыточного давления паров нефтепродукта (для резервуаров без понтона);

- расчет средней плотности нефтепродукта при текущей температуре;
- расчет брутто и нетто объема нефтепродукта;
- расчет массы нефтепродукта;

-

ввод заменяющих величин параметров (в случае отказа преобразователей уровня, температуры, давления, плотности, влагосодержания);

-

визуализацию технологических данных отдельно по каждому резервуару и по резервуарному парку в целом;

- архивирование технологических данных;
- автоматизированную подготовку и печать отчетной информации;
- разграничение прав пользователей;

-

контроль аварийного уровня разлива нефтепродукта и сигнализация с выдачей «сухого» контакта на отключение насосов при его достижении. Данный функционал системы реализован в качестве отдельно законченного устройства шкафа системы сигнализации предельного уровня (ШССПУ).

Каждый из резервуаров оснащается следующими датчиками и приборами для резервуаров РВС №1...РВС №6 (6 резервуаров):

- Радарный уровнемер Micropilot S FMR540 с параболической антенной, диаметром 250мм;
- Измеритель температуры многозонный Prothermo NMT539 совмещенный с датчиком подтоварной воды (диапазон измерения уровня подтоварной воды 1м);
- Преобразователь избыточного давления паров нефтепродукта Cerabar C PMC71;
- Преобразователь гидростатического давления Cerabar C PMP71, для измерения гидростатического давления продукта;
- Вибрационными датчиками предельного уровня (в количестве 3шт), для

|             |             |                 |                |             |                        |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Расчетная часть</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                        | 44          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                        |             |

контроля аварийных уровней взливов, сигнализации и передачи аварийных сигналов в систему автоматизации.

- Преобразователь Tank Side Monitor NRF590 (установка около обвалования резервуара, место установки согласуется с заказчиком) – производит сбор измеренных данных от радарного датчика уровня, многозонного датчика температуры, датчика гидростатического давления и датчика температуры окружающего воздуха, и выполняет ряд заданных вычислений.

Оборудование, установленное на открытой площадке, должно соответствовать исполнению категорий размещения 1 и 2 по ГОСТ 151 50-69. Исполнение по температуре от -40 до +50 °С.

Взрывозащита датчиков, расположенных во взрывоопасной зоне, обеспечивается использованием аппаратуры в специальном, взрывобезопасном исполнении.

Таблица 2.1 Состав оборудования КИП и А по резервуару

| Функция  | Датчик  |
|--|---|
| Измерение уровня нефтепродукта                                       | Радарный уровнемер Micropilot S FMR540,<br>-<br>погрешность измерения уровня - $\pm 1$ мм   |
| Измерение температуры продукта,<br>Измерение уровня подтоварной воды | Измеритель температуры многозонный<br>Prothermo NMT539<br>-<br>погрешность измерения температуры $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$<br>-<br>погрешность измерения уровня раздела сред - $\pm 2$ мм |
| Измерение избыточного давления паров нефтепродуктов                  | Преобразователь давления Cerabar S PMC71<br>- погрешность измерения $\pm 0,05\%$  |

Продолжение таблицы 2.1

|  |   |
|--|---|
| Измерение гидрооптического давления паров нефтепродуктов | Преобразователь давления Cerabar C PMP71<br>- погрешность измерения $\pm 0,05\%$                    |
| Сигнализаторы предельного уровня (верхнего)              | Вибрационный датчик предельного уровня<br>Диапазон срабатывания 10500 мм от дна резервуара. (2 шт.) |
| Сигнализаторы предельного уровня (нижнего)               | Вибрационный датчик предельного уровня. (1 шт.)   |

По сигналам сигнализаторов уровней происходит автоматическое закрытие задвижки на приемном трубопроводе резервуара с целью недопущения превышения верхнего аварийного уровня при его заполнении и нижнего аварийного уровня при опорожнении резервуара.

Для извещения о пожаре на кровле резервуаре предусматривается установка по четыре извещателя на РВС-1000, по шесть извещателей на РВС-3000, по шесть извещателей на РВС-5000 пожарных тепловых автоматических.

По периметру обвалования резервуарных парков осуществляется контроль загазованности с помощью датчиков, передающих сигнал на пост оператора.

|             |             |                 |                |             |                        |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Расчетная часть</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                        | 46          |

## 2.1.2 Расчёт объёма резервуарного парка

Таблица 2.2 –

Объёмы месячного ввоза и вывоза нефтепродуктов на нефтебазу (в процентах от годового грузооборота)

| Показатели                              | Месяц  |         |      |        |      |      |      |        |          |         |        |         |
|---|--------|---------|------|--------|------|------|------|--------|----------|---------|--------|---------|
|   | январь | февраль | март | апрель | май  | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь |
| Поступление                             | 2,5    | 3,4     | 4,8  | 7,2    | 9,1  | 12,8 | 16,7 | 15,1   | 14,2     | 7,9     | 4,2    | 2,1     |
| Выемка                                  | 2,2    | 3,1     | 4,6  | 7,1    | 10,2 | 13,6 | 15,4 | 14,8   | 13,3     | 7,2     | 5,6    | 2,9     |
| Остаток за месяц                        | 0,3    | 0,3     | 0,2  | 0,1    | -1,1 | -0,8 | 1,3  | 0,3    | 0,9      | 0,7     | -1,4   | -0,8    |
| Суммарный остаток по месяцам $\Delta V$ | 0,3    | 0,6     | 0,8  | 0,9    | -0,2 | -1   | 0,3  | 0,6    | 1,5      | 2,2     | 0,8    | 0       |

Расчетный объем резервуарного парка ( $V_p$ ) в % от годового грузооборота нефтебазы рассчитаем по формуле:

$$V_p = \Delta V_{\max} - \Delta V_{\min} \quad (2.1)$$

где  $\Delta V_{\max}$  – максимальный суммарный остаток;

$\Delta V_{\min}$  – минимальный суммарный остаток.

Данные параметры принимаем из таблицы 2.1.

$$V_p = 2,2 - (-1,4) = 3,6\%$$

Годовой грузооборот проектируемой нефтебазы принимаем 500000 т/год.

Тогда требуемая вместимость резервуарного парка составит:

$$M_p = 500000 \cdot 0,036 = 18000 \text{ т}$$

|      |      |          |         |      |                        |      |
|------|------|----------|---------|------|------------------------|------|
|      |      |          |         |      | <i>Расчетная часть</i> | Лист |
|      |      |          |         |      |                        | 47   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                        |      |

Определим процентное содержание:

$$PP_{G_{н/б}} = \frac{G_{н/нр}}{G_{н/б}} \cdot 100\% \quad (2.2)$$

где  $PP_{G_{н/б}}$  - содержание грузооборота данного вида нефтепродукта в общем грузообороте нефтебазы (процентное);

$G_{н/нр}$  - годовой грузооборот, т/год;

$G_{н/б}$  - общий грузооборот, т/год.

$$PP_{G_{н/б}} = \frac{150000}{500000} \cdot 100\% = 30\%$$

Аналогично определяем данный показатель для остальных нефтепродуктов.

Рассчитаем массу хранящегося нефтепродукта для дизельного топлива:

$$M_{н/н} = M_p \cdot \frac{PP_{G_{н/б}}}{100\%} \quad (2.3)$$

где  $M_{н/н}$  - масса хранящегося продукта, т;

$M_p$  - общая масса, т.

$$M_{н/н} = 18000 \cdot \frac{30,0}{100} = 5400 \text{ т}$$

Рассчитаем объем хранимого нефтепродукта на нефтебазе для дизельного топлива:

$$V_{н/н} = \frac{M_{н/н}}{\rho_{н/н}} \quad (2.4)$$

|             |             |                 |                |             |                        |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Расчетная часть</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                        | 48          |

$$V_{н/н} = \frac{M_{н/н}}{\rho_{н/н}} = \frac{5400}{0,86} = 6280 \text{ м}^3$$

Мазут

Определим процентное содержание мазута в общем грузообороте нефтебазы:

$$PP_{Гн/б} = \frac{170000}{500000} \cdot 100\% = 34\%$$

Рассчитаем массу хранящегося нефтепродукта для мазута:

$$M_{н/н} = 18000 \cdot \frac{34,0}{100} = 6120 \text{ т}$$

Рассчитаем объем хранимого нефтепродукта на нефтебазе для мазута:

$$V_{н/н} = \frac{M_{н/н}}{\rho_{н/н}} = \frac{6120}{0,965} = 6342 \text{ м}^3$$

ТСМ

Определим процентное содержание ТСМ в общем грузообороте нефтебазы:

$$PP_{Гн/б} = \frac{180000}{500000} \cdot 100\% = 36\%$$

Рассчитаем массу хранящегося нефтепродукта для ТСМ:

$$M_{н/н} = 18000 \cdot \frac{36,0}{100} = 6480 \text{ т}$$

Рассчитаем объем хранимого нефтепродукта на нефтебазе для ТСМ:

$$V_{н/н} = \frac{M_{н/н}}{\rho_{н/н}} = \frac{6480}{0,915} = 7082 \text{ м}^3$$

|             |             |                 |                |             |                        |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Расчетная часть</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                        | 49          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                        |             |

Плотности нефтепродуктов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 –

Плотность нефтепродуктов, подлежащих хранению на нефтебазе

| Тип нефтепродукта | Плотность, т/м <sup>3</sup> |
|-------------------|-----------------------------|
| Дизельное топливо | 0,860                       |
| Мазут             | 0,965                       |
| ТСМ               | 0,915                       |

Результаты расчета представим в таблице 2.3.

Таблица 2.3 –

Количество нефтепродуктов для хранения на проектируемой нефтебазе

| Тип нефтепродукта | % от годового грузооборота | Масса, т | Объем, м <sup>3</sup> |
|-------------------|----------------------------|----------|-----------------------|
| Дизельное топливо | 30,0                       | 5400     | 6280                  |
| Мазут             | 34,0                       | 6120     | 6342                  |
| ТСМ               | 36,0                       | 6480     | 7082                  |
| Итого             | 100                        | 18000    | 19704                 |

### 2.1.2 Выбор типа и количества резервуаров

Количество и объем резервуаров рассчитаем по требуемому объему для хранения нефтепродуктов (таблица 2.3) в соответствии с требованиями СП 155.13130.2014 «Склады нефти и нефтепродуктов».

Для дизельных топлив, мазута и ТСМ - резервуары со стационарной крышей.

Результаты выбора резервуаров представим в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Выбор резервуаров по видам нефтепродуктов

| Тип нефтепродукта | Объем, м <sup>3</sup> | Тип резервуара     | Кол-во, шт. |
|-------------------|-----------------------|--------------------|-------------|
| Дизельное топливо | 6280                  | РВС 5000, РВС 1000 | 2*          |
| Мазут             | 6342                  | РВС 3000, РВС 1000 | 3           |
| ТСМ               | 7082                  | РВС 5000, РВС 1000 | 2*          |

2\* - принимаем 2 резервуара РВС-5000 и 1 резервуар РВС-1000 для хранения дизельного топлива и ТСМ с учётом цикличности хранения разных продуктов в РВС.

Таблица 2.5 – Характеристики резервуаров

| Наименование оборудования       | Кол-во, шт. | Расположение                              | Назначение                        | Объем                   |
|---------------------------------|-------------|---|-----------------------------------|-------------------------|
| Резервуар стальной вертикальный | 2           | Резервуарный парк V = 5000 м <sup>3</sup> | Хранение дизельного топлива и ТСМ | V = 5000 м <sup>3</sup> |
| Резервуар стальной вертикальный | 1           | Резервуарный парк V = 1000 м <sup>3</sup> | Хранение дизельного топлива и ТСМ | V = 1000 м <sup>3</sup> |
| Резервуар стальной вертикальный | 1           | Резервуарный парк V = 1000 м <sup>3</sup> | Хранение мазута                   | V = 1000 м <sup>3</sup> |
| Резервуар стальной вертикальный | 2           | Резервуарный парк V = 3000 м <sup>3</sup> | Хранение мазута                   | V = 3000 м <sup>3</sup> |

Определим номинальный объем резервуарного парка нефтебазы:

$$V_{\text{общ}} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot V_{\text{ином}} \quad (2.5)$$

Общий номинальный объем резервуарного парка нефтебазы составляет

:

$$V_{\text{общ}} = 2 \cdot 1000 + 2 \cdot 5000 + 2 \cdot 3000 = 18000 \text{ м}^3$$

|      |      |          |         |      |                        |      |
|------|------|----------|---------|------|------------------------|------|
|      |      |          |         |      | <i>Расчетная часть</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                        | 51   |

### 2.1.3 Расчет обвалования резервуарного парка

При расчете устойчивости земляного обвалования следует учитывать следующие условия:

- А) физико-механические характеристики грунтов обвалования и его основания;
- Б) расчетную высоту обвалования;
- В) гидростатическое давление разлившейся жидкости по условиям п.17.1.35. во всех случаях в основании обвалования должен быть предусмотрен контактный слой толщиной не менее 0,3 м (для сопряжения тела обвалования с основанием).

Таблица 2.6 – Мероприятия непроницаемости обвалования

| Виды укрепления откосов обвалования  | Климатические зоны по СНИП 2.05.02-85 | Характеристики грунтов основания            | Наибольшая крутизна откосов обвалования |
|--|---------------------------------------|---|---|
| 1. Укрепление внутреннего откоса глиной толщиной 0,15 м  | III                                   | Любые грунты кроме тяжелых суглинков и глин | 1:1,5                                   |
| 2. Укрепление внутреннего откоса глинобетоном (80 % глины и 20 % щебня) слоем 0,15 м   | III                                   | Любые грунты кроме тяжелых суглинков и глин | 1:1,5                                   |
| 3. Укрепление внутреннего откоса щебеночно-гравийным или песчаными материалами с обработкой органическими вяжущими толщиной 0,06 м, при высоте обвалования менее 2 м, 0,1 м при высоте обвалования 2 м и более | III                                   | Любые грунты                                | 1:1,5                                   |

|  |                    |  |                   |
|--|--------------------|--|-------------------|
| 4. Укрепление внутреннего откоса грунтом, обработанным минеральными материалами (цемент, известь толщиной до 0,1 м | II<br>,<br>II<br>I | Любые грунты кроме засоленных тяжелых суглинков и глин | 1<br>:<br>1,<br>5 |
| 5. Засев травами с плакировкой по растительному слою земли толщиной 0,15 м   | II<br>,<br>II<br>I | Суглинок и глинистые                                   | 1<br>:<br>1,<br>5 |

При проектировании нефтебазы, в моей выпускной квалификационной работе будем придерживаться следующих принципов:

Технологические трубопроводы должны обеспечивать возможность перекачки в случае аварии из резервуаров одной группы в резервуары другой группы, а при наличии в резервуарном парке одной группы – из резервуара в резервуар.

Для перехода через обвалование или ограждающую стену, а также для входа на обсыпку резервуаров, на противоположных сторонах обвалования (ограждающей стены) или обсыпки необходимо предусматривать лестницы-переходы (входы) шириной 0,7 м и не менее:

- четырех переходов или входов на обсыпку – для группы резервуаров;

- двух переходов –

для отдельно стоящих резервуаров и одного входа на обсыпку.

К отдельно стоящему резервуару отнесен также блок наземных резервуаров вместимостью до 4000 м<sup>3</sup> включительно, располагаемый отдельно, если расстояние между переходами не превышает 150 м.

Согласно ГОСТ Р 53324-2009 «Ограждения резервуаров» принимаем следующие показатели и правила для резервуаров при размещении их в парке:

Полученные в результате расчета резервуары для хранения дизельного топлива и мазута  $V = 1000 \text{ м}^3$  в количестве 2 штук размещаем отдельностоящими.

Полученные в результате расчета резервуары для хранения дизельного топлива и ТСМ  $V = 5000 \text{ м}^3$  в количестве 2 штук размещаем в одной группе в один ряд.

Расстояние между стенами резервуаров принимаем равными  $0,6 D$ , т.е.

$$0,6 \cdot 22,8 = 13,7 \text{ м} \approx 14 \text{ м}.$$

Проведем расчет высоты обвалования для группы, состоящей из 2-х резервуаров РВС-3000 и одного РВС-1000.

Номинальный объем резервуаров 1000 и 3000  $\text{м}^3$ .

Площадь группы резервуаров: 5480  $\text{м}^2$

Высота обваловки:

$$h = V / S = 7000 / 5480 = 1,27 \text{ м}. \quad (2.6)$$

Общая высота обваловки составит:

$$H = h + 0,2 = 1,27 + 0,2 = 1,47 \text{ м}. \quad (2.7)$$

Округляем высоту обваловки до стандартного значения и принимаем  $H = 1,5 \text{ м}$ .

Расчет высоты обвалования группы из 2-х резервуаров РВС-5000 и одного резервуара РВС-1000.

Номинальный объем резервуаров 5000 и 1000  $\text{м}^3$ .

Площадь группы резервуаров: 8246  $\text{м}^2$ .

Высота обваловки:

$$h = V / S = 11000 / 8246 = 1,34 \text{ м}.$$

Общая высота обваловки составит:

|             |             |                 |                |             |                        |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Расчетная часть</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                        | 54          |

$$H = h + 0,2 = 1,34 + 0,2 = 1,54 \text{ м.}$$

Принимаем  $H = 1,6 \text{ м.}$

Каждый резервуар должен быть оснащен полным комплектом оборудования, предусмотренным проектом, в зависимости от назначения и условий эксплуатации. В паспорте на резервуар приводятся технические данные на установленное на нем оборудование.

Для стальных вертикальных цилиндрических резервуаров применяем следующее оборудование:

- дыхательные клапаны, предохранительные клапаны;
- аварийный клапан;
- стационарные сниженные пробоотборники;
- огневые предохранители, приборы контроля и сигнализации;
- противопожарное оборудование;
- сифонный водоспускной кран;
- приемораздаточные патрубки, ПРУ;
- люки-лазы, люки световые, люки замерные;
- 

оборудование для размыва донных отложений и перемешивания «УПС-ЕВНАТ»;

- зачистные патрубки;
- подогреватели для резервуаров для хранения мазута

Произведем расчет дыхательного клапана для резервуара РВС 1000 м<sup>3</sup>.

Подача закачиваемого нефтепродукта 450 м<sup>3</sup>/ч.

Объем резервуара 1000 м<sup>3</sup>.

Расчет дыхательного клапана начинают с определения его пропускной способности и характерного диаметра.

Определим необходимую пропускную способность клапана:

$$Q = 2,71 \cdot Q_3 + k_1 \cdot V_P = 2,71 \cdot 450 + 0,026 \cdot 1000 = 1245,5 \text{ м}^3/\text{ч.} \quad (2.8)$$

|             |             |                 |                |             |                        |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Расчетная часть</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                        | 55          |

Выбираем клапан дыхательный КДС-3000 с характерным диаметром 250 мм.

Площадь проходного сечения клапана

$$S = \pi \cdot D^2 / 4 = 3,14 \cdot 0,3^2 / 4 = 0,07 \text{ м}^2. \quad (2.9)$$

Расход паров нефтепродукта через клапан

$$Q = S \cdot \mathcal{G}, \quad (2.10)$$

откуда скорость истечения

$$\mathcal{G} = Q / S = 450 / 3600 / 0,07 = 1,79 \text{ м/с} \quad (2.11)$$

что не превышает допустимую скорость, равную 1 – 2 м/с.

Значит подбор дыхательного клапана произведен верно.

## 2.2 Гидравлические расчёты трубопроводов

Для выполнения гидравлического расчета технологических трубопроводов необходимо просчитать следующие участки:

1. для приема/отпуска нефтепродуктов с причала:
  - причал – резервуарный парк;
2. для внутрибазовой перекачки:
  - насосная станция – резервуар для хранения дизельного топлива;
  - насосная станция – резервуар для хранения мазута;
  - насосная станция – резервуар для хранения ТСМ;
3. для налива нефтепродуктов в танкеры:
  - насосная станция – причал.

|             |             |                 |                |             |                        |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Расчетная часть</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                        | 56          |

## 2.2.1 Гидравлический расчет участка «насосная станция – резервуар для хранения дизельного топлива»

Гидравлический расчет технологических трубопроводов начинается с предварительного определения внутреннего диаметра трубопровода:

$$D_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{4Q}{\pi \cdot g \cdot 3600}}, \quad (2.12)$$

где  $Q$  – производительность ПРУ резервуара, м<sup>3</sup>/ч;

$g$  – скорость движения жидкости в трубопроводе, м/с.

Предварительно принимаем скорость движения по табл. 4.3 прил. 4 [3].

Данный трубопровод является нагнетательным, принимаем  $g = 2,5$  м/с.

$$D_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 450}{3,14 \cdot 2,5 \cdot 3600}} = 0,192 \text{ м.}$$

Принимаем ближайший больший диаметр по сортаменту.

Согласно табл. 4.6 прил. 4 [3] принимаем наружный диаметр  $D_{\text{н}} = 318$  мм и толщину стенки  $\delta = 9$  мм.

Уточняем внутренний диаметр трубопровода по формуле:

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2 \cdot \delta \quad (2.13)$$

$$D_{\text{вн}} = 0,318 - 2 \cdot 0,009 = 0,300 \text{ м}$$

После этого определяем фактическую скорость движения жидкости в трубопроводе, выражая ее из формулы:

$$g = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot 3600} \quad (2.14)$$

|             |             |                 |                |             |                        |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Расчетная часть</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                        | 57          |

$$v = \frac{4 \cdot 450}{3,14 \cdot 0,300^2 \cdot 3600} = 1,42 \text{ м/с.}$$

Определяем режим течения жидкости.

Число Рейнольдса необходимо определять для наихудших условий, то есть для максимальной расчетной вязкости (при минимальной температуре):

$$Re = \frac{\rho \cdot D_{вн}}{\nu}, \quad (2.15)$$

$$Re_1 = \frac{10 \cdot D_{вн}}{\Delta_э}, \quad (2.16)$$

$$Re_2 = \frac{500 \cdot D_{вн}}{\Delta_э}, \quad (2.17)$$

где  $\nu$  – вязкость при минимальной температуре,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;

$\Delta_э$  – эквивалентная шероховатость труб, мм.

Согласно [3] принимаем новые бесшовные стальные трубы с  $\Delta_э = 0,02$  мм.

$$Re = \frac{1,42 \cdot 0,300}{9 \cdot 10^{-7}} = 488765;$$

$$Re_1 = \frac{10 \cdot 0,300}{0,02 \cdot 10^{-3}} = 167500;$$

$$Re_2 = \frac{500 \cdot 0,300}{0,02 \cdot 10^{-3}} = 83750000.$$

Так как  $Re_1 \leq Re \leq Re_2$ , то режим течения турбулентный (зона смешанного трения). В данном случае коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  определяется по формуле Альтшуля:

|             |             |                 |                |             |                        |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Расчетная часть</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                        | 58          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                        |             |

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{68}{\text{Re}} + \frac{\Delta_{\text{э}}}{D_{\text{вн}}} \right)^{0,25}$$

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{68}{488765} + \frac{0,02 \cdot 10^{-3}}{0,300} \right)^{0,25} = 0,0102.$$

Потери напора по длине трубопровода с учетом местных сопротивлений определяются по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h = \left( \lambda \cdot \frac{l}{D_{\text{вн}}} + \sum \xi \right) \cdot \frac{g^2}{2 \cdot g}, \quad (2.18)$$

где  $l$  – длина рассматриваемого участка, м;

$\xi$  – коэффициент местных сопротивлений.

На данном участке имеются следующие местные сопротивления:

- задвижка (полностью открытая) – 4 шт. ( $\xi = 0,15$ );
- тройник – 8 шт. ( $\xi = 0,32$ );
- колено плавное с углом поворота  $90^0$  – 2 шт. ( $\xi = 0,23$ );
- вход в резервуар через пруд ( $\xi = 1$ ).

$$\sum \xi = 4 \cdot 0,15 + 8 \cdot 0,32 + 2 \cdot 0,23 + 1 = 4,62.$$

$$h = \left( 0,0118 \cdot \frac{189}{0,300} + 4,62 \right) \cdot \frac{1,42}{2 \cdot 9,81} = 2,872 \text{ м.}$$

Определим высоту вслива жидкости в резервуаре по формуле:

$$H_{\text{всл}} = k_u \cdot H_p, \quad (2.19)$$

где  $H_{\text{всл}}$  – высота вслива, м;

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

$k_u$  – коэффициент использования для резервуара.

$H_p$  – высота резервуара, м.

Согласно табл. 2.4 прил.2 [3] принимаем  $k_u = 0,84$ .

Согласно табл.1 принимаем  $H_p = 11,95$  м.

$$H = 11,95 \cdot 0,84 = 10,04 \text{ м.}$$

Определяем полные потери напора на участке по формуле:

$$H_{пол} = h + H_{взл} + \Delta z, \quad (2.20)$$

где  $\Delta z$  – разность геодезических отметок трубопровода, м.

$$H_{пол} = 3,647 + 15,04 + 0,5 = 19,183 \text{ м.}$$

Так как максимальный напор принятого насоса составляет 28 м, то для перекачки дизельного топлива по данному участку его будет достаточно.

Регулирование напора производится методом частотного регулирования привода.

### **2.2.2 Гидравлический расчет участка «насосная станция – резервуар для хранения мазута»**

Предварительно принимаем скорость движения по табл. 4.3 прил. 4 [3].

Данный трубопровод является нагнетательным, принимаем  $\vartheta = 2,0$  м/с.

$$D_{вн} = \sqrt{\frac{4 \cdot 450}{3,14 \cdot 2,0 \cdot 3600}} = 0,282 \text{ м.}$$

Согласно табл. 4.6 прил. 4 [3] принимаем наружный диаметр  $D_n = 300$  мм и толщину стенки  $\delta = 6$  мм.

Уточняем внутренний диаметр трубопровода:

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

$$D_{\text{вн}} = 0,299 - 2 \cdot 0,006 = 0,287 \text{ м.}$$

После этого определяем фактическую скорость движения жидкости в трубопроводе

$$g = \frac{4 \cdot 450}{3,14 \cdot 0,287^2 \cdot 3600} = 1,933 \text{ м/с.}$$

Определяем режим течения жидкости.

$$Re = \frac{1,933 \cdot 0,287}{8,1 \cdot 10^{-7}} = 684500;$$

$$Re_1 = \frac{10 \cdot 0,287}{0,02 \cdot 10^{-3}} = 143500;$$

$$Re_2 = \frac{500 \cdot 0,287}{0,02 \cdot 10^{-3}} = 71750000.$$

Так как  $Re_1 \leq Re \leq Re_2$ , то режим течения турбулентный (зона смешанного трения).

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{68}{Re} + \frac{\Delta_g}{D_{\text{вн}}} \right)^{0,25}. \quad (2.21)$$

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{68}{684500} + \frac{0,02 \cdot 10^{-3}}{0,287} \right)^{0,25} = 0,0125.$$

На данном участке имеются следующие местные сопротивления:

- задвижка (полностью открытая) – 4 шт. ( $\xi = 0,15$ );
- тройник – 6 шт. ( $\xi = 0,32$ );
- колено плавное с углом поворота  $90^\circ$  – 2 шт. ( $\xi = 0,23$ );
- вход в резервуар через пружину ( $\xi = 1$ ).

|             |             |                 |                |             |                        |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Расчетная часть</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                        | 61          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                        |             |

$$\sum \xi = 4 \cdot 0,15 + 6 \cdot 0,32 + 2 \cdot 0,23 + 1 = 3,98.$$

$$h = \left( 0,0125 \cdot \frac{220}{0,287} + 3,98 \right) \cdot \frac{1,933^2}{2 \cdot 9,81} = 2,615 \text{ м.}$$

Согласно табл.3 принимаем  $H_p = 11,95$  м.

$$H_{вз} = 0,84 \cdot 11,95 = 10,04 \text{ м}$$

$$H_{пол} = 2,615 + 10,04 + 0,5 = 12,7 \text{ м}$$

Так как максимальный напор принятого насоса составляет 28,0 м, то для перекачки мазута по данному участку его будет достаточно. Регулирование напора производится путем частотного регулирования привода.

### 2.2.3 Гидравлический расчет участка «резервуар для хранения мазута – насосная станция»

Предварительно принимаем скорость движения по табл. 4.3 прил. 4 [3].

Данный трубопровод является всасывающим, принимаем  $\vartheta = 1,5$  м/с.

$$D_{вн} = \sqrt{\frac{4 \cdot 450}{3,14 \cdot 1,5 \cdot 3600}} = 0,325 \text{ м.}$$

Согласно табл. 4.6 прил. 4 [3] принимаем наружный диаметр  $D_n = 325$  мм и толщину стенки  $\delta = 6$  мм.

Уточняем внутренний диаметр трубопровода по формуле:

$$D_{вн} = 0,325 - 2 \cdot 0,006 = 0,313 \text{ м.}$$

|             |             |                 |                |             |                        |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Расчетная часть</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                        | 62          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                        |             |

Определяем фактическую скорость движения жидкости в трубопроводе

:

$$g = \frac{4 \cdot 450}{3,14 \cdot 0,313^2 \cdot 3600} = 1,625 \text{ м/с.}$$

Определяем коэффициент гидравлического сопротивления:

$$Re = \frac{1,625 \cdot 0,313}{8,1 \cdot 10^{-7}} = 627640;$$

$$Re_1 = \frac{10 \cdot 0,313}{0,02 \cdot 10^{-3}} = 156500;$$

$$Re_2 = \frac{500 \cdot 0,313}{0,02 \cdot 10^{-3}} = 7825000;$$

Так как  $Re_1 \leq Re \leq Re_2$ , то

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{68}{627640} + \frac{0,02 \cdot 10^{-3}}{0,313} \right)^{0,25} = 0,0126.$$

На данном участке имеются следующие местные сопротивления:

- задвижка (полностью открытая) – 4 шт. ( $\xi = 0,15$ );
- тройник – 6 шт. ( $\xi = 0,32$ );
- колено плавное с углом поворота  $90^0$  – 2 шт. ( $\xi = 0,23$ );
- вход в резервуар через пруд ( $\xi = 1$ ).

$$\sum \xi = 4 \cdot 0,15 + 6 \cdot 0,32 + 2 \cdot 0,23 + 1 = 3,98.$$

|             |             |                 |                |             |                        |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Расчетная часть</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                        | 63          |

$$h = \left( 0,0126 \cdot \frac{220}{0,3113} + 3,98 \right) \cdot \frac{1,625^2}{2 \cdot 9,81} = 1,681 \text{ м.}$$

Выполняем проверку на необходимую высоту всасывания для насоса:

$$H_s \geq |0,8 - 0,5 - 1,681|;$$

$$2,96 \geq |-1,|.$$

Условие выполняется, следовательно, данный насос при данных условиях обеспечивает всасывание и перекачку мазута Дз с заданной производительностью.

#### 2.2.4 Гидравлический расчет участка «причал – резервуар»

Диаметр, скорость жидкости и коэффициент гидравлического сопротивления на данном участке равны соответственно величинам, рассчитанным в п. 2.2.1 – 2.2.3.

На данном участке имеются следующие местные сопротивления:

- задвижка (полностью открытая) – 4 шт. ( $\xi = 0,15$ );
- тройник – 2 шт. ( $\xi = 0,32$ );
- колено плавное с углом поворота  $90^0$  – 2 шт. ( $\xi = 0,23$ );
- фильтр для нефтепродуктов -2 шт. ( $\xi = 1,7$ );
- счетчик – 2 шт ( $\xi = 0,7$ ).

Сумма местных сопротивлений на данном участке равняется:

$$\sum \xi = 4 \cdot 0,15 + 0,32 + 3 \cdot 0,23 + 1,7 + 0,7 = 7,2.$$

Определяем потери напора по формуле

- для дизельного топлива

$$h = \left( 0,0120 \cdot \frac{210}{0,434} + 7,2 \right) \cdot \frac{1,503^2}{2 \cdot 9,81} = 1,496 \text{ м;}$$

- для мазута

|             |             |                 |                |             |                        |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Расчетная часть</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                        | 64          |

$$h = \left( 0,0126 \cdot \frac{210}{0,313} + 7,2 \right) \cdot \frac{1,625^2}{2 \cdot 9,81} = 2,108 \text{ м.}$$

Величину

$\Delta z$  условно принимаем равной (0 м, т.е. когда разница уровня жидкости в практически пустой цистерне относительно входа насоса составляет 0 м.

Выполняем проверку на необходимую высоту всасывания для насоса:

- для дизельного топлива

$$H_s \geq |0,8 - 0 - 1,496|; \dots\dots\dots 2,89 \geq |-0,696|;$$

- для мазута

$$H_s \geq |0,8 - 0 - 2,108|; \dots\dots\dots 3,96 \geq |-1,308|.$$

Условие выполняется, следовательно, принятые насосы при данных условиях обеспечивает всасывание и перекачку нефтепродуктов с заданной производительностью.

### 2.2.5 Гидравлический расчет участка «Резервуар – АСН»

На данном участке имеются следующие местные сопротивления:

- задвижка (полностью открытая) – 4 шт. ( $\xi = 0,15$ );
- тройник                               –           12                               шт.                               ( $\xi = 0,32$ ) (количество тройников принято с учетом половины числа цистерн);
- колено плавное с углом поворота  $90^0$  – 2 шт. ( $\xi = 0,23$ );
- универсальный сливной прибор ( $\xi = 0,5$ );
- фильтр для нефтепродуктов ( $\xi = 1,7$ );
- счетчик расхода продукта ( $\xi = 10$ ).

Сумма местных сопротивлений на данном участке равняется:

$$\sum \xi = 4 \cdot 0,15 + 12 \cdot 0,32 + 2 \cdot 0,23 + 0,5 + 1,7 + 10 = 17,69.$$

|             |             |                 |                |             |                        |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Расчетная часть</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                        | 65          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                        |             |

Определяем потери напора

- для дизельного топлива

$$h = \left( 0,0118 \cdot \frac{30}{0,335} + 17,69 \right) \cdot \frac{2,522^2}{2 \cdot 9,81} = 6,08 \text{ м};$$

- для мазута

$$h = \left( 0,0125 \cdot \frac{30}{0,287} + 17,69 \right) \cdot \frac{2,1933^2}{2 \cdot 9,81} = 3,619 \text{ м}.$$

Высоту вслива в данном случае можно принять равной 0.

Таким образом, ориентировочно принимая  $\Delta z = 0$  м, определяем требуемый напор насоса:

- для дизельного топлива

$$H_{\text{пол}} = 6,08 + 0 - 0 = 6,08 \text{ м};$$

- для мазута

$$H_{\text{пол}} = 3,619 + 0 - 0 = 3,619 \text{ м}.$$

Так как максимальный напор принятого насоса составляет соответственно 28 м, то для перекачки обоих продуктов при наихудших условиях (при максимальной вязкости и удалении) по данному участку его будет достаточно.

Регулирование напора производится путем частотного регулирования привода.

## 2.3 Механические расчёты трубопроводов, выбор компенсаторов

### 2.3.1 Исходные данные

Характеристики трубопровода на участке представлены в таблице 2.7.

|             |             |                 |                |             |                        |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Расчетная часть</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                        | 66          |

Таблица 2.7 - Характеристика трубопровода

| Диаметр трубопровода, мм (дюйм) | Толщина стенки $\delta$ , мм | Категория  | Материал     | Проектное давление, МПа | Температура продукта, °С | Рабочий продукт |
|---------------------------------|------------------------------|------------|--------------|-------------------------|--------------------------|-----------------|
| 300 мм                          | 9,5                          | Нормальный | X65 (API 5L) | 1,6                     | +20,0                    | Мазут           |
| 300 мм                          | 10,4                         | Средний    | X65 (API 5L) | 1,6                     | +20,0                    | Мазут           |

Свойства материала стали X65 (API 5L) представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 - Свойства материала

| Марка стали по API 5L | Предел текучести $\sigma_T$ , МПа | Сопротивление разрыву $\sigma_B$ , МПа | Модуль упругости E, МПа | Коэфф. Пуассона $\mu$ |
|-----------------------|-----------------------------------|--|-------------------------|-----------------------|
| X65                   | 448                               | 530                                    | 207000                  | 0,3                   |

Характеристики изоляции проектируемых трубопроводов представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 - Характеристики изоляции проектируемых трубопроводов

| Диаметр трубопровода, мм(дюйм) | Толщина стенки $\delta$ , мм | Толщина изоляционного покрытия, мм | Погонная масса изоляционного покрытия, кг/м |
|--------------------------------|------------------------------|------------------------------------|---|
| 300 мм                         | 9,5                          | 3,2                                | 6,0   |
|                                | 10,4                         | 3,2                                | 6,0   |

Свойства грунта на участке размещения трубопровода представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 - Характеристики грунтов

| Название грунта                  | Естественная влажность, % | Угол внутреннего трения, град | Сцепление грунта, кПа | Естественная плотность, г/см <sup>3</sup> |
|----------------------------------|---------------------------|-------------------------------|-----------------------|---|
| Суглинок мягко- и тугопластичный | 26                        | 15                            | 15                    | 1,85                                      |
| Суглинок полутвердый и твердый   | 22                        | 23                            | 28                    | 1,92                                      |
| Супесь пластичная                | 26                        | 18                            | 9                     | 1,80                                      |
| Гравийный и дресвяный грунт      | 15,3                      | 40                            | 1                     | 2,17                                      |
| Галечниковый и щебенистый грунты | 13,3                      | 40                            | 1                     | 2,17                                      |

### 2.3.2 Расчетная схема

Расчет трубопроводов выполнялся с помощью программы AutoPIPE PL US v.6.0.

Проверочный расчет на прочность, приведенный ниже, предполагает проверку прочности трубопровода в соответствии с критериями СТУП, при условии прокладки трубы в проектном положении, т.е. геометрия модели трубопровода полностью соответствует совмещенному плану-профилю.

Несоответствия реального и проектного положения трубопровода, что, к сожалению, иногда встречается на практике, в расчете не учитываются.

Нелинейность пружинных элементов заключается в следующем: реакция грунта на перемещение трубы, принимается в виде зависимости, показанной на рисунке 2.1.

Здесь  $P$  – погонная сила со стороны грунта на трубу, и – перемещение трубы.

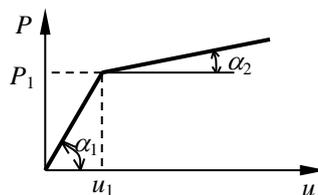


Рисунок 2.1 – Реакция грунта на перемещение трубы

Характерными величинами, являются сила  $P_1$  и коэффициенты жесткости  $k_1, k_2$ , равные тангенсам углов наклона  $\alpha_1, \alpha_2$  соответствующих участков. По рекомендации AutoPIPE, принимаем  $k_2 = 0$  (т.к. данные для надежного определения  $k_2$ , отсутствуют). Таким образом, на практике используем представление грунта как идеально упругопластической среды, как показано на рисунке 2.2.

Заметим, что если  $k_2 = 0$ ,  $P_1$  будет силой сопротивления грунта при любом перемещении, превышающем значение  $u_1$ , где  $P$  – погонная сила со стороны грунта на трубу,  $u$  – перемещение трубы.

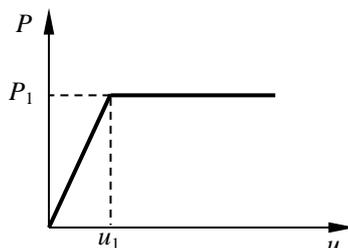


Рисунок 2.2 - Реакция грунта на перемещение трубы  
(грунт - идеально упругопластичная среда)

Необходимо отметить, что, несмотря на использование термина «пластичность», грунт рассматривается по существу как нелинейно-упругая среда.

В случае упругопластического поведения при одном и том же перемещении возможны различные значения силы в зависимости от пути деформирования, где  $P$  – погонная сила со стороны грунта на трубу,  $u$  – перемещение трубы

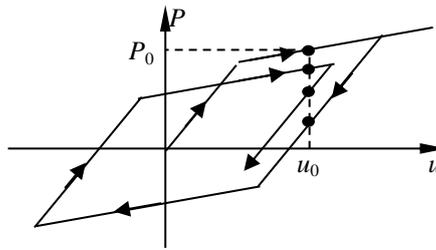


Рисунок 2.3 – Зависимость между перемещением и силой при разгрузке и повторных нагружениях.

На рисунке 2.3 показана зависимость между перемещением и силой для пути деформирования, включающего разгрузки и повторные нагружения, для упруго-пластичного тела. Видно, что для некоторого перемещения  $u_0$  реакция может быть различной в зависимости от этапа деформирования.

### 2.3.3 Модель трубопровода

При моделировании граничных условий на концах рассчитываемого участка, поступаем следующим образом. От крайних точек рассчитываемого участка трубопровода моделируем отрезки трубопровода длиной 50 м, концы этих отрезков закрепляем неподвижно.

Данная длина граничных отрезков (50 м) принята из условия, чтобы краевые эффекты (граничные условия каждого свободного конца модели) не оказывали значительного воздействия на рассчитываемый участок.

Прочность сварного шва принята равной прочности основного материала трубопровода.

### 2.3.4 Комбинации нагрузок

В данном расчете используются следующие виды нагрузок:

$GR$  – гравитационные нагрузки

$P$  – нагрузки от действия внутреннего давления;

$T$  – температурные нагрузки;

|             |             |                 |                |             |                        |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Расчетная часть</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                        | 70          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                        |             |

$E1, E2, E3$  – случаи статического сейсмического нагружения.

Нагрузка  $E1$  включает в себя сейсмические ускорения, выраженные в долях ускорения свободного падения, и направленные:

- против оси  $Y$ ;
- по оси  $Z$ .

Нагрузка  $E2$  включает в себя сейсмические ускорения, выраженные в долях ускорения свободного падения, и направленные:

- против оси  $Y$ ;
- по оси  $X$ .

Нагрузка  $E3$  включает в себя сейсмические ускорения, выраженные в долях ускорения свободного падения, и направленные:

- против оси  $Y$ ;
- против оси  $X$ .

При выводе результатов использовались следующие комбинации нагрузок:

|   |   |
|---|---|
| $SUM$   | – |
| содержит сумму нагрузок от действия гравитации, давления и температуры;   |   |
| $GR+T+P+E1$   | – |
| содержит сумму нагрузок от действия гравитации, давления и температуры, а также нагрузки от сейсмического воздействия по $E1$ ; |   |
| $GR+T+P+E2$   | – |
| содержит сумму нагрузок от действия гравитации, давления и температуры, а также нагрузки от сейсмического воздействия по $E2$ ; |   |
| $GR+T+P+E3$   | – |
| содержит сумму нагрузок от действия гравитации, давления и температуры, а также нагрузки от сейсмического воздействия по $E3$ . |   |

### 2.3.5 Результаты расчета

В таблице 2.11 представлены максимальные напряжения, возникающие в трубопроводе.

Таблица 2.11 - Максимальные напряжения возникающие в трубопроводе

| Категория трубопровода | Тип прокладки | Номер узла | $\sigma_{hp}$ , МПа | $\sigma_l$ , МПа |         | $\tau$ , МПа |
|------------------------|---------------|------------|---------------------|------------------|---------|--------------|
|                        |               |            |                     | Макс.            | Мин.    |              |
| Нормальный             | прямая        | 1          | 318                 | 29               | 12      | 1            |
|                        | упругий изгиб | 2          |                     | 28(106,9)        | 13(91)  | 1            |
|                        | отвод         | 3          |                     | 195              | -67     | 4            |
| Средний                | прямая        | 4          | 268                 | 16               | -6      | 1            |
|                        | упругий изгиб | 5          |                     | 5(83,9)          | 3(81,9) | 0            |
|                        | отвод         | 6          |                     | 150              | -92     | 2            |

Т.к. программа AutoPIPE при расчете продольных напряжений не учитывает напряжения, возникающие на участках выполненных с помощью упругого изгиба трубопровода, то к максимальным продольным напряжениям, определяемым по программе AutoPIPE, прибавляем абсолютное значение напряжений от упругого изгиба.

### 2.3.6 Проверка общих условий прочности

Проверка трубопроводов проводится по условиям максимальных кольцевых и эквивалентных напряжений:

Максимальное кольцевое напряжение, вызванное давлением продукта, не должно превышать значения:

$$\sigma_{hp} \leq F_1 \cdot \sigma_y, \quad (2.22)$$

где  $\sigma_y$  – нормативный предел текучести материала труб;

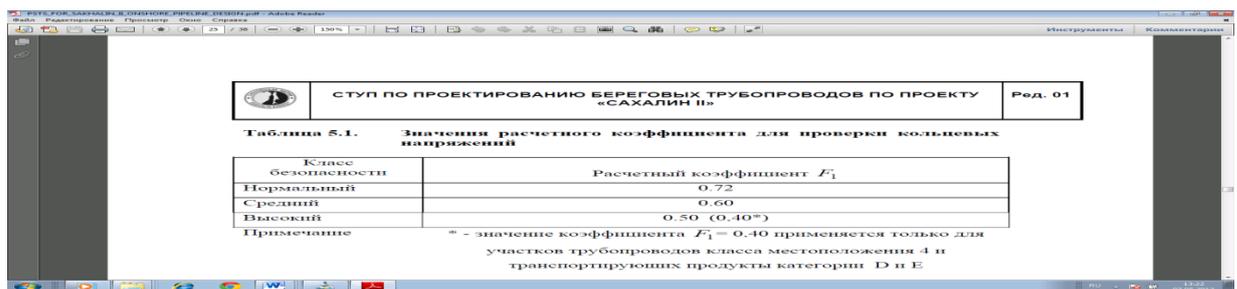
|      |      |          |         |      |                 |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
|      |      |          |         |      | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                 | 72   |

$F_1$

расчетный коэффициент для кольцевого напряжения, определяемый в зависимости от класса безопасности участка трубопровода по таблице 3.6 [26]. Для нормальной категории  $F_1 = 0,72$  средней категории  $F_1 = 0,6$ , для высокой категории  $F_1 = 0,5$ ;  $\sigma_{hr}$  – кольцевое напряжение.

Таблица 2.12 -

Значения расчетного коэффициента для проверки кольцевых напряжений



| СТУП ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПО ПРОЕКТУ «САХАЛИН II»          |  | Ред. 01 |
|---|--|---------|
| Таблица 5.1. Значения расчетного коэффициента для проверки кольцевых напряжений |  |         |
| Класс безопасности  | Расчетный коэффициент $F_1$  |         |
| Нормальный  | 0,72   |         |
| Средний   | 0,60   |         |
| Высокий   | 0,50 (0,40*)   |         |
| Примечание  | * - значение коэффициента $F_1 = 0,40$ применяется только для участков трубопроводов класса местоположения 4 и транспортирующих продукты категории D и E |         |

Эквивалентное напряжение не должно превышать значения:

$$\sigma_{eq} \leq F_2 \cdot \sigma_y,$$

где

$F_2$

расчетный коэффициент для эквивалентного напряжения, принимаемый в соответствии с таблицей 5.2 [26]. Для рабочего режима  $F_2 = 0,9$ ;

$\sigma_{eq}$

эквивалентные напряжения от воздействия всех нагрузок, , определяются по формуле:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_{hr}^2 + \sigma_l^2 - \sigma_{hr} \cdot \sigma_l + 3 \cdot \tau^2} \quad (2.23)$$

где  $\sigma_l$  – продольные фибровые напряжения

$\tau$  – касательные напряжения

Подставим полученные значения напряжений в условия прочности.

Результаты проверки по условиям представлены в таблице 2.13.

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

Таблица 2.13 - Проверка условия прочности трубопровода.

| Категория трубопровода | Тип прокладки | Условие прочности                           |  |                              |   |  |                              | Проверка условия |
|------------------------|---------------|---|--|------------------------------|---|--|------------------------------|------------------|
|                        |               | $\sigma_{hp} \leq F_1 \cdot \sigma_y$ (МПа) |  |                              | $\sigma_{eq} \leq F_2 \cdot \sigma_y$ (МПа) |  |                              |                  |
|                        |               | $F_1$                                       | Допустимое значение $F_1 \cdot \sigma_y$ | Макс. значение $\sigma_{hp}$ | $F_2$                                       | Допустимое значение $F_2 \cdot \sigma_y$ | Макс. значение $\sigma_{eq}$ |                  |
| Нормальный             | прямая        | 0,72  | 322,6                                    | 321                          | 0,9   | 403,2                                    | 315                          | ДА               |
|                        | упругий изгиб | 0,72  | 322,6                                    | 321                          | 0,9   | 403,2                                    | 315                          | ДА               |
|                        | отвод         | 0,72  | 322,6                                    | 321                          | 0,9   | 403,2                                    | 359                          | ДА               |
| Средний                | прямая        | 0,6   | 268,8                                    | 268                          | 0,9   | 403,2                                    | 271                          | ДА               |
|                        | упругий изгиб | 0,6   | 268,8                                    | 268                          | 0,9   | 403,2                                    | 266                          | ДА               |
|                        | отвод         | 0,6   | 268,8                                    | 268                          | 0,9   | 403,2                                    | 323                          | ДА               |

Результаты показывают, что напряжения, возникающие в трубопроводе, меньше допустимых, следовательно, рассматриваемый участок трубопровода соответствует общим условиям прочности.

*Расчет РВС на опрокидывание*

Расчет проведем на примере РВС-1000.

Резервуар в целом должен быть рассчитан на устойчивость к опрокидыванию при воздействии ветровой нагрузки.

При проверке резервуара на устойчивость, проверяют условие:

$$M \leq 0,7GR \quad (2.24)$$

где  $M$  - опрокидывающий момент от действия ветровой нагрузки;

$R$  - радиус резервуара;

G

вес конструкции резервуара за вычетом припусков на коррозию и с учетом внутреннего давления в резервуаре.

При выполнении данного условия анкеровка резервуара не требуется, в противном случае необходимо выполнить анкеровку.

Максимальное избыточное давление на кровлю определяется по формуле:

$$P_{изб} = P_s^H \psi \gamma_f \pi R^2 \quad (2.25)$$

где

$\gamma_f$

коэффициент надежности по нагрузке от избыточного давления,

$$\gamma_f = 1,2;$$

$\psi$  - коэффициент сочетания нагрузок,  $\psi = 1$  для постоянных нагрузок,

Тогда

$$P_{изб} = 2000 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot 3,14 \cdot 14,25^2 = 1,53 \text{ МН}$$

Опрокидывающий момент от ветра определяется по формуле:

$$M_{opr} = M_{ст} + M_{кр} \quad (2.26)$$

где  $M_{ст}$  - опрокидывающий момент от ветра, действующий на стенку;

$M_{кр}$  - опрокидывающий момент от ветра, действующий на кровлю.

Опрокидывающий момент от ветра, действующий на стенку:

$$M_{ст} = X \psi_2 \gamma_f K H \frac{H}{2} \quad (2.27)$$

где  $X$  - суммарная проекция ветровой нагрузки на ось x;

$\psi_2$  - коэффициент сочетания кратковременной нагрузки,  $\psi_2 = 1$

$\gamma_f$  - коэффициент надежности по ветровой нагрузке,  $\gamma_f = 1,4$ ;

K

коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте резервуара,  $K = 0,85$ ;

|      |      |          |         |      |                 |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
|      |      |          |         |      | Расчетная часть | Лист |
|      |      |          |         |      |                 | 75   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                 |      |

$H$  - высота стенки резервуара, 11,95 м;

Суммарная проекция ветровой нагрузки на ось  $x$  определяется в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Проекция ветровой нагрузки на ось  $X$

| кН/м |     |        |      |     |       |        |        |        |
|------|-----|--------|------|-----|-------|--------|--------|--------|
| 1    | 0   | 0      | 1    | 1   | 1     | 1      | 0,594  | 0,594  |
| 2    | 15  | 0,2618 | 0,9  | 1   | 0,9   | 0,966  | 0,535  | 0,517  |
| 3    | 30  | 0,5236 | 0,4  | 1   | 0,4   | 0,866  | 0,238  | 0,206  |
| 4    | 45  | 0,7854 | -0,4 | 0,9 | -0,36 | 0,707  | -0,214 | -0,151 |
| 5    | 60  | 1,0472 | -1,2 | 0,9 | -1,08 | 0,5    | -0,642 | -0,321 |
| 6    | 75  | 1,309  | -1,3 | 0,9 | -1,17 | 0,259  | -0,695 | -0,180 |
| 7    | 90  | 1,5708 | -1   | 0,9 | -0,9  | 0      | -0,535 | 0      |
| 8    | 105 | 1,8326 | -0,5 | 0,9 | -0,45 | -0,259 | -0,267 | 0,069  |
| 9    | 120 | 2,0944 | -0,4 | 0,9 | -0,36 | -0,5   | -0,214 | 0,107  |
| 10   | 135 | 2,3562 | -0,4 | 0,9 | -0,36 | -0,707 | -0,214 | 0,151  |
| 11   | 150 | 2,6178 | -0,4 | 0,9 | -0,36 | -0,866 | -0,214 | 0,185  |
| 12   | 165 | 2,8798 | -0,4 | 0,9 | -0,36 | -0,966 | -0,214 | 0,207  |
| 13   | 180 | 3,1416 | -0,4 | 0,9 | -0,36 | -1     | -0,214 | 0,214  |

Суммарная проекция ветровой нагрузки на стенку вычисляется по формуле:

$$X = X_1 + 2 \cdot (X_2 + \dots + X_{12}) + X_{13} \quad (2.28)$$

$$X = 0,594 + 2 \cdot (0,517 + \dots + 0,207) + 0,214 = 2,61 \text{ кН / м}$$

Определяем опрокидывающий момент от ветра, действующий на стенку резервуара

$$M_{кр} = 2,61 \cdot 10^3 \cdot 1 \cdot 1,4 \cdot 0,85 \cdot 11,95 \cdot 17,91 / 2 = 2,18 \text{ мН} \cdot \text{м}$$

Опрокидывающий момент от ветра, действующий на кровлю:

$$M_{кр} = \omega_0 \psi_2 \gamma_f K S_a H_s \quad (2.29)$$

где  $\omega_0$  - нормативное значение ветрового давления,  $\omega_0 = 0,3 \text{ кПа}$  ;

$\psi_2$  - коэффициент сочетания кратковременной нагрузки,  $\psi_2 = 1$  ;

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

$\gamma_f$  - коэффициент надежности по ветровой нагрузке,  $\gamma_f = 1,4$ ;

$K$  -

коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте резервуара,  $K=0,85$

$S_a$  - площадь вертикальной проекции кровли;

$$S_a = 2\pi r f$$

где  $r$  - радиус стенки резервуара,  $r = 14,25 \text{ м}$ ;

$f$  - высота кровли,

$$f = \frac{1}{6} r = 2,37 \text{ м}; \quad (2.30)$$

Тогда

$$S_a = 2 \cdot 3,14 \cdot 14,25 \cdot 2,37 = 212,1 \text{ м}^2$$

$H_s$  - расстояние от днища до центра тяжести кровли.

$$H_s = 11,95 + 2,37 = 14,32 \text{ м}$$

Тогда

$$M_{кр} = 0,3 \cdot 10^3 \cdot 1 \cdot 1,4 \cdot 0,85 \cdot 212,1 \cdot 14,32 = 4,12 \text{ мН} \cdot \text{м}$$

Определяем опрокидывающий момент от ветра

$$M_{опр} = 2,18 + 4,12 = 6,30 \text{ мН} \cdot \text{м}$$

Подъемная сила от действия ветра на кровлю:

$$P_{вет} = \omega_0 \psi \gamma_f C_{e2} \pi r^2 \quad (2.31)$$

где  $C_{e2}$  - аэродинамический коэффициент для кровли,  $C_{e2} = -0,6$ ;

Тогда

$$P_{вет} = 0,3 \cdot 10^3 \cdot 1 \cdot 1,4 \cdot (-0,6) \cdot 3,14 \cdot 14,25^2 = -0,16 \text{ мН}$$

|      |      |          |         |      |                        |      |
|------|------|----------|---------|------|------------------------|------|
|      |      |          |         |      | <i>Расчетная часть</i> | Лист |
|      |      |          |         |      |                        | 77   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                        |      |

Удерживающая сила (вес металлоконструкции резервуара с учетом внутреннего давления в резервуаре) вычисляется по формуле:

$$G_{\min} = P_{\text{вес}} - P_{\text{изб}} \quad (2.32)$$

где  $P_{\text{вес}}$  - вес металлоконструкций, 2,06 т.

$P_{\text{изб}}$  - максимальное избыточное давление на кровлю, 1,53 МН

Тогда

$$G_{\min} = 2,06 - 1,53 = 0,53 \text{ МН}$$

Удерживающий момент от разницы удерживающей и подъемной силы:

$$M_{\text{уд}} = (G_{\min} - P_{\text{вет}})r \quad (2.33)$$

$$M_{\text{уд}} = (0,53 - 0,16) \cdot 14,25 = 5,27 \text{ МН}\cdot\text{м}$$

Сравниваем удерживающий момент с опрокидывающим моментом от ветра:

$$M_{\text{опр}} = 6,30 \text{ МН}\cdot\text{м} > M_{\text{уд}} = 5,27 \text{ МН}\cdot\text{м}$$

Вывод: опрокидывание резервуара от ветрового давления произойдет и анкерное крепление резервуара требуется.

### 2.3.7 Проверка прочности с учетом сейсмических воздействий

Согласно СТУП периоды повторяемости проектного и максимального расчетного землетрясений следует принимать следующими:

-

период повторяемости проектного землетрясения (SLE) принят равным 200 годам.

-

период повторяемости максимального расчетного землетрясения (DLE) принят равным 1000 годам.

|             |             |                 |                |             |                        |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Расчетная часть</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                        | 78          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                        |             |

Сейсмические ускорения земли для указанных периодов повторяемости и равны:

$$\text{для SLE: } \gamma_{\text{горизонт}} = 0,641 \cdot g; \quad \gamma_{\text{вертик}} = 0,427 \cdot g,$$

$$\text{для DLE: } \gamma_{\text{горизонт}} = 1,400 \cdot g; \quad \gamma_{\text{вертик}} = 0,933 \cdot g$$

Сейсмические ускорения земли используются в качестве исходных данных для программы AUTOPIPE 6.0 при проверке прочности трубопровода с учетом сейсмических воздействий.

Критерии проектирования трубопроводов с учетом сейсмических воздействий представлены в таблице 2.15.

Таблица 2.15 - Критерии сейсмостойкого проектирования.

| Тип разрушения                                    | Критерий проектного землетрясения (200-летняя повторяемость)         | Критерий максимального расчетного землетрясения (1000-летняя повторяемость) |
|---|--|---|
| Предельные растягивающие деформации (при и згибе) | $\varepsilon_b / \varepsilon_{M \max} \leq 0,90$                     | $\varepsilon_b \leq 4,0 \%$   |
| Разрушение при сжатии/гофрообразование            | $\varepsilon_{ac} / \varepsilon_w \leq 0,80$                         | $\varepsilon_{ac} / \varepsilon_w \leq 1,0$                                 |
| Разрушение сварных швов                           | $\varepsilon_{at} \leq 2,0 \%$<br>$\sigma_w / \text{НМПТ} \geq 1,25$ | $\varepsilon_{at} \leq 4,0 \%$<br>$\sigma_w / \text{НМПТ} \geq 1,25$        |

где  $\varepsilon_b$  – общая деформация (изгиб + растяжение);

$\varepsilon_{M \max}$  – деформация, соответствующая максимуму на кривой «момент-деформация»

$\varepsilon_{ac}$  – результирующая осевая деформация сжатия;

$\varepsilon_w$  – деформация сжатия, при которой начинается гофрообразование;

$\varepsilon_{at}$  – деформация растяжения в трубе;

$\sigma_w$  –

минимальный предел текучести сварного шва/зоны термического влияния.

Данный параметр определяется характеристикой сварки и для стали Х65 должен быть равен не менее 560 МПа;

НМПТ – нормативный минимальный предел текучести трубы.

Общая деформация  $\varepsilon_b$  определяется по следующей формуле:

$$\varepsilon_b = \frac{D}{2} \cdot \frac{M_{\text{изгиб.}}}{E \cdot I}, \quad (2.34)$$

где  $M_{\text{изгиб}}$  –

максимальный изгибающий момент в локальной системе координат, получаемый при расчете с помощью программы AutoPIPE, Н·м;

$I$  – осевой момент инерции, м<sup>4</sup>.

$\varepsilon_{M \max}$  определяется путем нелинейного анализа трубопровода с использованием соответствующего упруго-пластичного поведения материала, который выполняется для условия чистого момента, приложенного на одном из концов.

Результирующая осевая деформация сжатия  $\varepsilon_{ac}$  определяется по следующей формуле:

$$\varepsilon_{ac} = \frac{1}{E} \cdot (\sigma_l - \mu \cdot \sigma_h), \quad (2.35)$$

Поскольку сварной шов принят равнопрочным основному материалу трубопровода, то деформация растяжения в трубе определяется по следующей формуле:

$$\varepsilon_{at} = \varepsilon_{ac} \quad (2.36)$$

В таблице 2.16 представлены исходные данные максимальных значений величин полученных с учетом сейсмических воздействий.

|             |             |                 |                |             |                        |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Расчетная часть</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                        | 80          |

Таблица 2.16 - Напряжения и моменты с учетом сейсмических  
воздействий

| Тип землетрясения | Параметры ,<br>критерии | Диаметр    |             |
|-------------------|-------------------------|------------|-------------|
|                   |                         | 300×9,5 мм | 300×10,4 мм |
| SLE               | $I, м^4$                | 0,000808   | 0,0009606   |
|                   | $M_{MAX(изгиб)}, Н·м$   | 345597     | 392706      |
|                   | $\sigma_l, МПа$         | -66        | -78         |
|                   | $\sigma_h, МПа$         | 321        | 268         |
| DLE               | $I, м^4$                | 0,000808   | 0,0009606   |
|                   | $M_{MAX(изгиб)}, Н·м$   | 346189     | 392872      |
|                   | $\sigma_l, МПа$         | -67        | -79         |
|                   | $\sigma_h, МПа$         | 321        | 268         |

### 2.3.8 Проверка критериев сейсмического проектирования

Подставим полученные значения напряжений и моментов в условия прочности СТУП.

Результаты проверки по условиям представлены в таблицах 2.17 - 2.18.

Таблица 2.17 -

Сводная таблица результатов при SLE для трубопровода 300×9,5 мм

| Свойство                        | Критерий локального изгиба                            | Критерий локального смятия                        | Разрушение сварных швов  |
|---------------------------------|---|---|--|
| Критерий                        | $\frac{\varepsilon_b}{\varepsilon_{M \max}} \leq 0,9$ | $\frac{\varepsilon_{ac}}{\varepsilon_w} \leq 0,8$ | $\varepsilon_{at} \leq 2,0 \%$<br>$\sigma_w / \text{НМПП} \geq 1,25$ |
| Допустимое значение             | $\varepsilon_{M \max} = 0,5 \%$                       | $\varepsilon_w = 1,0869 \%$                       | $\varepsilon_{at} = 2,0 \%$  |
| Максимальное расчетное значение | $\varepsilon_b = 0,0623\%$                            | $\varepsilon_{ac} = 0,0777 \%$                    | $\varepsilon_{at} = 0,0777\%$  |

| Свойство              | Критерий локального изгиба | Критерий локального смятия | Разрушение сварных швов |
|-----------------------|----------------------------|----------------------------|-------------------------|
| Проверка критерия     | 0,12 < 0,9                 | 0,07 < 0,8                 | 0,0777% < 2 %           |
| Соответствие критерия | ДА                         | ДА                         | ДА                      |

Таблица 2.18 -

Сводная таблица результатов при SLE для трубопровода 300×10,4 мм

| Свойство                        | Критерий локального изгиба                            | Критерий локального смятия                        | Разрушение сварных швов  |
|---------------------------------|---|---|--|
| Критерий                        | $\frac{\varepsilon_b}{\varepsilon_{M \max}} \leq 0,9$ | $\frac{\varepsilon_{ac}}{\varepsilon_w} \leq 0,8$ | $\varepsilon_{at} \leq 2,0 \%$<br>$\sigma_w / \text{НМПП} \geq 1,25$ |
| Допустимое значение             | $\varepsilon_{M \max} = 0,5 \%$                       | $\varepsilon_w = 0,8765 \%$                       | $\varepsilon_{at} = 2,0 \%$  |
| Максимальное расчетное значение | $\varepsilon_b = 0,0602 \%$                           | $\varepsilon_{ac} = 0,0757 \%$                    | $\varepsilon_{at} = 0,0757 \%$                                       |
| Проверка критерия               | ДА  | ДА  | ДА   |

Таблица 2.19 -

Сводная таблица результатов при DLE для трубопровода 300×9,5 мм

| Свойство                        | Критерий локального изгиба  | Критерий локального смятия                        | Разрушение сварных швов  |
|---------------------------------|-----------------------------|---|--|
| Критерий                        | $\varepsilon_b \leq 4,0 \%$ | $\frac{\varepsilon_{ac}}{\varepsilon_w} \leq 1,0$ | $\varepsilon_{at} \leq 4,0 \%$<br>$\sigma_w / \text{НМПП} \geq 1,25$ |
| Допустимое значение             | $\varepsilon_b = 4 \%$      | $\varepsilon_w = 1,0869 \%$                       | $\varepsilon_{at} = 4,0 \%$  |
| Максимальное расчетное значение | $\varepsilon_b = 0,0631 \%$ | $\varepsilon_{ac} = 0,0782 \%$                    | $\varepsilon_{at} = 0,0722 \%$                                       |

|                   |    |    |    |
|-------------------|----|----|----|
| Проверка критерия | ДА | ДА | ДА |
|-------------------|----|----|----|

Таблица 2.20 -

Сводная таблица результатов при DLE для трубопровода 300×10,4 мм

| Свойство                        | Критерий локального изгиба  | Критерий локального смятия                        | Разрушение сварных швов  |
|---------------------------------|-----------------------------|---|--|
| Критерий                        | $\varepsilon_b \leq 4,0 \%$ | $\frac{\varepsilon_{ac}}{\varepsilon_w} \leq 1,0$ | $\varepsilon_{at} \leq 4,0 \%$<br>$\sigma_w / \text{НМПП} \geq 1,25$ |
| Допустимое значение             | $\varepsilon_b = 4 \%$      | $\varepsilon_w = 0,8765 \%$                       | $\varepsilon_{at} = 4,0 \%$  |
| Максимальное расчетное значение | $\varepsilon_b = 0,0603 \%$ | $\varepsilon_{ac} = 0,0762 \%$                    | $\varepsilon_{at} = 0,0762 \%$                                       |
| Проверка критерия               | ДА                          | ДА  | ДА   |

При принятых в расчете условиях участок трубопровода удовлетворяет требованиям прочности.

### 2.3.9 Проверка толщины стенки трубопровода

Проведем проверочный расчет толщины стенки трубы.

Толщина стенки технологических трубопроводов определяется по формуле [4]:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}, \quad (2.37)$$

где  $n$  – коэффициент надежности по нагрузке;

$p$  – внутреннее рабочее давление в трубопроводе, МПа;

$D_n$  – наружный диаметр, м;

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

В моей выпускной квалификационной работе, как и обычно на нефтебазах давление не превышает  $16 \text{ кгс/см}^2$ , т. е.  $p=1,631 \text{ МПа}$ .

Коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению)  $n=1,0$  (по СП 75.13330.2012).

Первое расчетное сопротивление материала  $R_1$  определяется по следующей формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_n}, \quad (2.38)$$

где  $R_1^H$  — первое нормативное сопротивление, соответствующее пределу прочности материала труб, МПа;

$m$  — коэффициент условия работы трубопроводов, и т.к. все технологические трубопроводы относятся к высшей категории, то  $m = 0,6$ ;

$k_1$  — коэффициент надежности по материалу ( $k_1=1,55$  для бесшовных труб);

На проектируемой нефтебазе в качестве материала труб применяем в выпускной квалификационной работе сталь X65.

Согласно ее механическим характеристикам:  $R_1^H = \sigma_{вр} = 490 \text{ МПа}$ .

Тогда:

$$R_1 = \frac{490 \cdot 0,6}{1,55 \cdot 1,0} = 190 \text{ МПа}.$$

Для определения толщины стенки зададимся максимальным диаметром трубопровода, который используется на нефтебазе: 300 мм.

$$\delta = \frac{1,0 \cdot 1,631 \cdot 300}{2 \cdot (190 + 1,0 \cdot 1,631)} = 2,02 \text{ мм}$$

|             |             |                 |                |             |                        |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Расчетная часть</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                        | 84          |

В результате получили, что для обеспечения надежной работы трубопровода необходима толщина стенки металла труб равная 3,1 мм.

А так как минимальная толщина стенки трубы соответствует 9,5-10,4 мм, то гарантированно выполняется условие надежной работы всех технологических трубопроводов, связанных с перекачкой дизельного топлива и мазута.

### 2.3.10 Обоснование выбора компенсаторов

Установка компенсаторов сейсмических воздействий

При проектировании технологических трубопроводов в зонах с сейсмической активностью или в грунтах с отличающимися свойствами рекомендуется предусмотреть компенсацию продольных деформаций.

За участок, принимаемый компенсационным можно принять поворот нефтепровода с учетом опускаемого радиуса кривизны (рис. 2.4).

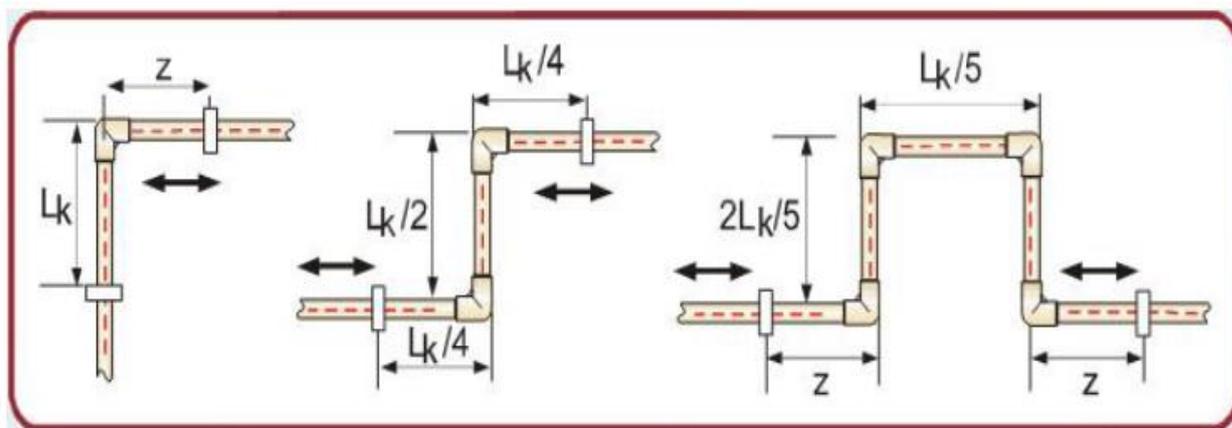


Рисунок 2.4 – П, Г, Z-образные компенсаторы

Общая конструкция компенсатора включает четыре отвода с углом в 45° градусов. Пролет составляет 25 м. Для исключения ветрового резонанса длина пролета должна составлять не более 25 м. (рис. 2.5 и 2.6).

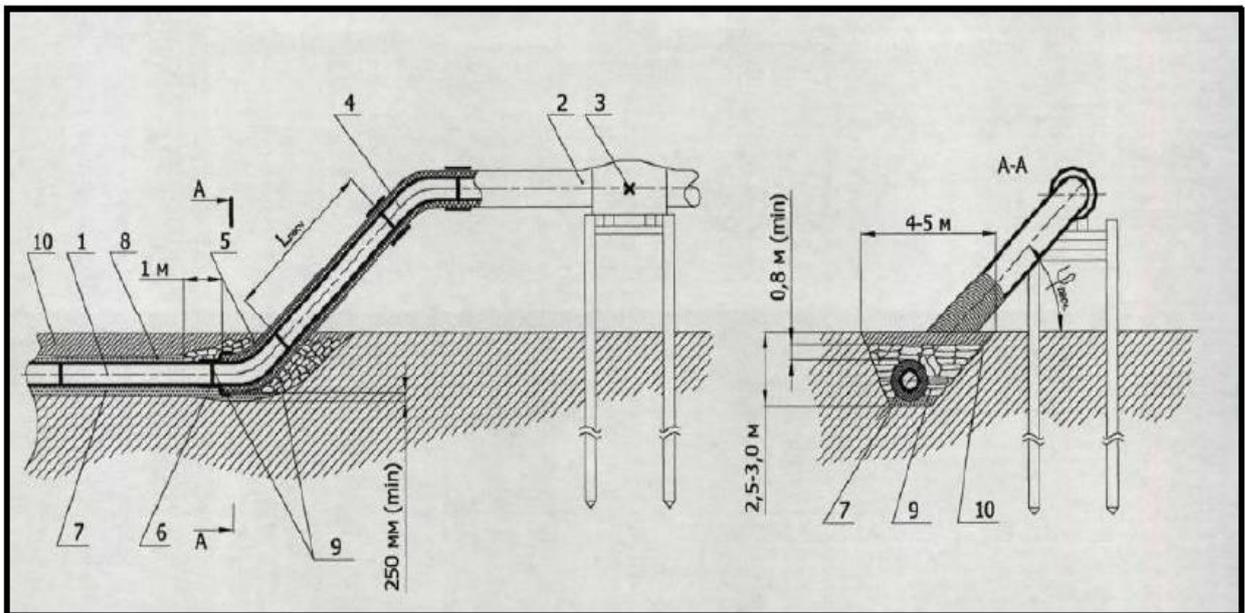


Рис. 2.5 –

Конструктивное решение перехода подземного трубопровода в надземный ( и наоборот) с Z-образным концевым компенсатором в наклонной плоскости для прокладки на косогорах и в сейсмических зонах

Схема, изображенная на рис. 2.5 включает в себя:

- 1–подземный трубопровод;
- 2–надземный теплоизолированный трубопровод;
- 3–неподвижная опора;
- 4–гнутый  $5d$  отвод;
- 5–защита противокоррозионная;
- 6–торцевая заглушка;
- 7–песчаная подсыпка;
- 8–песчаная присыпка;
- 9–обкладка подземной части перехода мешками с песком;
- 10–грунтовая засыпка.

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

Расчетная часть

Лист

86

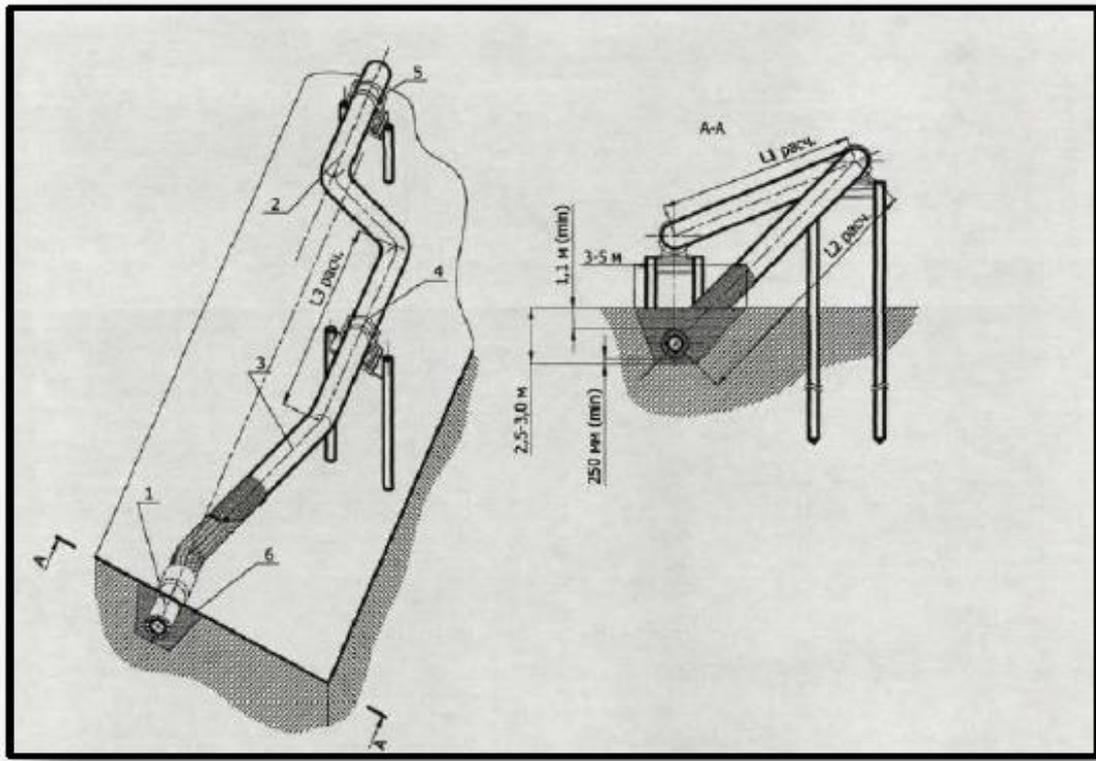


Рисунок 2.6 –

Конструктивное решение перехода подземного трубопровода в надземный с устройством трапецеидального пространственного компенсатора при соосной прокладке трубопроводов в горизонтальной плоскости.

Схема, изображенная на рис. 2.6, включает в себя:

- 1 – подземный трубопровод;
- 2 – надземный теплоизолированный трубопровод;
- 3 – трапецеидальный компенсатор пространственный;
- 4 – свободно-подвижная опора;
- 5 – продольно-подвижная опора;
- 6 – подсыпка, присыпка и засыпка песчаные.

#### 2.4 Подбор насосного оборудования

Наибольшее распространение на нефтебазах получили центробежные насосы, которые отличаются небольшой массой и простотой эксплуатации.

Оборудование стационарных насосных станций, включающих насосы с трубопроводной обвязкой, задвижки, обратные клапана, перепускные устрой

|             |             |                 |                |             |                        |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Расчетная часть</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                        | 87          |

ства, двигатели для привода насосов с пусковыми и защитными устройствами, КИП и системы управления.

### 2.4.1 Расчет характеристик насосной станции

В зависимости от района расположения по литературе [12] (табл. 3.11) находим расчетную температуру и максимальную температуру.

Она будет равна соответственно 0 °С и 12,5 °С.

Определяем вязкость нефтепродукта при расчетной и максимальной температуре:

$$\nu_t = \nu_* \cdot e^{-U \cdot (t-t_*)} \quad (2.39)$$

где  $\nu_t$  – вязкость при расчетной температуре  $t$ , Ст;

$\nu_*$  – кинематическая вязкость жидкости при известной температуре  $t_*$ , сСт;

$t$  – расчетная температура, °С;

$U$  определяется по двум известным значениям вязкости  $\nu_1$  и  $\nu_2$  при температурах  $t_1$  и  $t_2$ .

$$U = \frac{\ln \frac{\nu_1}{\nu_2}}{t_2 - t_1} \quad (2.40)$$

где  $\nu_1, \nu_2$  – известные вязкости жидкости при известных температурах  $t_1$  и  $t_2$ , [сСт];

$$U = \frac{\ln \frac{\nu_1}{\nu_2}}{t_2 - t_1} = \frac{\ln \frac{18}{38}}{20 - 50} = 0,025 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$$

$$\nu_t = \nu_* \cdot e^{-U \cdot (t-t_*)} = 38 \cdot e^{-0,025 \cdot (5-20)} = 26,15 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 / \text{с}^2$$

$$\nu_t \text{ max} = 18 \cdot e^{-0,025 \cdot (12,5-20)} = 14,93 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 / \text{с}^2$$

Определяем плотность при расчетной и максимальной температурах:

|      |      |          |         |      |                        |      |
|------|------|----------|---------|------|------------------------|------|
|      |      |          |         |      | <i>Расчетная часть</i> | Лист |
|      |      |          |         |      |                        | 88   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                        |      |

$$\rho_t = \rho_{20} + \xi \cdot (20^\circ - t_p) \quad (2.41)$$

где  $\rho_t$  – плотность при расчетной температуре  $t$ , кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{20}$  – плотность жидкости при температуре 20°С, кг/м<sup>3</sup>;

$\xi$  – температурная поправка.

$$\xi = 1,825 - 1,315 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{20}$$

$$\xi = 1,825 - 1,315 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{20} = 1,825 - 1,315 \cdot 10^{-3} \cdot 860 = 1,093 \text{ } 1/^\circ\text{C}$$

$$\rho_t = \rho_{20} + \xi \cdot (20^\circ - t_p) = 860 + 1,093 \cdot (20 - 0) = 881,9 \text{ кг} / \text{м}^3$$

$$\rho_{\max} = \rho_{20} + \xi \cdot (20^\circ - t_{\max}) = 860 + 1,093 \cdot (20 - 12,5) = 868,2 \text{ кг} / \text{м}^3$$

Определим требуемую подачу.

Подпор насосов удобнее всего проводить по производительности приемо-раздаточного устройства (ПРУ) резервуара.

Согласно прил. 23 [2] для резервуаров номинальным объемом 5000 м<sup>3</sup> для хранения дизельного топлива принимаем ПРУ условного диаметра 300 мм

Согласно табл. 4.1 прил.4 [3] пропускная способность ПРУ  $D_y = 300$  мм составляет 1700-2800 м<sup>3</sup>/ч, принимаем  $Q = 2000$  м<sup>3</sup>/ч.

## 2.4.2 Выбор оборудования

Таблица 2.21 – Пропускная способность технологических трубопроводов

| Перекачиваемый продукт     | Допустимая скорость движения продукта, м/с | Принятая скорость движения продукта по трубопроводам, м/с | Пропускная способность, м <sup>3</sup> /ч | Расчетный диаметр трубопровода, Ду, мм |
|----------------------------|--|---|---|--|
| Топливо судовое маловязкое | 4  | 1,5   | 400                                       | 300                                    |

|                                |   |      |     |     |
|--------------------------------|---|------|-----|-----|
| Топливо судовое м<br>алювязкое | 4 | 2,25 | 400 | 250 |
| Дизельное топливо              | 4 | 1,5  | 400 | 300 |
| Дизельное топливо              | 4 | 2,25 | 400 | 250 |
| Дизельное топливо              | 4 | 1,85 | 50  | 100 |

Для компоновки насосной станции целесообразно использовать насосы типа УОДН-300-200-160.

Для принятой производительности выбираем 4 насоса марки УОДН-300-200-160 с характеристиками:

- $Q = 400 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;
- $D = 300 \text{ мм}$ ;
- развиваемый напор – 28 м;
- допустимый кавитационный запас 5,2 м;

- электродвигатель ВАО2-  
280М6 мощностью 110 кВт и частотой вращения 1000 об/мин.

Для окончательного выбора насосно-силового агрегата производится его проверка на всасывающую способность

$$\Delta h_{\text{дон}} \geq |H_s|,$$

где  $\Delta h_{\text{дон}}$  – допустимый кавитационный запас, м;

$H_s$  – допустимая высота всасывания насоса, м.

Допустимую высоту всасывания можно определить по формуле:

$$H_s = \frac{P_a - P_s}{\rho \cdot g} - \Delta h_{\text{дон}} - \frac{g_{\text{ex}}^2}{2g}, \quad (2.42)$$

где  $P_a$  – давление барометрическое, Па;

$P_s$  – давление насыщенных паров, Па;

Принимаем  $P_a = 98100 \text{ Па}$ ;  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ .

|      |      |          |         |      |                 |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
|      |      |          |         |      | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                 | 90   |

Согласно табл. 4.3 прил. 4 [3] принимаем скорость жидкости во входном патрубке для мазута  $g_{\text{вх}} = 1,1..1,7$  м/с.

Определяем допустимую высоту всасывания:

$$H_s = \frac{98100 - 80406}{860 \cdot 9,81} - 5,2 - \frac{1,5^2}{2 \cdot 9,81} = -3,46 \text{ м};$$

Проверка условия:

$$5,2 \geq |-3,46| \text{ - условие выполняется;}$$

Подбор электродвигателей производится по требуемой мощности, определяемой по формуле:

$$N_{\text{дв}} = K_3 \cdot \frac{\rho \cdot g \cdot H \cdot Q}{\eta_{\text{нас}} \cdot \eta_{\text{дв}} \cdot 3600} \quad (2.43)$$

где  $N_{\text{дв}}$  – мощность электродвигателя, кВт;

$K_3$  –

коэффициент запаса мощности, принимается в размере 1,15 для двигателей  $N_{\text{дв}} < 500$  кВт; и 1,1 для двигателей  $N_{\text{дв}} > 500$  кВт;

$\eta_{\text{нас}}$  – КПД насоса;

Согласно табл. 7.12 [7] принимаем для насоса  $\eta_{\text{нас}} = 0,8$ .

Определяем потребляемую мощность насоса:

$$N_{\text{дв}} = 1,15 \cdot \frac{860 \cdot 9,81 \cdot 25 \cdot 400}{0,8 \cdot 0,8 \cdot 3600} = 58,7 \text{ кВт}.$$

|      |      |          |         |      |                        |      |
|------|------|----------|---------|------|------------------------|------|
|      |      |          |         |      | <i>Расчетная часть</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                        | 91   |

Таблица 2.22 – Характеристика насосов

| № | Наименование оборудования, назначение  | Количество СТБО, шт. | Материал   | Расположение/Назначение   | Техническая характеристика   |
|---|--|----------------------|--|---|--|
| 1 | - насосный агрегат центробежный консольный моноблочный типа УОДН-300-200-160 | 4                    | сталь  | Продуктовая насосная.<br>1. Транспортировка нефтепродуктов в судовые танки из группы резервуаров № 1 для налива в танки.<br>2. Транспортировка нефтепродуктов в судовые танки из группы резервуаров № 2 для налива в танки. | Производительность<br>Q=400 м <sup>3</sup> /ч,<br>АУэл.дв.=132 кВт.<br>Кавитационный запас не более 5,2 м,<br>Требования к перекачиваемой среде:<br>Плотность при 20°С<br>935,1 - 943,9 кг/м <sup>3</sup> .<br>Вязкость кинематическая при 80°С, 40,10-61,40 сСт<br>Температура от 20 до 65°С. |
| 2 | - насос центробежный консольный моноблочный типа КМС100-80-170-96)           | 4                    | материал проточной части - алюминий<br>евые сплавы | Насосная автомобильных установок налива. Для налива нефтепродуктов из группы резервуаров №2.  | Производительность<br>Q=50 м <sup>3</sup> /ч, N.дв.=15 кВт. Н=32 м,<br>Кавитационный запас не более 4,5 м,<br>Требования к перекачиваемой среде:<br>Плотность не   |

### **3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

#### **3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

##### **Потенциальные потребители результатов исследования**

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

Можно применять географический, демографический, поведенческий и иные критерии сегментирования рынка потребителей, возможно применение их комбинаций с использованием таких характеристик, как возраст, пол, национальность, образование, любимые занятия, стиль жизни, социальная принадлежность, профессия, уровень дохода.

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

|                   |             |                        |                |             |   |                       |             |               |
|-------------------|-------------|------------------------|----------------|-------------|---|-----------------------|-------------|---------------|
|                   |             |                        |                |             | <i>Проектирование комплекса по перевалке нефтепродуктов в сложных природно-климатических условиях</i> |                       |             |               |
| <i>Изм.</i>       | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>        | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |   |                       |             |               |
| <i>Разраб.</i>    |             | <i>Якупов М.Р.</i>     |                |             | <b>ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,<br/>РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И<br/>РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ</b>                        | <i>Лит.</i>           | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i>   |             | <i>Шадрина А.В.</i>    |                |             |   |                       | 93          | 136           |
| <i>Консульт.</i>  |             | <i>Трудникова Н.В.</i> |                |             |   | <b>ТПУ гр. 3-2Б4Д</b> |             |               |
| <i>Рук-ль ОПП</i> |             | <i>Брусник О.В.</i>    |                |             |   |                       |             |               |

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

|                 |         | Отрасль                     |                                   |
|-----------------|---------|-----------------------------|-----------------------------------|
|                 |         | Нефтедобывающие предприятия | Нефтеперерабатывающие предприятия |
| Размер компании | Крупные |                             |                                   |
|                 | Средние |                             |                                   |
|                 | Мелкие  |                             |                                   |

|   |          |   |         |   |             |  |         |   |                  |
|---|----------|---|---------|---|-------------|--|---------|---|------------------|
|  | Роснефть |  | Газпром |  | Атомконверс |  | Новатэк |  | Норд<br>Империял |
|---|----------|---|---------|---|-------------|--|---------|---|------------------|

Рисунок 3.1 – Карта сегментирования рынка услуг

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

### Анализ конкурентных технических решений

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

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;

- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);

- бюджет разработки;

- уровень проникновения на рынок;

- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

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

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице:

Таблица 3.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

| Критерии оценки   | Вес критерия | Баллы          |                 |                 | Конкурентоспособность |                 |                 |
|---|--------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------------|-----------------|-----------------|
|   |              | Б <sub>ф</sub> | Б <sub>к1</sub> | Б <sub>к2</sub> | К <sub>ф</sub>        | К <sub>к1</sub> | К <sub>к2</sub> |
| 1   | 2            | 3              | 4               | 5               | 6                     | 7               | 8               |
| <b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b> |              |                |                 |                 |                       |                 |                 |
| 1. Повышение производительности труда пользователя      | 0,15         | 5              | 5               | 4               | 0,75                  | 0,75            | 0,60            |
| 2. Удобство в эксплуатации                              | 0,10         | 5              | 1               | 4               | 0,75                  | 0,15            | 0,60            |
| 2. Надежность   | 0,20         | 5              | 4               | 4               | 0,5                   | 0,4             | 0,4             |
| 4. Безопасность   | 0,20         | 5              | 4               | 4               | 0,5                   | 0,4             | 0,4             |
| 5. Энергоэкономичность                                  | 0,10         | 5              | 4               | 3               | 0,75                  | 0,60            | 0,45            |
| <b>Экономические критерии оценки эффективности</b>      |              |                |                 |                 |                       |                 |                 |
| 1. Цена   | 0,10         | 5              | 3               | 4               | 1,0                   | 0,6             | 0,8             |
| 2. Конкурентоспособность продукта                       | 0,05         | 4              | 4               | 3               | 0,2                   | 0,2             | 0,15            |
| 3. Финансирование научной разработки                    | 0,05         | 2              | 5               | 4               | 0,1                   | 0,25            | 0,2             |

|                        |          |           |           |           |             |            |            |
|------------------------|----------|-----------|-----------|-----------|-------------|------------|------------|
| 4.Срок выхода на рынок | 0,05     | 4         | 5         | 4         | 0,2         | 0,25       | 0,2        |
| <b>Итого</b>           | <b>1</b> | <b>40</b> | <b>39</b> | <b>30</b> | <b>4,75</b> | <b>3,6</b> | <b>3,8</b> |

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (3.1)$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Конкурентоспособность разработки составила 4,75, в то время как двух других аналогов 3,6 и 3,8 соответственно. Результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как удобство эксплуатации для потребителей, цена и энергоэкономичность.

### SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

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

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

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа.

Таблица 3.2 – Матрица SWOT

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

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

помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Пример интерактивной матрицы проекта представлен в таблице:

Таблица 3.3 – Интерактивная матрица проекта

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

Таблица 3.4 – SWOT-анализ.

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

## Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

При любом проектировании всегда есть несколько методов или вариантов достижения цели, т.е. несколько альтернатив. Выше были описаны методы, позволяющие выявить и предложить возможные альтернативы проведения исследования и доработки результатов. Приведенные в предыдущих пунктах методы в основном ориентированы на совершенствование результатов научного проектирования, находящегося на стадии разработки. Обычно, используя морфологический подход, можно предложить не менее трех основных вариантов совершенствования разработки или основных направлений научного исследования. Морфологический подход заключается в исследовании всех выявленных альтернатив, которые вытекают из закономерностей строения (морфологии) объекта исследования. Такой подход охватывает как известные, так и новые, необычные варианты, которые при простом переборе могли быть упущены. С помощью комбинации вариантов получают большое количество различных решений, многие из которых представляют практический интерес.

Научно-технический прогресс не стоит на месте и развивается очень стремительно. Из этого следует, что разрабатываемые сейчас технические проекты скоро могут стать не актуальными. В связи с этим, разработку новых проектов нужно осуществлять с учетом их дальнейшего развития. Это означает, что системы электроснабжения, разрабатываемые в наше время, должны уметь приспосабливаться к условиям новой среды, т.е. быть динамичными. Поэтому необходимо определить дальнейшие пути развития или модификации разрабатываемой системы электроснабжения данного предприятия. Удобнее всего рассматривать имеющиеся варианты в виде морфологической матрицы, приведенной в табл. 3.5.

|      |      |          |         |      |                       |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|------|
|      |      |          |         |      | Финансовый менеджмент | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                       | 100  |

Таблица 3.5 – Альтернативы проведения исследования

|                                       | 1  | 2                                | 3                              |
|---------------------------------------|--|----------------------------------|--------------------------------|
| А: Тип основного резервуара           | Вертикальный стальной с плавающей крышей | Вертикальный стальной с понтоном | Горизонтальный стальной        |
| Б: Перекачка сырья                    | За счет насосов нефтепродуктов           | За счет насосов нефтепродуктов   | За счет насосов нефтепродуктов |
| В: Тип управления процессом перекачки | Автоматизированный                       | Полуавтоматизир.                 | Ручной                         |

Выбор наиболее желательных функционально конкретных решений осуществляется с позиции его функционального содержания и ресурсосбережения. Для созданной морфологической матрицы выделим три наиболее перспективных пути развития разрабатываемой схемы снабжения, а именно:

1. А1Б1В2
2. А3Б1В3
3. А2Б1В2

Морфологическая матрица позволяет наглядно рассмотреть перспективы развития, возможность расширения производственных решений, введение модификаций и усовершенствование разрабатываемой схемы.

Наиболее приемлемым является третий вариант, так как сочетает в себе высокую экономичность и надежность.

### **Планирование научно-исследовательских работ**

#### **Структура работ в рамках научного исследования**

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

Таблица 3.6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

| Основные этапы                                 | № раб | Содержание работ   | Должность Исполнителя |
|--|-------|--|-----------------------|
| Разработка технического задания                | 1     | Составление и утверждение технического задания   | Руководитель          |
| Выбор направления Исследований                 | 2     | Подбор и изучение материалов по теме   | Инженер               |
|  | 3     | Выбор направления исследований   | Руководитель, Инженер |
|  | 4     | Календарное планирование работ по теме   | Руководитель          |
| Теоретические и экспериментальные исследования | 5     | Анализ существующей технологической схемы объекта - нефтебазы                          | Инженер               |
|  | 6     | Разработка технологической схемы, выбор основного оборудования                         | Инженер               |
|  | 7     | Оценка соответствия выбранного оборудования всем нормам                                | Инженер               |
|  | 8     | Оценка влияния технологических параметров на надежность и эффективность работы объекта | Инженер               |
| Обобщение и оценка результатов                 | 9     | Оценка эффективности полученных результатов  | Руководитель, инженер |
|  | 10    | Определение целесообразности проведения процесса                                       | Руководитель, инженер |
|  | 11    | Оформление пояснительной записки   | Инженер               |
|  | 12    | Разработка презентации и раздаточного материала  | Инженер               |

### Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости то<sub>жi</sub> используется следующая формула:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{\min} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (3.2)$$

где то<sub>жi</sub> – ожидаемая трудоемкость выполнения i-ой работы чел.-дн.;

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

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожіi}}{Ч_i}, \quad (3.3)$$

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

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

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

В качестве примера рассчитаем продолжительность 1 работы – разработка ТЗ:

$$t_{ожіi} = \frac{3t_{\min} + 2t_{\max i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 3}{5} = 1,8 \text{ чел.-дн.};$$

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

### **Разработка графика проведения научного исследования**

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

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

построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (3.4)$$

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48, \quad (3.5)$$

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

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

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

Все рассчитанные значения необходимо свести в таблицу приложения

1.

Календарный план-график проведения НИОКР по теме в приложении

2.

## **Бюджет научно-технического исследования НТИ**

### **Расчет материальных затрат НТИ**

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3-5 % от цены).

Результаты по данной статье занесём в таблицу 3.7

|      |      |          |         |      |                       |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|------|
|      |      |          |         |      | Финансовый менеджмент | Лист |
|      |      |          |         |      |                       | 104  |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                       |      |

Таблица 3.7 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

| Наименование                               | Ед. Изменения | Кол-во |        |        | Цена за единицу, руб. |       |       | Сумма, руб. |       |       |
|--|---------------|--------|--------|--------|-----------------------|-------|-------|-------------|-------|-------|
|  |               | Исп. 1 | Исп. 2 | Исп. 3 | Исп. 1                | Исп.2 | Исп.3 | Исп.1       | Исп.2 | Исп.3 |
|  |               |        |        |        |                       |       |       |             |       |       |
| Бумага                                     | пачка         | 2      | 1      | 2      | 300                   | 300   | 300   | 600         | 300   | 600   |
| Ручка                                      | шт            | 4      | 2      | 4      | 50                    | 50    | 50    | 200         | 100   | 200   |
| Картридж для принтера                      | шт            | 1      | 1      | 1      | 700                   | 700   | 700   | 700         | 700   | 700   |
| Тетрадь для записей                        | шт            | 2      | 1      | 2      | 50                    | 50    | 50    | 100         | 50    | 100   |
| Транспортно-заготовительные расходы (3-5%) |               |        |        |        |                       |       |       | 80          | 50    | 100   |
| Итого:                                     |               |        |        |        |                       |       |       | 1680        | 1200  | 1700  |

### Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Для выполнения данного проекта необходимо приобретение персонального компьютера для двух участников проекта, ПО MicrosoftOffice 365 для создания документов, лицензионного программного пакета AutoCad для компьютерной реализации графической части.

Также необходимо иметь экспериментальные данные с предприятия, которые могут быть получены двумя способами: 1) запросить данные с напрямую; 2) провести необходимые исследования в сети Internet и выбрать данные.

Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного научного проекта и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в виде амортизационных отчислений. Так, стоимость персонального компьютера при сроке амортизации 25 месяцев и его использовании в течение 9 месяцев составит 25 тысяч рублей.

Таблица 3.8 – Затраты на оборудование

| № п/п  | Наименование оборудования                          | Кол-во ед. оборудования | Цена ед. оборудования, тыс. руб. | Общая стоимость оборудования, тыс. руб |
|--------|--|-------------------------|----------------------------------|--|
| 1      | Персональный компьютер                             | 2                       | 25                               | 50                                     |
| 2      | Принтер  | 1                       | 5                                | 5                                      |
| 3      | Microsoft Office 2016 Home and Business RU x32/x64 | 2                       | 9                                | 18                                     |
| 4      | AutoCad  | 1                       | 117                              | 117                                    |
| Итого: |  |                         |                                  | 190                                    |

### Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (3.6)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;

$Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата

Основная заработная плата ( $Z_{осн}$ ) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (3.7)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 19);

$Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (3.8)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

|      |      |          |         |      |                       |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|------|
|      |      |          |         |      | Финансовый менеджмент | Лист |
|      |      |          |         |      |                       | 106  |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                       |      |

при отпуске в 24 раб. дня  $M=11,2$  месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней  $M=10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 3.9 – Баланс рабочего времени

| Показатели рабочего времени                  | Руководитель | Инженер |
|--|--------------|---------|
| Календарное число дней                       | 365          | 365     |
| Количество нерабочих дней                    |              |         |
| - выходные дни                               | 76           | 76      |
| - праздничные дни                            | 14           | 14      |
| Потери рабочего времени                      |              |         |
| - отпуск                                     | 24           | 48      |
| - невыходы по болезни                        | 0            | 0       |
| Действительный годовой фонд рабочего времени | 247          | 227     |

$$Z_{\text{дн(рук.)}} = \frac{36000 \cdot 11,2}{247} = 1632,4 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{дн(маг.)}} = \frac{28000 \cdot 10,4}{227} = 1282,8 \text{ руб}$$

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_b \cdot (k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p \quad (3.9)$$

где  $Z_b$  – базовый оклад, руб.;

$k_{\text{пр}}$  – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда);

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: определяется Положением об оплате труда);

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 3.10 – Расчет основной заработной платы

| Исполнители  | З <sub>б</sub> ,<br>руб. | k <sub>пр</sub> | k <sub>д</sub> | k <sub>р</sub> | З <sub>м</sub> ,<br>руб | З <sub>дн</sub> ,<br>руб. | T <sub>р</sub> ,<br>раб.<br>дн. | З <sub>осн</sub> ,<br>руб. |
|--------------|--------------------------|-----------------|----------------|----------------|-------------------------|---------------------------|---------------------------------|----------------------------|
| Руководитель | 36000                    | 1,3             | -              | 1,3            | 46800                   | 1632,4                    | 40                              | 65296                      |
| Инженер      | 28000                    | -               | -              | 1,3            | 36400                   | 1282,8                    | 90                              | 115452                     |
| Итого:       |                          |                 |                |                |                         |                           |                                 | 180748                     |

### Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10 - 15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (3.10)$$

где  $Z_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной зарплаты;

$Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата, руб.

В табл. 3.11 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 3.11 – Заработная плата исполнителей НТИ

| Заработная плата                | Руководитель | Инженер  |
|---------------------------------|--------------|----------|
| Основная зарплата               | 65296        | 115452   |
| Дополнительная зарплата         | 9794,4       | 17317,8  |
| Итого по статье C <sub>зп</sub> | 75090,4      | 132769,8 |

### Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (3.11)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 3.12– Отчисления во внебюджетные фонды

| Исполнитель                                  | Основная заработная плата, руб. | Дополнительная заработная плата, руб. |
|--|---------------------------------|---------------------------------------|
| Руководитель проекта                         | 65296                           | 9794,4                                |
| Инженер                                      | 115452                          | 17317,8                               |
| Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды | 27,1 %                          |                                       |
| Отчисления, руб.                             | 48982,7                         | 7347,4                                |
| Итого  | 56330,11                        |                                       |

### Накладные расходы

Накладные расходы – это расходы на прочие затраты, не учитываемые в п.п 1.3.1 – 1.3.3, например, затраты на печать, ксерокопирование, оплата интернета и прочих услуг связи и коммуникации, электроэнергии. Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}},$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принята в размере 20%.

Рассчитаем накладные расходы на выполнение НТИ:

Для первого варианта

$$Z_{\text{накл}} = (1680+190000+180748+27112,2+56330,11) \cdot 0,2 = 91174,06$$

рублей.

Для второго варианта

$$Z_{\text{накл}} = (1200+190000+180748+27112,2+56330,11) \cdot 0,2 = 91078,06$$

рублей.

Для третьего варианта

$$Z_{\text{накл}} = (1700+190000+180748+27112,2+56330,11) \cdot 0,2 = 91178,06$$

рублей.

## Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 3.13 – Расчет бюджета затрат НИИ

| Наименование статьи                           | Сумма, руб. |           |           |
|---|-------------|-----------|-----------|
|   | Исп. 1      | Исп. 2    | Исп. 3    |
| 1. Материальные затраты НИИ                   | 1680        | 1200      | 1700      |
| 2. Специальное оборудование для научных работ | 190000      | 190000    | 190000    |
| 3. Основная заработная плата                  | 180748      | 180748    | 180748    |
| 4. Дополнительная заработная плата            | 27112,2     | 27112,2   | 27112,2   |
| 5. Отчисления на социальные нужды             | 56330,11    | 56330,11  | 56330,11  |
| 6. Накладные расходы                          | 91174,06    | 91078,06  | 91178,06  |
| 7. Бюджет затрат                              | 547044,37   | 546468,37 | 547068,37 |

### Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

|      |      |          |         |      |                       |      |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|------|
|      |      |          |         |      | Финансовый менеджмент | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                       | 110  |

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}}, \quad (3.12)$$

где  $I_{\phi}^p$  - интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\max}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad (3.13)$$

где  $I_m^a$  – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;  $a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го параметра;

$b_i^a, b_i^p$  – бальная оценка  $i$ -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

$n$  – число параметров сравнения.

Таблица 3.14 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

| Объект исследования<br>Критерии                | Весовой коэффициент параметра | Исп.1 | Исп.2 | Исп.3 |
|--|-------------------------------|-------|-------|-------|
| 1. Адекватность разработки                     | 0,3                           | 5     | 4     | 3     |
| 2. Простота применения                         | 0,2                           | 4     | 4     | 5     |
| 3. Энергосбережение                            | 0,3                           | 5     | 4     | 4     |
| 4. Универсальность                             | 0,1                           | 4     | 3     | 4     |
| 5. Способствует росту производительности труда | 0,1                           | 4     | 5     | 4     |
| ИТОГО  | 1                             | 4,4   | 4,0   | 4,0   |

Интегральный показатель эффективности разработки ( $I_{финр}^p$ ) и аналога ( $I_{финр}^a$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I^{исп1} = 4,4/0,99 = 4,44$$

$$I^{исп2} = 4,0/0,99 = 4,04$$

$$I^{исп3} = 4,0/1 = 4,0$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{cp}$ ):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{Исн1}}{I_{Исн2}} \quad (3.14)$$

Таблица 3.15 – Сравнительная эффективность разработки

| № п/п | Показатели   | Исп.1 | Исп.2 | Исп.3 |
|-------|--|-------|-------|-------|
| 1     | Интегральный финансовый показатель разработки                                      | 0,99  | 0,99  | 1     |
| 2     | Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки                            | 4,4   | 4,0   | 4,0   |
| 3     | Интегральный показатель эффективности  | 4,44  | 4,04  | 4,0   |
| 4     | Сравнительная эффективность вариантов исполнения (разработка относительно аналога) | 1,11  | 1,01  | 1,0   |

Вывод: в ходе выполнения данного раздела были определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности и, на основании сравнительной эффективности вариантов исполнения, оптимальным был выбран вариант исполнения 1.

## 4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

При проектировании опасного производственного объекта - комплекса по перевалке нефтепродуктов (нефтебазы), важнейшей задачей является учёт правил и требований промышленной и экологической безопасности. Соответственно, целью данного раздела является анализ вредных и опасных производственных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации и обслуживании нефтебазы.

Рабочей зоной является территория нефтебазы, в том числе: резервуарные парки, продуктовая насосная, автомобильная эстакада налива. Обслуживание технологического оборудования – это неотъемлемая часть процесса эксплуатации нефтебазы.

### 4.1 Производственная безопасность

Согласно ГОСТ 12.0.002-2014 [19] факторы производственной среды делятся на: опасные и вредные.

Для исключения или обеспечения минимального влияния вредных и опасных факторов в процессе трудовой деятельности есть системы законодательных актов и мероприятий, направленных на сохранения жизни и здоровья работников. Данный свод правил регулирует такие факторы, как: санитария, техника безопасности, пожарная безопасность. Данные факторы указаны в таблице 4.1.

| Изм.       | Лист | № докум.         | Подпись | Дата |  |                |      |        |
|------------|------|------------------|---------|------|--|----------------|------|--------|
|            |      |                  |         |      | Проектирование комплекса по перевалке нефтепродуктов в сложных природно-климатических условиях |                |      |        |
| Разраб.    |      | Якупов М.Р.      |         |      | СОЦИАЛЬНАЯ<br>ОТВЕТСТВЕННОСТЬ  | Лит.           | Лист | Листов |
| Руковод.   |      | Шадрина А.В.     |         |      |  |                | 113  | 136    |
| Консульт.  |      | Черемискина М.С. |         |      |  | ТПУ зр. 3-2Б4Д |      |        |
| Рук-ль ОПП |      | Брусник О.В.     |         |      |  |                |      |        |

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при обслуживании и эксплуатации нефтебазы по ГОСТ 12.0.003 – 2015 [20].

| Наименование видов работ   | Факторы<br>(ГОСТ 12.0.003-2015)  |  | Нормативный документ   |
|--|--|--|--|
|  | Вредные  | Опасные  |  |
| 1  | 2  | 3  | 4  |
| 1. Очистка трубопровода от изоляции.<br>2. Проведение диагностических работ.<br>3. Ремонтные работы.<br>4. Отбор проб и замер уровня в резервуаре.<br>5. Зачистка резервуаров. | 1. Отклонение показателей микроклимата.<br>2. Превышение уровня шума.<br>3. Повышенная загрязненность и загазованность воздуха рабочей зоны. | 1. Электрический ток.<br>2. Пожароопасность и взрывоопасность.<br>3. Движущиеся машины и механизмы | ГОСТ 32569-2013 [21],<br>ГОСТ 12.1.007-76 [3],<br>ГОСТ 12.0.003-74 [20],<br>ГОСТ Р 12.1.019-2009 [29],<br>ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [30],<br>ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ [31],<br>ГОСТ 12.1.044-89 [4] |

#### 4.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

##### 1. Отклонение параметров микроклимата

Климат района умеренный, одновременно имеет черты морского и муссонного

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

онного. Температура воздуха в г. Петропавловск-Камчатском колеблется от +29,4 до минус 31,8°С. Количество дней с осадками различной интенсивности составляет в среднем 144 в год. Всему производственному персоналу нефтебазы выдается спецодежда. Летом: костюм хлопчатобумажный с водоотталкивающим покрытием, сапоги кирзовые, перчатки с полимерным покрытием. Зимой: куртка на утепленной прокладке, костюм зимний с притегивающейся утепляющей прокладкой, чуни. Зимой, работы на открытом воздухе запрещаются при следующих условиях, представленных в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Условия, запрещающие работы в зимнее время

| Скорость ветра, м/с     | Температура воздуха, °С |
|-------------------------|-------------------------|
| При безветренной погоде | - 40                    |
| Не более 5,0            | - 35                    |
| 5,1 – 10,0              | - 25                    |
| 10,1 – 15,0             | - 15                    |
| 15,1 – 20,0             | - 5                     |
| Более 20,0              | 0                       |

## 2. Превышение уровней шума

Источниками шума при эксплуатации и обслуживании нефтебазы может являться насосное оборудование, работающие двигатели транспорта, системы вентиляции и т.д. Согласно ГОСТ 12.1.003 – 83 [25] эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА. Защита от шума должна обеспечиваться разработкой шумобезопасной техники, применением средств и методов коллективной защиты, таких, как:

- Экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм);
- Звукоизоляция и т.д,

а также применяют средства индивидуальной защиты: наушники, ушные вкладыши. Средства индивидуальной защиты применяются в том случае, если друг

ими способами обеспечить допустимый уровень шума на рабочем месте не удается.

Степень вредности и опасности условий труда при действии виброакустических факторов устанавливается с учетом их временных характеристик (постоянный, непостоянный шум, вибрация и т.д.). Определение класса условий труда при воздействии производственного шума.

Для измерения уровня шума используют шумометры отечественного производства ИШВ-1, ВШВ-003, Роботрон, а также зарубежного – «Брюль и Кьер». Измерение шума на рабочих местах производится при включенных приборах и механизмах. Осуществляется периодически службой Охраны Труда и сводится к измерению уровня звукового давления на любых частотах и сравнения.

### **3. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.**

Нефтепродукты крайне раздражающе действуют на кожу. При длительном контакте с ними происходит обезжиривание, высушивание и шелушение кожи, что способствует развитию различных гнойничковых заболеваний. Воздействие нефтепродуктов на организм возможно путем вдыхания их паров, а также через кожу. Острые отравления могут вызываться как сернистыми соединениями в нефтепродуктах, так и высокими концентрациями углеводородов.

Существует такое понятие как ПДК – предельно-допустимая концентрация и ПДВК – предельно-допустимая взрывоопасная концентрация. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам – это концентрации вредных веществ, которые при ежедневной (кроме выходных дней) работе в течение 8 ч или при другой продолжительности работы, но не более 40ч в неделю, не могут вызвать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья работающих в процессе работы и в течение всей жизни.

|             |             |                 |                |             |                                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Социальная ответственность</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                   | 116         |

Предельно допустимая взрывобезопасная концентрация горючих веществ в (ПДВК) -

это концентрации взрывоопасных и вредных веществ в воздухе рабочей зоны, выше которых запрещено проведение огневых работ. Величины ПДК для воздуха измеряются в мг/м<sup>3</sup>. Величины ПДВК измеряются в %.

- ПДК нефтепродуктов и углеводородов нефти - 300 мг/м<sup>3</sup>,
- ПДВК до 5% НКПР (примерно 2000 мг/м<sup>3</sup>)

При перекачке и отборе проб нефтепродукты относят к 3-му классу опасности (предельно допустимая концентрация аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны - не более 10 мг/м<sup>3</sup>), при хранении и лабораторных испытаниях - к 4-му классу опасности (предельно допустимая концентрация по лёгким углеводородам в пересчете на углерод - не более 300 мг/м<sup>3</sup>).

Применяемые средства индивидуальной защиты должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.4.011[26]. Выбор конкретных типов средств индивидуальной защиты должен проводиться в зависимости от вида работ и применяемых веществ и материалов. Защитные средства, выдаваемые в индивидуальном порядке, должны находиться во время работы у работника или на его рабочем месте. Выбор СИЗ следует определять в зависимости от уровня загрязнения воздушной среды и поверхностей изделия токсичными веществами, интенсивности шума, вибрации, степени электробезопасности, микроклимата на рабочем месте и характера выполняемой работы. СИЗОД применяются в том случае, когда при помощи вентиляции не обеспечивается требуемая чистота воздуха рабочей зоны, предусмотренная требованиями ГОСТ 12.1.005[27].

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

## 4.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

### 1. Электрический ток.

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках с разностью потенциалов. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ и быть не более 50 мА.[24]. Для защиты от поражения электрическим током применяют коллективные и индивидуальные средства защиты.

К коллективным средствам электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

К индивидуальным средствам защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

К работе с электрооборудованием допускаются лица, прошедшие специальное обучение, инструктаж и имеющие соответствующую группу допуска по электробезопасности.

### 2. Пожарная и взрывная безопасность

Предотвращение пожаров и взрывов объединяется общим понятием – пожарная профилактика. Ее можно обеспечивать различными способами и средствами:

|             |             |                 |                |             |                                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Социальная ответственность</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                   | 118         |

- технологическим,
- строительными,
- организационно-техническими.

Пожарная профилактика является важнейшей составной частью общей проблемы обеспечения пожаро-взрывобезопасности различных объектов, и поэтому ей уделяется первоочередное внимание при решении вопросов защиты объектов от пожаров и взрывов. При пожаре на людей воздействуют следующие опасные факторы:

- повышенная температура воздуха или отдельных предметов,
- открытый огонь и искры,
- пониженное содержание кислорода в воздухе,
- взрывы,
- токсичные продукты сгорания, дым и т.д.

Основными причинами пожаров на производстве являются нарушение технологического режима работы оборудования, неисправность электрооборудования, самовозгорание различных материалов и другое. Для предотвращения пожаров и взрывов необходимо исключить возможность образования горючей и взрывоопасной среды и предотвратить появление в этой среде источников зажигания. Ответственность за пожарную безопасность при проведении работ повышенной опасности (РПО) на нефтебазе возлагается на руководителя нефтебазы. Приказ доводится до сведения всех работников, задействованных на РПО и проводится ознакомление с приказом под роспись.

Лица, принимающие участие в РПО должны ежегодно проходить обучение по пожарно-техническому минимуму со сдачей экзамена.

Осмотр места проведения и согласование в наряде-допуске на выполнение РПО осуществляют:

1. инженеры по охране труда;
2. ответственный за подготовку объекта к проведению работ;

|             |             |                 |                |             |                                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Социальная ответственность</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                   | 119         |

### 3. начальник участка.

При отсутствии оформленного в установленном порядке наряда - допуска или нарушении правил пожарной безопасности работы должны быть немедленно прекращены.

Места проведения РПО следует обеспечивать в необходимом количестве первичными средствами пожаротушения (огнетушители, лопаты, ёмкости с водой).

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения пожаров и взрывов необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам на трубопроводах, в установленные сроки осуществлять ревизии и технические осмотры оборудования нефтебазы, соблюдать нормы технологического регламента.

### **3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)**

При эксплуатации строительных машин и механизмов следует руководствоваться СНиП III-4-80 «Техника безопасности в строительстве», "Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов" и инструкциями заводоизготовителей.

Руководители организаций, выполняющих строительномонтажные работы с применением строительных машин и механизмов, обязаны назначать ИТР, ответственных за безопасное проведение этих работ из числа лиц, прошедших проверку знаний, правил и инструкций по безопасному ведению работ с применением данных машин и механизмов.

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

До начала работы с применением машин и механизмов руководитель ра

|             |             |                 |                |             |                                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Социальная ответственность</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                   | 120         |

боты должен определить схему движения и место установки их места, и способы зануления (заземления) машин, имеющих электропривод, указать способы взаимодействия и сигнализации машиниста (оператора) с рабочим-сигнальщиком, обслуживающим машины, определить (при необходимости) местонахождение сигнальщика, а также обеспечить надлежащее освещение рабочей зоны.

На месте работы машин и механизмов должно быть обеспечено хорошее обозрение рабочей зоны и маневрирование. Если машинист или моторист, управляющий машиной, не имеет достаточную обзорность рабочей зоны или не видит рабочего (специально выделенного сигнальщика), подающего ему сигналы, между машинистом и сигнальщиком необходимо установить двухстороннюю радио- или телефонную связь. Не допускается промежуточный сигнальщик для передачи сигналов машинисту.

Значение сигналов, подаваемых в процессе работы или передвижения машины, механизма, оборудования, должно быть разъяснено лицам, участвующим в работе. В зоне работы оборудования должны быть установлены знаки безопасности и предупредительные надписи. Запрещается оставлять без надзора оборудование, машину с работающим (включенным) двигателем.

При погрузочно-разгрузочных работах следует руководствоваться ГОСТ 12.3.009-76 «Система стандартов безопасности труда». Строповать грузы следует инвентарными стропами или специальными грузозахватными устройствами, изготовленными по утвержденному проекту (чертежу). Способы строповки должны исключать падение или скольжение застропованного груза.

Установка (укладка) грузов на транспортные средства должна обеспечивать устойчивое положение транспортного средства и груза при погрузке, транспортировке и разгрузке.

Запрещается при выполнении погрузочно-

|             |             |                 |                |             |                                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Социальная ответственность</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                                   | 121         |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                   |             |

разгрузочных работ строповка груза, находящегося в неустойчивом положении, а также смещение строповочных приспособлений на приподнятом грузе.

Такелажные приспособления (пеньковые канаты, тросы, стропы, цепи) и грузоподъемные механизмы (тали, лебедки, краны), применяемые при эксплуатации и ремонте, должны быть проверены и снабжены клеймами или бирками с указанием допустимых нагрузок, дат приведенного и очередного испытания.

При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов[30].

При погрузке и разгрузке труб должны быть приняты меры против самопроизвольного их скатывания со штабелей или транспортных средств.

#### **4.2 Экологическая безопасность**

Все мероприятия по охране окружающей среды при обслуживании и эксплуатации нефтебазы должны быть выполнены в соответствии с проектом. При выполнении работ по обслуживанию оборудования, ремонтных, строительномонтажных работ на нефтебазе необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей среды.

##### **1. Влияние на атмосферу.**

Лёгкие нефтепродукты в значительной степени разлагаются и испаряются еще на поверхности почвы, легко смываются водными потоками. Путем испарения из почвы удаляется от 20 до 40% легких фракций углеводородов. Летучие углеводороды, входящие в состав нефтепродуктов под воздействием ультрафиолетового излучения приводит к образованию смога.

С целью уменьшения негативного воздействия выбросов загрязняющих веществ на атмосферный воздух прилегающей территории и исключения возникновения приземных концентраций загрязняющих веществ выше действующих санитарных норм предусмотрены следующие мероприятия:

- герметизация технологического процесса;

|             |             |                 |                |             |                                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Социальная ответственность</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                   | 122         |

- применение современного технологического оборудования, работающего в автоматическом режиме;
- применение сварных соединений трубопроводов с целью сокращения неорганизованных выбросов за счет утечек через неплотности фланцевых соединений;
- изоляция металлических поверхностей системой антикоррозионного покрытия в целях защиты от коррозии;
- оснащение технологического оборудования системой автоматического контроля и защиты, срабатывающей при отклонении от заданных параметров технологических процессов.

## 2. Влияние на гидросферу

В гидросфере нефтепродукты оказывают крайне негативное влияние на водные ресурсы. Несмотря на низкую растворимость в воде достаточного количества нефтепродуктов, чтобы ухудшилось качество и свойство воды. С целью предотвращения истощения и загрязнения водных ресурсов предусмотрены следующие мероприятия:

- предусмотреть обвалование площадки перегрузочного комплекса и оснащение площадки перегрузочного комплекса системой приема ливнестоков в сети самотечной канализации, исключающей попадания пролива нефтепродуктов в систему канализации;
- Дождеприемники на обвалованной территории резервуарного парка оборудовать запорными устройствами. На трубопроводах производственно-дождевой канализации за пределами обвалования резервуаров нефти установить колодцы с задвижками и колодцы с гидрозатворами;
- Внутри обвалования резервуарных парков установить приемки для сбора ливневых стоков. В случае аварийного сброса нефтепродуктов внутри обвалования, перекрывается задвижка, и стоки из обвалования не попадают в сеть канализации. Топливо собирается специальными машинами и увозится

|             |             |                 |                |             |                                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Социальная ответственность</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                                   | 123         |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                   |             |

тся с территории.

### 3. Влияние на биосферу

Негативное влияние оказывает любая из форм серы, находящейся в нефтепродуктах (сероводород, сульфиды, меркаптаны, свободная сера), оказывает токсическое воздействие на живые организмы, замедляет процесс роста растений, вызывает хлороз, некроз.

В целях предотвращения неучтенного вреда водным биологическим ресурсам и среде их обитания при осуществлении хозяйственной деятельности предусмотрено:

- хранение и складирование временных запасов ГСМ в резервуарах с двойным корпусом на специально оборудованных площадках, оснащенных бетонными противотранспортиционными экранами с их обвалованием;
- размещение резервуарного парка на устойчивом возвышенном участке с фундаментами, опирающимися на коренные породы с необходимыми сейсмическими и геологическими характеристиками;
- обеспечение надежной защиты Авачинской губы от попадания ГСМ с судов и отведенного земельного участка;
- исключение сброса неочищенных производственных, хозяйственно-бытовых и поверхностных сточных вод в водный объект и на рельеф местности водоохраных зон;
- перекачка всего объема сточных вод на очистные сооружения МУП «Петропавловск водоканал»;
- исключение мойки автомашин в водном объекте и в пределах водоохраной зоны водного объекта;
- эксплуатация только исправной запорно-регулирующих устройств на территории комплекса и на судах;
- исключение сброса с судов в водный объект любых нефтесодержащих жидкостей и сточных вод;
- исключение попадания в водный объект отходов производства и потребления

|             |             |                 |                |             |                                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Социальная ответственность</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                   | 124         |

с территории комплекса и с судов.

#### 4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Чрезвычайные ситуации (ЧС) – обстановка на определенной территории сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Среди наиболее возможных ЧС могут возникнуть: пожар, поломка оборудования в результате удара молнии, обрушение помещения рабочей зоны, сбой в электроснабжении, сбой в работе оборудования.

Организация производственных процессов для исключения возникновения ЧС должна обеспечивать безопасные условия труда, в том числе предусматривать:

- рациональную организацию и безопасные методы, и приёмы труда, а также организацию отдыха работников;
- устранение непосредственного контакта работников с исходными веществами и материалами, заготовками, полуфабрикатами, готовой продукцией и отходами производства, оказывающими вредное влияние на их здоровье;
- оптимальные режимы работы оборудования, обеспечивающие непрерывность технологического процесса, исключение возможности создания аварийных ситуаций;
- применение процессов и операций, исключающих возможность воздействия на работников опасных и вредных производственных факторов;
- своевременное удаление и обезвреживание вредных отходов производства;

|             |             |                 |                |             |                                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Социальная ответственность</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                   | 125         |

- максимальную механизацию ручного труда;
- использование защитных и блокировочных устройств, исключающих возникновение аварийных ситуаций, средств световой и звуковой сигнализации о нарушении технологического процесса;
- герметизацию технологического оборудования;
- своевременное получение информации о возникновении опасных и вредных производственных факторов на отдельных участках и технологических операциях;
- систему контроля и управления технологическим процессом, обеспечивающим работникам безопасные условия труда, а также аварийное отключение производственного оборудования;
- использование работниками средств индивидуальной и коллективной защиты от воздействия вредных и опасных производственных факторов.

Все работы по эксплуатации и обслуживанию объекта производятся в строгом соответствии с регламентами, инструкциями, определяющими основные положения по эксплуатации; инструкциями по охране труда, эксплуатации и ремонту оборудования, составленными с учётом местных условий для всех видов работ, утверждёнными соответствующими службами.

#### **4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на нефтебазе регламентируются следующими нормативно правовыми актами и документами:

- 1) Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 26 декабря 2005 г.).
- 2) Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-

|             |             |                 |                |             |                                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Социальная ответственность</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                                   | 126         |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                   |             |

ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г. 3) Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014).

3) Трудовым кодексом РФ, главой 36 «Обеспечение прав работников на охрану труда».

При работах с вредными и опасными условиями труда, а также выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работникам бесплатно выдаются прошедшие обязательную, сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и (или) обезвреживающие средства в соответствии с типовыми нормами. При работе с вредными условиями труда работникам выдаются бесплатно по установленным нормам молоко или другие равноценные пищевые продукты. Выдача работникам по установленным нормам молока или других равноценных пищевых продуктов по письменным заявлениям работников может быть заменена компенсационной выплатой в размере, эквивалентном, стоимости этих продуктов, если это предусмотрено коллективным договором и (или) трудовым договором.

При организации рабочей зоны следует руководствоваться принципом комфорта в расположении оргтехники в кабинетах производственного и административного персонала нефтебазы. Расстояние между оборудованием должно быть достаточным для свободного прохода, провода компьютерной техники - аккуратно размещены, рабочие столы - удобны для работы, рабочее кресло - регулируемо.

К эксплуатации производственных объектов нефтебазы допускаются лица, достигшие 18 лет, имеющие квалификацию не ниже 4-го разряда, прошедшие курс обучения, сдавшие экзамен по ОТ, ПБ, годные по состоянию здоровья, прошедшие медицинское освидетельствование.

Все работники, занятые обслуживанием и эксплуатацией нефтебазы должны пройти обучение правилам эксплуатации и обслуживания, пройти вводный и первичные инструктажи на рабочем месте. После прохождения обучения вс

|             |             |                 |                |             |                                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Социальная ответственность</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                   | 127         |

е работники сдают установленный техминимум.

Нефтебаза должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения. Нельзя размещать на объекте горючие материалы и посторонние предметы.

Обнаружив утечку нефтепродукта, необходимо принять меры по устранению ее, соблюдая все требования по охране труда при выполнении газоопасных работ, а при невозможности самостоятельного устранения действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

Эксплуатация электрооборудования и средств автоматизации должна производиться в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации и электроустановок потребителей», инструкций заводоизготовителей, комплекса государственных стандартов на взрывозащищенное электрооборудование, устанавливающих требования к эксплуатации.

Перед началом работ на территории нефтебазы подрядчик обязан оформить наряд – допуск согласно установленным инструкциям.

При проведении огневых работ при текущих и капитальных ремонтах, выполняемых работниками действующих организаций и работниками сторонних организаций, следует руководствоваться требованиями Инструкции по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах, Правил пожарной безопасности в Российской Федерации. Все работники должны уметь пользоваться средствами пожаротушения и уметь оказывать первую помощь при несчастном случае. Не допускается загромождение рабочих мест, проходов, выходов из помещений и здания, доступа к противопожарному оборудованию.

Вывод:

В результате выполненного раздела был проведён анализ влияния на производственный персонал нефтебазы опасных и вредных производственных факторов, рассмотрены вопросы экологической безопасности, безопасности в чрезвычайных ситуациях и вопросы правового и организационного обеспече

|             |             |                 |                |             |                                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Социальная ответственность</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                   | 128         |

ния безопасности, на основе этого были предложены мероприятия по повышению безопасности проектируемого объекта.

|             |             |                 |                |             |                                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Социальная ответственность</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                   | 129         |

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения моей выпускной квалификационной работы была достигнута цель исследования –

выполнено проектирование нефтебазы, расположенной в Камчатском крае.

Для достижения цели были решены следующие задачи:

- определен состав объектов и сооружений нефтебазы;
- дана характеристика хранящихся нефтепродуктов;

произведен расчет резервуарного парка нефтебазы, определен объем парка, тип и количество резервуаров, подобрано основное и вспомогательное оборудование;

- выполнены гидравлические расчёты трубопроводов, механические расчёты трубопроводов, выбор компенсаторов насосной станции нефтепродуктов с выбором рабочего оборудования;

- рассчитана сметная стоимость объекта проектирования для локального монтажного процесса (монтаж РВС-5000), технико-экономические показатели.

- освещены вопросы безопасности труда и экологичности проектных решений, дана характеристика противопожарной безопасности на строительной площадке.

Объект «N» производит операции по приёму, хранению и отпуску нефтепродуктов.

Группа резервуаров и сливно-наливных устройств предназначены для хранения дизельного топлива, мазута, ТСМ.

|                   |                     |                 |                |             |   |                       |             |               |
|-------------------|---------------------|-----------------|----------------|-------------|---|-----------------------|-------------|---------------|
|                   |                     |                 |                |             | <i>Проектирование комплекса по перевалке нефтепродуктов в сложных природно-климатических условиях</i> |                       |             |               |
| <i>Изм.</i>       | <i>Лист</i>         | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |   |                       |             |               |
| <i>Разраб.</i>    | <i>Якупов М.Р.</i>  |                 |                |             | <b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b>   | <i>Лит.</i>           | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i>   | <i>Шадрина А.В.</i> |                 |                |             |   |                       | 130         | 136           |
| <i>Консульт.</i>  |                     |                 |                |             |   | <i>ТПУ гр. 3-2Б4Д</i> |             |               |
| <i>Рук-ль ОПП</i> | <i>Брусник О.В.</i> |                 |                |             |   |                       |             |               |

Прием нефтепродуктов осуществляется по технологическим трубопроводам, отгрузка производится на морской и автомобильный транспорт.

|             |             |                 |                |             |                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Заключение</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                   | 131         |

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ФЗ-116 Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" Постановление Правительства Российской Федерации от 25 декабря 1998 г. № 1540.
2. "Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов" Приказ Ростехнадзора от 7 ноября 2016 года N 461.
3. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
4. ГОСТ 12.1.044-89 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.
5. ГОСТ Р 51330.11-99 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12.
6. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам.
7. ГОСТ Р 51330.5-99 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения.
8. ГОСТ 31385-2008 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические требования.
9. ГОСТ Р 52910-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия.
10. ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.
11. ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная запорная. Классы и нормы герметичности затворов.

|                   |             |                     |                |             |   |                       |             |               |
|-------------------|-------------|---------------------|----------------|-------------|---|-----------------------|-------------|---------------|
|                   |             |                     |                |             | <i>Проектирование комплекса по перевалке нефтепродуктов в сложных природно-климатических условиях</i> |                       |             |               |
| <i>Изм.</i>       | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>     | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |   |                       |             |               |
| <i>Разраб.</i>    |             | <i>Якупов М.Р.</i>  |                |             | <b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ<br/>ЛИТЕРАТУРЫ</b>   | <i>Лит.</i>           | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i>   |             | <i>Шадрин А.В.</i>  |                |             |   |                       | 132         | 136           |
| <i>Консульт.</i>  |             | .                   |                |             |   | <i>ТПУ гр. 3-2Б4Д</i> |             |               |
| <i>Рук-ль ОПП</i> |             | <i>Брусник О.В.</i> |                |             |   |                       |             |               |

12. ГОСТ 9467-75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы.
13. ГОСТ 6465-76 Эмали ПФ-115. Технические условия.
14. ГОСТ 15907-70 Лаки ПФ-170 и ПФ-171. Технические условия.
15. ГОСТ 25129-82 Грунтовка ГФ-021. Технические условия.
16. ГОСТ 12997-84 Изделия ГСП. Общие технические условия.
17. ГОСТ 14254-96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).
18. ГОСТ Р 50839-2000 Совместимость технических средств электромагнитная.
19. ГОСТ 12.0.002-2014 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Термины и определения»;
20. ГОСТ 12.0.003 – 2015 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
21. ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».
22. ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».
23. ГОСТ 12.1.038-82 «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
24. ГОСТ 12.1.003 – 83 «Шум. Общие требования безопасности».
25. ГОСТ 12.4.011-89 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
26. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация».
27. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).
28. СП 75.13330.2012 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы.

|             |             |                 |                |             |   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |   | 133         |

29. СП 110.13330.2012 Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.
30. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
31. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014).
32. СП 77.13330.2012 Системы автоматизации.
33. СП 75.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.
34. СП 61.13330.2012 (СНиП 41-03-2003) СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной безопасности.
35. ВНТП 5-95 Нормы технологического проектирования нефтебаз и складов нефтепродуктов.
36. Серия 03. Выпуск 69. «Руководство по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов» 2013 (взамен ПБ 03-605-03).
37. Серия 03. Выпуск 67. Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (взамен ПБ 03-585-03).

Учебная литература

38. Арустамов, Э.А. Безопасность жизнедеятельности [Текст]: учебник / Под ред. Э.А. Арустамова. – М: «Дашков и К», 2016. – 476 с.: ил.
39. Воробьев, Ю.Л. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов [Текст]: учеб. пособие / Ю.Л. Воробьев, В.А. Акимов, Ю.И. Соколов. – М.: Ин-октаво, 2015. – 368 с.: ил.
40. Дашевский, А.В. Справочник инженера по добыче нефти [Текст]: справоч. Пособие / А.В. Дашевский, И.И. Кагарманов, Ю.В. Зейгман, Г.А. Шамаев. – М: Ин-октаво, 2005. – 290 с.: ил.
41. Козлитин, А.М. Управление промышленной и экологической безопасностью производственных объектов на основе риска [Текст]:

|             |             |                 |                |             |   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |   | 134         |

международный научный сборник / А.М. Козлитин, А.И. Попов, Э.Ф. Тугушев. – Саратов: «Три А», 2015. – 94 с.: ил.

42. Кривошеин, Д.А. Экология и безопасность жизнедеятельности [Текст]: учеб. пособие для вузов / Д.А. Кривошеин, Л.А. Муравей, Н.Н. Роева. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2000. – 447 с.
43. Шевченко, А.В. Руководство по эвакуации населения в ЧС природного и техногенного характера ВНИИ ГОЧС [Текст]: методическое указание / А.В. Шевченко, Н.М. Леонов, Н.М. Паращенко . – М.:ИПП «Куна», 1995. – 43 с.
44. Безбородов Ю. Н. Технологическое оборудование для АЗС и нефтебаз. В 2 ч. Ч. 2. Оборудование для хранения, приема и выдачи нефтепродуктов на нефтебазах и АЗС/БезбородовЮ.Н., ПетровО.Н., СокольниковаА.Н. и др. - Краснояр.: СФУ, 2015. - 172 с.
45. Безбородов Ю. Н. Резервуары для приёма, хранения и отпуска нефтепродуктов / БезбородовЮ.Н., ШрамВ.Г., КравцоваЕ.Г. и др. - Краснояр.: СФУ, 2015. - 110 с.

|             |             |                 |                |             |   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |   | 135         |