

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

Школа: *Инженерная школа природных ресурсов*

Направление подготовки: *21.04.01 Нефтегазовое дело/Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов*

Отделение: *Отделение нефтегазового дела*

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

| Тема работы  |
|--|
| Моделирование процесса очистки нефтяного резервуара технологией ВЭМА |

УДК 622.692.23-776

Студент

| Группа | ФИО          | Подпись | Дата |
|--------|--------------|---------|------|
| 2БМ95  | Мандзюк М.И. |         |      |

Руководитель

| Должность   | ФИО           | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------|---------------|------------------------|---------|------|
| ОНД, Доцент | Манабаев К.К. | к.ф.-м.н.              |         |      |

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность   | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------|--------------|------------------------|---------|------|
| ОНД, доцент | Романюк В.Б. | к.э.н.                 |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|-----|------------------------|---------|------|
|                  |     |                        |         |      |

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

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
Отделение нефтегазового дела  
Период выполнения весенний семестр 2021 учебного года

Форма представления работы:

|  |
|--|
| Магистерская диссертация<br>(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация) |
|--|

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

|  |            |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 16.06.2021 |
|--|------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|---|------------------------------------|
| 20.03.2021    | <i>Выполнение теоретической части работы</i>          | 40                                 |
| 15.04.2021    | <i>Выполнение расчетной части работы</i>              | 40                                 |
| 11.05.2021    | <i>Устранение недочетов в работе</i>                  | 20                                 |

Составил преподаватель:

| Должность | ФИО           | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------|------------------------|---------|------|
| доцент    | Манабаев К.К. | к.ф.-м.н.              |         |      |

**СОГЛАСОВАНО:**

| Руководитель ООП | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|----------------|------------------------|---------|------|
|                  | Манабаев К. К. | к.ф.-м.н.              |         |      |

## Планируемые результаты ООП

| Код<br>результата   | Результат обучения<br>(выпускник должен быть готов)  | Требования ФГОС,<br>критериев АИОР, и/или<br>заинтересованных сторон  |
|---|--|---|
| <i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными Компетенциями</i> |  |   |
| <b>Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»</b>                             |  |   |
| Р1  | Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики), самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности   | <i>УК-1, УК-2, УК-6, ОПК-1, ОПК-2, (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>   |
| Р2  | Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>   | <i>УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, , ОПК-2, ОПК-6,</i>  |
| <i>в области производственно-технологической деятельности</i>                                   |  |   |
| Р3  | Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства. | <i>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>  |
| Р4  | <i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>   | <i>ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15</i>  |
| <i>в области организационно-управленческой деятельности</i>                                     |  |   |
| Р5  | <i>Эффективно работать</i> индивидуально и в коллективе по <i>междисциплинарной тематике</i> , <i>организовывать работу</i> первичных производственных подразделений, используя <i>принципы менеджмента и управления персоналом</i> и обеспечивая <i>корпоративные интересы</i> .  | <i>УК-3, УК-6, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4</i>  |
| Р6  | <i>Участвовать в разработке организационно-технической документации</i> и выполнять задания в области <i>сертификации нефтегазопромышленного оборудования</i>  | <i>УК-2, УК-6, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-4, требования профессиональных стандартов: 40.083 Профессиональный стандарт "Специалист по компьютерному проектированию технологических процессов" (утвержден приказом Минтруда России от 26.12.2014 № 1158н).</i> |
| <i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>                                |  |   |

|  |   |  |
|--|---|--|
| P7   | <i>Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для</i>   | <i>УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-5</i>   |
|  | <i>решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела.</i>   |  |
| В области проектной деятельности                             |   |  |
| P8   | <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>УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4</i>   |
| Профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов» |   |  |
| P9   | <i>Планировать и организовывать работу по проведению планово-предупредительных ремонтов установок, технического обслуживания и ремонта оборудования.</i>  | <i>ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3ДК4, ПК-5, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессионального стандарта 19.003 "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования".</i>   |
| P10  | <i>Планировать внедрение новой техники и передовых технологий, разрабатывать и реализовывать программы модернизации и технического перевооружения предприятия.</i>  | <i>УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, ОПК-1, ОПК-4, ОПК5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессионального стандарта 19.003 "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования"</i>                    |
| P11  | <i>Организовывать проведение проверок технического состояния и экспертизы промышленной безопасности, проводить оценку эксплуатационной надежности технологического оборудования.</i>  | <i>УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, ОПК-1, ОПК-2, ОПК3 ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-5, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессионального стандарта 19.003 "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования"</i> |

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело/Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)    (Дата)    (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ

#### на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

|                          |
|--------------------------|
| Магистерской диссертации |
|--------------------------|

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

| Группа | ФИО                        |
|--------|----------------------------|
| 2БМ95  | Мандзюку Максиму Игоревичу |

Тема работы:

|  |
|--|
| Моделирование процесса очистки нефтяного резервуара технологией ВЭМА |
|--|

|   |  |
|---|--|
| Утверждена приказом директора (дата, номер) |  |
|---|--|

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

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

|   |   |
|---|---|
| <p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p> | <p>Изучение технологии и оборудования для очистки вертикальных стальных резервуаров цилиндрических на примере РВС-10000. Аналитическое исследование технологии виброструйной магнитной активации.</p> |
|---|---|

|  |  |
|--|--|
| <p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p> | <p>В рамках поставленной цели в работе сформулированы следующие задачи:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Изучение природы возникновения осадка;</li> <li>• Анализ существующих технологий очистки нефтяных резервуаров и обоснование целесообразности применения ВЭМА;</li> <li>• Разработка 3D модели РВС-10000 с установкой ВЭМА-0,3 и исследование процессов внутри резервуара во время работы ВЭМА-0,3;</li> <li>• Математическое моделирование вибрационных акустических воздействий на резервуар.</li> </ul> |
| <p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>   | <p>Общая и структурная схемы резервуара вертикального стального объемом 10000 м<sup>3</sup>, Трехмерная модель исследуемого объекта, чертеж.</p>   |

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

*(с указанием разделов)*

| Раздел  | Консультант                             |
|---|---|
| «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» | Романюк Вера Борисовна, доцент, ОНД     |
| «Социальная ответственность»                                      | Сечин Андрей Александрович, доцент, ООД |

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

|  |
|--|
|  |
|  |
|  |

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

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

| Должность   | ФИО           | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------|---------------|------------------------|---------|------|
| ОНД, доцент | Манабаев К.К. | к.ф-м.н.               |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                     | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------|---------|------|
| 2БМ95  | Мандзюк Максим Игоревич |         |      |

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

**Задание выдал консультант:**

| Должность  | ФИО          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|------------|--------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД | Романюк В.Б. | к.э.н., доцент            |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                     | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------|---------|------|
| 2Б595  | Мандзюк Максим Игоревич |         |      |

## Определения и сокращения

### Определения

**Техническое диагностирование** – комплекс работ по выявлению дефектов резервуара, которые снижают эксплуатационную надежность резервуара.

**Нефтешлам** – это смесь, состоящая из нефтепродуктов, механических примесей и воды.

**Нефтяная эмульсия** – эмульсия типа вода в нефти, в которых дисперсной средой является нефть, а дисперсной фазой - вода. Такая эмульсия гидрофобна: в воде она всплывает, а в бензине или других растворителях равномерно распределяется.

**Резервуарный парк** – комплекс взаимосвязанных отдельных или групп резервуаров для хранения или накопления жидких продуктов.

**Деэмульгатор** – реагент, разрушающий эмульсию, образованную водой и нефтью.

**Флокулянт** – вещество, вызывающее отделение мелкодисперсных частиц от жидкости, в которой они растворены.

**Дегазация** – процесс вентиляции, пропарки резервуаров и других методов с целью снижения концентрации углеводородов в резервуаре до величины, не превышающей взрывобезопасной концентрации.

**Мехпримеси** – механические примеси в нефти и нефтепродуктах, состоящие, в основном, из песка, глины, микрочастиц железа и минеральных солей



## Сокращения

**НШ** – нефтешлам;

**АСПО** – асфальтсмолопарафиновые отложения;

**НДС** – напряженно-деформируемое состояние;

**ANSYS** - универсальная программная система конечно-элементного анализа;

**РВС-10000** – вертикальный стальной резервуар объемом 10000 м<sup>3</sup>;

**УРДО** – устройство размыва донных отложений;

**ТМС** – техническое моющее средство;

**ПАВ** – поверхностно активные вещества;

**УВС** – углеводородное сырье;

**ПДК** – предельно допустимая концентрация;

**СИЗ** – средство индивидуальной защиты;

**ПДВК** – предельно допустимая взрывобезопасная концентрация;

**НПС** – нефтеперекачивающая станция;

**ППР** – проект производства работ;

**ПЭП** – пьезометрический преобразователь.

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 119 с., 22 рисунков, 7 таблиц, 53 источника. Перечень ключевых слов: резервуар, нефтяные донные осадки, нефтешламы, технология очистки, мобильный комплекс, техническое обслуживание.

Объектом исследования является резервуар вертикальный стальной объемом 10000 м<sup>3</sup>, принадлежащий ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Цель выпускной квалификационной работы заключается в моделировании исследуемого объекта и его анализа по очистке технологией ВЭМА.

Расчетная часть для резервуара вертикального стального выполнена в соответствии с ГОСТ 31385-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов Общие технические условия» и приобретенными навыками в ПО Ansys и необходимыми нормативными актами по нагрузкам и воздействиям. В процессе исследования проводились: аналитический обзор технологий очистки резервуаров, оценка применимости одной из технологий для исследуемого объекта, моделирование и НДС объекта и разработка модели РВС.

В результате исследования: выполнен расчет стенки резервуара на прочность и устойчивость, проверочный расчет прочности и устойчивости стенки резервуара, напряженно-деформируемое состояние стенки резервуара, а также проведена оценка ресурса стенки резервуара в условиях умеренно-холодного климата Томской области. Область применения: резервуары вертикальные стальные ХМАО.

Экономическая эффективность/значимость работы: проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиций ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

## Оглавление

|   |    |
|---|----|
| Введение.....   | 13 |
| 1.1 Образование и виды отложений при хранении нефти в РВС.....  | 15 |
| 1.1 Устройство и технические характеристики объекта.....  | 18 |
| Глава 2. Анализ технологического процесса очистки РВС.....  | 22 |
| 2.1 Технология очистки резервуаров .....  | 22 |
| 2.2 Аналитический обзор способов очистки РВС .....  | 23 |
| 2.2.1 Ручной метод очистки вертикальных стальных резервуаров  | 25 |
| 2.4.4 Тепловой метод очистки вертикальных стальных резервуаров  | 28 |
| 2.4.5 Биологический метод очистки вертикальных стальных резервуаров   | 29 |
| 2.5 Технология ВЭМА .....   | 30 |
| 2.6 Рекомендация по очистке резервуаров.....  | 36 |
| Глава 3. Аналитические расчеты .....  | 40 |
| 3.1 Расчет производительности активации .....   | 40 |
| 3.2 Расчёт механического сопротивления колебаний активатора в вязкой среде.....   | 42 |
| 3.3 Математическое моделирование виброструйного воздействия на осадки.....  | 44 |
| 4.2 Расчёт днища .....  | 51 |
| Глава 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение .....   | 68 |
| 5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения..... | 68 |
| 5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....  | 68 |
| 5.2 Предпроектный анализ.....   | 70 |
| 5.3 Планирование управления научно-исследовательских работ .....  | 73 |
| 5.3.1 План работы в рамках научного исследования.....   | 73 |
| 5.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ.....  | 74 |
| 5.3.3 Бюджет научного исследования .....  | 76 |
| 5.3.4 Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ .....  | 76 |
| 5.4 Основная заработная плата .....   | 77 |
| 5.5 Дополнительная заработная плата исполнителей тем .....  | 78 |
| 5.6 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....  | 79 |
| 5.7 Накладные расходы .....   | 80 |

|           |  |            |
|-----------|--|------------|
| 5.7.1     | Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования ..... | 80         |
| <b>6.</b> | <b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....</b>   | <b>88</b>  |
| 6.1       | Производственная безопасность .....  | 88         |
| 6.1.1     | Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению .....  | 90         |
| 6.1.2     | Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению .....  | 90         |
| 6.2       | Экологическая безопасность .....   | 92         |
| 6.3       | Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....  | 96         |
| 6.4       | Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....   | 98         |
| 6.4.1     | Специальные правовые нормы трудового законодательства .....  | 98         |
| 6.4.2.    | Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....  | 99         |
|           | <b>Список используемых источников.....</b>   | <b>103</b> |

## **Введение**

Нефтяная промышленность – одна из основных экономических отраслей субъектов Российской Федерации. В нефтяной отрасли, важнейшим фактором является транспортировка и хранение нефти и газа. Потребность в хранении нефти и нефтепродуктов зародилась еще со времен выработки и производства нефти и различных нефтепродуктов. связи с этим, необходим контроль технического состояния и своевременное проведение очистки нефтяных резервуаров.

Весь комплекс производственных процессов по подготовке и транспорту нефти не может проводится без очистки нефтяного резервуара. Помимо того, что зачистка нефтяного резервуара необходима для его дальнейшей эксплуатации, есть два самых важных фактора, из-за которых необходимо заблаговременно производить процесс очистки резервуара от осадков и нефтяных отложений:

- Уменьшение полезного объема резервуара. Объем осадка может варьироваться от 300 до 6000 м<sup>3</sup>, из-за чего уменьшает объем хранения нефтяного продукта, а вместе с этим, в последствии, и транспорт нефти и нефтяных продуктов, продуктов их переработки, но и добыча;

- Локальная внутренняя коррозия резервуара. Из-за содержания в нефтяном осадке воды (состоит из кислорода, углекислого газа, серы, солей) происходит локальная коррозии в зоне накопления нефтяного осадка (в основном, на днище и нижних поясах резервуара [3]).

Очистка резервуаров от нефтепродуктов, их остатков, проводится в соответствии с Руководящим Документом «Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз» [1].

Но никакая очистка резервуаров не обходится без технической диагностики резервуаров, которая выполняется в соответствии с Руководящим документом «Правила технической диагностики резервуаров» [2].

Зачистка резервуара проводится:

- до проведения полного ТД (технического диагностирования);
- до проведения огневых работ;
- зачистка при демонтаже резервуара;
- зачистка при замене марки нефтепродукта;
- при своевременном освобождении резервуара от донных отложений.

Независимо от конструкции и технико-эксплуатационных параметров, во всех видах резервуаров, при их эксплуатации появляется проблема предотвращения и очистки нефтешлама. Существует множество технологий и устройств, позволяющих вести борьбу с донными отложениями.

Актуальность данной работы заключается в обосновании необходимостью усовершенствования способов очистки нефтяных резервуаров с целью сокращения затрат, трудоемкости и повышения качества очистки резервуара, а также извлекаемых из него остатков нефтепродуктов.

Целью данной работы является анализ акустического метода очистки и моделирование влияния низкочастотного акустического воздействия на реологические свойства нефти

В рамках поставленной цели в работе сформулированы следующие задачи:

- Изучение природы возникновения осадка;
- Анализ существующих технологий очистки нефтяных резервуаров и обоснование целесообразности применения ВЭМА;
- Разработка 3D модели РВС-10000 с установкой ВЭМА-0,3 и исследование процессов внутри резервуара во время работы ВЭМА-0,3;
- Математическое моделирование вибрационных акустических воздействий на резервуар.

## **Глава 1. Общая часть**

### **1.1 Образование и виды отложений при хранении нефти в РВС**

При длительном использовании всех видов резервуаров на их дне и стенках образуется осадок, который уменьшает полезную емкость резервуара. Вскоре нефтяной осадок сложнее поддается размыву в различных областях стенки резервуара из-за его уплотнения и увеличения вязкости.

Нефтяные отложения представляют собой плотную нетекучую массу. Такие осадки способствуют ускоренному развитию абразивных процессов на днище резервуара.

Поскольку объем нефтяных отложений, обычно, может достигать от 300 до 6000 кубометров, наблюдается значительное уменьшение полезного объема нефтяного резервуара, что понижает его эксплуатационные данные. Нефтяной осадок, в основном, состоит из песчано-глинистой основы мехпримесей (50-90%) вместе с нашими нефтепродуктами и подтоварной водой.

Наличие хлора, сероводорода и воды в осадках приводит к локальной коррозии нижней части основания резервуара и стенки корпуса, что может нарушить целостность конструкции и возможность порыва и утечки нефтяных продуктов. Поэтому для заблаговременной очистки и своевременной необходимо вовремя диагностировать состояние резервуара и подобрать технологию очистки под те климатические условия, в которых эксплуатируется резервуар, и под ту или иную конструкцию.

### **1.2 Обзор твердых отложений, их классификаций и свойств**

Нефтешламы – это многокомпонентные смеси, состоящие (обычно) из воды, нефтепродуктов и механических примесей, которые образуются в процессе обслуживания и хранения нефтепродуктов.

Для дальнейшей утилизации нефтешламов в вертикальных стальных резервуарах, их классифицируют по классу опасности и его характеристикам.

В настоящее время в Российской Федерации существуют две системы оценки класса опасности отходов и ряд систем классификации качеств и свойств данного углеводородного загрязнения [4]. Знание класса опасности и физико-химических характеристик отхода позволяет выбрать наиболее эффективный метод очистки резервуаров от данных отложений.

По агрегатному состоянию нефтешламы делятся на:

- жидкие;
- твердые и высоковязкие
- газообразные

Рассмотрим классификацию нефтешламов по физическим и химическим свойствам (табл. 1 и табл.2):

Нефтяные шламы образуются как при переработке, добыче и транспортировке нефти, так и при их нарушении.

Таблица 1.1 – Классификация нефтешлама по физическим свойствам

| Критерий                 | Единица измерения | Показатели исходного продукта |         |
|--------------------------|-------------------|-------------------------------|---------|
|                          |                   | Жидкий                        | Твердый |
| Тип нефтешлама           | -                 | Жидкий                        | Твердый |
| Содержание воды          | % об., не более   | 50                            | 25      |
| Содержание углеводородов | % об., не более   | До 95                         | 45      |
| Размер твердых частиц    | мм, не более      | 5                             | 150     |
| Температура застывания   | °С                | +10                           | +3      |
| Вязкость                 | сСт, не более     | 1000                          | -       |

Таблица 1.2 – Классификация нефтешламов по химическому составу

| Состав, %            | Мех. примеси | Нефть | Асфальтены | Смолы | Парафины | Вода  |
|----------------------|--------------|-------|------------|-------|----------|-------|
| Замазученый грунт    | 50-90        | До 10 | -          | -     | -        | До 20 |
| Донный шлам          | 15-50        | 10-30 | 6,5        | 18    | 2,5      | До 60 |
| Продукты зачстки РВС | 5-10         | 50-70 | 42         | 20    | 5,6      | 25-40 |



|                       |          |       |      |       |      |       |
|-----------------------|----------|-------|------|-------|------|-------|
| Водонефтяная эмульсия | 1,5-15   | 30-80 | 5-10 | 10-20 | 3-9  | До 70 |
| Ловушечная нефть      | 0,05-0,5 | 70-90 | 4-15 | 10-45 | 2-10 | До 15 |
| Буровые шламы         | 11-25    | 7-14  | -    | -     | -    | 75-90 |
| Амбарный верхний слой | 0,5-1,5  | 90-95 | 9,5  | -     | 3    | 1,5-5 |

По физико-химическому составу и способу образования, нефтяные шламы бывают грунтовыми, резервуарными, буровыми и т.д. Отличаются они физико-химическим составом и природой их происхождения.

В Российской Федерации, согласно ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности», отходы делятся на пять классов опасности [5]. В соответствии с нормативной документацией, нефтешламы относятся к 3 и 4 классам опасности (таблица 3), т.е. к умеренно опасным и малопасным отходам [5].

В процессе эксплуатации нефтяного резервуара образуется осадок на его днище и стенках. Осадок сокращает полезную ёмкость резервуара.

Осадок, со временем, уплотняется, вследствие чего процесс его размыва становится затруднительным. Для дальнейшей надежной эксплуатации нефтяного резервуара необходимо периодически проводить очистку для устранения нефтешлама.

Нефтяной осадок (отложение) – плотная не текучая масса. Высота такого осадка может составлять от 30 сантиметров до 3 метров, при этом его распределение неравномерно. Осадки влекут за собой развитие и распространение коррозионных процессов на днище резервуара, первого пояса резервуар и уторного шва. Более того, наличие осадка может приводить к значительному уменьшению у нефтяного резервуара полезного объема, потому что объем осадка может достичь до 6000 м<sup>3</sup>.

Нефтяной осадок – это песчано-глинистая основа с содержанием мехпримесей 50-91%, пропитанная нефтепродуктом и подтоварной водой.

По фракционному составу нефтеотложения состоят из:

- асфальтенов (6-5%);
- парафинов (1-4%);
- масел (70-80%) и связанной воды (0,3-8%).

Соли хлора, серы и воды в составе нефтеосадка приводят к локальной коррозии днища и нижнего пояса стенки корпуса резервуара. Это может привести к нарушению целостности и создать риск возникновения порывов и утечки нефтепродуктов. Соответственно, существует необходимость в контроле состояния нефтяного резервуара и заблаговременной запланированной его очистке.

### **1.1 Устройство и технические характеристики объекта**

Резервуар Вертикальный Стальной – наземная вертикальная ценная ёмкость, сооружение, предназначенное для приема, подготовки, учета и выдачи жидких продуктов. Хранение, учет нефти и нефтепродуктов – важные функции резервуаров.

Исследуемый объект – вертикальный стальной резервуар ООО «РН-Юганскнефтегаз». Вертикальный стальной цилиндрический резервуар РВС-10000 – вертикальная стальная емкость, резервуар с номинальным объемом хранения 10000 куб. метров (Рисунки 1 и 2). Технические характеристики указаны в таблице 1.3.

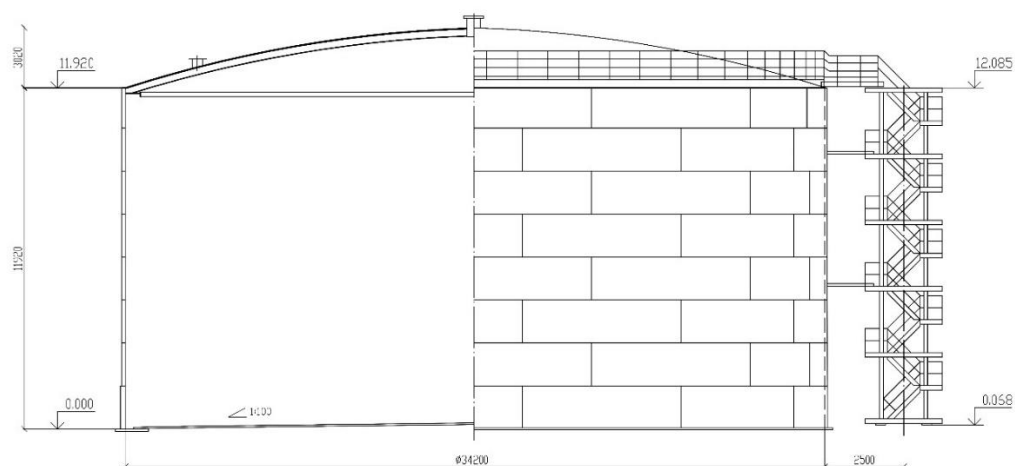


Рисунок 1 – Профиль РВС-10000



Рисунок 2 – Общий вид РВС-10000 компании «Nord Imperial»

Таблица 1.3 – основные характеристики РВС-10000

| Наименование параметра               | Величина параметра |        |
|--------------------------------------|--------------------|--------|
| Номинальный объем, м <sup>3</sup>    | 10000              |        |
| Внутренний диаметр стенки, мм        | 34200              | 28500  |
| Высота стенки, мм                    | 12000              | 17880  |
| Плотность продукта, т/м <sup>3</sup> | 0,9                | 0,9    |
| Расчетная высота налива, мм          | 11200              | 17100  |
| <b>Стенка РВС–10000:</b>             |                    |        |
| Количество поясов, шт                | 8                  | 12     |
| Припуск на коррозию, мм              | –                  | –      |
| Толщина верхнего пояса, мм           | 8                  | 8      |
| Толщина нижнего пояса, мм            | 10                 | 13     |
| <b>Днище РВС–10000:</b>              |                    |        |
| Количество окраек, шт                | 18                 | 16     |
| Припуск на коррозию, мм              | –                  | –      |
| Толщина центральной части, мм        | 5                  | 5      |
| Толщина окраек, мм                   | 9                  | 10     |
| <b>Крыша РВС–10000:</b>              |                    |        |
| Количество балок, шт.                | 32                 | 28     |
| Припуск на коррозию, мм              | –                  | –      |
| Несущий элемент                      | I 25Б1             | I 20Б1 |
| Толщина настила, мм                  | 5                  | 5      |

Таблица 1.4 – Масса конструкций РВС-10000

| Наименование параметра   | Ед. измерения | Величина параметра |
|--------------------------|---------------|--------------------|
| Стенка                   | кг            | 86772              |
| Днище                    |               | 42149              |
| Крыша                    |               | 78607              |
| Лестница                 |               | 6023               |
| Площадки на крыше        |               | 1214               |
| Люки и патрубки          |               | 2595               |
| Комплекующие конструкции |               | 2986               |
| Каркасы и упаковка       |               | 14000              |
| Всего: 234346 кг         |               |                    |

## Глава 2. Анализ технологического процесса очистки РВС

### 2.1 Технология очистки резервуаров

Очистка резервуара от нефтяных отложений является важным технологическим фактором. На данный момент актуальность имеют такие технологические решения, как устройства размыва. Такие устройства, на примере устройства «Диоген» или «Тайфун», устанавливаются на первом поясе нефтяного резервуара на крышке люков-лазов. Они имеют огромное преимущество перед многими технологическими решениями, они эффективны, одного «Диогена» достаточно для резервуара до 20000 м<sup>3</sup>.

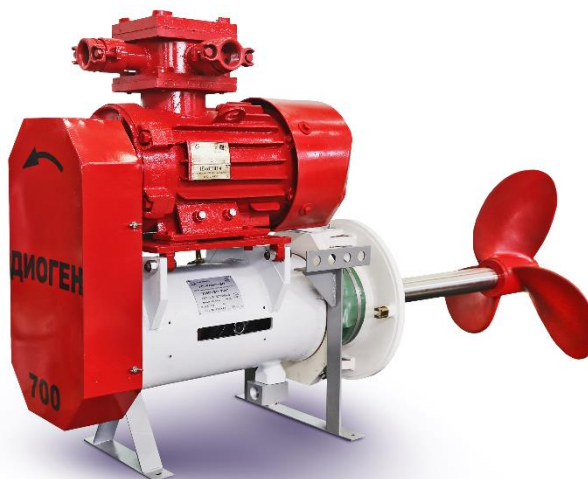


Рисунок 3 – Устройство размыва донных отложения ДИОГЕН

Но, к сожалению, на производственных объектах до сих пор производят очистку резервуара вручную, со стандартными моющими средствами. Либо пользуются растворителями нефтяных отложений, который, к тому же, являются взрывопожароопасными.

В этом разделе рассмотрим и проанализируем все возможные методы очистки и узнаем, почему стандартные моющие средства уже не актуальны. Очистку резервуаров очищают по мере необходимости, которая условиями

сохранения качества нефти, надежной эксплуатацией резервуаров и оборудования. Таким образом, очистку необходимо проводить для:

- обеспечения надежной эксплуатации резервуаров;
- освобождения от пирофорных отложений, нефтешламов, высоковязких остатков с наличием минеральных загрязнений, ржавчины и воды;
- полного обследования и производства ремонта.

На очистку резервуара составляется проект производства работ, который должен содержать следующие разделы:

- проведение очистки;
- подготовка резервуара к проведению работ;
- безопасность проведения работ;
- пожарная безопасность;
- схема размещения оборудования, используемого при очистке.

Проект утверждается главным инженером филиала предприятия и согласовывается пожарной охраной объекта [1].

Периодичность очистки резервуаров с нефтепродуктами устанавливается ГОСТ 1510 – 84 [17].

## **2.2 Аналитический обзор способов очистки РВС**

Очистка резервуаров от нефтепродуктов (углеводородных соединений) является важной проблемой в эксплуатации резервуаров, так как в вертикальных стальных резервуарах со временем эксплуатации возникает осадок на днище и стенках резервуара, который усложняет эксплуатацию в целом. Чем дольше не производится очистка резервуара, тем больше происходит уплотнение осадка, и тем сложнее будет происходить его вымывание, а осадки влекут за собой развитие и распространение коррозионных процессов на днище резервуара, первого пояса резервуар и уторного шва. Более того, наличие осадка может приводить к значительному уменьшению у нефтяного резервуара полезного объема, потому что объем осадка может достичь до 6000 м<sup>3</sup>.

Очень важно, что из-за сложности очистки резервуаров часто невозможно определить степень коррозионного повреждения днища, что приводит к тому факту, что степень повреждения коррозией выявляется после повреждения резервуара в последствии. Поэтому резервуары необходимо очищать вовремя и запланированно, чтобы предотвратить проникновение осадка и отставания на днище и осложнения в эксплуатации резервуара.

Оборудование, используемое для очистки, должно соответствовать следующим требованиям:

- обеспечить взрывозащиту и внутреннюю безопасность;
- обеспечивать выполнение всех технологических операций в соответствии с технической и экологической безопасностью процесса;
- быть сертифицированным в соответствии с установленными правилами.

Моющие средства должны быть химически нейтральными для контакта с материалом (металл, бетон, краски) и должны иметь гигиеническую сертификацию. Химические вещества различного спектра действия должны иметь гигиенический сертификат и заключение о применимости в нефтетранспортных средствах.

Распределение наносов по всей площади дна резервуара неравномерное, что значительно затрудняет оценку общего объема наносов. Вертикальные стальные резервуары для хранения нефти загрязнены типами отложений, такими как высоковязкие и самовоспламеняющиеся отложения (ГОСТ 1510-84) [17], и очищаются во время диагностики резервуаров [2] или по мере необходимости.

Проведенный обзор всех существующих технологий и устройств позволил выделить и классифицировать основные способы, применяемые для удаления, размыва и предотвращения накопления отложений в резервуарах хранения нефти.





Рисунок 5 – Классификация способов борьбы с отложениями в нефтяных емкостях.

### 2.2.1 Ручной метод очистки вертикальных стальных резервуаров

Ручной метод очистки, который совмещают с использованием различных механизмов и ручного оборудования, является, к сожалению, самым распространенным методом на территории Российской Федерации и стран СНГ. Ручной способ очистки резервуаров подразумевает механическое удаление твердых осадков с помощью таких инструментов, как лопатки и скребки, сделанные из металла или неметаллические скребки, одним словом – вручную.

При ручном методе очистки осадок, накопившийся на дне стенках резервуара, снимают с помощью лопаток или скребков. Далее происходит пропарка или промывка резервуара горячей водой из пожарного ствола. Весь процесс занимает примерно 10-12 часов, на поверхность всплывают остаточные частицы нефтепродуктов. Так добавляют и откачивают чистую воду до тех пор, пока с поверхности воды не будут удалены все частицы и слои нефтепродуктов.

После этого резервуар проветривается, «высыхает». Также к заключительному этапу очистки вертикальных стальных резервуаров можно

отнести зачистку с применением сухих деревянных опилок или мешковины, которые потом удаляются и утилизируются.

Иногда при ручном методе очистки применяют пар: способ идентичен, но промывка проводится не горячей водой с дальнейшей ее откачкой. На резервуаре закрывают все люки, и в резервуар в течение 2-3 часов подают пар. Затем резервуару так же дают высохнуть, проветриться и протирают.

Плюс ручного метода очистки заключается лишь в стоимости работ по очистке, которая очень мала. Но минусы перевешивают плюсы – из-за больших сроков зачистки резервуара происходит простой резервуара и «перевалка» шлама из резервуара в амбар, что влечет к большим финансовым потерям. Не стоит забывать, что ручной метод несет риски безопасности людей и риски загрязнения, почвы, воздуха и водного бассейна.

## **2.2.2 Механический метод очистки вертикальных стальных резервуаров и механизированный с применением моющих средств**

Механический метод очистки вертикальных стальных резервуаров от нефтешлама проводится с помощью технических средств и машин – бульдозеров, тракторов небольших размеров и переносных механизмов.

Применяется данный метод, в основном, для удавления более тяжелых осадков (для ручного метода), состоящих из тяжелых АСПО соединений с большим количеством механических примесей в резервуарах большой емкости.

Данный метод значительно быстрее ручного в плане проведения очистки, простоя резервуара и несет меньше опасных и вредных для здоровья человека операций, но имеет ряд значительных недостатков:

- Большие финансовые затраты на проведение;
- Низкое качество очистки днища резервуара;
- Из-за неспособности полноценного удаления всех отложения необходимо дочищать резервуар ручным методом;

- Нарушение целостности резервуара вследствие ввода в них технических средств и повреждение днища из-за тяжелого оборудования внутри резервуара при очистке;
- Создание дополнительной системы фильтрации воздуха и подача воздуха в область очистки резервуара.

С учетом современных методов и технологий по очистке резервуаров, данный метод, наряду с ручным, является устаревшим и неэффективным на данный момент. Помимо этого, из-за текущего разнообразия резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов, этот способ очистки является неподходящим.

Не стоит путать механический метод с механизированным с использованием моющих средств. При механизированном способе очистки горячая вода под давлением подается через гидромониторы – специализированные моющие механизмы (машинки), с последующей пропаркой поверхности резервуара в течение нескольких суток перегретым паром.

Пример механизма для очистки резервуаров – робот Р.Крайсека и Р.Крайдера (США), который с помощью дистанционного управления способен размывать нефтяной осадок с помощью воды, подаваемой под высоким давлением (Рисунок 6)

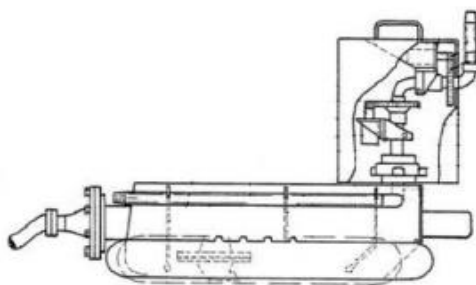


Рисунок 6 – Внешний вид робота Р. Крайсека и Р. Крайдера

Главный недостаток очистки РВС роботизированными механизмами заключается в высокой стоимости такого оборудования, и ремонт чипов ДУ обходится дорого, что экономически невыгодно. Также среди недостатков можно выделить большие габариты (не у всех), масса, проблематичность доставки оборудования в зону проведения работ. Если количество осадка в

резервуаре большое, также могут быть трудности в управлении роботом для эффективной очистки.

### **2.4.3 Гидравлический метод очистки вертикальных стальных резервуаров**

Среди существующих и введенных в эксплуатацию методов по борьбе с опорожнениями внутри резервуаров наиболее рациональным считается гидравлический метод. Данный метод очень хорош тем, что для него не важна конструкция и назначение резервуара.

Очистка резервуара основана на подаче струи воды или масла под высоким давлением из форсунки в нижние отложения. Для наибольшего эффекта гидродинамического метода в масляных резервуарах подаваемая в резервуар жидкость предварительно нагревается в специальном оборудовании до определенной температуры, что позволяет улучшить и ускорить процесс очистки.

В результате этот тип получил наибольшее развитие в области технических средств, оборудования и систем для удаления резервуарных отложений. Этот метод используется вместе с химическим методом для повышения эффективности процесса.

### **2.4.4 Тепловой метод очистки вертикальных стальных резервуаров**

Тепловой метод очистки РВС от нефтяных отложений основан на подогреве нефти до критической температуры, при которой происходит расплавление АСПО – асфальтсмолопарафиновых отложений.

Это происходит за счет циркуляции небольшого объема нефти или растворителя по схеме «резервуар-теплообменник-резервуар».

Данный метод имеет некоторые недостатки, а именно:

- при увеличении температуры нефти в резервуаре происходит испарение легких фракций нефти;
- данный способ очень длительный.

## **2.4.5 Биологический метод очистки вертикальных стальных резервуаров**

Метод биологической очистки – технология биотехнологического воздействия на жидкую среду в резервуаре (нефтепродукт) углеводородоокисляющими биомассами. Эти биомассы (одна из передовых разработок – нанодезэмульгаторы) внедряют в жидкую среду через патрубок резервуара, вследствие чего происходит химическая реакция, эмульсия и разъедание нефтяного осадка.

Основные компоненты – Углерод, фосфор и азот. Биологический раствор вводится в резервуар. Биотехнологические компоненты разрушают кристаллическую структуру нефтяной жидкости, после разрушения происходит дренажирование обработанной жидкости в дренажную емкость.

Данный метод эффективен с точки зрения полной очистки нефтяной емкости от нефтешлама без взрывопожароопасности.

Недостаток данного метода существенен с экономической точки зрения и нецелесообразен. Для использования данной технологии необходима поставка или производство специальных биобактерий, которых стоят очень дорого.

### **Химический метод очистки вертикальных стальных резервуаров**

В производстве данный метод не эксплуатируется в чистом виде, иначе это будет трудоемко и затратно. Данная технология применяется в совокупности с другими способами очистки (химико-гидравлический либо химико-механизированный). Сама технология основана на использовании химических реагентов, разрушающих структуру нефтяного осадка. По сравнению с биологическим методом, он более простой, экономически эффективный, но без совокупности с другими технологиями крайне трудоемкий и долгий.

Химико-гидравлический метод очистки работает по принципу подачи химического реагента в гидравлическое устройство. Смесь воды с химическими моющими средствами размывают нефтешлам внутри емкости под высоким давлением.

Химико-тепловой самый долгий метод. Основан на подаче воды с реагентом в емкость с последующей подогревом. Подогрев такой эмульсии приводит к отгонке нефтепродукта, а нефтеосадок дренажируется в специальную емкость.

Химико-механический способ самый эффективный и основан на очистке резервуаров технологическими моющими средствами. Они отлично отделяют осадок от стенок, днища резервуара. Преимущество такого метода – повышенное качество очистки и незначительное применение ручного метода. Недостаток – дороговизна применяемого реагента, необходимость дальнейшей очистки самого моющего раствора и утилизации реагента.

## **2.5 Технология ВЭМА**

Технология ВСМА (или VEMA) - виброэлектромагнитная активация жидкой среды, реализующая резонансно-колебательный принцип работы механической системы, позволяющий минимально воздействовать на нефтепродукты с минимальными энергозатратами:

- акустический эффект;
- сильная намагниченность;
- интенсивное перемешивание с высокими скоростями сдвига.

Технология ВСМА заключается в следующем:

Упругий элемент (деталь ВСМА) работает на собственной частоте колебаний. При работе ВСМА, частота колебаний упругого элемента активатора -резонансная, при которой все силы инерционного сопротивления компенсируются силами упругости. Потеря жидкости на трение определяется амплитудой колебания упругого элемента. Жидкая среда, при движении относительно упругого элемента активатора, участвует в движении акустического потока, который создает активатор, тем самым увеличивая скорость сдвига жидкой среды. Тем самым жидкая среда обретает новые реологические свойства, которые позволяют жидкости участвовать в движении с минимальным потреблением энергии для активатора.

Энергия, которая нужна для образования режима течения (образовывается колебательными движениями) передается жидкой движущейся среде под влиянием вибрационных колебаний посредством магнитного поля. Тем самым весь объем жидкой среды намагничивается. Таким образом, происходит сравнительно слабое течение жидкости (в нашем случае нефти) под влиянием виброструйного магнитного активатора.

Воздействие на жидкость происходит с частотой собственных колебаний механической системы. Частота колебаний зависит от реологических и механических свойств данной среды, на которое оказывается воздействие (плотность, вязкость, напряжение сдвига).

Эффективность технологии ВСМА заключается в интенсивном и комплексном воздействии на жидкую среду, в нашем случае нефть, и резонансном режиме работы при очень низкой частоте воздействия ( $f=50$  Гц).

Таким образом, технология ВСМА – акустическая технология, которая может эффективно обрабатывать нефтепродукты, бесшумный и никак не влияет на эксплуатацию резервуара, так как обрабатываемая жидкая среды в движении и находится в намагниченном состоянии к упругому элементу самого активатора, не создавая дополнительных напряжений на стенки резервуара.

Химическая сторона данной технологии:

В процессе работы виброструйного активатора, механизированное воздействие на жидкую среду разрушает ее надмолекулярную структуру, а сильное электромагнитное поле (сильное для жидкостей) добавляет частицам жидкой среды кинетическую и потенциальную энергию, приводя частицы жидкости в нестабильное состояние. Происходит высокая скорость сдвига жидкости, вследствие чего происходит разрушение кристаллической структуры ее и отгонка. На примере нефтяного продукта, вследствие работы ВСМА, частицы мехпримесей и воды полностью отделяются от нефтепродуктов, после чего происходит дренажирование этих разрушенных частиц, которые находятся в движении относительно ВСМА.

Физический образ процесса описывается следующими параметрами:

- электромагнитная сила притяжения рабочего тела  $F_{em}$ ;
- направленное движение частиц среды со скоростью  $v(t)$ ;
- скорость движения среды на выходе из сопла активатора  $V_c(t)$ ;
- переменное давление в зоне активации  $\Delta P(t)$ ;
- деформация среды скоростью сдвига  $\gamma(t)$ ;
- магнитный поток  $\Phi(t)$  с индукцией зазора  $B_{\delta(t)}$ , Тл;
- звуковое давление  $P_{0(t)}$ .

Ниже картинке приведены графики изменения параметров нефти с плотностью  $865 \text{ кг/м}^3$  (плотность добываемой нефти Приобского месторождения) в зависимости от результатов перегонки и продолжительности обработки ВСМА. Температура кипения нефтепродукта поднимается в первые 10 минут, а далее стремительно понижается. Особенности устройства заключаются еще в том, что зона упругого элемента не позволяет улавливать легкие фракции, выделяющиеся при работе устройства в виде паров, что, очевидно, сказывается на начальном повышении температуры кипения. Дальнейшее снижение точки кипения сказывается уже с разрушительными деструктивными процессами исследуемой жидкости.

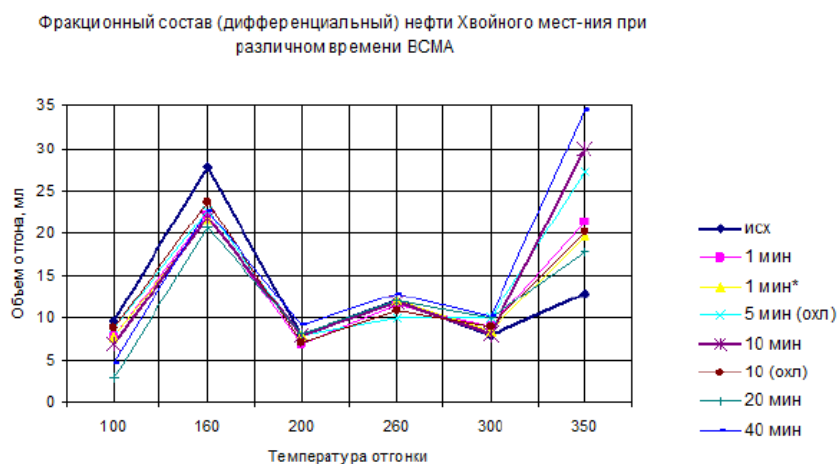


Рисунок 7 – Зависимость объема отгона от температуры отгонки



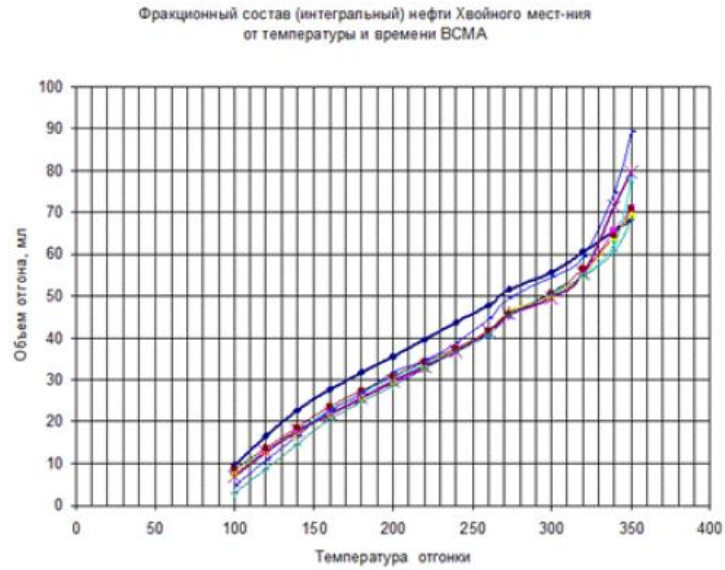


Рисунок 8 – Зависимость выхода светлых фракций от температуры

Существует активатор, который отлично подходит в области хранения нефтепродуктов в емкостях, следовательно, отлично подходит для очистки нефтяного резервуара – ВЭМА-0,3.

**ВИБРАТОР ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ АКТИВАЦИОННЫЙ  
ВЭМА-0,3 (взрывозащищенное исполнение)**

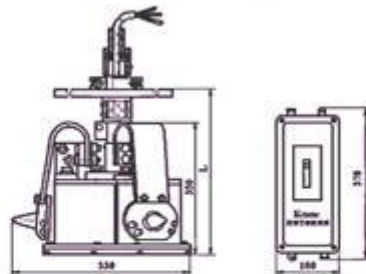


Рисунок 21

Таблица 25

| Тип вибратора | Потребляемая мощность, кВт | Габаритные размеры, мм | Масса, кг | Производительность, м <sup>3</sup> /час, не менее |
|---------------|----------------------------|------------------------|-----------|---|
| ВЭМА-0,3      | 0,3                        | 330x330x350            | 40        | 5*  |

\* Производительность для стандартизированной вязкой жидкости.

Рисунок 9 – ВЭМА-0,3

Максимальная длина погружения активатора составляет 20 метров.

Технология Виброструйной электромагнитной активации в устройстве ВЭМА-0,3 является патентом, который уже введен в эксплуатацию. Это продукт, который оказывает многокомпонентное физико-акустическое воздействие на сложные жидкие среды с мехпримесями и многокомпонентным составом. Тем самым, благодаря ВЭМА-0,3, обрабатываемая жидкость способна изменить

реологические свойства, эмульсировать и «отклеиться» от твердой поверхности, если это касается очистки нефтяного резервуара. ВЭМА-0,3 можно применять в макроклиматических районах с мягким и холодным климатом, для данной технологии не важна конструкция резервуара или марка стали [27].

Единственным значительным недостатком этого оборудования можно признать сравнительно низкие показатели по обработке жидкой среды. Производительность обработки жидкой среды у одного ВЭМА-0,3 составляет до 5 м<sup>3</sup>/с, из-за чего может быть нецелесообразно с экономической точки зрения применять данную аппаратуру для РВС выше 5000 кубометров, иначе понадобится около 10 и более устройств, что очень энергозатратно. Либо процесс обработки будет жутко долгим.

Предназначение у ВЭМА-0,3 достаточно широкое. Оборудование предназначено для использования в химической промышленности и нефтяной и применим для различных многокомпонентных жидкостей (нефть, нефтелшамы, эмульсии, масла, суспензии, вода с мехпримесями и т.д.). Виброструйный электромагнитный активатор – регулируемое электромагнитное устройство погружное (до 20м), которое является акустическим устройством из-за вибрационного воздействия и обеспечивает высокую обработку жидкостей (диспергирование и снижение вязкости).

Активатор изготовлен по патенту РФ RU №1. 2208474 и не имеет аналогов.

ВЭМА-0.3 предназначен для использования в следующих технологиях:

- \* приготовление жидких многокомпонентных жидких соединений и растворов;
- \* механизированная очистка резервуаров и резервуаров от донных отложений;
- \* повышение эффективности использования жидкого топлива (мазут, мазут, дизельное топливо);
- \* подготовка товарного масла (дегазация, обезвоживание, опреснение);
- \* подготовка масла к транспорту за счет снижения вязкости;

\* обработка нефтешламов (средняя, понижение вязкости, отделение от нефти);

\* высокая равномерная промывка емкости и приготовления цементных суспензий.

Поток высоких парафиновых масел удовлетворительно определяется уравнением Шведова-Бингма с использованием двух параметров: пластической  $\mu_p$  и динамического напряжения сдвига  $\tau_d$ .

Динамическое напряжение сдвига характеризует прочность масляной структуры в условиях непрерывной деформации.

$$\mu_e = \mu_p + \frac{\tau_d}{\gamma}$$

где:  $\mu_p$  - пластическая вязкость, Па•с;

$\tau_d$  - динамическое напряжения сдвига, Па;

$\gamma$  - скорость сдвига, 1/с;

$\mu_e$  - эффективная вязкость, Па•с.

Магнитные и низкочастотные воздействия с определенной энергией напрямую влияют на напряжение сдвига жидкой среды в емкости, тем самым производят отгонка нефтепродукта, разрушается кристаллическая структура жидкой среды [24]. Данной технологией возможно даже менять реологические свойства и фракцию нефтепродукта, в зависимости от времени акустической обработки данным устройством.

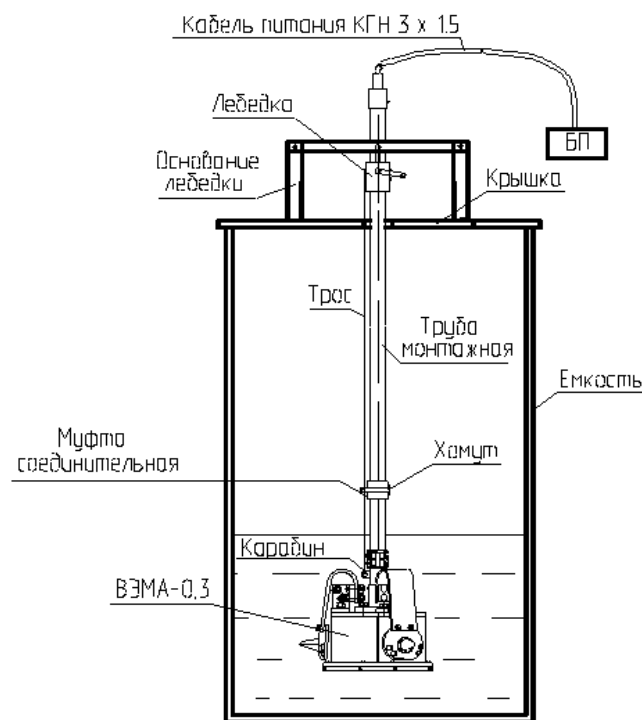


Рисунок 10 – схема погружения ВЭМА в емкость

Вибратор ВЭМА-0,3 сертифицирован в системе сертификации ГОСТ Р Госстандарта России: сертификат соответствия № РОСС РШ.МГ02.В00508 выдан ОС ВРЭ ВостНИИ № РОСС RU.0001.11МГ02. Вибратор ВЭМА-0,3 имеет Разрешение Госгортехнадзора России на применение №РРС 04-10915. Маркировка взрывозащиты: 1ExsIIAT3X ГОСТ Р51330.0, климатическое исполнение: УХЛ ГОСТ 15150, напряжение питания:  $U=220$  В;  $f=50$  Гц, Режим работы: продолжительный.

## 2.6 Рекомендация по очистке резервуаров

Эффективными методами очистки РВС на сегодняшний день считаются биологический, тепловой и акустический, но из-за бюджета применяются на производстве редко. Химический метод редко применяется отдельно, обычно в комплексе с другими методами. Наиболее эффективный комплекс – химико-механизированный.

На некоторых предприятиях до сих пор пользуются очисткой вручную с целью сокращения затрат. Но это намного хуже и неэффективно, чем любой

другой метод, более того, это влечет за собой вред для здоровья проводящих работу и окружающей среде.

на данный момент существует ряд способов повышения очистки донных отложений, которые быстрее предотвращают уплотнение осадка в резервуаре:

- применение реагентов, флокулянтов для лучшего выделения мелкодисперсных частиц из раствора, откачиваемого из резервуара в процессе разделения нефти, дозированная подача которых также предусматривается в работе комплексов;

- деэмульгаторы для разрушения водно-нефтяной эмульсии.

Также, среди используемых, высокую эффективность имеют нанодеэмульгаторы – поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые в отличие от природных эмульгаторов способствуют значительному снижению стойкости **нефтяных** эмульсий. Технология внедрения нанодеэмульгаторов в производство и эксплуатацию нефтяной промышленности уникальная, они первые на мировом рынке, аналогом считаются лишь флоаккулянты, которые хуже их. Технология объясняется следующим образом:

Нанодеэмульгаторы состоят из наночастиц размерами 20-100 нм, их погружают либо пускают гидравлическим методом в жидкий раствор, способен разъедать мехпримеси и крошечные частицы, не относящиеся к продуктам переработки нефти.

Метод разработки нанодеэмульгаторов, основанный на оценке межмолекулярных взаимодействий в их жидких товарных формах, способен обеспечивать высокую эффективность действия деэмульгаторов, независимо от типа нефти.

Если условно отсечь такой недостаток, как большие финансовые затраты, то применение деэмульгаторов или современных мобильных комплексов – это огромный вклад в долгую и успешную эксплуатацию в резервуар. Но мобильность, практичность и меньшая финансовая зависимость такого оборудования, как ВЭМА-0,3, выглядит более выигрышным вариантом для очистки РВС.

В последние годы проводились работы по изучению влияния технологии ВСМА на реологические свойства различных масел. На рисунке ниже показано влияние ВСМА на динамическую вязкость и температуру затвердевания парафиносодержащих нефтей некоторых месторождений в Западной Сибири [13].

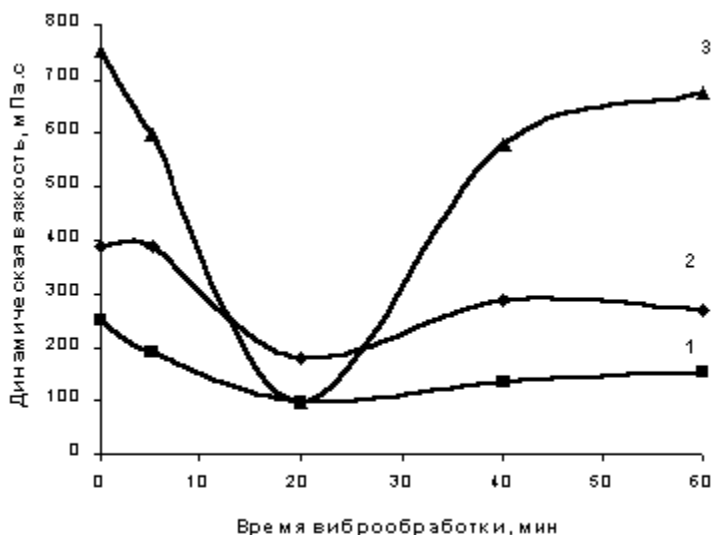


Рисунок 11 - Влияние времени виброобработки на динамическую вязкость парафинистых 3 образцов нефти разной плотности

Таким образом, параметры оборудования и технологии ВСМА позволяют найти высокоэффективное техническое решение, обеспечивающее решение проблемы противодействия образованию донных отложений в резервуарах VST путем их быстрого разжижения. Помимо этого преимущества, есть и другие преимущества перехода на технологию VEMA для очистки VST:

- Компактность и практичность.
- Скорость эрозии отложений
- Простота конструкции, не требующая дальнейших серьезных вмешательств в конструкцию резервуара.

Все достоинства технологии и оборудования ВСМА, являются достаточно перспективными для разработки системы предотвращения образования донных отложений в резервуаре РВС-10000.

## Глава 3. Аналитические расчеты

### 3.1 Расчет производительности активации

Нефть с нефтешламом, обработанная за один цикл, при одном ВЭМА, образованная затопленной форсункой и прошедшая через зазор активатора, может быть определена как:

$$Q = S_{\text{захв}} \cdot x_0 \cdot f$$

где:  $S_{\text{захв}}$  - площадь захвата, являющаяся частью площади основания активатора;

$x_0$  – зазор между активатором и стенкой ЭМП;

$f$  - частота колебаний активатора.

$S_{\text{захв}}$  - площадь захвата рассчитывается по формуле:

$$S_{\text{захв}} = k \cdot S_{\text{осн}}$$

где:  $S_{\text{осн}}$  – площадь основания активатора

$k$  – коэффициент захвата.

Коэффициент  $k$  учитывает тот факт, что не вся жидкость в объеме активационного пространства способствует возникновению паводковых потоков. Когда исполнительный механизм движется к стенке электромагнитного исполнительного механизма, часть текучей среды, расположенная на периферии основания исполнительного механизма, будет перемещаться в направлении, противоположном направлению потока текучей среды; следовательно, коэффициент  $k$  меньше единицы и определяется соотношением площади основания конуса, образующего сопло активатора, и площади основания активатора. Для активатора ВЭМА-0,3 можно принять  $k=1,0$ .

Реализация ВСМА с числом активаторов  $N$ , которая структурно решается достаточно просто, приводит к увеличению общего объема, проходящего через щели в  $N$  активаторах. Тогда общий расход жидкости  $Q_N$  в виброактиваторе будет определяться как:

$$Q_N = Q \cdot N$$

В ходе исследований было установлено, что процесс формирования затопленных потоков интенсифицируется за счет образования возрастающего



избыточного давления в зоне активации по мере приближения активатора к стенке ВЭМА. Полученные экспериментальные результаты позволили вывести зависимость между общим объемом жидкости, прокачиваемой активаторами  $N$ , и амплитудами их колебаний:

$$Q_{Nx} = Q_N \cdot \left(\frac{x}{X_0}\right)^2,$$

где:  $x$  – амплитуда колебаний активатора;

$X_0$  – начальный зазор между активатором и корпусом ВЭМА.

Амплитуда колебаний исполнительного механизма, которую можно определить из общего уравнения движения вибрирующего устройства, зависит от мешающей силы и механического сопротивления исполнительного механизма движению.

Механическое сопротивление при колебаниях активатора в жидкости непостоянно, а зависит от скорости колебаний активатора.

Чем выше частота вибрации активатора, тем выше вероятность возникновения турбулентности, сопровождающейся увеличением механического сопротивления активатора движению. Величина механического сопротивления активатора колебаниям жидкости при ламинарном процессе обозначим  $R_{m0}$ .

Для вязких нефтепродуктов  $R_{m0}$  соответствует сопротивлению установившегося разжиженного состояния, значения которого для исследованных нефтепродуктов изменяется от 80 кг/с и выше.

Определённое влияние на турбулентность течения жидкости вблизи колеблющегося активатора имеет форма его основания. Указанное обстоятельство ведёт к увеличению значения  $R_{m0}$ , которое можно учесть коэффициентом формы активатора  $\lambda_\phi$ . Наименьшее значение  $\lambda_\phi = 1,3$ , как было установлено в результате экспериментов, соответствует активатору круглой ВЭМА.

Отмеченные закономерности изменений сопротивления представим в виде:

$$R_m(v) = R_{m0} \cdot \lambda_\phi \cdot e^{\bar{v}}$$

где:  $v$  – скорость колебаний активатора в жидкости;

$R_{m0}$  – сопротивление движению активатора при ламинарном процессе;

$\lambda_\phi$  – коэффициент формы;

$V$  – скорость активатора, при которой проявляется влияние турбулентности.

Рассчитаем площадь захвата для круглой формы  $S_{\text{захв}}$  :

$$S = k \cdot S_{\text{осн}} = 1 \cdot 0,013 = 0,013 \text{ м}$$

где:  $S_{\text{осн}} = \pi \cdot R^2 = 3,14 \cdot 0,065^2 = 0,013 \text{ м}$  - площадь основания формы активатора.

Расход жидкости, формирующийся затопленными струями активаторов  $Q_{Nx}$  с размерностью м<sup>3</sup>/ч, в этом случае при максимальной амплитуде колебаний и начальном зазоре между стенкой и активатором  $X_0 = 4 \text{ мм}$  (предварительно задаётся в задании) можно определить как

$$Q = X \cdot \left(\frac{x}{X_0}\right)^2 \cdot S_{\text{захв}} \cdot f \cdot 3600 = 0,004 \cdot \left(\frac{0,004}{0,004}\right)^2 \cdot 0,013 \cdot 50 \cdot 3600 = 48 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Эффективность применения (или активации) различных углеводородных флюидов, основанная на многих исследованиях, зависит от количества циклов обработки частей данного углеводородного флюида в зоне активации. Для этих циклов требуется минимум 10 циклов. Мощность активатора виброактиватора будет определяться по формуле:

$$S_{\text{акт}} = \frac{Q_{Nx}}{10} = \frac{48}{10} = 4,8 \text{ м}^3/\text{ч}$$

### **3.2 Расчёт механического сопротивления колебаний активатора в вязкой среде**

Следует учесть, что данная частота сопоставима с собственной частотой при его работе в воздушной среде. На воздухе практически исключены потери трения и масса присоединенной среды. Так как исследуемое виброструйное

устройство работает в жидкой вязкой среде, то необходимо исследовать собственную частоту ВЭМА в жидкой среде с учетом подготовленной присоединенной массы. Присоединенная масса определяется выражением:

$$M_{\text{пр}} = \frac{8}{3} \cdot \rho_{\text{ср}} \cdot R_{\text{экв}}^3$$

Где:  $\rho_{\text{ср}}$  плотность среды;

$R_{\text{экв}}$  - эквивалентный радиус активатора

$$M_{\text{пр}} = Q_{\text{пр}}$$

$$Q_{\text{пр}} = \frac{8}{3} \cdot 865 \cdot 2,75 \cdot 10^{-4} = 0,63$$

Зная массу виброактиватора и массу жидкой среды, можно узнать собственную частоту колебаний виброактиватора в жидкой среде. Собственная частота при работе в жидкости

$$\omega_{0\text{ж}} = \sqrt{\frac{q_{\text{собств}}}{M_{\text{акт}} + M_{\text{пр}}}} = 259,6 \frac{\text{рад}}{\text{с}}$$

Из проведения экспериментальных анализов установлено, что с учётом потерь на вязкое трение, резонансная частота вынужденных колебаний активатора при работе в вязком нефтепродукте отличается на 50 и более рад/сек в меньшую сторону от собственной. В практических расчётах можно принять величину  $\omega_{\text{р.ж}}$ , отличающуюся от  $\omega_{\text{с.ж}}$  на 60 рад/сек. По полученным данным можно произвести расчёт механического сопротивления колебаниям активатора в вязкой среде. Расчётное усреднённое значение механического сопротивления (нефть), кг/с

$$R_{m0} = \sqrt{2 \cdot (M_{\text{акт}} + M_{\text{пр}})^2 \cdot (\omega_{0\text{ж}} - \omega_{\text{жр}})^2} = 420 \text{ кг /с}$$

Рассчитанные в данном разделе параметры необходимы для использования в уравнении движения активатора в разделе математическое моделирование работы устройства виброструйной магнитной обработки вязких нефтепродуктов в разжижении донных отложений в РВС-10000.

### 3.3 Математическое моделирование виброструйного воздействия на осадки

Система уравнений работы устройства приведенная ниже состоит из уравнение электрических контуров устройства и уравнения механического контура. Коэффициенты уравнений электрических и механического контуров являются не линейными, поэтому уравнения системы необходимо преобразовать в вид, удобный для ее решения численным методом.

Уравнение основного электрического контура:

$$\frac{di_x}{dt} = (Um - 2i_x * (R_k + L_k * y + M_{12} * y - 4 \left( \frac{M_{1k32}}{L_{k3}} \right) * M_{1k31} * y) - 4 * \frac{i_{k3} \left( M_{1k31} * y - \frac{M_{1k32} * R_{k3}}{L_{k3}} \right)}{2 * L_k + M_{12}}$$

Уравнение короткозамкнутого контура:

$$\frac{di_{k3}}{dt} = \frac{i_{k3} * \left( R_{k3} - \frac{4M_{k3}}{L_k M_{12}} * M_{k3} * y \right) - \frac{M_{k3}}{L_k + M_{k3}} * Um - 2I_k * \left[ M_{12} * y - \frac{M_{k3}}{L_k} * (R_{k3} + L_k * y + M_{12} * y) \right]}{L_{k3}}$$

Так как уравнение механического контура представлена в виде второй производной, а уравнения электрических контуров в виде первой производной, то нужно его преобразовать в уравнение для первой производной. Получаем:

$$\frac{dy}{dt} = \frac{F(t)}{m} - \frac{R}{m}y - \frac{kx}{m},$$

$$\frac{dx}{dt} = y.$$

Для построения математической модели устройства сводим уравнения в одну систему:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{di_x}{dt} = (Um - 2i_x * (R_k + L_k * y + M_{12} * y - 4 \left( \frac{M_{1k32}}{L_{k3}} \right) * M_{1k31} * y) - 4 * \frac{i_{k3} \left( M_{1k31} * y - \frac{M_{1k32} * R_{k3}}{L_{k3}} \right)}{2 * L_k + M_{12}} \\ \frac{di_{k3}}{dt} = \frac{i_{k3} * \left( R_{k3} - \frac{4M_{k3}}{L_k M_{12}} * M_{k3} * y \right) - \frac{M_{k3}}{L_k + M_{k3}} * Um - 2I_k * \left[ M_{12} * y - \frac{M_{k3}}{L_k} * (R_{k3} + L_k * y + M_{12} * y) \right]}{L_{k3}} \\ \frac{dy}{dt} = \frac{F(t)}{m} - \frac{R}{m} y - \frac{kx}{m}, \\ \frac{dx}{dt} = y. \end{array} \right.$$

Система уравнений, состоящая из основного контура, замкнутого контура, уравнения механического контура и амплитудной скорости, не может быть решена аналитическими методами, поэтому необходимо вычислять уравнением четвертого порядка численного метода Рунге-Кутты. Составляемый алгоритм расчета системы для вычисления режимы работы виброактиватора. Метод Рунге-Кутта очень точен. Метод Эйлера не так точен. Этот метод очень удобен для практических расчетов [15].

Система расчета состоит из итерационного определения четырех коэффициентов K, M, S, C:

$$K(t, I, I_k, x, y) := \frac{k1(t, I, I_k, x, y) + 2 \cdot k2(t, I, I_k, x, y) + 2 \cdot k3(t, I, I_k, x, y) + k4(t, I, I_k, x, y)}{6}$$

$$K(t, I, I_k, x, y) := \frac{k1(t, I, I_k, x, y) + 2 \cdot k2(t, I, I_k, x, y) + 2 \cdot k3(t, I, I_k, x, y) + k4(t, I, I_k, x, y)}{6}$$

$$K(t, I, I_k, x, y) := \frac{k1(t, I, I_k, x, y) + 2 \cdot k2(t, I, I_k, x, y) + 2 \cdot k3(t, I, I_k, x, y) + k4(t, I, I_k, x, y)}{6}$$

$$K(t, I, I_k, x, y) := \frac{k1(t, I, I_k, x, y) + 2 \cdot k2(t, I, I_k, x, y) + 2 \cdot k3(t, I, I_k, x, y) + k4(t, I, I_k, x, y)}{6}$$

Алгоритм расчетов будем производить, учитывая соответствующие коэффициенты, во времени. Матрица для алгоритма расчета выглядит

$$\begin{pmatrix} t_{i+1} \\ I_{i+1} \\ I_{ki+1} \\ y_{i+1} \\ x_{i+1} \end{pmatrix} := \begin{pmatrix} t_{i+1} + h \\ \text{if}(I_i + K(t_i, I_i, I_{ki}, x_i, y_i) \geq 0, I_i + K(t_i, I_i, I_{ki}, x_i, y_i), 0) \\ I_{ki} + M(t_i, I_i, I_{ki}, x_i, y_i) \\ y_i + S(t_i, I_i, I_{ki}, x_i, y_i) \\ \text{if}(I_i + C(t_i, I_i, I_{ki}, x_i, y_i) \geq XO, XO, x_i + C(t_i, I_i, I_{ki}, x_i, y_i)) \end{pmatrix}$$

Первый ряд матрицы задаёт время расчёта с определённым шагом  $t_i + h$ . Второй ряд матрицы, рассчитывает ток  $I_i$  в основном контуре, учитывает наличие диода, третий ряд учитывает ток  $I_{ki}$  в короткозамкнутом витке, четвертый ряд учитывает скорость движения активатора, пятый ряд учитывает смещение активатора относительно средней точки.

Благодаря математической модели, можно построить график изменения производительности при изменении питающей частоты:

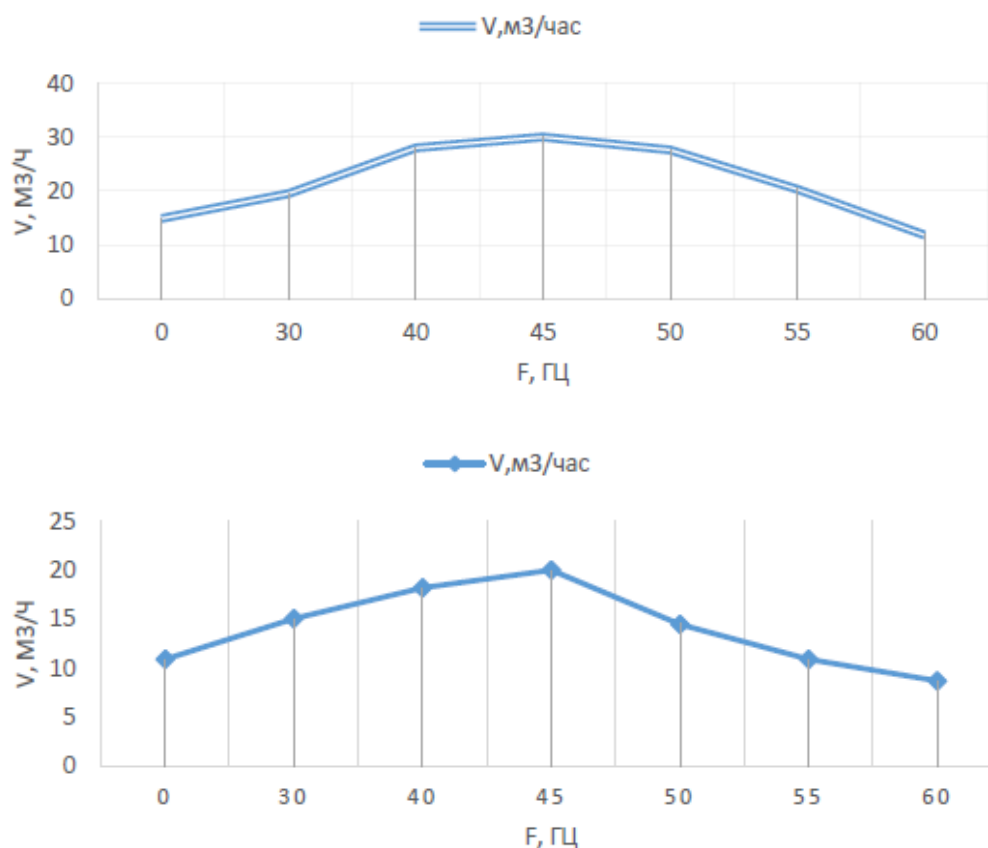


Рисунок 12 – Изменение производительности при изменении питающей частоты а) при мех. Сопротивлении 420 кг/с б) 840 кг/с

#### Глава 4. Моделирование и исследование нефтяного резервуара

Независимо от конструкции и технико-эксплуатационных параметров, во всех видах резервуаров, при их эксплуатации появляется проблема предотвращения и очистки нефтешлама. Существует множество технологий и устройств, позволяющих вести борьбу с донными отложениями, в ходе аналитического обзора существующих методов очистки РВС можно выделить

такие методы как акустический и гидромеханический. Акустический метод не имеет патентов, он максимально практичен и прост в установке в Резервуар любой емкости.

Но нельзя внедрить новую технологию без изучения ее влияния на сам объект, влияние на стенки объекта и потенциальное уменьшение эксплуатационного срока. Их необходимо определить опытным путем, поскольку ВЭМА-0,3 за счет вибрационных воздействий способствует нагрузке на стенки РВС. Для этого необходимо сделать трехмерную модель необходимого резервуара и рассчитать его НДС.

Порядок действий:

- Расчет составных элементов резервуара (стенки, днище, каркас и т.д.);
- Построение модели РВС-10000 в SolidWorks;
- Импорт модели в интерфейс ПО Workbench Ansys;
- Задание нагрузки, которую оказывает работа ВЭМА-0,3, на модель резервуара;

#### **4.1 Построение модели РВС-10000**

##### **Расчёт стенки резервуара**

Согласно ТКП 45-5.04-172-2010 [53], номинальная толщина каждого пояса стенки резервуара  $t_u$  рассчитывается по формуле:

$$t_u = [0.001 \cdot \rho \cdot g \cdot (H_i - X_L) + 1.2 \cdot p] \cdot \frac{r}{R} + \Delta t_{cU} + \Delta t_{mU}$$

$$\text{Где } X_L = \sqrt{r \cdot (t_L - \Delta t_{cL} - \Delta t_{mL})}$$

Расчетное сопротивление материала стенки резервуаров по пределу текучести определяется по формуле:

$$R = \frac{R_{yn} \cdot \gamma_c \cdot \gamma_t}{\gamma_m \cdot \gamma_n}$$

где  $t_L$  – назначенная номинальная толщина пояса стенки, примыкающего снизу к  $i$ -му стыку, м;

$t_{cU}$  – припуск на коррозию пояса стенки, примыкающего к  $i$ -му стыку снизу, м;

$t_{mU}$  – минусовой допуск на прокат пояса стенки, примыкающего к  $i$ -му стыку снизу, м;

$R$  – расчетное сопротивление материала пояса стенки по пределу текучести, МПа;

$\rho$  – плотность керосина,  $840 \text{ кг/м}^3 = 0,840 \text{ т/м}^3$ ;

$p$  – нормативное избыточное давление в газовом пространстве, 0 МПа;

$g$  – ускорение свободного падения,  $g = 9,8 \text{ м/с}^2$ ;

$H_i$  – расстояние от зеркала продукта до  $i$ -го стыка поясов при эксплуатации, м.

$R_{yn}$  – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла стенки, равное минимальному значению предела текучести, принимаемому по государственным стандартам на листовой прокат;

$\gamma_c$  – коэффициент условий работы;

$\gamma_c = 0,7$ -для нижнего пояса;  $\gamma_c = 0,8$  -для остальных поясов;

$\gamma_t$  – температурный коэффициент,  $\gamma_t = 1$ ;

$\gamma_m$  – коэффициент надежности по материалу,  $\gamma_m = 1,025$

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности, для I класса опасности  $\gamma_n = 1,2$ ; для II класса  $\gamma_n = 1,1$ ; для III класса  $\gamma_n = 1,05$ ; для IV класса  $\gamma_n = 1$ .

Результаты расчета толщины  $t_u$  каждого пояса стенки следует округлить до целого числа в большую сторону, в соответствии со значениями толщины проката по ГОСТ 19903, сравнить с минимальной толщиной стенки и свести все данные в таблицу.

Рассчитаем для нижнего пояса сопротивление материала стенки резервуаров по пределу текучести.



$$R = \frac{345 \cdot 0,7 \cdot 1}{1,025 \cdot 1,1} = 214,19 \text{ (МПа)}$$

Рассчитаем для остальных поясов сопротивление материала стенки резервуаров по пределу текучести:

$$R = \frac{345 \cdot 0,8 \cdot 1}{1,025 \cdot 1,1} = 244,79 \text{ (МПа)}$$

Номинальная толщина каждого пояса стенки резервуара  $t_u$ :

Для нижнего пояса:

$$X_L = 0$$

$$t_u = [0,001 \cdot 0,840 \cdot 9,8 \cdot (14,885 - 0) + 1,2 \cdot 0] \cdot \frac{14,104}{214,19} + 0,001 + 0,0008 = 0,00986 \text{ (м)} = 9,86 \text{ (мм)}$$

Для второго пояса:

$$X_L = \sqrt{14,104 \cdot (0,00986 - 0,001 - 0,0008)} = 0,337 \text{ (м)}$$

$$t_u = [0,001 \cdot 0,840 \cdot 9,8 \cdot (12,595 - 0,337) + 1,2 \cdot 0] \cdot \frac{14,104}{214,19} + 0,001 + 0,0008 = 0,00761 \text{ (м)} = 7,61 \text{ (мм)}$$

Сведём результаты подсчётов в таблицу:

Таблица 4.1 – результаты расчетов

| Номер пояса | Номинальная толщина пояса $t_u$ , мм | $\Delta t_{cU}$ , мм | $t_{mU}$ , мм | Мин. толщина стенки $t_{min}$ , мм | Принятая толщина пояса $t$ , мм |
|-------------|--------------------------------------|----------------------|---------------|------------------------------------|---------------------------------|
| 1           | 9,86                                 | 1                    | 0,8           | 8                                  | 10                              |
| 2           | 7,61                                 | 1                    | 0,8           |                                    | 8                               |
| 3           | 6,55                                 | 1                    | 0,8           |                                    | 8                               |
| 4           | 5,48                                 | 1                    | 0,8           |                                    | 8                               |
| 5           | 4,41                                 | 1                    | 0,8           |                                    | 8                               |

|   |      |   |     |  |   |
|---|------|---|-----|--|---|
| 6 | 3,34 | 1 | 0,8 |  | 8 |
| 7 | 2,25 | 1 | 0,8 |  | 8 |

### Расчет центрального кольца

Усилия будут создаваться в местах соединения радиальных элементов. Ранее на рисунке 2, конструктивно был выбран диаметр кольца,  $D_{\text{кол}} = 3250$  мм. Рассчитываем сварные соединения крепления центрального кольца к стойке. Кольцо крепиться с помощью пластин.

Усилие в одном месте соединения равно:

$$F = (m_{\text{щ}} + m_{\text{сн.щ}}) \cdot g \cdot 0,33$$

где  $m_{\text{щ}}$  – масса одного щита:

$$m_{\text{щ}} = \frac{51743,3881}{50} = 1034,868 \text{ (кг)}$$

$m_{\text{сн.щ}}$  – масса снега на одном щите:

$$m_{\text{сн.щ}} = \frac{3548,71}{50} = 70,974 \text{ (кг)}$$

$$F = (1034,868 + 70,974) \cdot 9,81 \cdot 0,33 = 3579,942 \text{ (Н)}$$

Количество таких усилий равно 50, расположенных равномерно по всему периметру кольца. Длина шва в местах соединения кольца с пластинами ограничена.

Количество швов определяем согласно следующей формуле:

$$n = \frac{F \cdot 50}{2 \cdot k \cdot l \cdot \beta \cdot [\tau']}$$

где  $k$  – катет шва принимаем равный 4 мм;

$l$  – длина шва,  $l = 100$  мм (высота швеллера);

$\beta = 0,7$ ;

$[\tau']$  - допускаемое напряжение при срезе:

$$\begin{aligned} [\tau'] &= 0,65 \cdot [\sigma]_p = 0,65 \cdot 230 = 149,5 \text{ (МПа)} \\ n &= \frac{3579,942}{2 \cdot 4 \cdot 10^{-3} \cdot 0,10 \cdot 0,7 \cdot 149,5 \cdot 10^6} = 1,3 \text{ (шт)} \end{aligned}$$

Принимаем  $n = 2$  шт.

#### 4.2 Расчёт днища

Расчёт кольцевой окрайки днища:

Расчёт ширины окраечного кольца днища проводится по формуле:

$$L_0 = k_2 \cdot \sqrt{r \cdot t_1}$$

где  $t_1$  – номинальная толщина нижнего пояса стенки;

$k_2 = 0,92$  – безразмерный коэффициент;

$r$  – радиус резервуара.

$$L_0 = 0,92 \cdot \sqrt{14,104 \cdot 0,01} = 0,346 \text{ (м)} = 346 \text{ (мм)}$$

Толщина кольцевых окراек днища вычисляется по формуле:

$$t_b = \left( k_1 - 2,4 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{\frac{r}{t_1 - \Delta t_{cs}}} \right) \cdot (t_1 - \Delta t_{cs}) + \Delta t_{cb} + \Delta t_{mb}$$

где  $k_1 = 0,77$  – безразмерный коэффициент;

$\Delta t_{cs}, \Delta t_{cb}$  – припуск на коррозию нижнего пояса стенки и днища соответственно;

$\Delta t_{mb}$  – минусовой допуск на прокат окрайки днища.

$$\begin{aligned} t_b &= \left( 0,77 - 2,4 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{\frac{14,104}{0,01 - 0,001}} \right) \cdot (0,01 - 0,001) + 0,001 + 0,0008 = \\ &= 0,0078 \text{ (м)} = 7,8 \text{ (мм)} \end{aligned}$$

Согласно ТКП 45-5.04-172-2010 (таблице 6.1) номинальная толщина окрайки днища равна 7 мм, исключая припуск на коррозию, согласно расчётам, принимаем толщину окрайки равную 8 мм и ширину окрайки равную 700мм.

Расчет центральной части днища:

Номинальная толщина всех листов центральной части днища должна быть не менее 4 мм, исключая припуск на коррозию. Наличие в полотнище днища листов различной толщины не допускается.

С учётом припуска на коррозию принимаем толщину, листов центральной части днища, равную 5 мм.

### Расчёт и построение каркаса одного щита, состоящего из радиальных и поперечных элементов.

Определяем длину радиального элемента. С помощью программы SolidWorks производим необходимые построения, показанные на рисунке 4.2.

Данными для построения служат:

- уклон крыши к горизонтальной поверхности –  $7^\circ$ ;
- расстояние от центра до стенки резервуара – 14096 мм;
- радиус центрального кольца – 1625мм;

Все остальные размеры получаются автоматически.

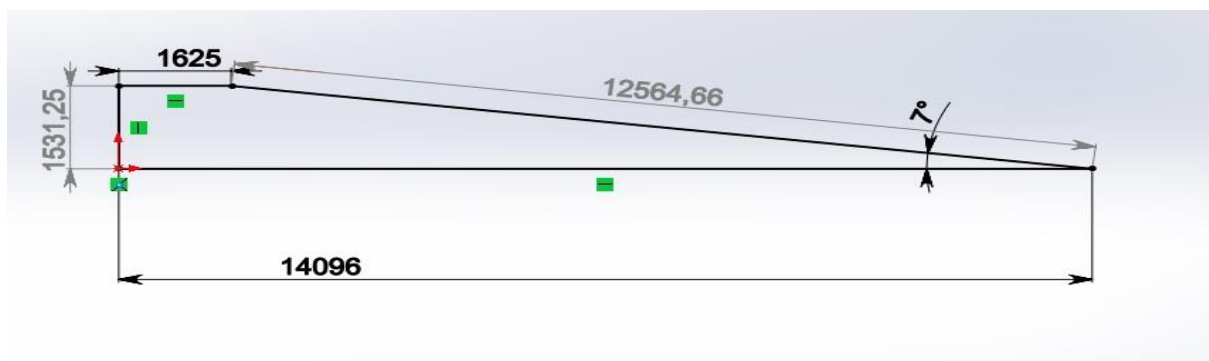


Рисунок 13 – построение каркаса

Итогом для построения служит размер 12564,66 мм, длину, которую необходимо было найти.

Дальнейшие расчёты сводятся к определению момента сопротивления  $W_x$ , по методу допускаемых напряжений. Радиальный элемент состоит из двух швеллеров.

$W_x$  находим согласно формуле:

$$\sigma = \frac{M_{max}}{W_x} \leq [\sigma]_p$$

$$\text{Тогда } W_x = \frac{M_{max}}{[\sigma]_p},$$

где  $M_{max}$  – максимальный момент;

$[\sigma]_p$  - допускаемое напряжение.

Швеллера изготавливают из стали 09Г2С,  $[\sigma]_T = 300$  МПа.

$$[\sigma]_p = \frac{[\sigma]_T}{k}$$

Где  $k$  - коэффициент запаса,  $k=1,5$ .

$$[\sigma]_p = \frac{300}{1,2} = 200 \text{ (МПа)}$$

Определим площадь покрытия:

$$S = \pi \cdot R^2 \quad (4.10)$$

где  $R$  - радиус резервуара

$$S = 3,14 \cdot 14,096^2 = 623,9 \text{ (м}^2\text{)}$$

Определим объем, занимаемый крышей:

$$V = S \cdot \delta \quad (4.11)$$

где  $S$  – площадь покрытия,  $S=623,9$  м<sup>2</sup>;  $\delta$  - толщина кровли,  $\delta=4$  мм

$$V = 623,9 \cdot 4 \cdot 10^{-3} = 2,49 \text{ (м}^3\text{)}$$

Разбиваем крышу на 50 секторов, тогда занимаемая площадь одного сектора без площади круга, занимаемого стойкой, будет равна:

$$S_1 = \frac{1}{50} \cdot \left( \frac{\pi \cdot D^2}{4} - \frac{\pi \cdot d^2}{4} \right)$$

$$S_1 = \frac{1}{50} \cdot \left( \frac{3,14 \cdot 14,096^2}{4} - \frac{3,14 \cdot 3,250^2}{4} \right) = 2,954 \text{ (м}^2\text{)}$$

где  $D$  - диаметр кровли;  $d$  - диаметр центрального круга,  $d=3,250$  м.

Определим распределенную нагрузку от веса листа:

$$P_1 = S_1 \cdot \delta \cdot \rho$$

где  $S_1$  – площадь сектора,  $S_1=2,954$  м<sup>2</sup>;  $\delta$  - толщина листа,  $\delta=4$  мм;

$\rho$  - плотность материала,  $\rho=7800$  кг/м<sup>3</sup>

$$P_1 = 2,954 \cdot 4 \cdot 10^{-3} \cdot 7800 = 92,164 \text{ (Н)}$$

Определим вес всей кровли:

$$P_{кр} = 50 \cdot P_1 = 50 \cdot 92,164 = 4608,24 \text{ (Н)}$$

Снеговая нагрузка принимается для IV района по таблице  $S_g=2,4$  кПа равна  $P_{\text{снег}}=2,4 \cdot 10^3 \cdot S_1=2,4 \cdot 10^3 \cdot 2,954=7089,6$  Н.

Определим распределенную нагрузку, действующую на один сектор:

$$q = \frac{P_1 + P_{\text{снег}}}{l}$$

где  $l$  - длина рассматриваемой балки,  $l = 12572,72$  (мм)

$$q = \frac{92,164 + 7089,6}{12,565} = 571,58 \text{ (Н)}$$

Расчётная схема нагрузки:

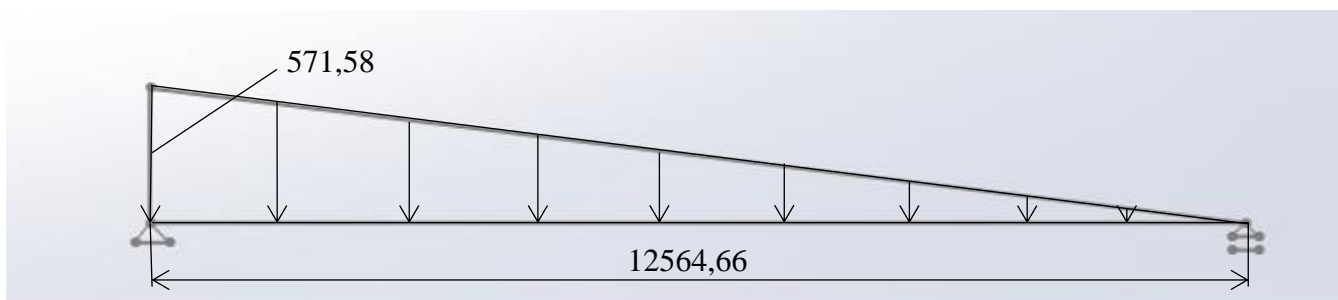


Рисунок 14 – расчет максимальной нагрузки

Схема, на рисунке 3, предназначена для определения  $M_{\text{max}}$ . Нагрузка является распределённой и изменяется по линейному закону.

При данной расчетной схеме  $M_{\text{max}}$  определяется по формуле:

$$M_{\text{max}} = \frac{q \cdot l^2}{8} = \frac{571,58 \cdot 12,565^2}{8} = 11280,08 \text{ (Н)}$$

$$W_x = \frac{11280,08}{200 \cdot 10^6} = 56,4004 \text{ (см}^3\text{)}$$

$$\frac{W_x}{2} = \frac{56,4004}{2} = 28,2002 \text{ (см}^3\text{)}$$

Согласно ГОСТ 8240-89, выбираем швеллер №10, который обладает  $W_x=34,8$  см<sup>3</sup> и  $I_x=174$  см<sup>4</sup>.

Проводим расчёт на прочность листового покрытия. Листовое покрытие рассматриваем как пластины с опорой по контуру. Для удобства расчетов пластину приближённо принимаем прямоугольной, где  $a$ -меньшая сторона, а  $b$ -большая сторона прямоугольника.

Тогда для расчёта получим следующую формулу:

$$\sigma = \frac{6 \cdot \alpha \cdot q \cdot a^2}{s^2} \leq [\sigma]_p$$

где  $q$  – нагрузка от веса снега, равная  $q = 240$  (Н);

$s$  – толщина листа;

$\alpha$  – коэффициент, учитывающий отношение  $a$  к  $b$ ;

$[\sigma]_p = 230$  (МПа).

Тогда толщину листа  $s$  определяем по формуле:

$$s = \sqrt{\frac{6 \cdot \alpha \cdot q \cdot a^2}{[\sigma]_p}}$$

На рисунке 15 изображена схема каркаса с нанесёнными размерами  $a$  и  $b$ . Построение было сделано конструктивно, с учётом предварительных расчётов, придерживаясь толщин 4 мм.

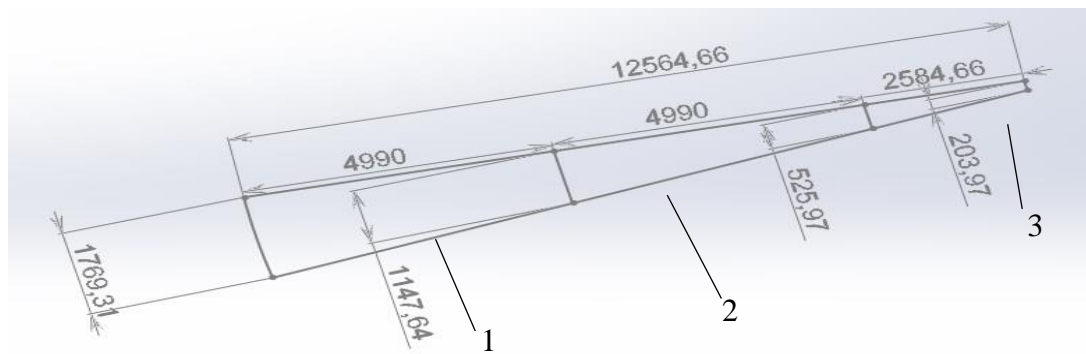


Рисунок 15 – схема каркаса с размерами

Определим толщину первого листа:  $a = 1,76931$  м,  $b = 4,990$  м,  $\alpha = 0,355$

$$s_1 = \sqrt{\frac{6 \cdot 0,355 \cdot 240 \cdot 1,76931^2}{230 \cdot 10^6}} = 2,64 \text{ (мм)}$$

Принимаем  $s = 4$  мм.

Определим толщину второго листа:  $a = 1,14764$  м,  $b = 4,990$  м,  $\alpha = 0,232$

$$s_2 = \sqrt{\frac{6 \cdot 0,232 \cdot 240 \cdot 1,14764^2}{230 \cdot 10^6}} = 1,4 \text{ (мм)}$$

Принимаем  $s = 4$  мм.

Определим толщину третьего листа:  $a = 0,52597$  м,  $b = 2,58466$  м,  $\alpha = 0,204$

$$s_3 = \sqrt{\frac{6 \cdot 0,204 \cdot 240 \cdot 0,52597^2}{230 \cdot 10^6}} = 0,6 \text{ (мм)}$$

Принимаем  $s = 4$  мм.

Результаты расчётов сводим в таблицу:

Таблица 4.2 – результаты расчетов толщины листов

| № листа | $s_p$ , мм | $s$ , мм |
|---------|------------|----------|
| 1       | 2,6        | 4        |
| 2       | 1,4        | 4        |
| 3       | 0,6        | 4        |

Поперечные элементы представляют собой равнобокие уголки № 5.

#### 4.4 Расчет центрального кольца

Усилия будут создаваться в местах соединения радиальных элементов. Ранее на рисунке 4.2, конструктивно был выбран диаметр кольца,  $D_{\text{кол}} = 3250$  мм. Рассчитываем сварные соединения крепления центрального кольца к стойке. Кольцо крепиться с помощью пластин.

Усилие в одном месте соединения равно:

$$F = (m_{\text{щ}} + m_{\text{сн.щ}}) \cdot g \cdot 0,33$$

где  $m_{\text{щ}}$  – масса одного щита:

$$m_{\text{щ}} = \frac{51743,3881}{50} = 1034,868 \text{ (кг)}$$

$m_{\text{сн.щ}}$  – масса снега на одном щите:

$$m_{\text{сн.щ}} = \frac{3548,71}{50} = 70,974 \text{ (кг)}$$

$$F = (1034,868 + 70,974) \cdot 9,81 \cdot 0,33 = 3579,942 \text{ (Н)}$$

Количество таких усилий равно 50, расположенных равномерно по всему периметру кольца. Длина шва в местах соединения кольца с пластинами ограничена.

Количество швов определяем согласно следующей формуле:



$$n = \frac{F \cdot 50}{2 \cdot k \cdot l \cdot \beta \cdot [\tau']}$$

где  $k$  – катет шва принимаем равный 4 мм;

$l$  – длина шва,  $l = 100$  мм (высота швеллера);

$\beta = 0,7$ ;

$[\tau']$  - допускаемое напряжение при срезе:

$$[\tau'] = 0,65 \cdot [\sigma]_p = 0,65 \cdot 230 = 149,5 \text{ (МПа)}$$

$$n = \frac{3579,942}{2 \cdot 4 \cdot 10^{-3} \cdot 0,10 \cdot 0,7 \cdot 149,5 \cdot 10^6} = 1,3 \text{ (шт)}$$

Принимаем  $n = 2$  шт.

Зная размеры комплектующих элементов резервуара, учитывая радиус резервуара, высоту резервуара, количество поясов резервуара и все необходимые габаритные размеры, на основании расчетов стенки, днища, мы можем построить полностью повторяющую реальный объект трехмерную модель РВС компании «РН-Юганскнефтегаз».

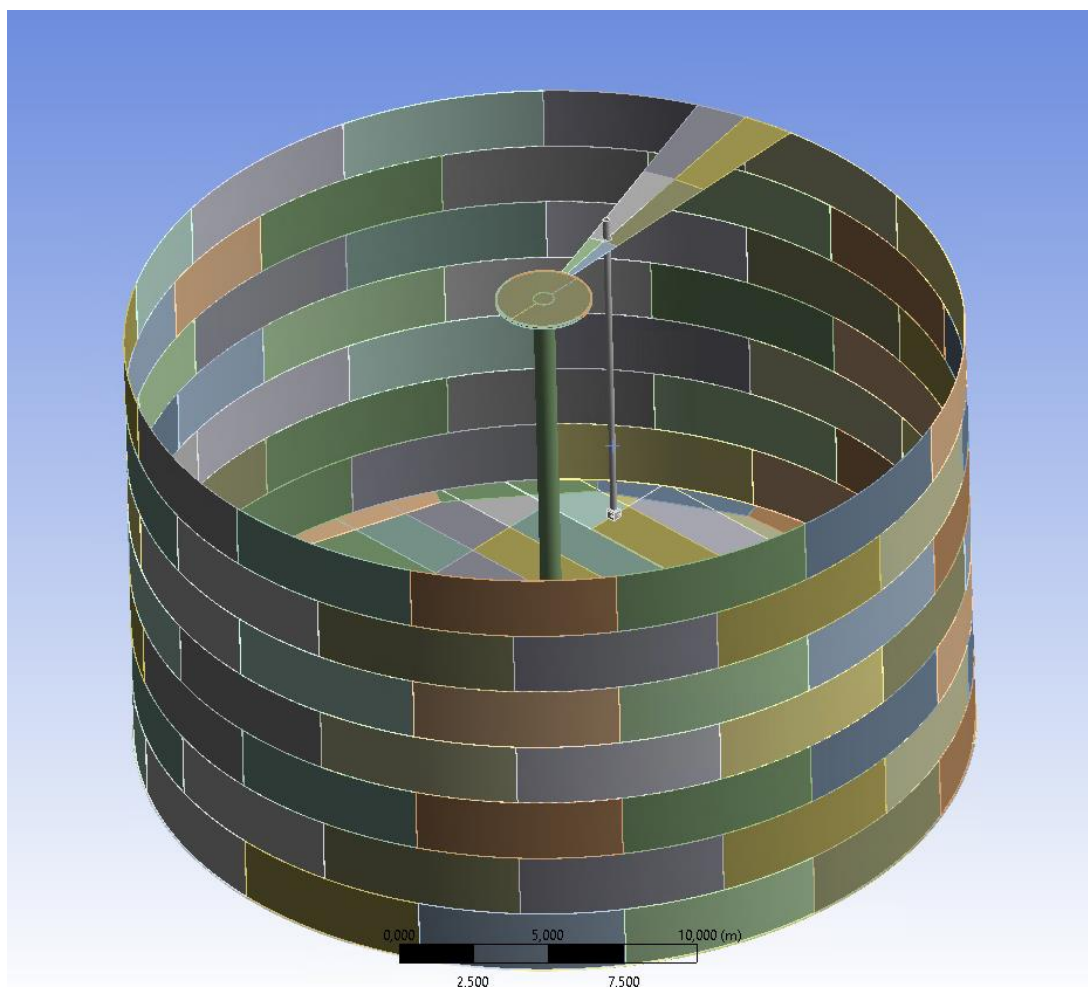


Рисунок 16 – модель РВС-10000 с ВЭМА-0,3

Построенный резервуар состоит из:

- 13 листов из стали 09Г2С на каждый пояс резервуара;
- Крыша, состоящая из каркаса и 50 секторов крыши;
- Кольцевой лист;
- Днище резервуара из 4 рулонов и 30 листов;
- Опора внутри РВС.

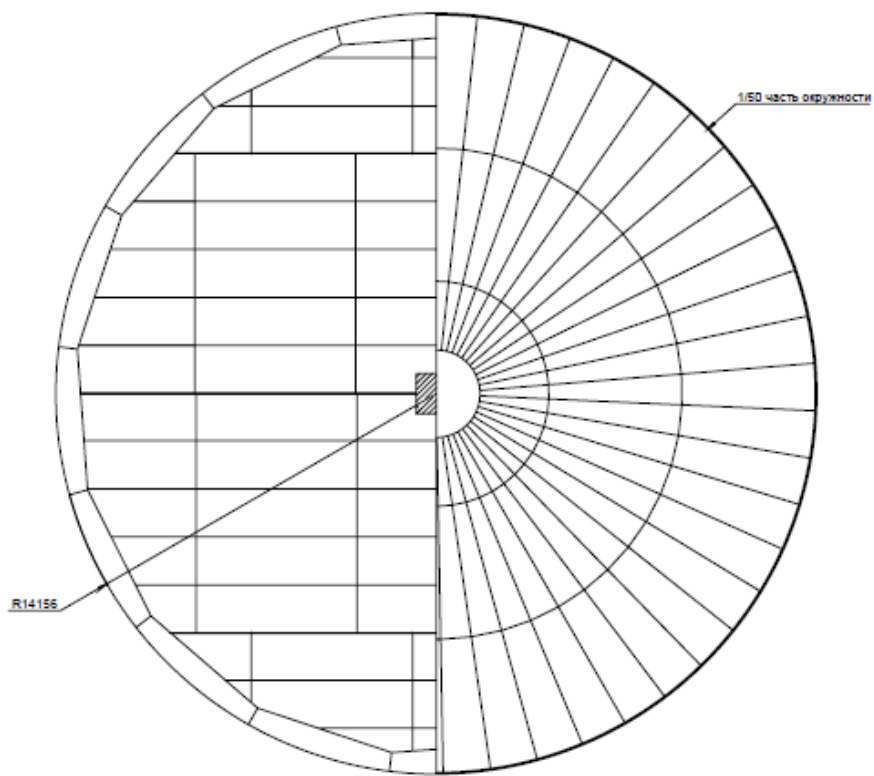
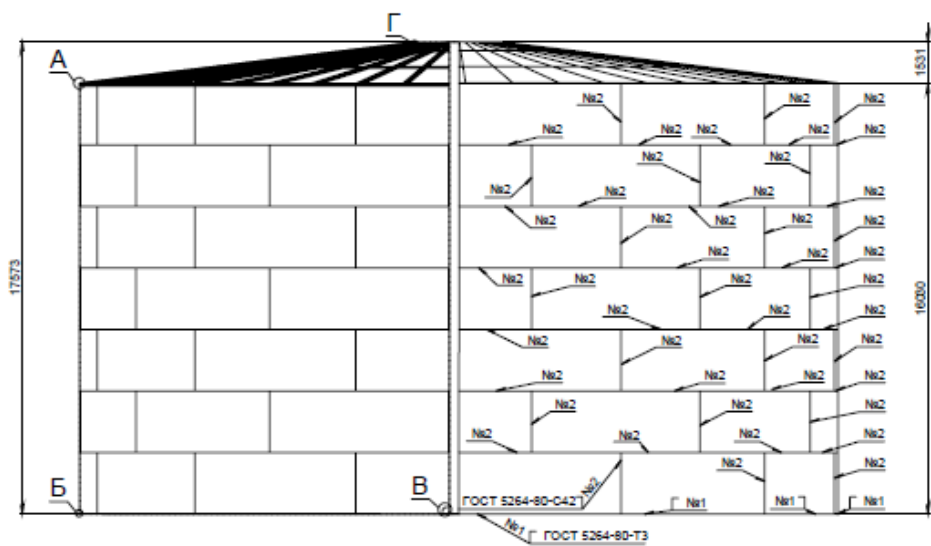


Рис 17 – чертеж РВС-1000

#### 4.2. Моделирование применения ВЭМА-0,3 для очистки РВС

Для обоснования целесообразности применения технологии, необходимо ее обосновать. Помимо математических гипотез, необходимо также подтверждать работу того или иного оборудование моделированием.

При проектировании конечных элементов и расчетов резервуара, необходимо учитывать все типы нагрузок на стенки, днище и внутреннюю часть РВС:

Таблица 4.3 - основных нагрузок в модели РВС-10000

| № | Параметр                                 | Значение параметра | Единица измерения |
|---|--|--------------------|-------------------|
| 1 | Ветровое давление                        | 230                | Па                |
| 2 | Снеговая нагрузка                        | 3200               | Па                |
| 3 | Гидростатическая нагрузка (min– max)     | 0 – 102318         | Па                |
| 4 | Давление вакуума                         | 250                | Па                |
| 5 | Избыточное давление                      | 2000               | Па                |
| 6 | Вес стационарного оборудования на кровле | 49,05              | кН                |
| 7 | Вес теплоизоляции                        | 0                  | кН                |

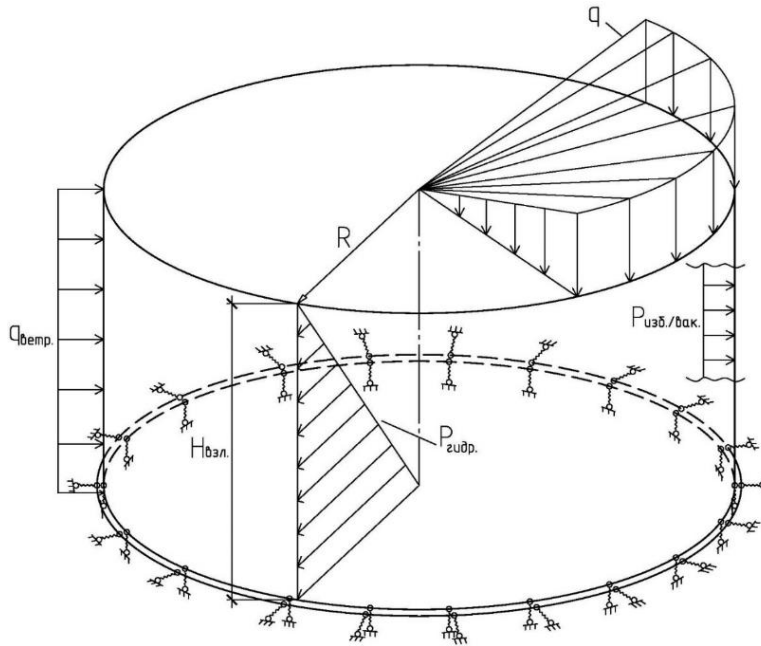


Рисунок 18 – схема нагружения РВС-10000

Виброструйный активатор типа ВЭМА-0,3 устанавливается при монтаже сверху-вниз, через патрубок на крыше резервуара, схематично можно рассмотреть на рисунках ниже.

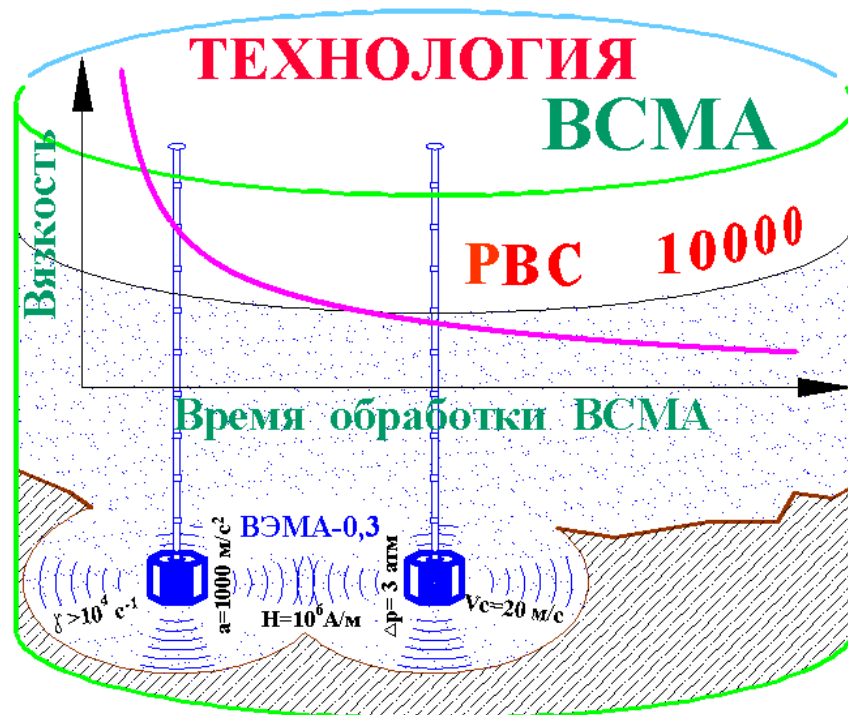


Рисунок 19 – Установка обработки нефтепродуктов с использованием  
вибратора ВЭМА-0,3

За счет малых габаритов активатора (330x330x350) он легко погружается через патрубок Ду500 или Ду1000 с помощью монтажной трубы. Работает активатор по электричеству через Блок питания.

В дальнейшем, результаты моделирования доказывают безвихревой характер поля скоростей нефти из ВЭМА в резервуаре.

Вибрационное воздействие с определенной энергией вследствие разрушения кристаллических структур, о чем было описано ранее, может привести к сильному изменению структурно-вязкостных свойств нефти и даже изменить групповой и фракционный состав.

Течение высокопарафинистых нефтей удовлетворительно описывается уравнением Шведова–Бингама с использованием двух параметров: пластической вязкости  $\mu_p$  и динамического напряжения сдвига  $\tau_d$ .

Динамическое напряжение сдвига характеризует прочность структуры нефти в условиях непрерывной деформации:

$$\mu_{ef} = \mu_p + \left( \frac{\tau_d}{\gamma} \right)$$

Где  $\mu_{ef}$  – эффективная вязкость, Па·с;

$\mu_p$  – пластическая вязкость, Па·с;

$\tau_d$  – динамическое напряжение сдвига, Па;

$\gamma$  – скорость сдвига, 1/с.

Разнообразные воздействия физическими полями существенно изменяют величину динамического напряжения сдвига, и в меньшей степени – пластическую вязкость

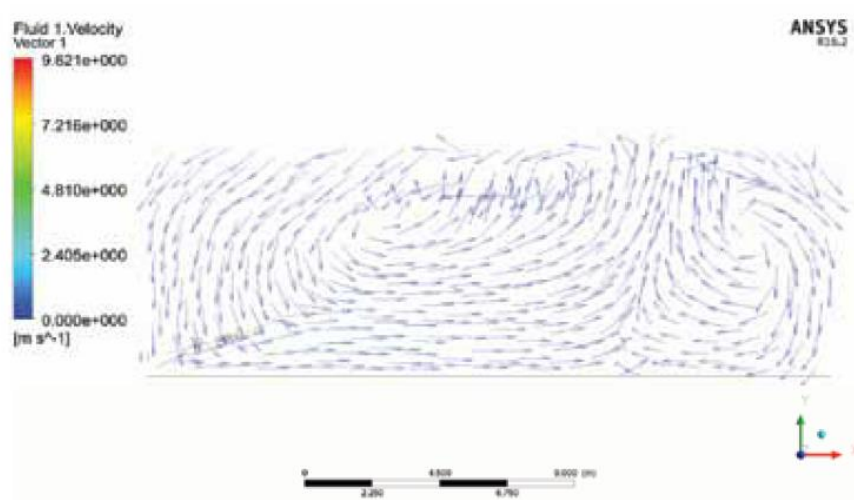


Рис. 20 – Поле скоростей нефти при работе ВСМА (вблизи)

ВЭМА-0,3, работающий по принципу гидродинамического активатора, создает высокие сдвиговые скорости в сплошной среде, меняя поле скоростей жидкой среды (в нашем случае нефти Приобского месторождения). За счет всех манипуляции происходит движение нефти и ее отгонка.

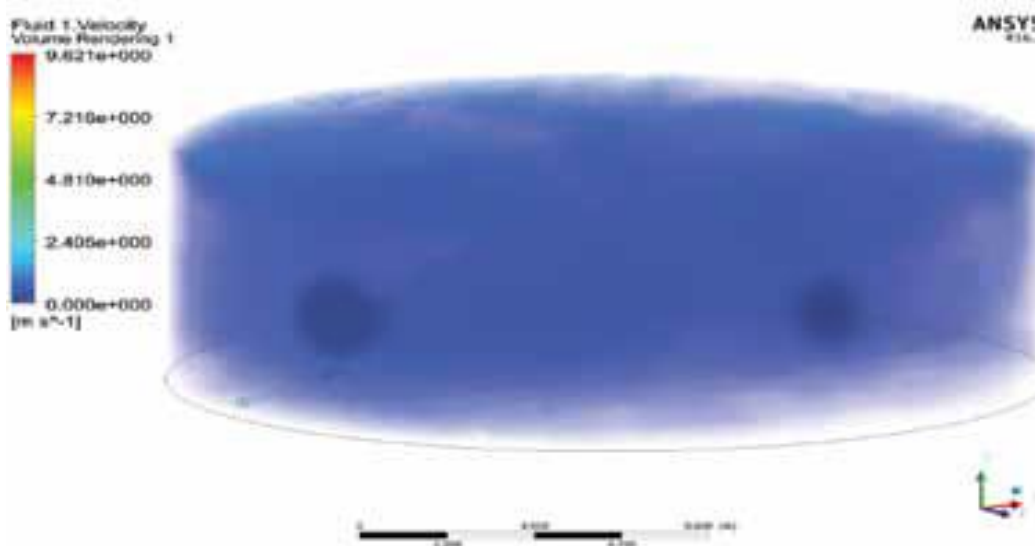


Рис. 21 – Визуализация работы ВСМА в РВС-10000

В модуле Ansys Modal проведем исследование собственных частот резервуара. Он необходим как расчет для анализа динамического поведения стальной конструкции под действием переменных нагрузок. Как известно, оборудование ВСМА работает на принципе собственной частоты колебаний,

близкой к резонансной, и нежелательно, если эта частота будет воздействовать на исследуемый резервуар.

В большинстве случаев возникновение резонанса крайне нежелательно с точки зрения обеспечения надежности изделия. Многократное увеличение амплитуд колебаний при резонансе и высокие уровни напряжения являются одной из основных причин выхода из строя изделий, работающих под вибрационной нагрузкой.

Для защиты от воздействия резонанса можно использовать различные механические устройства, кардинально меняющие спектральные характеристики конструкции и поглощающие энергию от вибраций (например, виброизоляторы). Проведем анализ собственных частот резервуара, наполненного нефтью, находящейся в движении относительно двух виброструйных активаторов (Рис. )

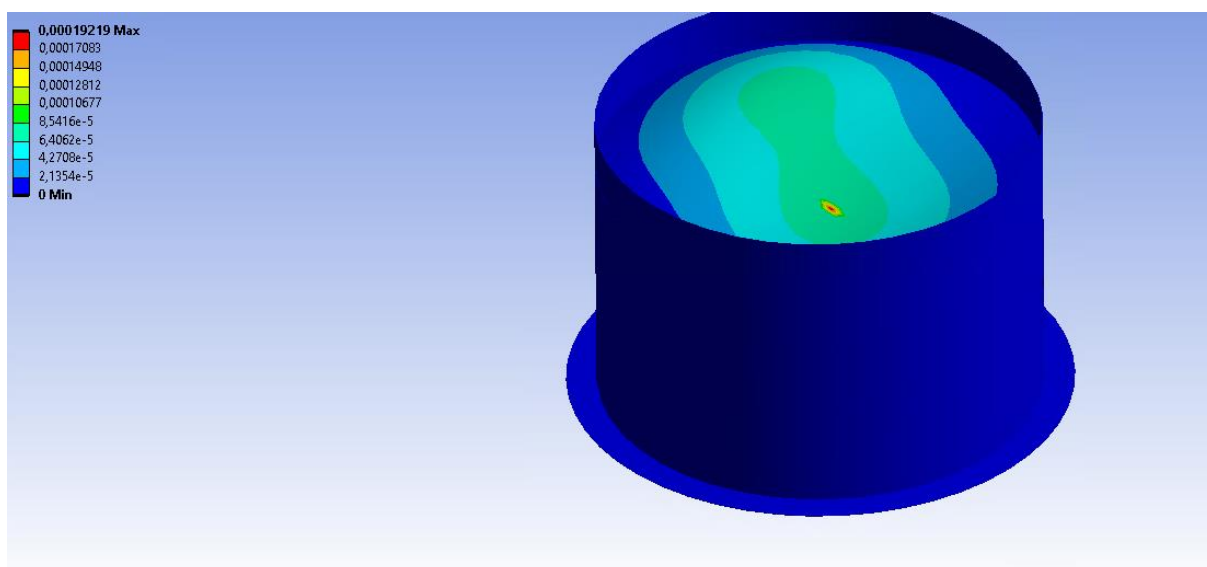


Рис 22 – Анализ собственных частот РВС-10000

Результаты исследования собственных частот резервуара вертикального стального показали, что на определенном промежутке времени, никакого низкочастотного резонансного влияния на стенки и конструкцию резервуара не повлияло. Следовательно, работа ВЭМА-03, способствует надежной эксплуатации нефтяного резервуара и не требует дополнительного оборудования для предотвращения воздействия резонанса.



## **Заключение**

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были рассмотрены процесс технической диагностики резервуаров вертикальных стальных и контроля резервуара перед его очисткой, а также технологический процесс очистки резервуаров от донных отложений.

В работе проанализированы существующие методы очистки от остатков нефти, нефтепродуктов и их отложений (нефтешламов).

Смоделирован эскиз рабочего процесса 2-х ВЭМА-0,3 внутри исследуемого объекта, в ANSYS CFX смоделирована модель перемещения нефти при работе конфузоров ВЭМА-0,3. Как результат, отражена энергетическая эффективность перемешивания нефти, а с помощью аналитического исследования литературы и опытов с 3D моделью резервуара, можно сделать вывод, что ВЭМА-0,3 способна очистить РВС от донных отложений и АСПО до 3-4ч, уменьшая вязкость нефти и разрушая кристаллическую решетку отложений.

Но преимущество вибрационной установки заключается не только в их эффективности, но и в простоте конструкции, компактности и отсутствии движущихся частей. Но такая система экономически не выгодна для объемов РВС свыше 10000 кубометров. Это вызвано огромным радиусом дна и необходимостью применения сразу несколькими установок ВЭМА.

Также был рассчитан максимальный срок службы, который составил 38 лет, и бюджет НТИ, в ходе которого выяснилось, что вариант 1 исполнения экономически лучше.

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

Студенту:

|        |                            |
|--------|----------------------------|
| Группа | ФИО                        |
| 2БМ95  | Мандзюку Максиму Игоревичу |

|                     |                    |                           |   |
|---------------------|--------------------|---------------------------|---|
| Инженерная школа    | Природных ресурсов | Отделение                 | Нефтегазового дела  |
| Уровень образования | Магистр            | Направление/специальность | 21.04.01 «Нефтегазовое дело»<br>профиль <u>«Машины и оборудование нефти и газа»</u> |

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

|  |   |
|--|---|
| <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> | <i>Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску. Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ.</i>      |
| <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>   | <i>Районный коэффициент 1,3; премимальный коэффициент 30%; коэффициент дополнительной заработной платы 15%; коэффициент, учитывающий накладные расходы 16%.</i> |
| <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>                                  | <i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20% Коэффициент, учитывающий отчисления во внебюджетные фонды 30%.</i>   |

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

|  |  |
|--|--|
| <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i> | <i>Анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ</i>  |
| <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>  | <i>Бюджет научно – технического исследования (НТИ)<br/>1. Структура работ в рамках научного исследования.<br/>2. Определение трудоемкости выполнения работ.<br/>3. Разработка графика проведения научного исследования.<br/>4. Бюджет научно-технического исследования.<br/>5. Основная заработная плата исполнительской темы.<br/>6. Дополнительная заработная плата исполнительской темы.<br/>7. Отчисление во внебюджетные фонды.<br/>8. Накладные ресурсы.<br/>9. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.</i> |
| <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>        | <i>1. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования.<br/>2. Расчет показателей ресурсоэффективности.</i>  |

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

1. Оценка конкурентоспособности технических решений.
2. Матрица SWOT.
3. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований.
4. Альтернативы проведения НИ.
5. График проведения и бюджет НИ.

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

| Должность | ФИО          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|---------------------------|---------|------|
| доцент    | Романюк В.Б. | к.э.н, доцент             |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                     | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------|---------|------|
| 2БМ95  | Мандзюк Максим Игоревич |         |      |

## **Глава 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение**

Сокращение себестоимости в процессе ремонтных работ, в частности, работ по зачистке, резервуаров вертикальных стальных является одной из приоритетных направлений деятельности в процессах эксплуатации резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов.

На данный момент месторождения компании «Nord Imperial» уже не первый год добывают нефть, следовательно, резервуары введены в эксплуатацию достаточно давно. С годами себестоимость работ по зачистке данных резервуаров лишь растёт.

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов в отраслях эксплуатации хранения нефти и нефтепродуктов.

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

#### **5.1.1 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).

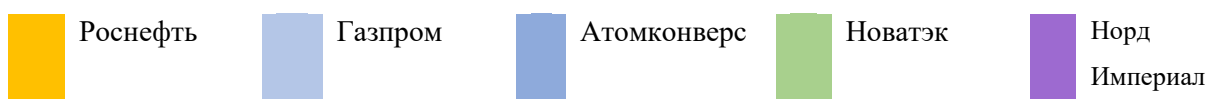
Критерии сегментирования можно применять различные. Они могут быть географические, демографические, поведенческие. Также немаловажно учитывать возраст, пол, национальность, образование, доход, интересы и многие другие критерии для физических лиц.

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: *размер компании* на территории РФ и *отрасль деятельности компании* (Таблица 4.1).

Касаемо отраслей, 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.

Таблица 4.1 – Карта сегментирования рынка услуг по ремонтным работам резервуаров

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



По таблице можно сделать вывод о том, что основные сегменты рынка – крупные и малые компании. Это означает, что наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтедобычи и нефтепереработки для формирования спроса является группа независимых крупных и малых нефтедобывающих компаний.

## 5.2 Предпроектный анализ

### *Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения*

При ведении собственного производства необходим систематический анализ конкурирующих разработок во избежание потери занимаемой ниши рынка, так как рынок пребывает в постоянном движении. Периодический анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность научной разработки по сравнению с конкурирующими предприятиями. Из наиболее влияющих предприятий-конкурентов в области хранения нефти: ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром».

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице 4.2.:

Таблица 4.2.1 - 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                               | 0,15         | 5              | 1               | 4               | 0,75                  | 0,15            | 0,60            |
| 2. Надежность   | 0,1          | 5              | 4               | 4               | 0,5                   | 0,4             | 0,4             |
| 4. Безопасность   | 0,1          | 5              | 4               | 4               | 0,5                   | 0,4             | 0,4             |
| 5. Энергоэкономичность                                  | 0,15         | 5              | 4               | 3               | 0,75                  | 0,60            | 0,45            |
| <b>Экономические критерии оценки эффективности</b>      |              |                |                 |                 |                       |                 |                 |

Продолжение таблицы 4.2.1

|   |          |           |           |           |             |            |            |
|---|----------|-----------|-----------|-----------|-------------|------------|------------|
| 1. Цена                                       | 0,2      | 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> |

$B_{\phi}$  – продукт проведенной исследовательской работы;

$B_{k1}$  – ПАО «НК» Роснефть»;

$B_{k2}$  – ПАО «Газпром».

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i,$$

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 по очистке РВС 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.

*Результаты SWOT-анализа представлены в таблице 4.2.2*

Таблица 4.2.2 – SWOT-анализ. Итоговая матрица

|   |  |  |
|---|--|--|
|   | <p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Систематическое повышение уровня квалификации.</li> <li>2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области.</li> <li>3. Наличие постоянных поставщиков (Зап.Сибирь и Сахалин).</li> <li>4. Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам.</li> <li>5. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.</li> </ol> | <p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов.</li> <li>2. Устаревшее оборудование.</li> <li>3. Высокая степень износа оборудования.</li> <li>4. Повышение цен у поставщиков.</li> <li>5. Высокий уровень ценна выпускаемую продукцию.</li> </ol> |
| <p><b>Возможности:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Малое количество посредников на территории Южно-Восточной Азии.</li> </ol> | <p><b>Сильные стороны и возможности:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Эффективное использование ресурсов производства.</li> </ol>   | <p><b>Слабые стороны и возможности:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Создание эффективной системы мотивации и</li> </ol>  |



|   |   |   |
|---|---|---|
| <p>2. Небольшое количество конкурентов на территории Южно-Восточной Азии.</p> <p>3. Высокое качество поставляемых ресурсов.</p> | <p>2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков).</p> <p>3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет высокого качества продукции.</p> | <p>стимулирования для сотрудников.</p> <p>2. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ продукта.</p> <p>3. Модернизация оборудования.</p> <p>4. Внедрение технологии</p> <p>5. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений</p> |
|---|---|---|

### 5.3 Планирование управления научно-исследовательских работ

#### 5.3.1 План работы 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 с календарным и сетевым графиком проекта. График представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.3.1 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

| Название  | Длительность, дни | Дата начала работ | Дата окончания работ | Состав участников           |
|---|-------------------|-------------------|----------------------|-----------------------------|
| Изучение литературы, составление литературного обзора | 40                | 11.01.19          | 28.02.19             | Руководитель<br>Исполнитель |
| Расчет математического модели                         | 31                | 01.03.19          | 31.03.19             | Исполнитель                 |
| Обсуждение полученных результатов                     | 14                | 01.04.19          | 15.04.19             | Исполнитель                 |
| Оформление выводов                                    | 18                | 20.04.19          | 02.05.19             | Руководитель<br>Исполнитель |
| Оформление пояснительной записки                      | 21                | 03.05.19          | 24.05.19             | Руководитель<br>Исполнитель |
| <b>Итого:</b>   | 124               | 11.01.19          | 25.05.19             |                             |

Диаграмма Ганта – это тип столбчатых [диаграмм](#) ([гистограмм](#)), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ в табл. 4.3.2.

Таблица 4.3.2 – Календарный план–график проведения НИОКР по теме

| Вид работ   | Исполнители               | Т <sub>к</sub> ,<br>кал,дн | Продолжительность выполнения работ |   |         |   |   |                                  |   |   |                                   |                                   |   |                                |   |  |
|---|---------------------------|----------------------------|------------------------------------|---|---------|---|---|----------------------------------|---|---|-----------------------------------|-----------------------------------|---|--------------------------------|---|--|
|   |                           |                            | январь                             |   | февраль |   |   | март                             |   |   | апрель                            |                                   |   | май                            |   |  |
|   |                           |                            | 2                                  | 3 | 1       | 2 | 3 | 1                                | 2 | 3 | 1                                 | 2                                 | 3 | 1                              | 2 |  |
| Изучение литературы, составление литературного обзора | Исполнитель, руководитель | 40                         | [Ганта-диаграмма: 6 дней в январе] |   |         |   |   |                                  |   |   |                                   |                                   |   |                                |   |  |
| Расчет на Математической модели                       | Исполнитель               | 31                         |                                    |   |         |   |   | [Ганта-диаграмма: 3 дня в марте] |   |   |                                   |                                   |   |                                |   |  |
| Обсуждение полученных результатов                     | Исполнитель               | 14                         |                                    |   |         |   |   |                                  |   |   | [Ганта-диаграмма: 3 дня в апреле] |                                   |   |                                |   |  |
| Оформление выводов                                    | Исполнитель, руководитель | 18                         |                                    |   |         |   |   |                                  |   |   |                                   | [Ганта-диаграмма: 2 дня в апреле] |   |                                |   |  |
| Оформление пояснительной записки                      | Исполнитель, руководитель | 21                         |                                    |   |         |   |   |                                  |   |   |                                   |                                   |   | [Ганта-диаграмма: 2 дня в мае] |   |  |

### 5.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ

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

определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5},$$

где  $t_{ожі}$  – 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, 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%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (4.1)$$

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

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

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

В качестве примера рассчитаем продолжительность 1 работы – откачка и дегазация резервуара (после диагностики):

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

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

### 5.3.3 Бюджет научного исследования

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам.

В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3 – 5 % от цены). В эту же статью включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов).

Результаты по данной статье указаны в табл. 4.3.3.

Таблица 4.3.3 – Материальные затраты

| Наименование                 | Ед. изм. | Количество |        |        | Цена за ед., т.руб. |        |        | Затраты на материалы, (З <sub>м</sub> ), т.руб. |             |             |
|------------------------------|----------|------------|--------|--------|---------------------|--------|--------|---|-------------|-------------|
|                              |          | Исп. 1     | Исп. 2 | Исп. 3 | Исп. 1              | Исп. 2 | Исп. 3 | Исп. 1  | Исп. 2      | Исп. 3      |
| Деэмульгатор                 | т        | 20         | 25     | 24     | 80                  | 80     | 80     | 1600  | 4080        | 3760        |
| Канцелярские товары (бумага) | шт.      | 3          | 4      | 3      | 2                   | 2      | 2      | 6   | 8           | 6           |
| ИТОГО:                       |          |            |        |        |                     |        |        | <b>1606</b>                                     | <b>2008</b> | <b>1926</b> |

### 5.3.4 Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стенов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме (табл. 4.3.4). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 4.3.4 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

| Наименование | Ед.изм. | Количество | Цена за ед., т.руб | Затраты на оборудование, (З <sub>м</sub> ), т.руб. |
|--------------|---------|------------|--------------------|--|
|--------------|---------|------------|--------------------|--|

|                            |    | Исп.<br>1 | Исп.<br>2 | Исп.<br>3 | Исп.<br>1 | Исп.<br>2 | Исп.<br>3 | Исп.<br>1  | Исп.<br>2  | Исп.<br>3  |
|----------------------------|----|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|
| Испытательный<br>стенд     | т  | 1         | 2         | 2         | 50        | 40        | 30        | 50         | 80         | 60         |
| Программное<br>обеспечение | шт | 2         | 1         | 1         | 4         | 4         | 4         | 8          | 4          | 4          |
| Компьютер                  | шт | 2         | 1         | 1         | 30        | 50        | 40        | 60         | 50         | 40         |
| Монитор                    | шт | 2         | 2         | 2         | 5         | 7         | 7         | 5          | 14         | 14         |
| <b>ИТОГО:</b>              |    |           |           |           |           |           |           | <b>123</b> | <b>148</b> | <b>118</b> |

#### 5.4 Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно–технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводим в табл. 4.4.1.

Таблица 4.4.1 – Расчет основной заработной платы

| Исполнители  | З <sub>б</sub> , руб. | $k_p$ | З <sub>м</sub> , руб | З <sub>дн</sub> , руб. | Т <sub>р</sub> ,<br>раб.дн. | З <sub>осн</sub> , руб. |
|--------------|-----------------------|-------|----------------------|------------------------|-----------------------------|-------------------------|
| Руководитель | 28944,94              | 1,3   | 37628,42             | 1889,86                | 64                          | 120950,9                |
| Исполнитель  | 11400                 |       |                      |                        | 88                          | 52427,76                |

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

$$C_{зп} = Z_{осн} \cdot Z_{доп}, \quad (4.2)$$

Где  $Z_{осн}$ ,  $Z_{доп}$  – основная и дополнительная заработная плата ;

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

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}}, \quad (4.3)$$

Где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_{\text{р}}$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (4.4)$$

Где  $Z_{\text{м}}$  – месячный должностной оклад работника, руб.;  $M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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;

$F_{\text{д}}$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала, раб.дн. (4.6.2).

Таблица 4.4.2 – Баланс рабочего времени

| Показатели рабочего времени                                      | Руководитель | Исполнитель |
|--|--------------|-------------|
| Календарное число дней   | 365          | 365         |
| Количество нерабочих дней<br>– выходные дни<br>– праздничные дни | 118          | 118         |
| Потери рабочего времени<br>– отпуск<br>– невыходы по болезни     | 24           | 48          |
| Действительный годовой фонд рабочего времени                     | 223          | 199         |

## 5.5 Дополнительная заработная плата исполнителей тем

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных

отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

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

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (4.5)$$

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

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

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

В табл. 4.5 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 4.5 – Заработная плата исполнителей НТИ

| <b>Заработная плата</b>  | <b>Руководитель</b> | <b>Исполнитель</b> |
|--------------------------|---------------------|--------------------|
| Основная зарплата        | 120950,9            | 52427,76           |
| Дополнительная зарплата  | 18142,64            | –                  |
| Итого по статье $C_{зп}$ | 139093,54           | 52427,76           |

## 5.6 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (4.6)$$

где  $k_{\text{внеб}} = 27,1\%$  - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (табл. 4.6).

Таблица 4.6 – Отчисления на социальные нужды

|          | <b>Руководитель</b> | <b>Исполнитель</b> |
|----------|---------------------|--------------------|
| Зарплата | 120950,9            | 52427,76           |

|                                |          |          |
|--------------------------------|----------|----------|
| Отчисления на социальные нужды | 37694,35 | 14207,92 |
|--------------------------------|----------|----------|

## 5.7 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (4.7)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Определение бюджета затрат на научно–исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 4.8.

Таблица 4.7 – Расчет бюджета затрат НТИ

| Наименование статьи  | Сумма, руб |         |         |
|--|------------|---------|---------|
|  | Исп. 1     | Исп. 2  | Исп. 3  |
| 1. Материальные затраты НТИ  | 1606000    | 2008000 | 1928000 |
| 2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ | 123000     | 148000  | 118000  |
| 3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы                    | 173378,7   |         |         |
| 4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы              | 18142,6    |         |         |
| 5. Отчисления во внебюджетные фонды  | 51902,3    |         |         |
| 6. Накладные расходы   | 315588     | 479884  | 457884  |
| 7. Бюджет затрат НТИ   | 2288011    | 2879306 | 2747284 |

### 5.7.1 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 двух вариантов исполнения научного исследования (таблица 4.9.1). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Таблица 4.8.1 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки

| Затраты по статьям   |  |                           |                                 |                                |                   |                     |
|--|--|---------------------------|---------------------------------|--------------------------------|-------------------|---------------------|
| Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты | Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ | Основная заработная плата | Дополнительная заработная плата | Отчисления на социальные нужды | Накладные расходы | Итого себестоимость |
| 1606000  | 123000   | 173378,7                  | 18142,6                         | 51902,3                        | 315588            | 2288011             |
| 2008000  | 148000   | 173378,7                  | 18142,6                         | 51902,3                        | 479884            | 2879306             |
| 1928000  | 118000   | 173378,7                  | 18142,6                         | 51902,3                        | 457884            | 2747284             |

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^{\rho} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\max}} = \frac{2288011}{2879306} = 0,79, \quad (4.8)$$

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\max}} = \frac{2879306}{2879306} = 1, \quad (4.9)$$

$$I_{\Phi}^{a2} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\max}} = \frac{2747284}{2879306} = 0,95, \quad (4.10)$$

где  $I_{\Phi}^p$  – интегральный финансовый показатель разработки;  $\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;  $\Phi_{pi}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

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

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^a, \quad (4.11)$$

$$I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^p \quad (4.12)$$

где  $I_m$  – 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.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблицу 4.9.2.

Таблица 4.8.2 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

| Критерии                                       | Весовой коэффициент параметра | Исп. 1 | Исп. 2 | Исп. 3 |
|--|-------------------------------|--------|--------|--------|
| 1. Способствует росту производительности труда | 0,1                           | 3      | 4      | 5      |
| 2. Удобство в эксплуатации                     | 0,15                          | 4      | 5      | 3      |
| 3. Помехоустойчивость                          | 0,15                          | 4      | 5      | 4      |
| 4. Энергосбережение                            | 0,2                           | 5      | 4      | 4      |
| 5. Надежность                                  | 0,25                          | 4      | 5      | 4      |
| 6. Материалоемкость                            | 0,15                          | 5      | 5      | 3      |
| ИТОГО  | 1                             | 4,6    | 4,4    | 3,5    |

$$I_m^p = 3 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,25 ,$$

$$I_1^A = 4 \times 0,1 + 5 \times 0,15 + 5 \times 0,15 + 4 \times 0,2 + 5 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,7 ,$$

$$I_2^A = 5 \times 0,1 + 3 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,2 ,$$

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

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\phi}^p} = \frac{4,25}{0,79} = 5,38 ,$$

$$I_{\text{финр}}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{4,7}{1} = 4,7 ,$$

$$I_{\text{финр}}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{4,2}{0,95} = 4,42 ,$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (табл. 4.9.3).

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a1}} = \frac{5,38}{4,7} = 1,14 ,$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a2}} = \frac{5,38}{4,42} = 1,22 ,$$

где  $\mathcal{E}_{\text{ср}}$  – сравнительная эффективность проекта;  $I_{mэ}^p$  – интегральный показатель разработки;  $I_{mэ}^a$  – интегральный технико–экономический показатель аналога.

Таблица 4.9.3 – Сравнительная эффективность разработки

| № п/п | Показатели  | Исп. 1      | Исп. 2 | Исп. 3 |
|-------|---|-------------|--------|--------|
| 1     | Интегральный финансовый показатель разработки           | <b>0,79</b> | 1      | 0,95   |
| 2     | Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки | <b>4,7</b>  | 4,25   | 4,2    |

|   |   |             |             |      |
|---|---|-------------|-------------|------|
| 3 | Интегральный показатель<br>эффективности            | <b>5,38</b> | 4,7         | 4,42 |
| 4 | Сравнительная эффективность<br>вариантов исполнения | <b>1,14</b> | <b>1,22</b> |      |

### **Вывод к разделу:**

В ходе выполнения работы были рассмотрены следующие вопросы:

- составление календарного плана проект, на основании которого была построена диаграмма Ганта;

- определение бюджета НИИ. При использовании исп. 1 исполнения потребуется 2288011 руб. – это наименьший показатель среди трех рассмотренных вариантов;

- определение ресурсной (ресурсобережение), финансовой эффективности исследования. У исп. 1 исполнения наилучшие показатели.

Разница среди затрат на бюджет НИИ трех исполнений большая. Наименьшая сумма – 2288011 руб., а наибольшая – 2879306 руб. Учитывая показатели ресурсоберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности, целесообразно для проведения исследования будет выбрать вариант 1 исполнения.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

|               |                        |
|---------------|------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>             |
| 2БМ95         | Мандзю Максим Игоревич |

|                            |              |                                  |                                    |
|----------------------------|--------------|----------------------------------|------------------------------------|
| <b>Школа</b>               |              | <b>Отделение (НОЦ)</b>           |                                    |
| <b>Уровень образования</b> | Магистратура | <b>Направление/специальность</b> | 21.04.01<br>«Нефтегазовое<br>дело» |

Тема ВКР:

|   |  |
|---|--|
| <b>Моделирование процесса очистки нефтяного резервуара технологией ВЭМА</b>   |  |
| <b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>  |  |
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения  | Объект исследования: резервуар вертикальный стальной РВС-10000<br>Область применения: фонд резервуарных парков   |
| <b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>   |  |
| <b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul> | Трудовой кодекс РФ:<br>- ст. 117 ТК РФ;<br>- ст. 147 ТК РФ;<br>- ст. 297 ТК РФ. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»<br>ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»<br>ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. – 2013.   |
| <b>2. Производственная безопасность:</b><br>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов<br>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия   | При эксплуатации резервуаров возможно наличие вредных и опасных производственных факторов:<br>-повышенный уровень шума;<br>-загазованность воздуха рабочей зоны;<br>-повышенный уровень статического электричества;<br>-повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;<br>-повышенная или пониженная влажность воздуха;<br>-выполнение работ на высоте;<br>-повышенная или пониженная подвижность воздуха;<br>-недостаточная освещенность на рабочем месте;<br>-наличие в жидких и газообразных фракциях углеводородов, их соединений и других вредных веществ;<br>-воздействие на организм человека электрического тока; |

|  |  |
|--|--|
|  | -образование взрывоопасной среды;<br>– -повышенный уровень рабочей зоны по высоте и глубине.   |
| <b>3. Экологическая безопасность:</b>            | Атмосфера: выброс вредных и токсичных веществ.<br>Гидросфера: загрязнение поверхностных водных источников и подземных вод.<br>– Литосфера: утечка или разлив вредных и токсичных веществ.  |
| <b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> | Возможные чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате внезапного выброса токсичных веществ в атмосферу, разгерметизации оборудования приводящих к возникновению взрыва и развитию пожара.<br><br>Наиболее вероятные ЧС: взрыв газо-воздушной смеси |

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

**Задание выдал консультант:**

| Должность | ФИО        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|------------|------------------------|---------|------|
| Профессор | Сечин А.И. | -                      |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                     | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------|---------|------|
| 2БМ95  | Мандзюк Максим Игоревич |         |      |

## **6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Выпускная квалификационная работа посвящена исследованию процессов размыва донных отложений в резервуарах вертикальных стальных. За рабочую зону принимается резервуарный парк хранения нефти, режим работы объекта - непрерывный круглосуточный. Климат - континентальный, что проявляется в больших месячных и годовых колебаниях температуры воздуха.

Согласно Федеральному закону ФЗ №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [24] резервуары относят к опасным производственным объектам. Опасность объекта связана с используемыми в процессе производства опасными веществами, пожаро- и взрывоопасностью оборудования.

В разделе рассматривается возможное влияние используемого оборудования, сырья, энергии, продукции и условий работы на человека и окружающую среду; техника безопасности при работе с оборудованием и действия при чрезвычайных ситуациях.

Исследование позволит модернизировать систему размыва осадка, что в некоторой мере решит проблему утилизации сырья и его негативного влияния на окружающую среду, здоровье работников, обслуживающих резервуарные парки.

### **6.1 Производственная безопасность**

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, которые формируют опасные и вредные факторы при выполнении очистки нефтяного резервуара в таблице 6.1.1.



Таблица 6.1.1 – основные факторы производственного процесса

| Наименования работ           | Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)[34]  |  | Нормативные документы  |
|------------------------------|---|--|--|
|                              | Вредные   | Опасные  |  |
| Сварочные работы             | <p>1.Повышенный уровень электромагнитных излучений</p> <p>2.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны</p>  | <p>1.Повышенная температура поверхностей оборудования и обрабатываемых материалов;</p> <p>2.Повышенное значение напряжения в электрической цепи;</p> | <p>СанПиН 2.2.4.548-96 [35], СНиП 41-01-2013 [36];</p> <p>ГОСТ 12.1.003–2014 [37], ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [38];</p> <p>СП 52.13330.2011 [39], СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 [40];</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [41], ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [42].</p> |
| Строительно-монтажные работы | <p>1.Повышенный уровень шума на рабочем месте;</p> <p>2.Повышенная запыленность воздуха рабочей зоны</p> <p>3.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны;</p> | <p>1.Движущиеся машины и механизмы;</p>  | <p>ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [43];</p> <p>ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ [44];</p> <p>ГОСТ 12. 1. 007 – 76 [45];</p> <p>ГОСТ 17. 2. 1. 03-84 [46].</p>  |

### **6.1.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению**

#### **Повышенный уровень шума на рабочем месте**

Источниками шума являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности машин, используемых при ремонте резервуара (лебедки, краны, домкраты, тельферы, оборудование и устройства для резки и сварки металла, автопогрузчики). Допустимые значения уровня шума не более 80 дБ[26].

Общая классификация средств и методов защиты от шума приведена в ГОСТ 12.1.029-80. Для защиты от прямого воздействия шума при строительномонтажных работах используют звукоизолирующие экраны, перегородки и средства индивидуальной защиты (СИЗ): противошумные наушники; противошумные вкладыши; противошумные шлемы и каски [29].

#### **Повышенный уровень электромагнитных излучений**

В процессе сварочно-монтажных работ при ремонте резервуара рабочие подвергаются электромагнитному излучению.

Оценка воздействия ЭМИ на человека согласно СанПиН 2.2.4.3359-16 осуществляется по нескольким параметрам:

- по значениям интенсивности ЭМИ радиочастот;
- по энергетической экспозиции, которая определяется интенсивностью ЭМИ радиочастот и временем его воздействия на человека.

Защита персонала от воздействия электромагнитных полей радиочастот (ЭМИ РЧ) осуществляется путем проведения организационных и инженерно-технических, лечебно-профилактических мероприятий, а также использования средств индивидуальной защиты.

### **6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению**

## **Пожарная и взрывная безопасность**

В процессе хранения нефти в резервуаре, углеводороды, входящие в состав нефтяных паров при взаимодействии с воздухом, образуют взрывоопасную смесь. Одна из причин образования паровоздушных смесей – это утечки через фланцевые соединения приемо-раздаточных патрубков резервуара.

Нефть относится к категории и группе взрывоопасных смесей - ПА–ТЗ, где ПА – категория смеси, соответствующая промышленным парам нефти, ТЗ – группа, соответствующая температуре самовоспламенения свыше 200°С до 300°С.

Резервуарный парк относится:

- к категории «А» по взрыво- и пожароопасности;
- к классу взрывоопасности «В-1а»;
- к категории молниезащиты «II».

С целью обеспечения взрыво- и пожаробезопасности в резервуарных парках для паров углеводородов установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация ПДВК = 2100мг/м<sup>3</sup>.

Методы устранения причин взрывов и пожаров в резервуарном парке.

Организационные меры:

- выполнение требований проекта производственных работ и наряда-допуска;
- обучение и разработку планов эвакуации людей в случае пожара;

Технические меры:

- обеспечение места проведения огневых работ первичными средствами пожаротушения (огнетушитель ОП-50 – 2шт., асбестовое полотно 2х1,5 -2шт, ящик с песком – не менее 1,5м<sup>3</sup>, багор и т.д.);

## **Повышенное значение напряжения в электрической цепи**

Электронасыщенность современного проведения капитального ремонта резервуара формирует электрическую опасность, источником которой могут

быть электрические сети, электрифицированное оборудование и инструменты, работающие с помощью электричества.

Согласно ГОСТ ИЕС 61140-2012 для максимальной защиты персонала от поражения током необходимо предпринимать следующие меры:

- применять исправные изолированные и исправные инструменты;
- изолировать токоведущие части оборудования;
- заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
- применять перчатки, не проводящие токи, диэлектрическую обувь (боты, галоши), диэлектрические дорожки и коврики; изолирующие поверхности — подставки, изготовленные из резины;
- устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

### **Движущиеся машины и механизмы**

При ремонте резервуара применяются различные виды машин и механизмов, такие как краны, грузоподъемники, лебедки и т.д. Поэтому увеличивается вероятность получения травм при движении различных механизмов.

К средствам защиты от воздействия механических факторов относятся оградительные устройства, средства автоматического контроля и сигнализации, предохранительные, дистанционного управления, тормозные устройства и знаки безопасности [30].

## **6.2 Экологическая безопасность**

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать сохранность существующего до начала эксплуатации и потенциально достижимого при эксплуатации:

- уровня загрязнения природной среды;

– локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов

Основными типами антропогенных воздействий на природу являются:

- загрязнение окружающей среды промышленными и бытовыми отходами; развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов;

- загрязнение окружающей среды нефтью и конденсатом вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;

- Основными мерами по охране окружающей среды являются: – сокращение потерь нефти и конденсата, повышение герметичности и надежности промыслового оборудования;

- оптимизация процессов сжигания топлива, снижение образования токсичных продуктов сгорания.

### **Защита атмосферного воздуха от загрязнения**

При хранении нефтепродуктов в резервуаре образовывается газоздушная смесь, которая через дыхательные клапаны выходит в атмосферу, это называется «большие дыхания» резервуара.

Для исключения вредного воздействия на воздушный бассейн природоохранные мероприятия заключаются в поддержании всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществлении постоянного контроля на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу вредных веществ.

Уменьшение газового пространства, это один из наиболее эффективных методов борьбы с потерями от испарения и выбросом в окружающую среду.

Немаловажным фактором является в целом состояние резервуара. Наличие коррозии и различных видов дефектов также приводит к большим потерям и выбросам.

### **Защита поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения**

Значительное отрицательное воздействие на гидросферу оказывают разливы нефти, которые могут быть связаны с несоблюдением норм технической безопасности, а также в связи со стихийными бедствиями.

Должно проводиться инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохраных и санитарно – защитных зонах водотоков и водозаборов с целью минимизации и предупреждения вредного антропогенного воздействия.

При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену, вследствие чего приносит значительный ущерб живущим организмам.

Существуют термический, механический, биологический и физико-химический методы локализации разливов нефтепродуктов. Основным методом считается механический. Большая эффективность этого метода достигается в начале разлива, когда толщина нефтяного слоя остается большой.

### **Защита литосферы от загрязнения**

Литосфера – твердая оболочка Земли, включающая земную кору и мантию.

Загрязнение почв нефтью приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды. Земельные участки, отведенные в постоянное пользование, благоустраиваются с использованием предварительно снятого почвенно-растительного слоя. Земли, передаваемые во временное пользование, подлежат восстановлению (рекультивации). Земельные участки приводятся в пригодное для использования по назначению состояние в ходе работ, а при невозможности этого не позднее, чем в течение года после завершения работ.

С целью минимизации рисков вредного воздействия на почву выполняются следующие природоохранные мероприятия. Приказом по

предприятию назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов, образующихся в результате проведения работ. На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и выше перечисленным инструкциям. Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошмой или асбестом.

Строительные работы, в связи с требованиями лесного хозяйства, обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев.

### **Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

На объектах для хранения нефти могут произойти различного рода аварии, которые могут привести к чрезвычайным ситуациям. Это и пожары, и взрывы при проведении ремонтных работ с несоблюдением требований безопасности по ремонту и эксплуатации, кроме того при эксплуатации резервуаров и сопутствующего оборудования существует вероятность аварийного разлива нефти, выброса вредных и токсичных веществ в атмосферу.

Основными методами, способствующими уменьшению масштабов ЧС, являются:

- Обучение персонала навыкам поведения в ЧС.
- Усиленный контроль за состоянием объекта.
- Первичная система пожаротушения;

– Во избежание аварийного разлива нефти, каждый резервуар должен быть огражден земляным обвалованием.

– Система оповещения населения, персонала объекта и органов управления для своевременных необходимых мер по защите населения.

Наиболее вероятным ЧС в нефтегазовой сфере является возгорание на производственном объекте, как частный случай техногенной ЧС. Его источником могут быть несчастный случай, халатность работников, неисправность электрооборудования, недостаточная герметичность объектов на пожароопасных территориях производственного комплекса и другие причины.

В случае обнаружения подобной ЧС основными для работника являются следующие действия:

– если справиться с огнем за несколько секунд не удалось, нужно немедленно сообщить о пожаре по телефону в пожарную охрану;

– вызвать к месту пожара руководителя подразделения;

– принять посильные меры по эвакуации людей и тушению пожара.

Действия прибывшего к месту пожара руководителя подразделения:

– продублировать сообщение о пожаре в пожарную часть;

– привлечь к тушению добровольную пожарную дружину и поставить в известность администрацию объекта;

– организовать спасение людей;

– при необходимости отключить электроэнергию, остановить работу агрегатов, перекрыть сырьевые, газовые и другие коммуникации;

– прекратить все работы на объекте;

– осуществлять руководство тушением пожара до прибытия подразделения пожарной команды, а затем действовать по указаниям руководителя тушением пожара.

### **6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**



Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в процессе эксплуатации резервуаров по различным причинам:

- по причине техногенного характера;
- попадание в резервуар молнии;
- лесные пожары.

Аварии в резервуарном парке могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций. Основными причинами возникновения аварий являются: коррозионные разрушения, малые и большие дыхания, перепады температур, вакуум, неверное техническое обслуживание, отказ приборов контроля и сигнализации, факторы внешнего воздействия (молнии, ураганы и прочее).

Для предупреждения попадания молний в резервуар с нефтью необходимо устанавливать молниеотводы, корпус резервуара должен быть заземлён. По периметру резервуара необходимо устанавливать заземлители через каждые 50 м. Также, заземляют все коммуникации, находящиеся на объекте.

Для защиты резервуарных парков от лесных пожаров необходимо выкорчёвывать деревья и кусты на 25 м от территории резервуарного парка.

При переливе нефтепродукта из резервуара ответственному смены следует остановить заполнение резервуара, вызвать пожарную охрану, известить своего или вышестоящего руководителя, соблюдая меры безопасности, приступить к ликвидации аварии.

При разработке мероприятий по предупреждению ЧС предусматриваются:

- проведение инженерных изысканий с целью оценки частоты и проявлений опасных природных процессов и установление категории их опасности;
- мероприятия по инженерной защите территории объекта, зданий и т.д. от опасных геологических процессов, затоплений и подтоплений, ветровых и снеговых нагрузок, природных пожаров и т.д.;

- мероприятия по молниезащите;
- создание системы мониторинга опасных природных процессов и оповещения о ЧС природного характера;
- оповещение населения об опасности, его информировании о порядке действий в сложившихся чрезвычайных условиях;
- соблюдения обслуживающим персоналом правил эксплуатации оборудования;
- совершенствования пожарной защиты и контроль системы пожарной безопасности;
- своевременное обслуживание техники и оборудования.

## **6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### **6.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Очистку резервуаров из-под нефтепродуктов должны осуществлять специально обученные и подготовленные работники, допущенные к этим работам медицинской комиссией.

Перед началом работ по очистке работники должны пройти инструктаж о мерах безопасности труда в соответствии с инструкцией предприятия для данного вида работ. Лица, не достигшие 18 лет и женщины к работам по очистке резервуара не допускаются.

Приказом по предприятию назначается ответственное лицо из числа специалистов, которое определяет технологию очистки резервуара с учетом местных условий и особенностей работ. При производстве зачистных работ сторонней организацией назначается лицо из этой организации, ответственное за соблюдение требований и инструкций по технике безопасности.

Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными условиями труда устанавливается в повышенном размере в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Для работников, условия труда на рабочих местах которых по результатам специальной оценки условий труда отнесены к вредным условиям труда 3 или 4 степени или опасным условиям труда, устанавливается сокращенная продолжительность рабочего времени – не более 36 часов в неделю.

Максимально допустимая продолжительность ежедневной работы (смены) для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, где установлена сокращенная продолжительность рабочего времени, не может превышать при 36-часовой рабочей неделе – 8 часов.

#### **Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Очистка резервуара производится только в дневное время. Место проведения работ по очистке необходимо обеспечить средствами пожаротушения и средствами индивидуальной защиты.

Расстановка оборудования, необходимого для очистки, производится за пределами каре резервуара, с возможностью доступа к нему пожарных машин и персонала.

Понтон резервуара должен быть рассчитан так, чтобы в состоянии на плаву или на опорах он мог безопасно удерживать, по крайней мере, двух человек (2 кН), которые перемещаются в любом направлении; при этом понтон не должен разрушаться, а продукт не должен поступать на поверхность понтона.

Лестницы должны соответствовать ГОСТ 23120-78 Лестницы маршевые, площадки и ограждения стальные.

#### **6.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

При проведении капитального ремонта резервуара выполняются огневые, газоопасные и работы с повышенной опасностью.

В местах проведения огневых работ и на площадках, где установлены сварочные агрегаты, трансформаторы, контрольно-измерительные приборы, должны быть обеспечены меры пожарной безопасности:

- полностью устранена возможность проникновения огнеопасных газов и паров нефтепродуктов к месту производства этих работ;
- на расстоянии 15 м от площадки, на которой выполняют огневые работы, и мест установки сварочных агрегатов территория должна быть очищена от мусора, горючих, предметов, различных нефтепродуктов;
- места, где были пролиты нефтепродукты, необходимо засыпать песком или землей слоем не менее 5 см;
- в радиусе 5 м от места проведения огневых работ не должно быть сухой травы.

При выполнении ремонтно-монтажных работ огневые работы разрешается проводить не ближе 20 м от резервуарных парков и отдельно стоящих резервуаров с нефтепродуктами.

При проведении газосварочных работ баллоны с кислородом необходимо устанавливать от места сварки на расстоянии не менее 10 м, от ацетиленового генератора — не менее 5 м. Расстояние от горелок до отдельных баллонов с кислородом и горючими газами должно быть не менее 5 м. На месте газосварочных работ разрешается иметь не более двух закрепленных баллонов с кислородом [31].

### **Вывод к разделу**

Таким образом, очистка резервуара является достаточно опасной, трудозатратной технологической операцией, требующей соблюдения правил и норм, регламентируемых нормативной документацией.

Для обеспечения безопасного проведения работ персоналом по очистке РВС и предупреждения аварийных ситуаций, а также для обеспечения должного уровня охраны окружающей среды от вредных факторов и веществ необходимо соблюдать не только технологические регламенты, но и соблюдать правила безопасности при работе с оборудованием, материалами и действующим нефтепроводом.

Большое внимание стоит уделять компоновке рабочей зоны, состоянию используемого оборудования, использованию качественных средств индивидуальной защиты. Персонал должен обеспечен необходимым комплектом оборудования, спецодежды, обучен и проинструктирован.

## **Заключение**

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были рассмотрены процесс технической диагностики резервуаров вертикальных стальных и контроля резервуара перед его очисткой, а также технологический процесс очистки резервуаров от донных отложений.

В работе проанализированы существующие методы очистки от остатков нефти, нефтепродуктов и их отложений (нефтешламов).

Смоделирован эскиз рабочего процесса 2-х ВЭМА-0,3 внутри исследуемого объекта, в ANSYS CFX смоделирована модель перемещения нефти при работе конфузоров ВЭМА-0,3. Как результат, отражена энергетическая эффективность перемешивания нефти, а с помощью аналитического исследования литературы и опытов с 3D моделью резервуара, можно сделать вывод, что ВЭМА-0,3 способна очистить РВС от донных отложений и АСПО до 3-4ч, уменьшая вязкость нефти и разрушая кристаллическую решетку отложений.

Но преимущество вибрационной установки заключается не только в их эффективности, но и в простоте конструкции, компактности и отсутствии движущихся частей. Но такая система экономически не выгодна для объемов РВС свыше 10000 кубометров. Это вызвано огромным радиусом дна и необходимостью применения сразу несколькими установок ВЭМА.

Также был рассчитан максимальный срок службы, который составил 38 лет, и бюджет НТИ, в ходе которого выяснилось, что вариант 1 исполнения экономически лучше.

## Список используемых источников

1. РД-23.020 00-КТН-053-17 от 14.04.2017 «Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз»
2. РД «Правила технической диагностики резервуаров», введенный взамен РД-16.01-60.30.00-КТН-063-1-05 «Правила технической диагностики резервуаров»
3. ОР-23.020.00-КТН-230-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Зачистка резервуаров от донных отложений. Порядок организации и проведения работ»
4. ТУ 0258-085-00147585-2003 «Нефешламы». ТатНИПИнефть, Казань – 2003 – 21с
5. ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»
6. ГОСТ 21046-2015 «Нефтепродукты обработанные. Общие технические условия (с поправкой)»
7. Резервуары и технологическое оборудование. История возникновения резервуаров. URL: <https://gazovik-neft.ru/directory/article/tank-story.html>
8. Продукция Резервуаров Вертикальных РВС 3000. URL: [https://sarrz.ru/produkcija/rezervuary\\_vertikalnye\\_rvs/rvs\\_3000\\_m3.html](https://sarrz.ru/produkcija/rezervuary_vertikalnye_rvs/rvs_3000_m3.html)
9. РД-23.020.00-КТН-018-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Резервуары стальные вертикальные для хранения нефти и нефтепродуктов объемом 1000-5000 куб.м. Нормы проектирования» (с изменением 1)
10. Самарский резервуарный завод. Конструктивные элементы резервуаров. URL: <http://reservoir.ru/katalog/konstruktivnyie-elementyi-rezervuarov>
11. Типовой проект 704-1-168-84 Вертикальный стальной резервуар РВС-3000 м<sup>3</sup> для нефти и нефтепродуктов URL:

[https://sarrz.ru/proektirovschiku/tipovye\\_proekty\\_km\\_kmd\\_vniipi/proekt\\_rv\\_s\\_3000/](https://sarrz.ru/proektirovschiku/tipovye_proekty_km_kmd_vniipi/proekt_rv_s_3000/)

12. Типовые конструкции, изделия и узлы зданий и сооружений, Серия 1.450.3-4, Наружные лестницы для обслуживания стальных резервуаров – утв. С 01.11.1984. – с.19, 45. URL:

<https://meganorm.ru/Data2/1/4293827/4293827342.pdf>

13. Некрасов В.О., Земенков Ю.Д. Перспективные методы повышения эксплуатационных свойств нефтяных резервуаров // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 6 (34). – 2012. – С. 24-26.

14. Majumder S.K., Gamajet 8 Owner's Manual. / Hydrocarbon Processing. – 1980. – v. 60 – № 1. – p. 2-3

15. Драцковский К.М., Евтихин В.Ф., Николаев В.Н. Очистка нефтяного резервуара с плавающей крышей // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – М.: ЦНИИТЭнефтехим. – №1. – 1981. – С. 10-12.

16. Способы очистки и предотвращения накопления донных отложений в резервуарах Гималетдинов Г.М., Саттарова Д.М. URL:

[http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Gimaletdinov/Gimaletdinov\\_1.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Gimaletdinov/Gimaletdinov_1.pdf)

17. ГОСТ 1510 – 84 «Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, хтранспортирование и хранение (С изменениями N 1-5)

18. ОР 13.01-28.21.00-КТН-008-2-01 «Регламент вывода из эксплуатации, проведения диагностики, капитального ремонта (реконструкции) резервуаров и ввода в эксплуатацию»

19. РД-23.020.00-КТН-296-07 «Руководство по оценке технического состояния резервуаров»

20. РД-19.100.00-КТН-299-09 «Ультразвуковой контроль стенки и сварных соединений при эксплуатации и ремонте стальных вертикальных резервуаров»

21. Геодезическое обследование вертикальных стальных резервуаров,



Н.А. Антропова, А.В. Шадрина, А.Л. Саруев. URL: [http://portal.tpu.ru:7777/SHARED/a/ANTROPOVA/Methodichki/Tab9/MU\\_Obsledovanija\\_osadki\\_rezervuara.pdf](http://portal.tpu.ru:7777/SHARED/a/ANTROPOVA/Methodichki/Tab9/MU_Obsledovanija_osadki_rezervuara.pdf)

22. Инструкция по зачистке резервуаров от остатков нефтепродуктов, ОАО «НК «РОСНЕФТЬ», утверждено 28.01.2004.

23. ВЭМА – 0,3 Вибратор утилизация нефтешламов, подготовка нефти к транспорту. Каталог и общая информация. URL: <http://www.eko-log.ru/node/97>

24. МКО-1000 Мобильный комплекс (технология мойки резервуаров). URL: <http://www.pumps-gidromash.ru/catalog/detail/mko-1000/>

25. Уникальный мобильный комплекс механизированного извлечения и переработки нефтешламов MegaMACS. URL: <https://www.kmtinternational.com/ru/oil-tank-reservoir-cleaning>

26. Конференция «Молодёжь и наука», Технология дооткачки Асфальтопарафинистых отложений из стальных вертикальных резервуаров без ухудшения товарных качеств нефти, Сентюрова М.В., Демьянова Н.А. URL: <http://elib.sfu-kras.ru/handle/2311/11514?locale-attribute=en>

27. 69053-17: Описание типа СИ. Приложение к свидетельству № 67681. Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВСС-3000 «Nord Imperial».

28. СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия

29. СНиП 2.01.07-85\* Нагрузки и воздействия

30. ГОСТ 380-71\* Сталь углеродистая обыкновенного качества

31. СНиП II-23-81\* Стальные конструкции

32. РД 153-112-017-97 Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса РВС

33. РД-23.020.00-КТН-018-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Резервуары стальные вертикальные для хранения нефти и нефтепродуктов объемом 1000-50000 куб.м. Нормы проектирования

34. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
35. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
36. СНиП 41-01-2013 Отопление, вентиляция и кондиционирование
37. ГОСТ 12.1.003–2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие требования безопасности
38. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума.
39. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция
40. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий" (с изменениями на 15 марта 2010 года)
41. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
42. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
43. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление
44. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ «ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования
45. ГОСТ 12. 1. 007 – 76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
46. ГОСТ 17. 2. 1. 03-84 «Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения
47. ППБО 116-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности

48. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
49. ГН 2.1.5.1315-2003 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования
50. ПОТ Р О-112-001-95 Правила по охране труда при эксплуатации нефтебаз и автозаправочных станций
51. ГОСТ Р 51337-99 Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей
52. А. Ф. Глебов «Геолого-математическое моделирование нефтяного резервуара»
53. ТКП 45-5.04-172-2010 «Стальные вертикальные цилиндрические резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов. Правила проектирования и устройства

## Приложение 1

### Analysis of the Technological Process of Cleaning VST

**Студент:**

| Группа | ФИО                     | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------|---------|------|
| 2БМ95  | Мандзюк Максим Игоревич |         |      |

**Руководитель:**

| Должность | ФИО           | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------|---------------------------|---------|------|
| доцент    | Манабаев К.К. | к. ф.-м. н.               |         |      |

**Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП:**

| Должность             | ФИО          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|--------------|---------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Утятина Я.В. |                           |         |      |

## 2.2 Vertical Steel Tank Cleaning Operations

Cleaning of tanks from residues of oil products and oil refers to gas hazardous work, therefore, the organization, preparation and conduct of this work are carried out taking into account the requirements of the Rules for the technical operation of tanks [1];

Compliance with the requirements of the aforementioned guidelines ensures safe working conditions both during cleaning operations from the tank from oil products, and during repair work.

The cleaning process can include the following operations:

- pumping oil and washing out bottom sediments by systems in accordance with the instructions for their operation;
- pumping out to the lowest possible level;
- preparation of bottom sediment for pumping out of the tank, quality control of the product and pumping it out in accordance with the PPR;
- degassing the tank to the maximum permissible concentration values, subject to the maximum level of gas contamination in the square of the tank, not more than 20% LEL;
- cleaning the tank in accordance with the PPR;
- degassing the tank up to MPC values;
- disposal of sludge;
- quality control of cleaning.

The choice of a variant of the cleaning method is determined by the real conditions, the state of our object, the level and rheological properties of the sediment (deformation properties regardless of the composition of its components).

The pumping of mechanical impurities or emulsions formed during the washing process is usually performed by Russian companies using an ejector (for example, a G-600A hydraulic elevator) [22].

Degassing of the tank is carried out by forced ventilation, steaming or other methods. The tanks should be steamed with the hatches open. When steaming the tank, the temperature inside it must be maintained at not lower than 78 °C.

When using steam in order to soften the sediment and phlegmatize the gas space, the hatches are closed and the breathing fittings are monitored.

In the process of cleaning vertical steel tanks, the concentration of hydrocarbons in the gas space is monitored.

Waste resulting from cleaning the tank and not subject to further use at enterprises must be disposed of or placed in specially designated places agreed with the territorial sanitary and epidemiological authorities and bodies authorized in the field of environmental protection and environmental safety.

The quality of the tank cleaning is controlled by:

- measuring the concentration of hydrocarbons in the gas space of the reservoir (maximum concentration limit of 300 mg /m<sup>3</sup>);

- visually;

- measuring the maximum permissible fire load in the most polluted place (PDPN not more than 0.2 kg /m<sup>2</sup> for work without people entering the tank and not more than 0.1 kg / m<sup>2</sup> with people entering the tank) for hot work.

After the completion of the cleaning work, an act is drawn up for the cleaning performed.

At the end of tank cleaning work, all plugs must be removed.

### **2.3 Analysis of RVS Cleaning Methods**

Cleaning of tanks from oil products (hydrocarbon compounds) is an important problem in the operation of tanks, since in vertical steel tanks, over time, sediment appears on the bottom and walls of the tank, which complicates the operation as a whole. The longer the tank is not cleaned, the more the sediment is compacted and the more difficult it will be to wash out. It is very important that due to the difficulty of cleaning the tanks, it is most often impossible to determine the degree of damage to the bottom by corrosion, this leads to the fact that the degree of damage is revealed after the breakthrough of the bottom. That is why it is necessary

to clean the tanks in a timely manner in order to avoid a breakthrough of the bottom and complications in the operation of the tank.

The equipment used for cleaning must meet the following requirements:

- ensure explosion protection and intrinsic safety ;
- ensure the performance of all technological operations in compliance with the technical and environmental safety of the process;
- be certified in accordance with the established rules.

Detergents must be chemically neutral to contact material (metal, concrete, paintwork) and have a hygienic certificate. Chemical reagents of various spectrum of action must have a hygienic certificate and a conclusion on its applicability at oil transportation facilities.

The distribution of sediments over the entire area of the bottom of the tank is uneven, which greatly complicates the assessment of the total volume of sediment. Vertical steel oil storage tanks are contaminated with sediment types such as high-viscosity sediments and pyrophoric deposits (GOST 1510 - 84) [17] and are cleaned during reservoir diagnostics [2] or as needed.

A review of all existing technologies and devices made it possible to identify and classify the main methods used to remove, wash out and prevent the accumulation of deposits in oil storage tanks.

### **2.3.1 Manual Method of Cleaning Vertical Steel Tanks**

The manual cleaning method, which is combined with the use of various mechanisms and manual equipment, is, unfortunately, the most widespread method in the territory of the Russian Federation and the CIS countries. Manual tank cleaning involves the mechanical removal of solid sediments using tools such as paddles and scrapers made of metal or non-metallic scrapers, in short, by hand.

With the manual method of cleaning, the sediment accumulated at the bottom of the walls of the tank is removed using shovels or scrapers. Next, there is a steaming or rinsing of the tank with hot water from a fire barrel. The whole process takes about 10-12 hours, residual particles of oil products float to the surface. So add and

pump out clean water until all particles and layers of oil products are removed from the surface of the water.

After that, the tank is ventilated, "dries up". Also, the final stage of cleaning vertical steel tanks can be attributed to cleaning using dry wood sawdust or burlap, which are then removed and disposed of.

Sometimes, with a manual cleaning method, steam is used: the method is identical, but the flushing is not carried out with hot water, followed by its further pumping. All hatches on the tank are closed and steam is fed into the tank for 2-3 hours. Then the reservoir is also allowed to dry, ventilated and wiped.

The advantage of the manual cleaning method lies only in the cost of cleaning work, which is very small. But the cons outweigh the pros - due to a large x term s tank cleaning takes place just second reservoir and the "handling" of sludge from the tank in the barn, which leads to large financial losses. Do not forget that the manual method carries risks for the safety of people and risks of pollution, soil, air and water basin.

### **2.3.2 Mechanical Method of Cleaning Vertical Steel Tanks and Mechanized with the Use of Detergents**

The mechanical method of cleaning vertical steel tanks from oil sludge is carried out using technical means and machines - bulldozers, small tractors and portable mechanisms.

This method is used mainly to remove heavier sediments (for the manual method), consisting of heavy ARPD compounds with a large amount of mechanical impurities in large-capacity tanks.

This method is much faster than manual in terms of cleaning, tank downtime and less hazardous and harmful to human health operations, but has a number of significant disadvantages:

- Large financial costs for conducting;
- Poor quality of cleaning the bottom of the tank;
- Due to the inability to fully remove all deposits, it is necessary to clean the tank manually;



- Violation of the integrity of the tank due to the introduction of technical means into them and damage to the bottom due to heavy equipment inside the tank during cleaning;
- Creation of an additional air filtration system and air supply to the tank cleaning area.

Taking into account modern methods and technologies for cleaning tanks, this method, along with the manual one, is outdated and ineffective at the moment. In addition, due to the current variety of storage tanks for oil and petroleum products, this cleaning method is not suitable.

Do not confuse the mechanical method with the mechanized one using detergents. With the mechanized cleaning method, hot water under pressure is supplied through hydromonitors - specialized washing mechanisms (machines), followed by steaming the surface of the tank for several days with superheated steam.

An example of a mechanism for cleaning tanks is a robot by R. Krysek and R. Kryder (USA), which, using a remote control, is able to wash out oil sludge using water supplied under high pressure (Figure 6)

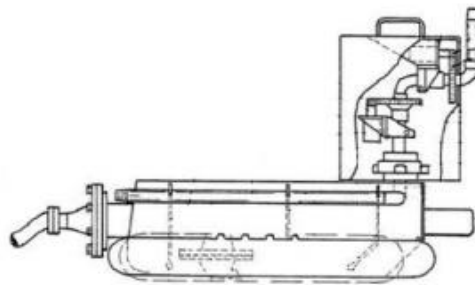


Figure 6 - Appearance of the robot R. Kreisek and R. Kryder

### 2.4.3 Hydraulic Cleaning Method for Vertical Steel Tanks

Among the existing and commissioned methods to combat emptying inside tanks, the hydraulic method is considered the most rational. This method is very good in that the design and purpose of the tank is not important for it.

Tank cleaning is based on the delivery of a water jet or high pressure oil from a nozzle to bottom sediments. For the greatest effect of the hydrodynamic method on oil deposits, the supplied liquid into the reservoir is preheated in special devices to a certain temperature, which allows improve and speed up the cleaning process. As a result, this type has received the largest number of developments in technical means, devices and systems for removing deposits from reservoirs.

This method is used in conjunction with a chemical one to increase the efficiency of the process .

#### **2.4.4 Thermal Cleaning Method for Vertical Steel Tanks**

The thermal method of cleaning VSTs from oil deposits is based on heating oil to a critical temperature at which ARPO - asphalt-resin- paraffin deposits - melts .

This is due to the circulation of a small volume of oil sludge and solvent according to the "tank-heat exchanger-tank" scheme.

This method has some disadvantages, namely:

- with an increase in the temperature of oil in the reservoir, evaporation of light oil fractions occurs;
- this method is very long.

#### **2.5 VEMA Technology**

VSMA technology implements the resonant-vibrational principle of operation of a mechanical system, which allows, with minimal energy consumption, to exert a complex effect on oil products: acoustic effect; powerful magnetization ; intensive mixing with high shear rates. The meaning of this is as follows: the oscillatory system - "elastic element-activator-oil" has its own resonant vibration frequency, at which all inertial resistance forces are compensated by elastic forces, and the vibration amplitude is determined only by the frictional losses of the fluid when it moves relative to the activator. At the same time, oil, as it were, “voluntarily” participates in the movement, and itself acquires physical and mechanical properties that allow it to participate in the movement with minimal energy consumption. The energy required to create the regime is transferred to the moving elements by means of a magnetic field, and therefore the entire volume of the oil product is actively magnetized.

The oscillatory system, consisting of a vibrating confuser (activator), elastic elements and a motor part, is immersed in the medium, which is the object of the impact. The energy required to maintain stable reciprocating oscillatory movements of the activator is transferred to the system by a magnetic field.

The impact is carried out at the frequency of natural vibrations of the mechanical system, which depends, among other things, on the mechanical properties of the medium: density, viscosity, static shear stress. The high efficiency of this technology is determined by the intense complex effect of physical fields on the medium and the resonant mode of operation of the system even at relatively low values of the exposure frequency ( $f = 50$  Hz).

In the process of vibrojetting, mechanical action destroys the supramolecular structure of the medium (oil), and a powerful pulsed electromagnetic field imparts kinetic and potential energy to its particles and transforms them into an excited metastable state. The high shear rate of oil flow through the magnetic flux, high specific magnetic parameters of the magnetic system make it possible to act on a medium with high energies. An oscillating system at a resonant frequency equal to the industrial frequency of the electrical network - 50 Hz.

The physical picture of the process is described by the following parameters:

- electromagnetic force of attraction of the working body  $F_{em}$ ;
- directional movement of particles of the medium with a speed  $v(t)$ ;
- the speed of movement of the medium when leaving the nozzle of the activator  $V_{c(t)}$ ;
- alternating pressure in the activation zone  $\Delta P(t)$ ;
- deformation of the medium with shear rate  $\gamma(t)$ ;
- magnetic flux  $\Phi(t)$  with induction in the gap  $B_{\delta(t)}$ , T;
- acoustic pressure  $P_{0(t)}$ .

Below are the graphs of changes in the parameters of the treated oil, depending on the results of distillation on the duration of treatment with the equipment of VSMA. The boiling point of the treated oil increases during the first 10 minutes and

then begins to decrease. The peculiarities of the existing laboratory setup do not allow capturing light fractions released in the vibro-boiling bed during operation of the setup in the form of vapors, which, obviously, affects the initial increase in the boiling point.

A further decrease in the initial boiling point is explained by the predominance of already destructive processes with the active formation of light fractions.

On the other hand, it is known that 22 special electrical steels are recommended for electrical devices. Therefore, it is important to assess the possibility of using steel of other grades to optimize the operation of the BCMA device from the standpoint of resource efficiency.

In the field of utilization of oil waste and oil sludge based on the VEMA technology, there is equipment that can be excellent for cleaning oil reservoirs - VEMA-0.3.

L - is determined by the depth of immersion of VEMA-0.3 into the processed liquid medium. L<sub>max</sub> is up to 20 meters.

BCMA technology is a patented method of multicomponent physicochemical action on complex liquid systems, used to change their rheological properties and obtain the required parameters [4]. Activation electromagnetic vibrator VEMA-0.3 is intended for activation (mixing, dilution, dispersion) of oil products containing paraffins, asphaltenes, etc., and other highly viscous liquids with thixotropic properties. VEMA-0.3 can be used in macroclimatic regions with temperate and cold climates [5].

The vibration unit VEMA-0.3 is intended for use in the oil and gas production, chemical and petrochemical industries. VEMA-0.3 vibrator provides highly efficient processing (dispersion and viscosity reduction) of various multicomponent viscous liquid compositions and solutions (oil, oil sludge, emulsions, paints, suspensions, etc.). VEMA-0.3 is an adjustable electromechanical vibration-type submersible device. VEMA-0.3 easily reinstalled and consists of blocks vibration treatment and nutrition. The VEMA-0.3 vibrator is manufactured according to the Russian Patent

RU No. 2208474 and has no analogues.

VEMA-0.3 is intended for use in the following technologies:

- mechanized cleaning of tanks and containers from bottom sediments
- preparation of commercial oil (degassing, dehydration, desalting)
- oil preparation for transportation (viscosity reduction and ARPD);
- utilization of oil sludge (averaging, viscosity reduction, separation of mechanical impurities );
- preparation of liquid multicomponent chemical compositions and solutions;
- preparation of flushing and cement mortars of high homogeneity;
- preparation of high-quality polymer compositions and oil-water emulsions;
- increasing the efficiency of using liquid fuels (oil, fuel oil, diesel).

The flow of highly paraffinic oils is satisfactorily described by the Shvedov- Bingham equation using two parameters: plastic viscosity  $\mu_p$  and dynamic shear stress  $\tau_d$ .

Dynamic shear stress characterizes the strength of the oil structure under conditions of continuous deformation.

Various effects of physical fields significantly change the value of the dynamic shear stress and, to a lesser extent, plastic viscosity [2] equipment from asphalt- resin-paraffin deposits (ARPD) [5].

Vibration-jet magnetic activation , acting with a certain energy as a result of the destruction of crystallization structures , can lead to a strong change in the structural-viscosity properties of oil [4].

When operating the existing samples of VSMA devices in the processing of high-viscosity oil products, sometimes there is a problem of providing the initial stage - the creation of a certain amount of liquid fraction, which initiates further liquefaction. This condition can be realized by creating local zones of increased intensity of vibration-jet magnetic action, providing rapid liquefaction.

VEMA-0.3 vibrator is certified in the GOST R certification system of the State Standard of Russia: certificate of conformity No. ROSS RSh.MG 02. B 00508 issued by OS VRE VostNII No. ROSS RU.0001.11MG02. The VEMA-0.3 vibrator has a permit from the State Technical Supervision Agency of Russia for use No. RRS 04-10915. Explosion protection marking: 1ExsllAT3X GOST R51330.0, climatic version: UHL GOST 15150, supply voltage:  $U = 220 \text{ V}$ ;  $f = 50 \text{ Hz}$ , Operating mode: continuous.

## **2.6 Recommendation for Cleaning Tanks**

Biological, thermal and acoustic methods of cleaning RVS are today considered effective, but due to the budget they are rarely used in production. The chemical method is rarely used alone, usually in combination with other methods. The most effective complex is chemically mechanized.

As a rule, in order to reduce the cost of cleaning in enterprises, cleaning is carried out manually. But this method has significant drawbacks, namely, great harm to the health of workers, environmental pollution and the duration of the work.

Currently, there are a number of ways to improve the cleaning of bottom sediments, which more quickly prevent sediment compaction in the tank: the use of reagents, flocculants for better separation of fine particles from the solution pumped out of the reservoir during oil separation, the metered supply of which is also provided for in the operation of the complexes; demulsifiers for breaking water-oil emulsion .

Also, among the used ones, nano - demulsifiers - surfactants (surfactants) have high efficiency, which, in contrast to natural emulsifiers, contribute to a significant decrease in the stability of oil emulsions. Nanodemulsifiers, at the moment, have no analogues in the world market and are new nanoproducts with a revealed special " nanomechanism" of the principle of action, which is explained by the ability of demulsifier molecules to be in their solutions in the form of nanoparticles with sizes of 20-100 nm . The method for the development of nanodemulsifiers, based on the assessment of intermolecular interactions in their liquid commercial forms, is capable of providing high efficiency of demulsifiers, regardless of the type of oil.

If we conditionally cut off such a disadvantage as large financial costs, then the use of demulsifiers or modern mobile complexes is a huge contribution to the long and successful operation of the reservoir. But the mobility, practicality and less financial dependence of such equipment as VEMA-0.3 looks like a more advantageous option for cleaning VSTs.

All the advantages of technology and equipment BCMA are quite promising for the development of a system to prevent the formation of sediment in the reservoir PBC- 10 000.