

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

| Тема работы   |
|---|
| Повышение эффективности установки деэтанализации стабилизации газового конденсата путем разработки одноколонной схемы |

УДК 622.279.8:665.625

Студент

| Группа | ФИО                           | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------------|---------|------|
| 2БМ84  | Кириллов Александр Максимович |         |      |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент    | Зиякаев Григорий Ракитович | к.т.н                  |         |      |

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО                    | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент    | Романюк Вера Борисовна | к.э.н.                 |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

## Результаты ООП

| Код  | Результат обучения   | Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон   |
|--|--|---|
| Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело» |  |   |
| Р1   | <p>Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики), самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.</p> | <p>УК-1, УК-2, УК-4, УК-5, УК-6, ОПК-1.0ПК-2, ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: 40.083 Профессиональный стандарт "Специалист по компьютерному проектированию технологических процессов" (утвержден приказом Минтруда России от 26.12.2014 № 1158н), 19.003 Профессиональный стандарт "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 21.11.2014 № 927н); 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования" (утвержден приказом</p>                                 |
| Р2   | <p>Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности.</p>   | <p>УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7, ПК-2, ПК-4 критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: 40.083 Профессиональный стандарт "Специалист по компьютерному проектированию технологических процессов" (утвержден приказом Минтруда России от 26.12.2014 № 1158н), 19.003 Профессиональный стандарт "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 21.11.2014 № 927н); 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 26.04.2014 № 1175н).</p> |
| в области производственно-технологической деятельности       |  |   |
| Р3   | <p>Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов.</p>  | <p>УК-1, УК-2, УК-3, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, 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,</p>   |

|   |   |  |
|---|---|--|
|   |   | <p>требования профессиональных стандартов: 40.083 17 Профессиональный стандарт "Специалист по компьютерному проектированию технологических процессов" (утвержден приказом Минтруда России от 26.12.2014 № 1158н), 19.003 Профессиональный стандарт "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 21.11.2014 № 927н); 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 26.04.2014 № 1175н).</p>   |
| P4  | <p>Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве.</p> | <p>УК-1, УК-2, ОПК-б, ПК-1, ПК-3, ПК-4, ПК-5, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: 40.083 Профессиональный стандарт "Специалист по компьютерному проектированию технологических процессов" (утвержден приказом Минтруда России от 26.12.2014 № 1158н), 19.003 Профессиональный стандарт "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 21.11.2014 № 927н); 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 26.04.2014 № 1175н).</p> |
| <p>в области организационно-управленческой деятельности</p> |   |  |
| P5  | <p>Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы.</p>   | <p>УК-3, УК-6, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4</p>   |
| P6  | <p>Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования</p>   | <p>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</p>  |

|  |  |  |
|--|--|--|
|  |  | Минтруда России от 26.12.2014 № 1158н), 19.003 Профессиональный стандарт "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 21.11.2014 № 927н); 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования" (утвержден приказом Минтруда России от 26.04.2014 № 1175н).                                     |
| в области экспериментально-исследовательской деятельности    |  |  |
| P7   | Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела.  | УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-5  |
| в области проектной деятельности                             |  |  |
| P8   | Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов | УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4  |
| Профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов» |  |  |
| P9   | Планировать и организовывать работу по проведению планово-предупредительных ремонтов установок, технического обслуживания и ремонта оборудования.  | ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-ЗДК4, 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", 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования "                              |
| P10  | Планировать внедрение новой техники и передовых технологий, разрабатывать и реализовывать программы модернизации и технического перевооружения предприятия.  | 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", 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования" |

|     |  |   |
|-----|--|---|
| P11 | <p>Организовывать проведение проверок технического состояния и экспертизы промышленной безопасности, проводить оценку эксплуатационной надежности технологического оборудования.</p> | <p>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", 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования "</p> |
|-----|--|---|

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      Манабаев К.К.

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

В форме:

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

Студенту:

| Группа | ФИО                              |
|--------|----------------------------------|
| 2БМ84  | Кириллову Александру Максимовичу |

Тема работы:

|   |                        |
|---|------------------------|
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | №79-16/с от 19.03.2020 |
|---|------------------------|

|  |            |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 01.06.2020 |
|--|------------|

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

|                                 |  |
|---------------------------------|--|
| <b>Исходные данные к работе</b> | Объектом исследования является установка деэтанзации и стабилизации газового конденсата, а предметом исследования является эффективность данной установки. |
|---------------------------------|--|

|   |   |
|---|---|
| <b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>           | Анализ литературных источников, рассматривающих процесс ректификации и теплообмена, конструкции теплообменных аппаратов, а также состояние и перспективы развития переработки газового конденсата; раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»; раздел «Социальная ответственность»; выводы по работе. |
| <b>Перечень графического материала</b>  | Предложенная схема УДСК.  |
| <b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>                       |   |
| <b>Раздел</b>   | <b>Консультант</b>  |
| «Финансовый менеджмент и ресурсоэффективность и ресурсосбережение»                      | Романюк Вера Борисовна, доцент, к.э.н.  |
| «Социальная ответственность»  | Черемискина Мария Сергеевна, ассистент  |
| «Английский язык»   | Надеина Луиза Васильевна, доцент, к.ф.н.  |
| <b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b> |   |
| Теоретическая часть ВКР   |   |

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

**Задание выдал руководитель:**

| Должность | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|------------------------|---------|------|
| доцент    | Зиякаев Г.Р. | к.т.н.                 |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО           | Подпись | Дата |
|--------|---------------|---------|------|
| 2БМ84  | Кириллов А.М. |         |      |

## **Реферат**

**Выпускная квалификационная работа** 154 с., 19 таб., 33 рис., 67 источников, 2 приложения.

**Ключевые слова:** ректификационная колонна, клапанная тарелка, ректификация, оптимизация, эффективность, примеси, тепловой баланс, двухходовой кожуха-трубчатый теплообменник, трубная решетка, установка стабилизации и дезтанизации газового конденсата.

**Объектом исследования** является установка дезтанизации и стабилизации газового конденсата.

**Цель работы** – разработка одноклонной схемы ректификационной установки для повышения эффективности технологии стабилизации и дезтанизации газового конденсата.

В процессе выполнения работы были изучены физико-химические свойства и характеристики газовых конденсатов различного происхождения, фракционного и группового состава и их целевых фракций. Проведен анализ различных типов тарельчатых ректификационных колонн, рассмотрены существующие конструкции теплообменных аппаратов с дальнейшим определением наиболее оптимального типа для использования в схеме УДСК. Произведены технологические, конструктивные, гидравлические, тепловые и прочностные расчеты ректификационной колонны и кожухотрубчатого теплообменника.

**Область применения:** переработка нефтегазового конденсата.



## Содержание

|   |    |
|---|----|
| Введение .....  | 11 |
| 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР .....   | 14 |
| 1.1 Теория процесса ректификации и теплообмена .....  | 14 |
| 1.2 Конструкции теплообменных аппаратов .....   | 17 |
| 1.3 Конденсатоотводчики .....   | 23 |
| 1.4 Состояние и перспективы развития первичной переработки<br>газоконденсатных смесей ..... | 24 |
| 1.5 Ректификация углеводородного сырья .....  | 28 |
| 2. ПРИНЦИП РАБОТЫ ПРЕДЛОЖЕННОЙ СХЕМЫ УДСК.....  | 32 |
| 3 РАСЧЕТ РЕКТИФИКАЦИОННОЙ КОЛОННЫ .....   | 34 |
| 3.1 Данные для расчета .....  | 34 |
| 3.2 Тепловой баланс .....   | 34 |
| 3.3 Конструктивный расчёт .....   | 37 |
| 3.3.1 Механический расчёт клапанной колонны .....   | 37 |
| 3.3.2 Определение скорости пара и диаметра колонны .....                                    | 39 |
| 3.3.3 Определение высоты ректификационной колонны и числа тарелок .....                     | 41 |
| 3.4 Прочностной расчёт .....  | 42 |
| 3.4.1 Расчёт обечайки .....   | 42 |
| 3.4.2 Расчёт днища и крышки .....   | 44 |
| 3.4.3 Расчёт клапанной тарелки.....   | 48 |
| 3.4.4 Расчет ректификационной колонны на ветровую нагрузку.....                             | 53 |
| 3.5 Гидравлический расчет клапанной ректификационной колонны .....                          | 57 |
| 4 РАСЧЕТ ТЕПЛООБМЕННОГО АППАРАТА.....   | 60 |
| 4.1 Тепловой расчет .....   | 60 |
| 4.1.1 Определение тепловой нагрузки аппарата и расхода воды .....                           | 60 |
| 4.1.2 Расчет температурного режима теплообменника .....                                     | 61 |
| 4.1.3 Выбор конструкции аппарата и материалов для его изготовления .....                    | 62 |
| 4.1.4 Уточненный тепловой расчет .....  | 63 |
| 4.1.5 Обозначение теплообменного аппарата .....   | 66 |
| 4.2 Конструктивный расчет .....   | 66 |
| 4.2.1 Выбор и расчет конструктивных элементов .....   | 66 |
| 4.3 Гидравлический расчет теплообменного аппарата .....                                     | 73 |
| 4.4 Прочностной расчет теплообменного аппарата .....  | 76 |
| 4.4.1 Расчет обечайки теплообменного аппарата .....   | 76 |
| 4.4.2 Расчет распределительной камеры теплообменного аппарата .....                         | 80 |
| 4.4.3 Расчет трубной решетки.....   | 83 |
| 4.4.4 Расчет требуемой толщины теплоизоляции теплообменного аппарата .....                  | 90 |
| 5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И<br>РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....                  | 93 |
| 5.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....                                 | 93 |
| 5.2 SWOT-анализ.....  | 94 |
| 5.3 Расчет производственной мощности.....   | 96 |
| 5.4 Расчёт численности необходимого персонала.....  | 99 |

|  |     |
|--|-----|
| 5.5 Организация труда .....  | 100 |
| 5.6 Расчет основных фондов.....  | 103 |
| 5.7 Расчет себестоимости продукции.....  | 104 |
| 5.8 Расчет технико-экономических показателей .....   | 107 |
| 5.8.1 Расчет точки безубыточности.....   | 108 |
| 5.8.2 Расчет экономической эффективности инвестиционных показателей ....   | 110 |
| 6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....  | 114 |
| 6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....   | 114 |
| 6.1.1. Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства .....      | 114 |
| 6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....  | 116 |
| 6.2 Производственная безопасность .....  | 118 |
| 6.3 Экологическая безопасность .....   | 125 |
| 6.3.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы) .....  | 125 |
| 6.3.2 Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).....  | 126 |
| 6.3.3 Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы) .....  | 126 |
| 6.3.4 Мероприятия по защите окружающей среды .....   | 126 |
| 6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....  | 127 |
| 6.4.1 Анализ возможных чрезвычайных ситуациях в условиях эксплуатации разработки или процесса проведения работ ..... | 128 |
| 6.4.2 Возможные причины пожаров или взрывов .....  | 128 |
| 6.4.3 Мероприятия по предупреждению пожаров.....   | 129 |
| Заключение .....   | 131 |
| Список литературы: .....   | 133 |
| Приложение А .....   | 137 |

## Введение

Природные энергоносители, такие как нефть, природный газ и газовый конденсат, имеют решающее значение для развития всех секторов национальной экономики. Нефтяные и газовые месторождения в той или иной степени выносят вместе с основными продуктами добычи конденсат, содержащий различные углеводороды. Общая добыча конденсата в стране в настоящее время достигает 44,8 млн. тонн в год, поэтому он является значительным ресурсом углеводородов.

Широкий спрос на газ и нефтепродукты привел к быстрому росту нефтехимической, газовой и нефтеперерабатывающей отраслей промышленности, а также к повышению цен на большинство видов энергии и сырья из-за изменения условий ценообразования на их стоимость. Поэтому одной из основных задач нефтегазоперерабатывающей промышленности является снижение себестоимости их продукции наряду с расширением ассортимента товарной продукции и улучшением ее качества.

В большинстве случаев получение товарных нефтепродуктов происходит путем разделения, которое часто и в большом объеме осуществляется посредством использования процесса ректификации, главной особенностью которой является чрезвычайная энергоемкостью [1-5].

Ректификация – это процесс разделения бинарных или многокомпонентных смесей, основанный на противоточном массопереносе пара и жидкости.

Преимущества ректификации включают в себя способность полностью разделять компоненты смеси и получать их в чистом виде, возможность разделения газовых смесей после сжижения (сепарация углеводородных газов), применимость для разделения газов, широкий по фракционному составу и содержащие легкие компоненты (метан, азот, водород, этан и этилен).

В целях улучшения работы дистилляционных установок необходимо решить ряд задач, а именно:

- обеспечить высокий выход целевых фракций дистиллята, отвечающих требованиям номенклатуры и качества;
- снизить энергопотребление;

- обеспечить стабильную и эффективную работу при изменении состава и качества поступающего сырья, производительности, ассортимента продукции;

- оптимизировать параметры процесса ректификации и технологические схемы малогабаритных заводов, при этом технические решения должны соответствовать строгим экономическим критериям.

Исходя из вышесказанного, была поставлена **цель настоящей работы**, которая заключается в разработке одноколонной схемы ректификационной установки и прогнозировании технологических режимов в процессе эксплуатации месторождения для повышения эффективности технологии стабилизации и деэтанзации газового конденсата.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Исследовать составы и физико-химические характеристики газовых конденсатов различного происхождения, фракционного и группового состава и их целевых фракций.

2. Проанализировать влияние основных факторов на процесс ректификации газовых конденсатов.

3. По исходным данным сделать технологические, конструктивные и прочностные расчеты оборудования.

4. После определения основных геометрических величин оборудования, выбрать его исполнение по материалам, исходя из того, что в оборудовании протекает тепло-, массообменный процесс разделения смеси углеводородов.

5. Разработать аппаратно-технологическую схему УДСК.

6. Смоделировать прочностные расчеты и различные нагрузки в универсальных программных системах использующих метод конечных элементов.

7. Рассчитать экономическую целесообразность проектируемого оборудования.

8. Рассмотреть вопросы выполнения требования безопасности и гигиены труда к промышленной безопасности, по охране окружающей среды.

### **Научная новизна работы:**

- Построена САД модель ректификационной колонны, теплообменного аппарата и их отдельных частей.
- С помощью метода конечных элементов произведены прочностные и гидравлические испытания в соответствующих программных модулях ANSYS и SOLIDWORKS.
- Предложена оптимальная при заданных значениях аппаратурно-технологическая схема ректификационной колонны.

### **Практическая значимость работы:**

- Изучены физико-химические характеристики газовых конденсатов различного происхождения, фракционного и группового состава и их целевых фракций.
- Исследованы различные типы тарельчатых ректификационных колонн и установленных в них тарелок.
- Рассмотрены существующие конструкции теплообменных аппаратов с дальнейшим определением наиболее оптимального типа для использования в схеме УДСК.
- Произведены технологические, конструктивные, гидравлические, тепловые и прочностные расчеты ректификационной колонны и кожухотрубчатого теплообменника.

### **На защиту выносятся:**

- Оптимальная для заданных значений аппаратурно-технологическая схема УДСК.
- Прочностные и гидравлические расчеты упрощенной 3D модели ректификационной колонны.
- Прочностные и гидравлические расчеты 3D модели теплообменного аппарата.

# 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

## 1.1 Теория процесса ректификации и теплообмена

Дистилляция с ректификацией является наиболее распространенным процессом массообмена в химической и нефтегазовой технологиях, осуществляемом в фракционирующих установках путем многократного противоточного контакта паров и жидкостей. Контактное взаимодействие потоков пара и жидкости может осуществляться либо непрерывно (в колоннах с насадкой), либо ступенчато (в пластинчатых ректификационных колоннах). При взаимодействии противоположных потоков пара и жидкости на каждой стадии контакта (слой насадки или тарелки) между ними происходит тепломассоперенос из-за стремления системы к равновесному состоянию. В результате каждого контакта компоненты перераспределяются между фазами: в некоторой степени пар обогащается низкокипящими компонентами, а жидкость обогащается высококипящими компонентами. При достаточной длительности контакта и высокой эффективности контактного устройства пар и жидкость, покидающие слой насадки или тарелки, могут достичь равновесного состояния, т. е. температура потоков будет одинаковой, а их составы будут связаны уравнениями равновесия. Описанный контакт жидкости и пара, заканчивающийся достижением фазового равновесия, называется стадией равновесия или теоретической тарелкой. Посредством выбора числа ступеней контакта и таких параметров процесса, как температура, давление, коэффициент потока, коэффициент дефлегмации и т. д., может быть обеспечена любая желаемая четкость фракционирования нефтяных смесей.

Место входа в ректификационную колонну подогретого дистиллированного сырья называется секцией подачи, в которой происходит однократное испарение. Расположенная над секцией подачи часть колонны, служит для ректификации потока пара и называется концентрирующей (укрепляющей) колонной, а другая – нижняя часть, называемой отгонной зоной или исчерпывающей секцией, в которой проводится ректификация потока жидкости.

Различают простые и сложные ректификационные колонны. В простых колоннах исходная смесь разделяется на два продукта: ректификат (дистиллят), который выпускается из верхней части колонны в парообразном состоянии, и остаток, то есть нижний жидкий продукт ректификации.

Комплексные ректификационные колонны разделяют исходную смесь на более чем два продукта. Существуют сложные колонны с отбором дополнительных фракций (вне потока) непосредственно из колонны, а также колонны, из которых берутся дополнительные продукты из специальных отпарных колонн.

В случае, если не предъявляются требования сверхвысокой чистоты, для разделения бинарных или многокомпонентных смесей на 2 компонента достаточно одной простой колонны. Чтобы разделить непрерывные многокомпонентные или отдельные смеси на более чем 2 компонента, можно использовать одну сложную колонку или систему простых, или сложных колонок, соединенных в определенной последовательности прямыми или обратными потоками пара или жидкости. Выбор подходящей схемы и рабочих параметров процессов дистилляции определяется с помощью технико-экономических и технологических расчетов с учетом заданных требований к ассортименту и четкости разделения, термостабильности сырья и продуктов, возможности использования по доступной цене хладагентов и т. д.

В каждом простом аппарате есть отгонная зона и секция концентрации. Отгонная зона или участок отпарки расположен ниже ввода сырья.

Пластина, на которую подается сырье для разделения, называется питательной тарелкой. Целевой продукт секции отпарки представляет собой жидкий остаток. Секция концентрирования или испарения расположена над питательной тарелкой. Целевым продуктом этого раздела является пар ректификата. Для нормальной работы ректификационной колонны необходимо обеспечить подачу воды для орошения в верхнюю часть секции концентрирования и введение пара тепла или горячей воды в секцию отпарки.

В зависимости от внутреннего устройства, обеспечивающего контакт между восходящими парами и нисходящей жидкостью (флегмой), ректификационные колонны делятся на роторные, насадочные, тарельчатые и т. д. В зависимости от давления они делятся на перегонки высокого давления, атмосферные и вакуумные колонны. Колонны высокого давления используются в процессах стабилизации нефти и бензина, фракционирования газа на установках крекинга и гидрирования. Атмосферные и вакуумные ректификационные колонны в основном используются для перегонки нефти, остаточных нефтепродуктов и дистилляторов. Главным критерием при выборе давления в ректификационной колонне служит необходимый температурный режим. Так, при необходимости повысить температуру в колонне, давление в колонне увеличивается по сравнению с атмосферным, а когда температура должна быть снижена, давление уменьшается путем создания вакуума.

В настоящей работе мы рассмотрим тарельчатую ректификационную колонну с клапанными тарелками.

В общем случае пластины представляют собой тип контактного устройства, на котором контакт (и, соответственно, тепломассоперенос) пара и жидкости осуществляется в режиме барботажной струи или вихревого режима. Эти контактные режимы определяются конструкцией пластины.

В отличие от насадок, где контакт между паром и жидкой пленкой является непрерывным по всей высоте слоя насадки (противоток), в тарельчатой колонне этот контакт дискретен на каждой пластине (тарелке), после чего обе фазы разделяются и вступают в новый контакт на соседней пластине (тарелки), где пар находится на вышележащей тарелке, а жидкость – на нижележащей тарелке.

В последнее время наиболее распространенными для работы в условиях значительно изменяющихся скоростей газа стали клапанные пластины. Они постепенно заменяют старые конструкции контактных устройств. Принцип работы клапанных пластин основан на том, что клапан, свободно лежащий над отверстием в пластине, автоматически регулирует размер зазора между клапаном и плоскостью пластины в зависимости от парогазовой нагрузки. Таким



образом, клапан поддерживает постоянную скорость газа и, следовательно, гидравлическое сопротивление пластины в целом. Высота подъема клапана ограничена высотой ограничителя (ножки, кронштейна).

Среди преимуществ клапанных пластин следует отметить следующие: низкое использование металла, простота сборки, равномерное образование пузырьков воздуха в широком диапазоне нагрузок пара и жидкости. Эти качества позволили клапанным тарелкам стать наиболее распространенным типом тарелок с 1970-х годов по настоящее время. Эти пластины используются практически во всех типах колонн нефтепереработки, включая газоразделительные и вакуумные колонны.

## **1.2 Конструкции теплообменных аппаратов**

Довольно сложно начать расчет теплообменника без знания его внешнего вида и концепции работы. Поэтому давайте рассмотрим, что такое промышленные теплообменники и какие типы выделяются.

Во-первых, весьма часто в нефтегазопереработке необходимо смешивать потоки. Устройства, предназначенные для смешения потоков между собой, называются смешанными теплообменниками. Они используются, например, при переработке нефти для конденсации паров углеводородов путем орошения водой. В результате такого контакта образуется двухфазная (гетерогенная) смесь, состоящая из двух жидких фаз – углеводорода и воды, которая затем разделяется. Теплообменники также используются на территории теплоэлектростанции, например, огромные конические башни, на вершине которых циркулирует водяной пар. Это градирни – устройства, предназначенные для охлаждения воды. Горячая вода поступает сверху, а атмосферный воздух снизу. Часть воды испаряется и уходит в виде пара на вершине башни. Охлажденная вода собирается в специальную емкость (резервуар), а затем поступает в насос и возвращается в процесс.

Тем не менее, гораздо чаще используются так называемые поверхностные теплообменники - устройства, в которых горячие и холодные потоки разделены

поверхностью теплообмена. Самая простая конструкция такого теплообменника – это труба в трубе (рисунок 1.1).

Эта конструкция имеет несколько недостатков, и первым из них является высокий расход металла, то есть масса одного квадратного метра поверхности теплообмена. Проще говоря, эти теплообменники слишком дороги и используются для низких тепловых нагрузок.

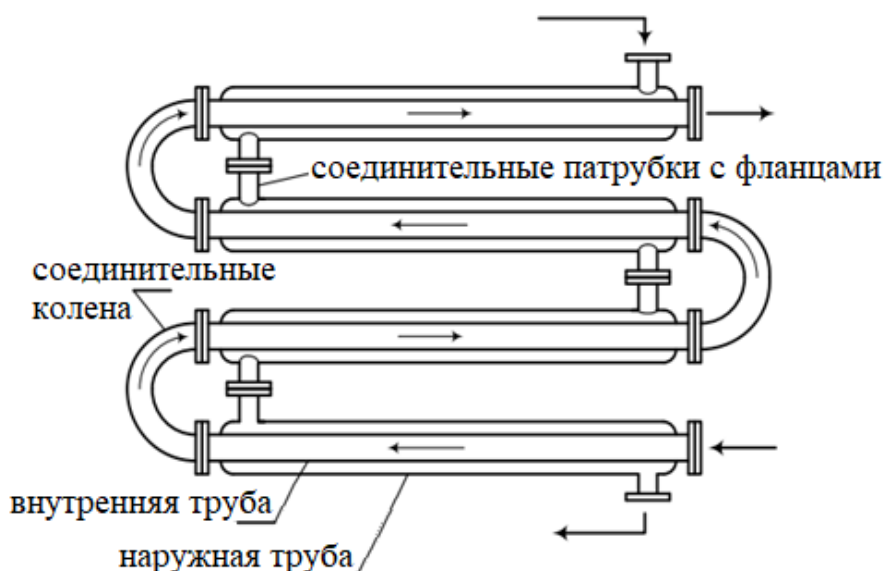


Рисунок 1.1 – Теплообменник «труба в трубе» [6, с. 101]

По этой причине следующим конструктивным решением были кожухотрубчатые теплообменники, схема устройства которого показана на рисунке 1.2.



Рисунок 1.2 – Одноходовой кожухотрубчатый теплообменник [6, с. 103]

В кожухотрубном теплообменнике один поток проходит через трубки трубного пучка (это т. н. пространство труб). Второй поток омывает эти трубы снаружи, проходя через межтрубное пространство теплообменника. Было обнаружено, что продольное омывание труб, показанная на рисунке 2, неэффективна. Лучше, если поток будет промывать трубы под углом, близким к прямой линии, то есть перпендикулярно или почти перпендикулярно. Поэтому, чтобы усилить передачу тепла, сегментированные перегородки установлены в межтрубном пространстве (рисунок 1.3).



Рисунок 1.3 – Одноходовой кожухотрубчатый теплообменник с перегородками в межтрубном пространстве [6, с. 103]

Выше представленные перегородки резко изменяют траекторию движения потока, заставляя его двигаться перпендикулярно трубам с образованием вихрей, что повышает эффективность теплообмена. Высота вырезанного сегмента составляет примерно  $1/3$  диаметра устройства, а расстояние между перегородками составляет  $0,5$  диаметра корпуса. Так, если диаметр корпуса составляет 600 мм, то перегородки размещаются через 300 мм, а высота выреза составляет 200 мм.

На рисунке 1.4 показаны готовые пучки труб с перегородками до их установки в корпус аппарата.



Рисунок 1.4 – Трубные пучки кожухотрубчатых теплообменников с перегородками в межтрубном пространстве [6, с. 105]

В случае если при проектировании нового теплообменника его пучок труб оказывается длинным, но очень тонким, например, 20 метров в длину и 0,5 метра в диаметре. Такой теплообменник будет сложен в изготовлении, транспортировке, и будет занимать слишком много места на установке. В этом случае трубный пучок более целесообразно «сложить». Так появились двух-, четырех- и шестипроходные устройства (рисунок 1.5).

На рисунке 1.5 мы видим, что в пространстве труб в теплообменных устройствах появились перегородки, которые заставляют поток, проходящий через трубки, совершать два или четыре прохода.

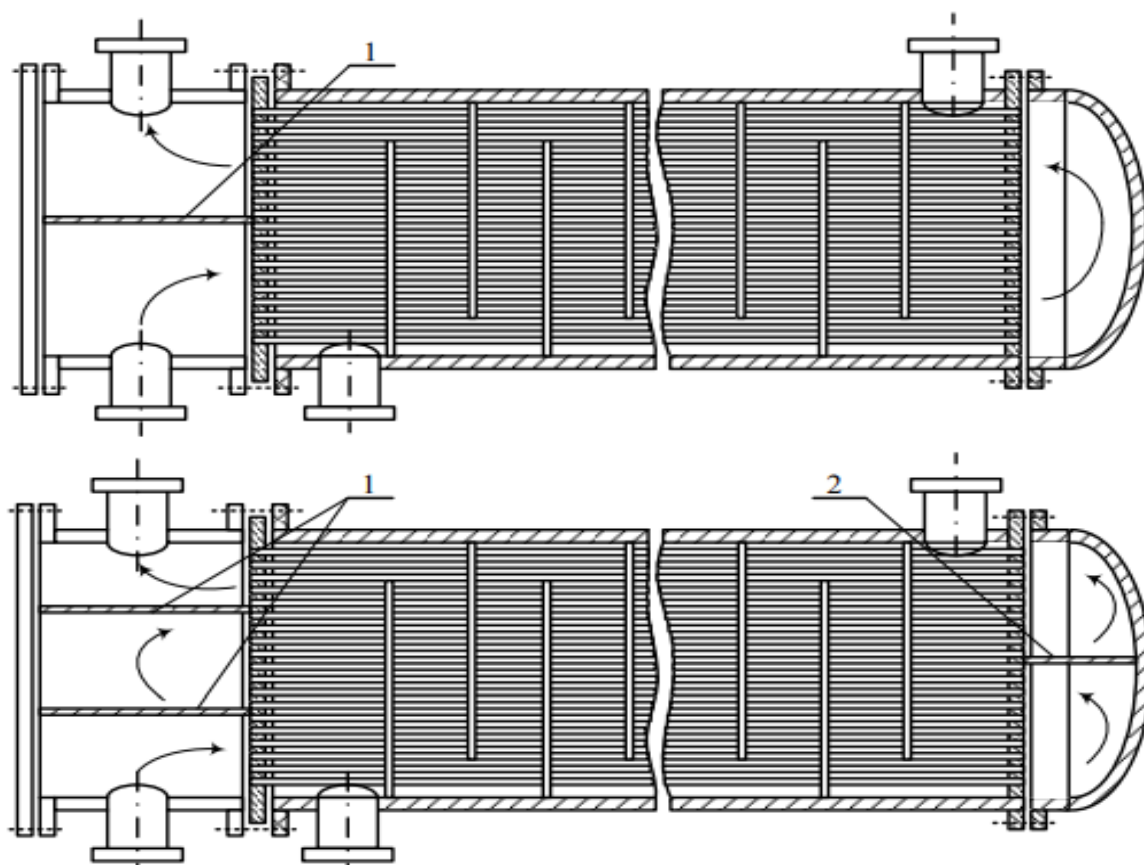


Рисунок 1.5 – Двух- и четырехходовые кожухотрубчатые теплообменники: 1, 2 – перегородки в трубном пространстве [6, с. 106]

Обратим внимание еще на одну особенность теплообменников. Зимой сильные морозы, нам нравится, когда радиатор отопления дома очень горячий. И это беспокоит, если батарея немного теплая. С технической точки зрения, мы хотели бы иметь большую разницу температур между потоками горячей (нагревающей воды) и холодной (комнатного воздуха). С промышленным аппаратом ситуация несколько иная. Если холодный поток поступает в трубы, а горячий поток – в межтрубное пространство аппарата (это типичный случай конденсации пара), то корпус будет удлиняться по сравнению с трубами. Причина заключается в тепловом расширении металла. В этом случае может возникнуть нарушение герметичности трубы и межтрубного пространства устройства – трубы может вытеснить из трубных решеток внутри аппарата. В результате возникает смесь горячих и холодных потоков, что совершенно недопустимо.



Если холодный поток подается на межтрубную область, а горячий поток – в трубы, то трубы будут согнуты из-за удлинения. Названное явление называется термической деформацией, температурным зазором и т. д. Существует задача как-то «отвязать» оболочку от пучка труб. Это можно сделать тремя способами [7]:

1. установка линзовых компенсаторов на корпус;
2. использование плавающей головки;
3. использование U-образных трубных пучков.

В первом случае корпус, вероятно, разрезается, и к нему привариваются так называемые линзы (один или несколько, в зависимости от требуемого удлинения). При этом корпус начинает напоминать гармошку (Рисунок 1.6).

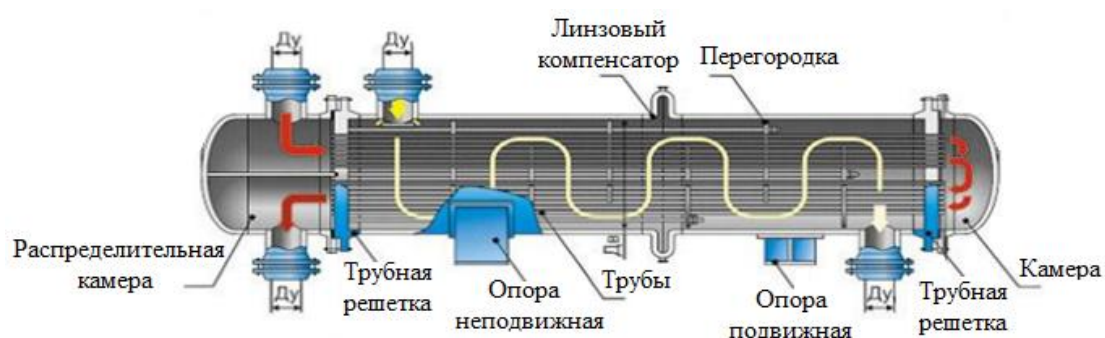


Рисунок 1.6 – Линзовый компенсатор на кожухе [7, с. 45]

Во втором случае, когда компенсация достигается с помощью плавающей головки, пучок труб имеет собственную внутреннюю крышку, которая не соединена с корпусом (рисунок 1.7).

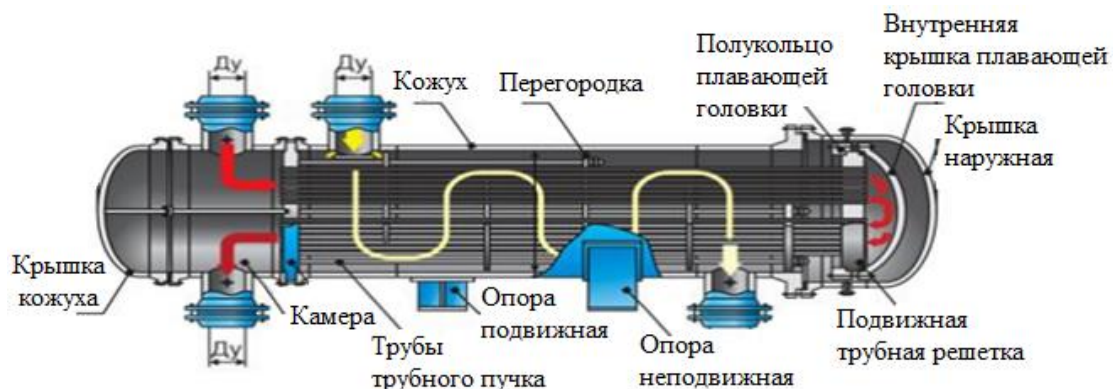


Рисунок 1.7 – Кожухотрубчатый теплообменник с плавающей головкой [7, с. 47]

Следующим методом подавления температурной деформации является использование U-образных труб (рисунок 1.8).

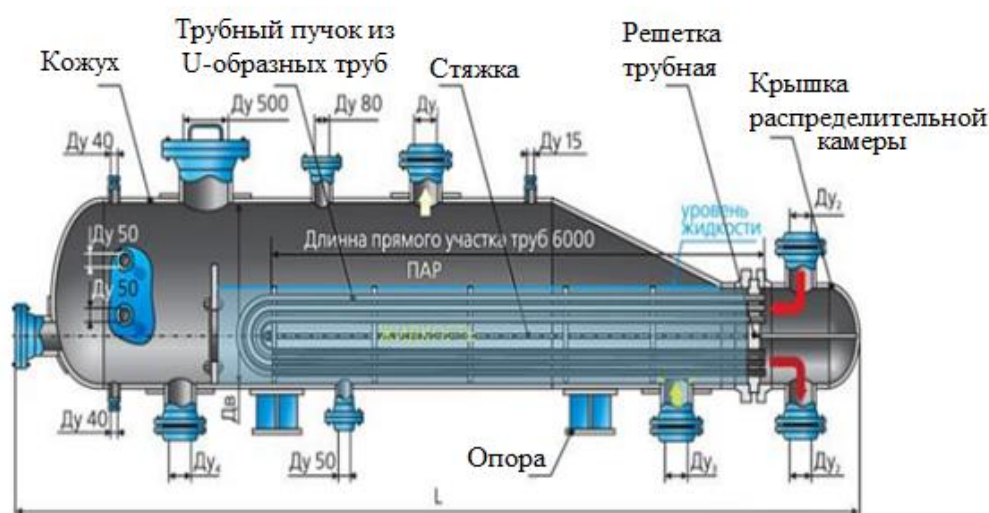


Рисунок 1.8 – Теплообменник с U-образными трубами (ребойлер):  
[6, с. 113]

### 1.3 Конденсатоотводчики

При использовании водяного пара в качестве носителя тепла технологи столкнулись с очень неприятным явлением. Некоторая часть пара не успевает конденсироваться в аппарате и поступает в конденсатопровод. Такой пар был назван пролетным и его возникновение является весьма нежелательным событием. Во-первых, пар как высокоэффективный теплоноситель имеет значительные материальные затраты. И даже если небольшая его часть не используется, это влияет на экономику производства. Поэтому перед технологами и конструкторами стояла задача разработать устройства, во-первых, для отделения конденсата от пролетного пара и, во-вторых, для возврата его обратно в линию аппарата. Для этих целей используются конденсатоотводчики.

Конденсатоотводчик – это специальный клапан, который устанавливается на трубопроводах и предназначен для автоматического отвода конденсата.

Отделение воды от пара осуществляется с помощью гидравлического или механического затвора.

По конструктивным критериям различают механические, термостатические и термодинамические конденсатоотводчики. Выбор того или иного типа определяется поставленными задачами. Но при проектировании теплообменника, в котором будет использоваться водяной пар, крайне важно предусмотреть установку этого устройства.

#### **1.4 Состояние и перспективы развития первичной переработки газоконденсатных смесей**

Затраты на добычу газового конденсата в несколько раз ниже себестоимости добычи нефти, а его переработка на специальных заводах примерно в 1,5 раза экономичнее первичной переработки нефти для полученных продуктов [8,9].

Переработка газового конденсата на специализированных заводах осуществляется в двух основных направлениях:

- химические, для получения мономеров для промышленности органического синтеза (этилен, пропилен, ацетилен, дивинил, бензол и др.)
- топливо для получения бензина, керосина, дизельного топлива и мазута.

Основным способом получения топлива является получение отдельных фракций (бензин, керосин, дизель) прямой перегонки газового конденсата в ректификационных колоннах с последующей их переработкой во вторичных процессах.

Как отмечалось выше, большой объем добываемого в России природного газа обеспечивает на ряде месторождений значительный объем добычи его попутного продукта – газового конденсата, содержание которого в газе составляет от 5 до 400 г / м<sup>3</sup>[10,11].

Некоторые из обобщенных физико-химических характеристик газовых конденсатов приведены в таблице 1.1 [12, 10]. Данные этой таблицы свидетельствуют о том, что газовые конденсаты начинают кипеть в интервале температур от 25 до 210 ° С, то есть их фракционный состав различен.



Таблица 1.1 Качественные показатели газовых конденсатов в России

| Показатели   | Значение |        |
|--|----------|--------|
|  | min.     | max.   |
| Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>                | 661,00   | 811,20 |
| Вязкость кинематическая при 20°C, мм <sup>2</sup> /с | 0,60     | 2,90   |
| Температура застывания, °C                           | < - 60   | - 2    |
| Содержание, % масс.:                                 |          |        |
| - серы общей   | 0,01     | 1,37   |
| - парафинов  | 0,00     | 5,90   |
| - смол силикагелевых                                 | 0,00     | 6,00   |
| - асфальтенов  | 0,00     | 0,40   |
| - ванадия, мкг/г                                     | < 0,10   | 0,20   |
| Фракционный состав по ГОСТ 2177-99, °C:              |          |        |
| - начало кипения                                     | 25       | 210    |
| - 10% (об.)  | 43       | 233    |
| - 50% (об.)  | 95       | 254    |
| - 90% (об.)  | 190      | 345    |
| - конец кипения                                      | 197      | > 360  |
| Групповой химический состав, % масс.:                |          |        |
| - ароматические                                      | 1        | 46     |
| - нафтеновые   | 20       | 60     |
| - парафиновые  | 25       | 61     |

По сравнению с легкими фракциями нефти газовые конденсаты имеют уникальный состав. В конденсатах процент перегонки отдельных фракций значительно возрастает по мере увеличения их температур кипения, достигая максимума при 80-130 ° C, после чего его значение сначала резко падает, а затем замедляется. Кроме того, есть остаток с широким фракционным составом.

Состав газовых конденсатов разнообразен и отличается от легких фракций нефти. Существуют также такие конденсаты, в которых нафтеновые и ароматические углеводороды содержатся в значительных количествах.

Из таблицы 1.1 можно заключить, что содержание серы в конденсатах колеблется в широких пределах – от 0,01 до 1,37% масс. Общеизвестно, что соединения серы являются вредной примесью в составе моторных топлив; следовательно, в случае, когда количество серы в бензинах, полученных из конденсатов, не соответствует стандартам, требуется их предварительная обработка.

Данные той же таблицы на смолах силикагеля показывают, что они могут достигать до 6% массы в конденсате; поэтому необходимо принять меры для предотвращения попадания в них целевых продуктов перегонки (дизельное топливо).

Очевидно существенное отличие газового конденсата от нефти, и поэтому технология его переработки также должна быть другой.

Газовые конденсаты подвергаются первичной переработке тремя основными способами: на малогабаритных стационарных и мобильных установках; вместе с нефтью на атмосферно-трубных аппаратах (АТ) и атмосферно-вакуумных трубных аппаратах (АВТ) на нефтеперерабатывающих заводах; самостоятельно на газоконденсатных перегонных заводах производительностью до 4 млн. тонн в год по сырью [13-15].

Первый метод используется на труднодоступных и низкодоходных месторождениях для производства бензина и дизельного топлива, используемых на самих месторождениях. Производительность малогабаритных установок по газо-конденсату не превышает 50-100 тыс. тонн в год.

Установки состоят из 1, 2 или 3 дистиляционных колонн с соответствующим насосным, теплообменным и емкостным оборудованием, что позволяет разделять газовый конденсат на бензиновые, дизельные и остаточные фракции [16-21]. Установки характеризуются простотой технологического и конструктивного оформления, относительной простотой изготовления и обслуживания, а в мобильной версии – мобильностью и транспортабельностью. Однако они имеют низкую продуктивность, высокие удельные энергозатраты и низкий отвод от потенциального содержания целевых фракций в сырье, не превышающего 75 - 85% [22].

Второй метод используется на нефтеперерабатывающих заводах в непосредственной близости от газоконденсатных месторождений или для восполнения дефицита нефти. Как правило, газовый конденсат либо вводится в линии резкого или циркуляционного орошения ректификационных колонн установок АТ и АВТ, либо смешивается с нефтью [23, 24]. В частности, при

оптимальном перемешивании наблюдается экстремальное снижение вязкости и увеличение выделения светлых нефтяных продуктов [25]. Данная технология переработки газовых конденсатов, несмотря на ее распространенность, имеет ряд существенных недостатков, а именно:

- увеличиваются паровые нагрузки в арматурных секциях колонн, что требует значительного снижения их производительности на действующих установках;

- меняется химический состав получаемых фракций, что требует корректировки технологического режима при последующих процессах их переработки;

- процент остаточных (мазутных) фракций в сырье колонны уменьшается, что меняет условия парожидкостного равновесия в питательной и нижней секциях и часто приводит к ухудшению четкости разделения.

При больших объемах добычи газового конденсата целесообразно отделять его третьим методом отдельно от сырой нефти на специальных перегонных заводах.

Исследование научно-технической литературы и фактических данных изучения установок переработки газового конденсата выявил, что пренебрежение при проектировании и эксплуатации на таких установках специфик фракционного состава газовых конденсатов приводит к следующим неблагоприятным последствиям, а именно:

- к низкому количеству флегмы в нижней части ректификационной колонны – из-за небольшого количества фракции мазута и большой доли дистиллятного сырья, что в конечном итоге приводит к малому отбору дизельного топлива из его потенциального содержания в газовом конденсате;

- ухудшению четкости разделения из-за высокого давления в колонне, особенно в нижней секции, где этот отрицательный эффект усиливается маленьким количеством содержания флегмы;

- к большим диаметрам колонны из-за больших паровых нагрузок.

## 1.5 Ректификация углеводородного сырья

Правильная организация процесса ректификации сильно влияет на экономическую составляющую, направленная на уменьшение источников термодинамических потерь, выбор наиболее эффективного распределения материальных и тепловых потоков, т.е. выбор схемы разделения [26-31]. Одним из способов снижения энергопотребления является выбор оптимальной схемы подключения для простых колонок [32, 33]. По мнению многих исследователей [34-37], наиболее экономичными были схемы разделения смесей в сложных колоннах с полностью связанными потоками тепла и материальными потоками. В этом случае подача и отвод тепла осуществляется только в двух точках. Такие схемы предусматривают предварительную ректификацию смеси в секциях нечеткого разделения с последующим выделением конечных продуктов в секциях для четкого разделения [38-43]. Эти схемы характеризуются большим количеством соединенных секций и чрезвычайно большим общим количеством пластин. Первоначально присущие взаимосвязи между материальными потоками, принимая во внимание гидравлическое сопротивление, требуют разделения высококипящих компонентов при более высоких давлениях, чем низкокипящих. Это практически неприемлемо при разделении газовых конденсатов, представляющих собой ширококипящие смеси, для которых предусмотрены более экономичные условия для конденсации дистиллята в колонном аппарате при повышенном давлении в верхней секции, а тепло подается в куб колонны при более низком давлении в нижней секции [44]. Кроме того, сложные аппараты ректификации имеют ряд существенных недостатков, а именно:

- подвод тепла только к нижней части одной секции и отвод ее от верхней части ухудшает условия рекуперации тепла для орошения, исключает возможность использования тепла от промежуточных продуктов разделения [45];

- в отличие от простой схемы колонн, сложная колонна с полностью связанными потоками имеет больше секций, ввиду наличия секции для

предварительного нечеткого разделения исходного сырья и промежуточных продуктов [44, 46]. Эти отделения включают две секции, смежные с зоной ввода сырья в колонну. Это приводит к увеличению общего количества тарелок в сложной колонне, что значительно затрудняет промышленное использование данных аппаратов при разделении смеси на большое количество продуктов;

- также трудно решить вопросы управления такими колоннами из-за сложности регулирования скорости потока пара между секциями [47].

В последние годы интенсивно развивается направление поиска промежуточных решений – использование колонн с частичной связью для материальных и тепловых потоков [48-50]. Это достигается путем упрощения сложных ректификационных колонн с полностью связанными потоками или усложнения системы простых ректификационных колонн [51-53]. В то же время можно принять во внимание реальные ограничения, накладываемые практикой на процесс - реальным количеством пластин(тарелок) в соединенных секциях, распределением гидравлических сопротивлений, распределением материальных потоков и давлений между отдельными участками комплекса и т. д. Использование таких решений для улучшения схем промышленного разделения при реконструкции особенно эффективно, что особенно важно для такой крупнотоннажной отрасли, как переработка нефти и газа [54-57]. В ходе исследований было установлено, что схема колонн с частично связанными потоками и схемы разделения многокомпонентных смесей простых ректификационных колонн при регистрации очевидных практических пределов, приведенных выше, может быть - даже более экономичной, чем сложные аппараты с полностью связанными потоками.

Одним из основных показателей этих колонн деэтанзации и стабилизации является точность ректификации. Чаще всего на практике точность перегонки в колонне оценивают путем превышения температур кипения при стандартных 95 и 5% дистиллятах из межтопливных продуктов [13]. Многие авторы [58, 59] отмечают очень низкое разделение фракций в ректификационной колонне. Так, в [10] было отмечено, что наибольшая четкость разделения наблюдается в

бензиновых (верхних) участках атмосферных колонн. Самая низкая четкость разделения продукта в нижних участках атмосферных колонн. В статье [59] говорится о недосборе светлых нефтяных продуктов на 3-5% абс. из-за очень низкого разделения продуктов дизельных фракций и мазута при атмосферной перегонке.

Это ухудшает качество нефтепродуктов и приводит к невозвратимым потерям светлых нефтепродуктов, а также понижает технико-экономические показатели работы сепарационных установок в целом.

Авторы работ [29, 59] указывают на целесообразность модернизации и повышения точности перегонки в ректификационной колонне, а также дают пути решения этой проблемы.

Однако в целом литературные данные о способах повышения дистилляционной перегонки в ректификационной колонне являются неполными и, в основном, для разделения нефти, и в большинстве случаев они направлены на частичную модернизацию этих колонн конкретных атмосферных вакуумных перегонных агрегатов.

Чтобы обеспечить нормальную работу ректификационной колонны, необходимо отводить определенное количество тепла сверху, чтобы конденсировать часть пара и образовывать поток флегмы, а также путем регулирования тепловой работы тарелок поддерживать желаемую температуру по всей высоте колонны. Решением этой проблемы является использование системы орошения, которая, помимо того, что оказывает большое влияние на дистилляционную перегонку в колонне (четкость ректификации), также позволяет повысить производительность колонны по сырью, создает более равномерное распределение жидкого орошения в секциях колонны, и увеличивает степень рекуперации тепла в установке.

В работах [60-62] и др. Предлагается использовать в ректификационных колоннах промежуточное циркуляционное орошение (ПЦО) для равномерного отвода избыточного тепла, повышения производительности и четкости

перегонки в ректификационной колонне. Тем не менее, эти работы дают рекомендации только для конкретного вида сырья.

Основываясь на обзоре литературы и сделанных выводах, можно считать, что усовершенствование промышленных процессов разделения углеводородов необходимо для ректификации газовых конденсатов. Следует учитывать современные представления о направлениях термодинамического улучшения процессов разделения сырья (использование и упрощение сложных колонн, организация восстановления и полезного использования теплоты товарных потоков, организация соединений в системе тепловых и материальных потоков.), использовать современные достижения в области процессов массопереноса, использование технологий, снижающих выбросы вредных примесей в окружающую среду.

Необходимо оптимизировать условия ректификации газовых конденсатов, чтобы добиться максимального отбора различных фракций продуктов при их заданном качестве и снизить энергетические затраты на фракционирование. В то же время технические решения для оптимизации работы дистилляционных установок должны соответствовать строгим экономическим критериям.

## 2. ПРИНЦИП РАБОТЫ ПРЕДЛОЖЕННОЙ СХЕМЫ УДСК

Нестабильный конденсат с температурой +25 °С поступает из УКПГ в буферную емкость, далее он подаётся в трубное пространство теплообменников Т-1/1,2, где происходит его нагревание до +80 °С. После подогревания нестабильный конденсат направляется в колонну деэтанзации (К-1) на тарелки питания. Вторая часть нестабильного конденсата с температурой +25 °С проходит мимо теплообменника и поступает наверх колонны К-1 в виде острого орошения. В колонне К-1 осуществляется процесс ректификации, т.е. разделение многокомпонентной смеси на низкокипящие (этан, метан) и высококипящие (гексан, бутан, пропан).

Через трубчатую двухпоточную печь А-4 с помощью насоса А-6 подводится циркулирующая кубовая жидкость, которая требуется для осуществления процесса ректификации в аппарате.

Для работы печи необходим топливный газ, который берётся с нагнетания компрессоров, поступающий в УПТГ (установка подготовки топливного газа). Газ после подготовки (осушки) нагревается в теплообменнике до +40 °С и поступает на питание печи. (А-4).

В ходе чего фракция, у которой высокая температура кипения переливается через сливные перегородки, расположенные на клапанных тарелках в кубовую часть аппарата. А компоненты, у которых температура кипения низкая поднимаются вверх аппарата.

Жидкость, которая скапливается в кубовой части колонны поступает в колонну стабилизации (К2) или А-3/1), а уже из колонны стабильный конденсат поступает в межтрубное пространство теплообменника (А-2/1,2) Т-1/1,2 с температурой +150 °С, для нагрева исходной смеси и самоохлаждения.

После охлаждения стабильный газовый конденсат поступает в резервуарный парк, как готовый товарный продукт. Газ (этан, метан) с верхней части колонны К-1 поступает на эжектирование установки низкотемпературной сепарации и направляется в газопровод.

Чертеж схемы УДСК приведен в Приложении Б.



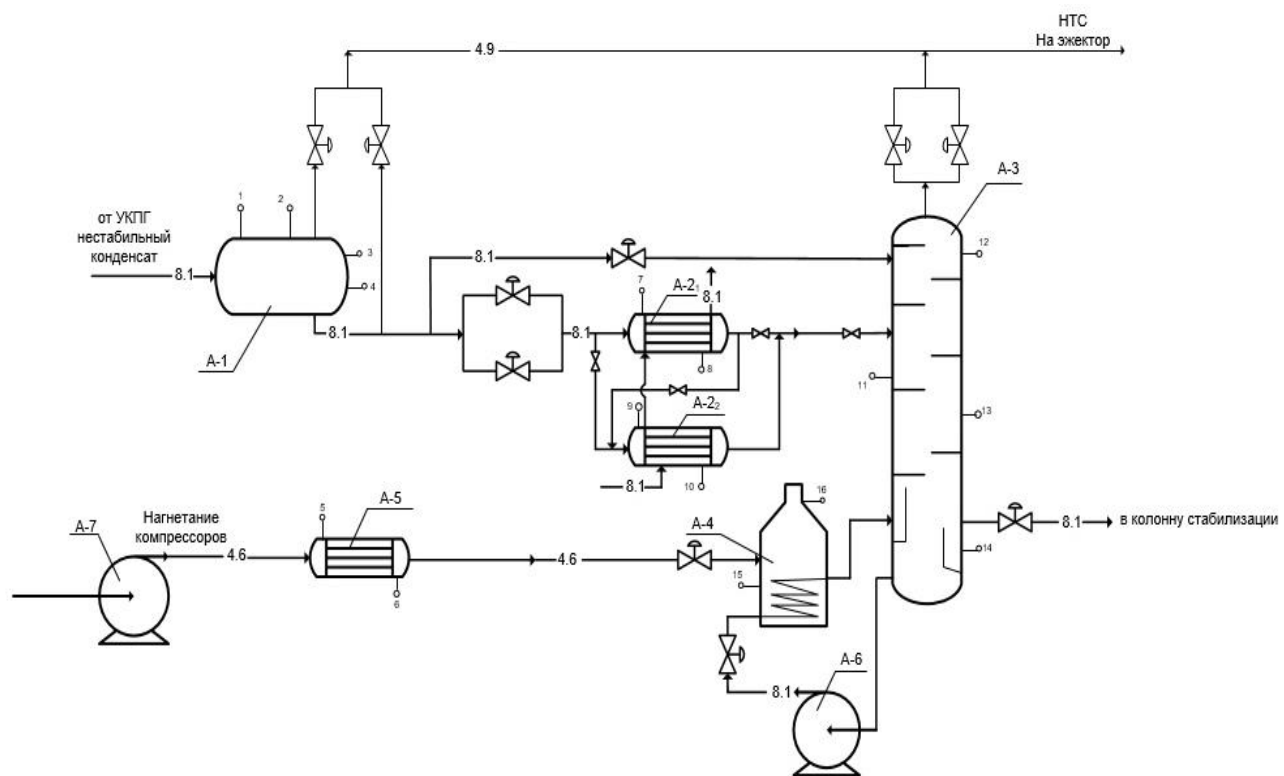


Рисунок 2.1 – Схема УДСК

### 3 РАСЧЕТ РЕКТИФИКАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

#### 3.1 Данные для расчета

Ниже приводится расчет колонны дезанизации непрерывного действия для разделения этан-гексана, исходные данные приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Данные для расчета

| Название                             | Единица измерения | Числовое значение |
|--------------------------------------|-------------------|-------------------|
| Производительность по исходной смеси | кг/               | 25061             |
| Содержание НКК в исходной смеси:     | %                 | 11                |
| Этан ( $C_2H_6$ )                    |                   | 89                |
| Гексан ( $C_6H_{12}$ )               |                   |                   |
| Содержание НКК в кубовом остатке:    | %                 | 0,2               |
| Этан ( $C_2H_6$ )                    |                   | 99,8              |
| Гексан ( $C_6H_{12}$ )               |                   |                   |
| Содержание НКК в дистилляте:         | %                 | 88,79             |
| Этан ( $C_2H_6$ )                    |                   | 11,21             |
| Гексан ( $C_6H_{12}$ )               |                   |                   |

#### 3.2 Тепловой баланс

По данным таблице 3.1 строим фазовую  $t-x-y$  диаграмму, приведенную на рисунке 3.1.

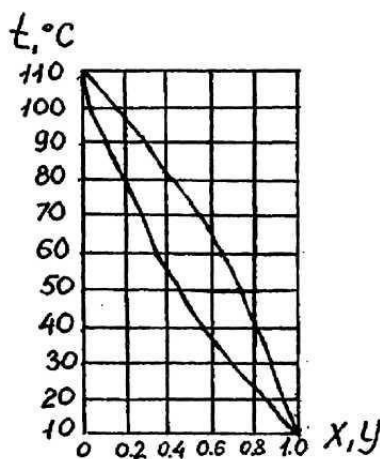


Рисунок 3.1 – Фазовая диаграмма

### Уравнение теплового баланса

По диаграмме фазовых значений определяем температуру кипения исходной смеси [63]:

$$t_F = 60^\circ\text{C} (X_F = 0,32).$$

Определяем температуру кипения дистиллята:

$$t_D = 10,2^\circ\text{C} (X_p = 0,98).$$

Определяем температуру кипения остатка:

$$t_w = 106^\circ\text{C} (X_w = 0,02).$$

Определяем количество тепла, вносимое исходной смесью:

$$Q_1 = G_F C_F t_F = G_F \left( C_{\text{э}} \frac{X_F}{100} + C_{\text{г}} \frac{100 - X_F}{100} \right) t_F,$$

где  $Q_1$  – количество тепла, вносимое исходной смесью, кДж/ч;  $C_{\text{э}}$  – удельная теплоемкость этана, кДж/(кг·К);  $G_F$  – количество исходной смеси, кг/ч;  $X_F$  – содержание пропилена в исходной смеси, % мас;  $t_F$  – температура кипения исходной смеси, °С;  $C_{\text{г}}$  – удельная теплоемкость гексана, кДж/(кг·К).

$$Q_1 = 25061 \cdot (1,73 \cdot 0,32 + 2,3(1 - 0,32)) \cdot 60 = 3184150 \text{ кДж/ч}$$

Количество тепла, вносимое в колонну аппарата греющим паром:

$$Q_2 = D(i_n - i_k),$$

где  $D$  – расход греющего пара, кг/ч;  $Q_2$  – количество тепла, вносимое в колонну греющим паром, кДж/ч;  $i_k$  – энтальпия водяного конденсата при атмосферном давлении, кДж/кг;  $i_n$  – энтальпия водяного при атмосферном давлении, кДж/кг.

Тепло от флегмы:

$$Q_3 = G_D R C_D t_D = G_D R \left( C_{\text{пропилена}} \frac{X_p}{100} + C_{\text{пропана}} \frac{100 - X_p}{100} \right) t_D,$$

где  $Q_3$  – тепло, вносимое флегмой, кДж/ч;  $G_D$  – количество дистиллята, кг/ч;  $C_{\text{э}}$  – удельная теплоемкость этана, кДж/(кг·К);  $R$  – рабочее флегмовое число;  $X_p$  – содержание этана в дистилляте, % мас;  $C_D$  – удельная теплоемкость дистиллята, кДж/(кг·К);  $t_D$  – температура кипения дистиллята, °С;  $C_{\text{г}}$  – удельная теплоемкость гексана, кДж/(кг·К).

$$Q_3 = 3056 \cdot 2,21(1,73 \cdot 0,02 + 0,414 \cdot 0,98) \cdot 10,2 = 30333 \text{ кДж/ч}$$

Тепло, выносимое парами, поднимающимися с верхней тарелки в дефлегматор, определяем по уравнению:

$$Q_4 = G_D(1 + R) \left[ \left( r_{\text{э}} \frac{X_p}{100} + r_{\text{г}} \frac{100-X_p}{100} \right) + \left( C_{\text{э}} \frac{X_p}{100} + C_{\text{г}} \frac{100-X_p}{100} \right) \right] t_D,$$

где  $Q_4$  – тепло, выносимое парами, восходящими с верхней тарелки в дефлегматор, кДж/ч;  $X_p$  – содержание этана в дистилляте, % мас;  $R$  – рабочее флегмовое число;  $C_{\text{г}}$  – удельная теплоемкость гексана, кДж/ кг·К;  $r_{\text{э}}$  – теплота парообразования этана, кДж/кг;  $t_D$  – температура кипения дистиллята, °С;  $r_{\text{г}}$  – теплота парообразования гексана, кДж/кг;  $C_{\text{э}}$  – удельная теплоемкость этана, кДж/ кг·К;  $G_D$  – количество дистиллята, кг/ч.

$$Q_4 = 3056(2,21 + 1)[(301,2 \cdot 0,02 + 380 \cdot 0,98) + (1,73 \cdot 0,02 + 2,3 \cdot 0,98)] \times 10,2 = 38093932 \text{ кДж/ч}$$

Тепло, выносимое с кубовым остатком:

$$Q_5 = G_w \left( C_{\text{э}} \frac{X_w}{100} + C_{\text{г}} \frac{100-X_w}{100} \right) t_w,$$

где  $C_{\text{э}}$  – удельная теплоемкость этана, кДж/кг·К;  $Q_5$  – количество тепла, выносимое с кубовым остатком, кДж/ч;  $X_w$  – содержание этана в кубовом остатке, % мас;  $G_w$  – количество кубового остатка, кг/ч;  $t_w$  – температура кипения кубового остатка, °С;  $C_{\text{г}}$  – удельная теплоемкость гексана, кДж/ кг·К.

$$Q_5 = 22005 \cdot (1,73 \cdot 0,98 + 2,3 \cdot 0,02) \cdot 106 = 4061868 \text{ кДж/ч}$$

Определяем тепловой баланс для колонны деэтанализации:

$$Q_2 = D(i_{\text{п}} - i_{\text{к}}) = -Q_1 - Q_3 + Q_4 + Q_5,$$

где  $Q_1$  – количество тепла, вносимое в колонну смесью, кДж/ч;  $Q_2$  – количество тепла, вносимое в колонну греющим паром, кДж/ч;  $Q_3$  – количество тепла, вносимое в колонну флегмой, кДж/ч;  $i_{\text{к}}$  – энтальпия водяного конденсата при атмосферном давлении, кДж/кг;  $Q_4$  – количество тепла, уносимое парами, поднимающимися с верхней тарелки в дефлегматор, кДж/ч;  $i_{\text{п}}$  – энтальпия водяного пара при атмосферном давлении, кДж/кг;  $D$  – расход греющего пара, кг/ч;  $Q_5$  – количество тепла, выносимое с кубовым остатком, кДж/ч.

Расход греющего пара с учетом 5% потерь в окружающую среду получим из уравнения теплового баланса:

$$D = \frac{1,05(Q_4 + Q_5 - Q_1 - Q_3)}{i_{п} - i_{к}}$$

$$D = \frac{1,05 \cdot (38093932 + 4061868 - 3184150 - 30333)}{2782 - 716} = 19791 \text{ кг/ч}$$

### 3.3 Конструктивный расчёт

#### 3.3.1 Механический расчёт клапанной колонны

Исходные данные представлены в таблице 3.2:

Таблица 3.2 – Исходные данные

|                                   |                         |
|-----------------------------------|-------------------------|
| Рабочее давление в колонне        | P=2,2 МПа               |
| Расчетная температура             | T <sub>раб</sub> =150°C |
| Внутренний диаметр верха аппарата | D= 1200 мм              |
| Высота аппарата                   | H= 26,55 м              |
| Материал аппарата                 | Сталь 09Г2С             |

Сталь 09Г2С принадлежит к конструкционным низколегированным сталям для сварных конструкций, общее количество легирующих добавок в которых не превышает 2,5%. Аналоги стали 09Г2С это 09Г2, 09Г2Т, 09Г2ДТ, 10Г2С, 19Мп-6 [64].

Данный материал выбран из следующих соображений:

Прокат, производимый из данной марки стали, зачастую используется для строительных конструкций разных форм и размеров. Высокая механическая прочность стали позволяет использовать более тонкие элементы по сравнению с использованием сталей прочих видов. Из стали 09Г2С изготавливают строительные конструкции, паровые котлы, трубы для транспортировки газов и жидкостей (нефть, вода, природный газ). Сталь этой марки часто используется в производстве нефтепромышленного оборудования и разнообразных деталей сельскохозяйственных машин и оборудования. Материал применяется практически во всех сферах машиностроения и производства. Высокая

температурная устойчивость позволяет использовать данный вид стали в температурном диапазоне от -70 до +450 °С.

Основные свойства материала:

Плотность:  $\rho_{\text{мет}} = 7850 \text{ кг/м}^3$ .

Допускаемое напряжение материала при температуре 20 °С (температура гидроиспытаний) [64]:  $\sigma_{\text{тек}20} = 300 \text{ Мпа}$ ;

Коэффициент запаса по пределу текучести для условий испытаний:

$$n_t = 1,1;$$

Поправочный коэффициент  $\eta$ :  $\eta = 1$ .

Допускаемое напряжение для условий испытаний:

$$\sigma_{\text{и}20} = \text{ceil} \left( \eta \frac{\sigma_{\text{тек}20}}{n_t} \right) = 273 \text{ МПа}$$

Согласно [64] определяем допускаемое напряжение материала 09Г2С при температуре 150 °С.

$$\sigma_d = \text{Floor} \left[ \text{linterp} \left[ \left( \begin{matrix} 145 \\ 200 \end{matrix} \right), \left( \begin{matrix} 171 \\ 165 \end{matrix} \right), t_{\text{раб}}, 0,5 \right], 0,5 \right] = 170 \text{ МПа}$$

Прибавки к расчётным толщинам конструктивных элементов:  $\varphi = 1$

Прибавку к расчётным толщинам находим согласно [64].

Скорость коррозии материала аппарата определяем от действий заданной среды:  $\Pi = 0,1 \text{ мм/год}$ .

Срок эксплуатации аппарата принимаем  $\tau = 20 \text{ лет}$ .

Прибавка для компенсации коррозии и эрозии:  $c_1 = \Pi\tau = 2 \text{ мм}$ .

Прибавка для компенсации минусового допуска:  $c_2 = 0,3 \text{ мм}$ .

Технологическая прибавка:  $c_3 = 0,7 \text{ мм}$ .

Прибавки к расчётным толщинам конструктивных элементов:

$$c = c_1 + c_2 + c_3 = 3 \text{ мм}.$$

Плотность воды при гидроиспытаниях (температура 20 °С), [65]:

$$\rho_{\text{вод}} = 998 \text{ кг/м}^3.$$

Ускорение силы тяжести:  $g = 9,8 \text{ м/с}^2$ .

Высота гидравлического столба в аппарате принимаем равной высоте аппарата:

$$H_{\text{гид}} = H = 26,55 \text{ м.}$$

Давление гидравлического столба при гидроиспытаниях [65]:

$$P_{\text{гид}} = \frac{gH_{\text{гид}}\rho_{\text{вод}}}{10^6} = 0,26 \text{ МПа.}$$

Расчётное давление в аппарате при рабочих условиях:

$$P_{\text{рас}} = (P + P_{\text{гид}}) = 2,46 \text{ МПа.}$$

Давление при гидравлических испытаниях:

$$P_{\text{и}} = 1,25P_{\text{рас}} \frac{\sigma_{\text{и20}}}{\sigma_{\text{п}}} = 4,937 \text{ МПа.}$$

Номинальное давление:

$$P_{\text{усл}} = P_{\text{рас}} \frac{\sigma_{\text{и20}}}{\sigma_{\text{д}}} = 3,95 \text{ МПа.}$$

### 3.3.2 Определение скорости пара и диаметра колонны

Средние концентрации жидкости в колонне:

В верхней части:

$$X'_{\text{ср}} = \frac{(X_{\text{F}} + X_{\text{p}})}{2} = \frac{(0,98 + 0,32)}{2} = 0,65.$$

В нижней части:

$$X''_{\text{ср}} = \frac{(X_{\text{F}} + X_{\text{W}})}{2} = \frac{(0,32 + 0,02)}{2} = 0,17.$$

Средние концентрации пара находим по уравнениям рабочих линий:

В верхней части колонны

$$Y'_{\text{ср}} = 0,68 X'_{\text{ср}} + 0,31 = 0,68 \cdot 0,65 + 0,31 = 0,752.$$

В нижней части колонны

$$Y''_{\text{ср}} = 1,86 X''_{\text{ср}} - 0,077 = 1,86 \cdot 0,17 - 0,077 = 0,239;$$

Средние температуры пара определяем по диаграмме  $t, x, y$ , приведенной на рисунке 3.1.

при  $Y'_{cp} = 0,752$ ;  $t'_{cp} = 52^{\circ}\text{C}$

при  $Y''_{cp} = 0,239$ ;  $t''_{cp} = 93^{\circ}\text{C}$

Средние молярные массы пара

$$M'_{cp} = Y'_{cp} M_3 + (1 - Y'_{cp}) M_Г = 0,752 \cdot 30,01 + (1 - 0,752) \cdot 86,17 = 43,94 \text{ кг/моль}$$

$$M''_{cp} = Y''_{cp} M_3 + (1 - Y''_{cp}) M_Г = 0,239 \cdot 30,01 + (1 - 0,239) \cdot 86,17 = 72,74 \text{ кг/моль}$$

Средние плотности пара:

$$\rho_{cp} = \frac{M_{cp} T_0 P}{22,4 T P_0},$$

где  $T$  – средняя температура пара, К ( $T_0=273\text{K}$ );  $P$  – давление в колонне, Па ( $P_0 = 1,033 \cdot 10^5$  Па).

В верхней части колонны:

$$\rho'_{cp} = \frac{43,94 \cdot 273 \cdot 2,6 \cdot 10^6}{22,4 \cdot 325 \cdot 1,033 \cdot 10^5} = 41,47 \text{ кг/м}^3;$$

В нижней части колонны:

$$\rho''_{cp} = \frac{72,74 \cdot 273 \cdot 2,6 \cdot 10^6}{22,4 \cdot 366 \cdot 1,033 \cdot 10^5} = 60,96 \text{ кг/м}^3;$$

Средняя плотность пара в колонне:

$$\rho_{п} = \frac{\rho'_{cp} + \rho''_{cp}}{2} = \frac{41,47 + 60,96}{2} = 51,21 \text{ кг/м}^3.$$

Температура в верхней части колонны при  $X_p - 0,98$  равняется  $10,2^{\circ}\text{C}$ , а в кубовом остатке при  $X_w - 0,02$  равняется  $\approx 106^{\circ}\text{C}$  (по диаграмме  $t - x$ , у рисунок 10). Плотность жидкого этана определяющий при  $10,2^{\circ}\text{C}$   $\rho_{c3} = 460 \text{ кг/м}^3$ , жидкого гексана при  $106^{\circ}\text{C}$   $\rho_{c4} = 540 \text{ кг/м}^3$ .

Принимаем среднюю плотность жидкости:

$$\rho_{ж} = \frac{460 + 540}{2} = 500 \text{ кг/м}^3.$$

Определим скорость пара в колонне по уравнению:



$$\omega = c \sqrt{\frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{п}}}} = 0,082 \sqrt{\frac{500}{51,21}} = 0,25 \text{ м/с.}$$

Принимаем расстояние между тарелками  $h = 700 \text{ мм}$ , коэффициент  $c = 0,082$  [65].

Объемный расход пара при средней температуре в колонне:

$$t_{\text{ср}} = \frac{52 + 93}{2} = 72^\circ\text{C};$$

$$V = \frac{G_{\text{p}}(R + 1) \cdot 22,4 T_{\text{ср}} P_0}{M_{\text{p}} T_0 \cdot 3600 P} = \frac{3056(2,21 + 1) \cdot 22,4 \cdot 345 \cdot 1,033}{31,13 \cdot 273 \cdot 3600 \cdot 2,6} = 0,984 \text{ м}^3/\text{с},$$

Где  $M_{\text{p}}$  – мольная масса дистиллята

$$M_{\text{p}} = 0,98 \cdot 30,01 + (1 - 0,98) \cdot 86,17 = 31,13 \text{ кг/кмоль.}$$

Диаметр колонны:

$$D = \sqrt{\frac{V}{0,785 \omega}} = \sqrt{\frac{0,984}{0,785 \cdot 0,25}} = 2,24 \text{ м.}$$

Принимаем диаметр колонны, берем  $D = 1,2 \text{ м}$ . Тогда скорость пара колонне будет:

$$\omega = \frac{V}{0,785 D^2} = \frac{0,984}{0,785 \cdot 1,2^2} = 0,87 \text{ м/с.}$$

### 3.3.3 Определение высоты ректификационной колонны и числа тарелок

Находим число ступеней изменения концентраций  $n_{\text{T}}$  из диаграммы  $y-x$  на рисунке 3.1 при помощи нанесения рабочих линий верхней и нижней части колонны. В верхней части колонны  $n'_{\text{T}} = 9$ , в нижней части колонны  $n''_{\text{T}} = 6$ , всего 15 ступеней. Число тарелок рассчитываем по уравнению  $n = \frac{n_{\text{T}}}{\eta}$ .

Находим коэффициент относительной летучести разделяемых компонентов  $\alpha = \frac{P_{\text{п}}}{P_{\text{б}}}$  и динамический коэффициент вязкости исходной смеси при средней температуре в колонне  $72^\circ\text{C}$  для дальнейшего определения среднего КПД тарелок  $\eta$ .

Давление насыщенного пара этана при  $72^\circ\text{C}$

$$P_{\text{э}} = 59,19 \text{ кгс/см}^2$$

$$\alpha = 59,19/14,1=4,19$$

Динамический коэффициент вязкости при 72°С

$$\text{этана} = 0,49 \text{ сП,}$$

$$\text{гексана} = 0,45 \text{ сП.}$$

Для исходной смеси коэффициент динамической вязкости:

$$\mu = 0,44 \text{ сП} = 0,44 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с} .$$

$$\text{Тогда } \alpha\mu = 4,19 \cdot 0,44 = 1,84.$$

Из графика на рисунке 3.1  $\eta = 0,63$ .

Тогда число тарелок:

В верхней части колонны:

$$n_1 = \frac{n'_T}{\eta} = \frac{9}{0,63} = 15.$$

В нижней части колонны:

$$n_2 = \frac{n''_T}{\eta} = \frac{6}{0,63} = 10.$$

Всего тарелок в аппарате  $n = 25$ , с запасом  $n = 27$ , из них в верхней части колонны 16 и в нижней части 11.

Высота тарельчатой части колонны:

$$H_T = (n - 1)h = (27 - 1) \cdot 0,7 = 17,4 \text{ м.}$$

Общее гидравлическое сопротивление всех тарелок:

$$\Delta P = \Delta P_1 n_B + \Delta P_2 n_H = 744 \cdot 15 + 1002 \cdot 10 = 19854 \text{ Па} = 0,20 \text{ кг} \cdot \text{с} / \text{см}^2.$$

### 3.4 Прочностной расчёт

#### 3.4.1 Расчёт обечайки

Определяем толщину всех элементов колонны (обечайки, крышки, днища, конического перехода). Далее проводим проверку на прочность стенок корпуса колонны согласно [2].

Расчётная схема толщины стенки цилиндрической обечайки приведена на рисунке 3.2.

$$D_1 = 1,2 \cdot 10^3 \text{ мм}$$

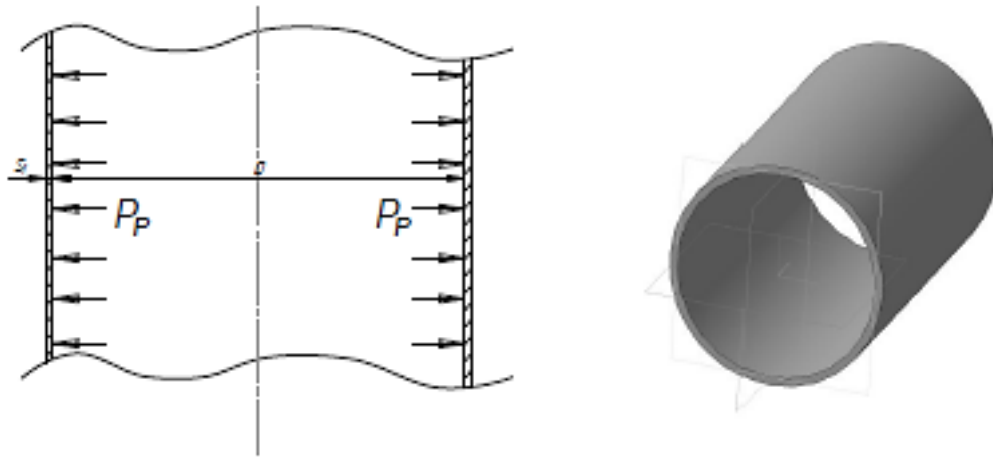


Рисунок 3.2 – Расчётная схема обечайки

При внутреннем избыточном давлении толщина стенки цилиндрической обечайки равна:

$$s_{p1} = \max \left( \left( \frac{P_{рас} \frac{D_1}{2\varphi\sigma_d - P_{рас}}}{D_1} \right), \left( \frac{P_{и} \frac{D_1}{2\varphi\sigma_{и20} - P_{и}}}{D_1} \right) \right) = 10,951 \text{ мм}$$

Исполнительная толщина стенки цилиндрической обечайки:

$$s_{и1} = s_{p1} + c = 13,951 \text{ мм.}$$

Из ряда стандартных толщин принимаем толщину для колонного аппарата:

$$s_1 = 14 \text{ мм.}$$

Проверка условий формул безмоментной теории [2].

$$\text{Проверка 1} = \begin{cases} \text{"Условие формул теории выполняются"} & \text{if } \frac{s_1 - c}{D_1} \leq 0,1 \\ \text{"Условие формул не выполняются"} & \text{if } \frac{s_1 - c}{D_1} > 0,1 \end{cases}$$

Проверка 1 = "Усл. формул теории выполняются"

Допускаемое внутреннее избыточное давление при рабочих условиях:

$$P_{д1} = \frac{2\sigma_d\varphi(s_1 - c)}{D_1 + (s_1 - c)} = 3,088 \text{ МПа.}$$

Допускаемое внутреннее избыточное давление при гидроиспытаниях:

$$P_{и1} = \frac{2\sigma_{и20}\varphi(s_1 - c)}{D_1 + (s_1 - c)} = 4,95 \text{ МПа.}$$

Проверка условия прочности стенок, цилиндрической обечайки от действия внутреннего давления при рабочих условиях [2]:

$$\text{Проверка 2} = \begin{cases} \text{"Условие прочности стенки выполняется"} & \text{if } P_{д1} > P_{рас} \\ \text{"Условие прочности не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Проверка 2 = "Условие прочности стенки выполняется"

Проверка условия прочности стенок, цилиндрической обечайки от действия внутреннего давления при гидроиспытаниях [2]:

$$\text{Проверка 3} = \begin{cases} \text{"Условие прочности стенки выполняется"} & \text{if } P_{и1} > P_{и} \\ \text{"Условие прочности стенки не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Проверка 3 = "Условие прочности стенки выполняется"

### 3.4.2 Расчёт днища и крышки

Крышка эллиптическая приведена на рисунке 3.3.

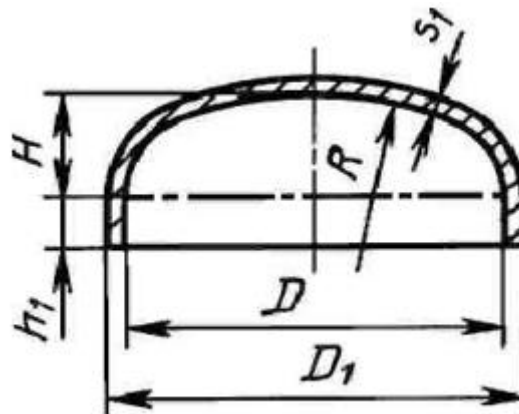


Рисунок 3.3 – Крышка размер эллиптическая

Исполнительную толщину стенки днища

$$S_d = \max \left[ \frac{P_{и} D_1}{2\varphi\sigma_{и20} - 0,5P_{и}}, \frac{P_{рас} D_1}{2\varphi\sigma_{и20} - 0,5P_{рас}} \right] = 10,901.$$

$$S_{д1} = S_d + c = 13,901$$

Принимаем толщину днища и крышки стандартному значению

$$S_{R1} = 14 \text{ мм.}$$

Допускаемое давление в рабочем состоянии

$$P_{д1} = \frac{2\varphi\sigma_d(S_{д1} - c)}{D_1 + 0,5(S_{д1} - c)} = 3,075 \text{ МПа.}$$

При испытаниях

$$P_{d1и} = \frac{2\varphi\sigma_{и20}(S_{д1} - c)}{D_1 + 0,5(S_{д1} - c)} = 4,937 \text{ МПа.}$$

Условия применения расчётных формул

$$Усл\ 1 = \begin{cases} \text{усл1} \leftarrow \text{"условия выполняются"} \text{ if } \frac{S_{д1} - c}{D_1} \leq 0,1 \\ \text{усл1} \leftarrow \text{"условия не выполняются"} \text{ otherwise} \end{cases}$$

Усл1 = "условия выполняются"

Радиус кривизны вершине днища и крышки

$$H_r = 0,25D_1 = 300 \text{ мм;}$$

$$R = \frac{D_1^2}{4H_r} = 1,2 \cdot 10^3.$$

Допускаемое внутреннее избыточное давление для оболочки МПа

$$P_{dr1} = \frac{2\varphi\sigma_d(S_{д1} - c)}{R + 0,5(S_{д1} - c)} = 3,075;$$

$$P_{dри} = \frac{2\varphi\sigma_{и20}(S_{д1} - c)}{R + 0,5(S_{д1} - c)} = 4,937.$$

Длина цилиндрической отбортованной части

$$h_1 = 0,8\sqrt{D_1(S_{д1} - c)} = 91,497 \text{ мм.}$$

Принимаем длину цилиндрической отбортованной части  $h_1 = 100$  мм.

Построение 3D-модели колонны в системе трехмерного моделирования Solidworks производилось с использованием данных, полученных в результате вышеприведенных расчетов. За построением модели следовало добавление модуля Solidworks Simulation.

С помощью консультанта исследований было создано новое исследование, в котором был установлен один из вариантов расчета (Статический), выбран материал исследуемой конструкции (Сталь конструкционная углеродистая 09Г2С) из представленной библиотеки Solidworks (рисунок 3.4), установлены закрепления.

После запуска расчета в программе было произведено разбиение 3D-модели на конечное число элементов и формирование отчета в виде карты результатов.

В Solidworks Simulation проведены статические прочностные исследования на обечайку, днище и крышку (корпус) аппарата при давлении гидравлических испытаний (3.94 МПа). В результате была получена эпюра напряжений по von Mises (рисунок 3.5), эпюра деформаций (рисунок 3.6) и перемещения (рисунок 3.7).

При расчете на прочность корпуса ректификационной колонны было выявлено, что наибольшие напряжения возникают в месте соединения между крышкой и обечайкой, а также днищем и обечайкой, и равны 62,09 МПа по von Mises.

Соответственно в этой точке запас прочности (коэффициент запаса прочности) имеет минимальное значение для всей конструкции (более 1,0), что указывает на то, что в данном месте материал остается прочным и не будет разрушаться при указанных нагрузках.

Опираясь на результаты расчета, можно качественно и количественно оценить напряжения и деформации, сравнить их с допустимыми значениями и сделать вывод о возможности использования детали с указанными геометрическими параметрами и прочностными свойствами.

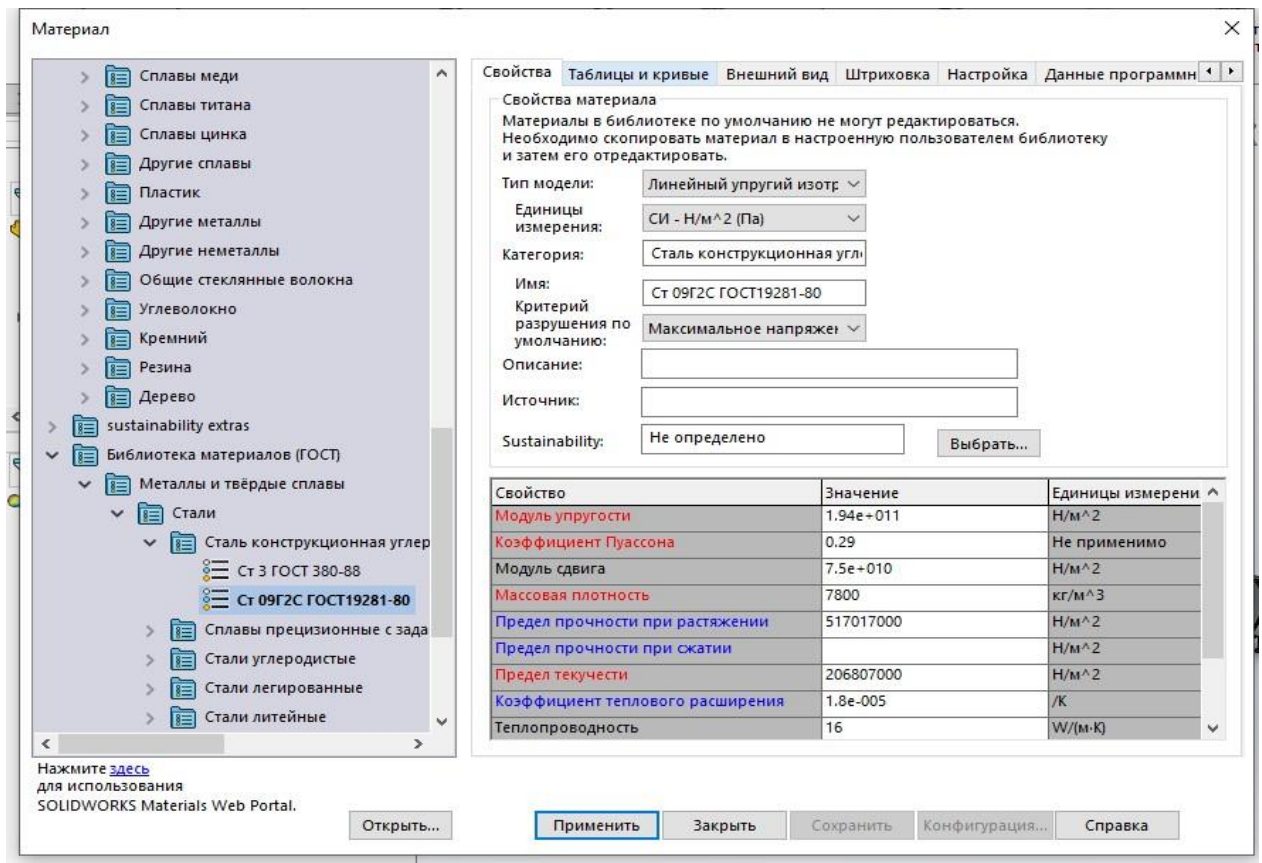


Рисунок 3.4 – Выбор материала для колонны ректификации

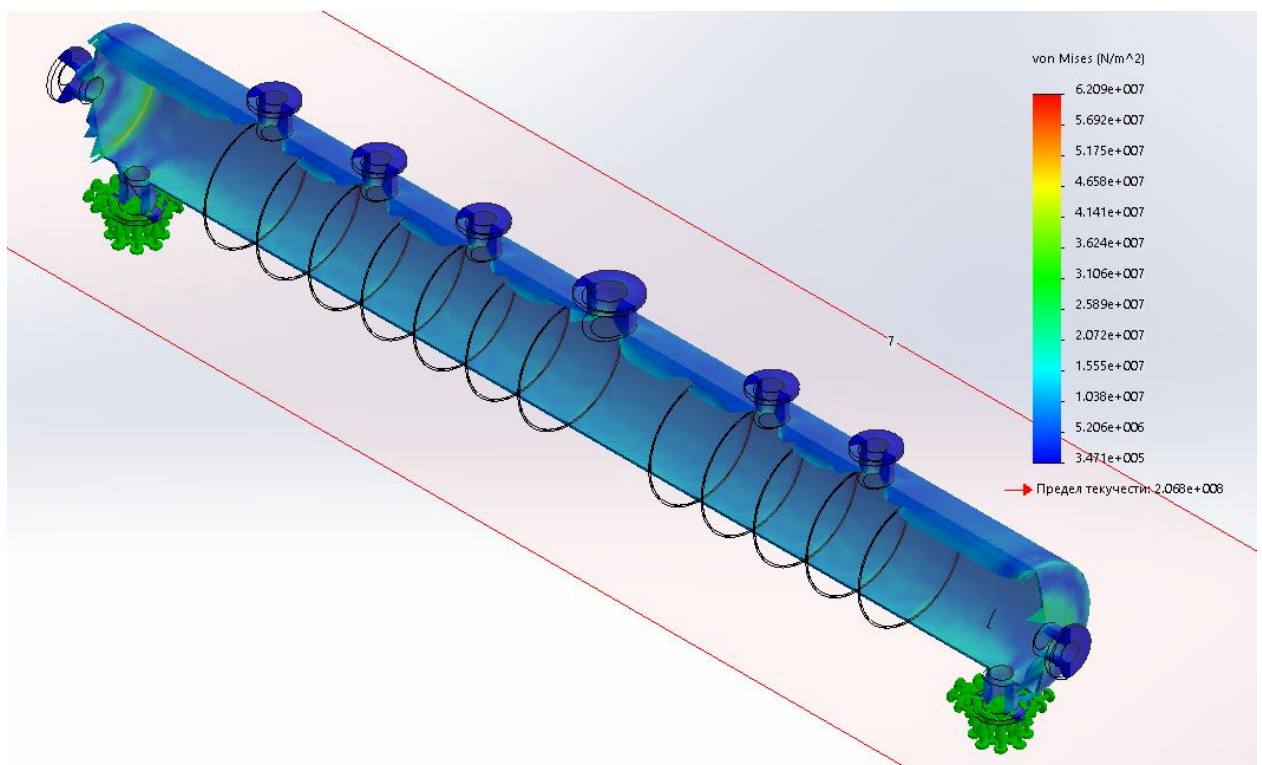


Рисунок 3.5 – Эпюра напряжений по Mises колонны в разрезе

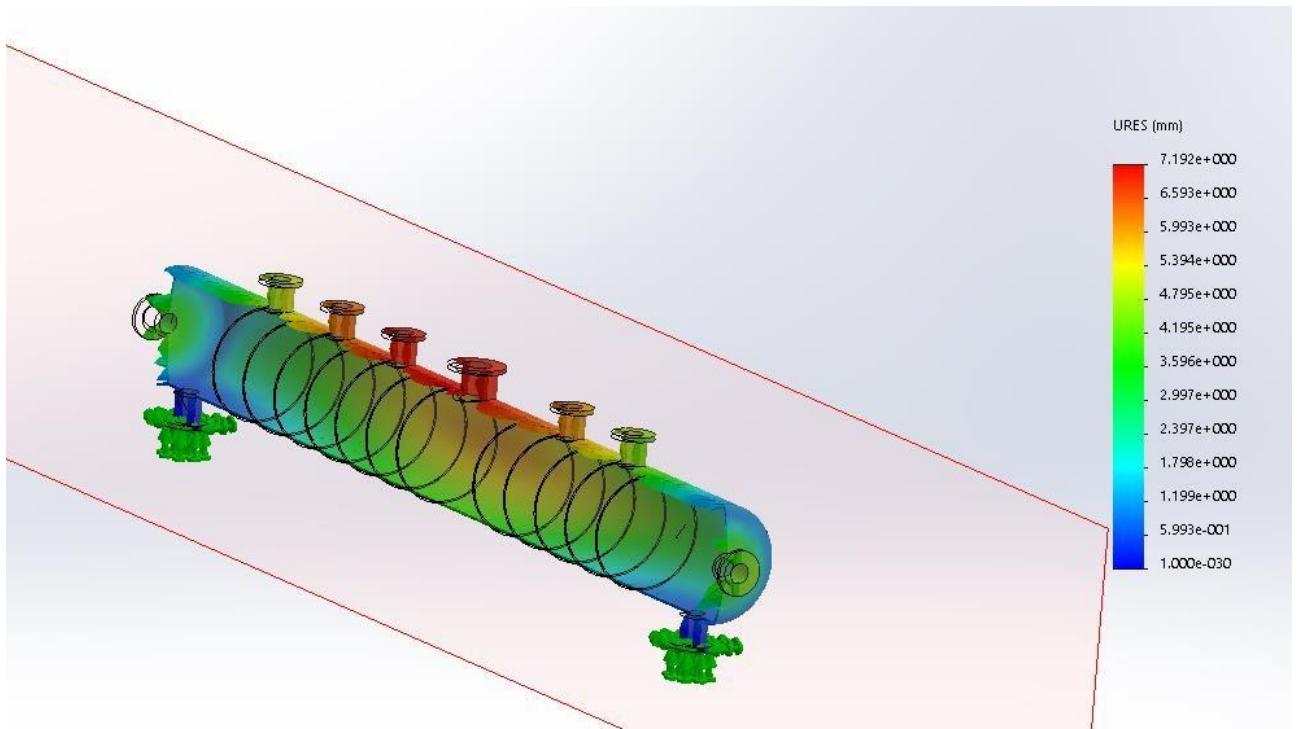


Рисунок 3.6 – Продольный разрез колонны и эпюра перемещения

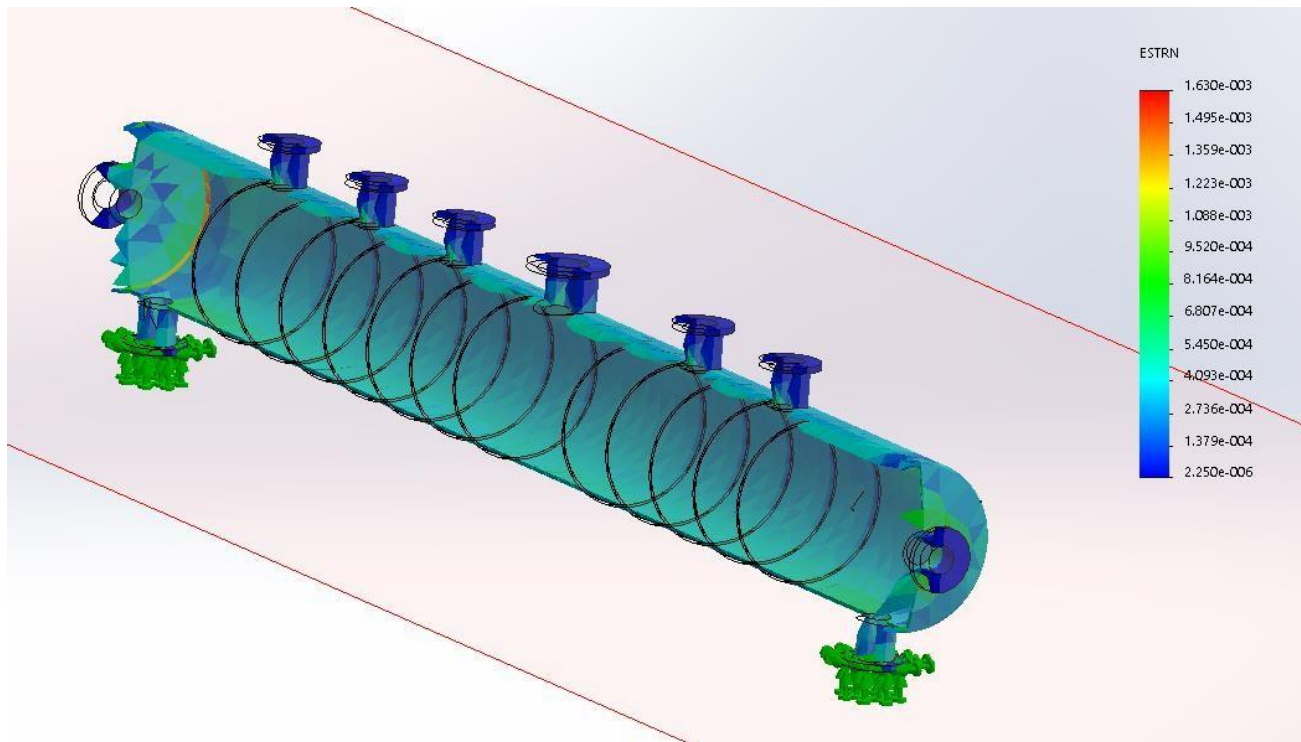


Рисунок 3.7 – Результат деформаций при давлении гидроиспытаний

### 3.4.3 Расчёт клапанной тарелки

Диск тарелки выступает в роли круглой пластины, закрепленной по контуру и нагруженной равномерной распределённой нагрузкой от собственного



веса и веса жидкости. Подбираем тарелку типа ТКП согласно [66]. Материал тарелки: сталь 09Г2С.

Клапанная тарелка приведена на рисунке 3.8.

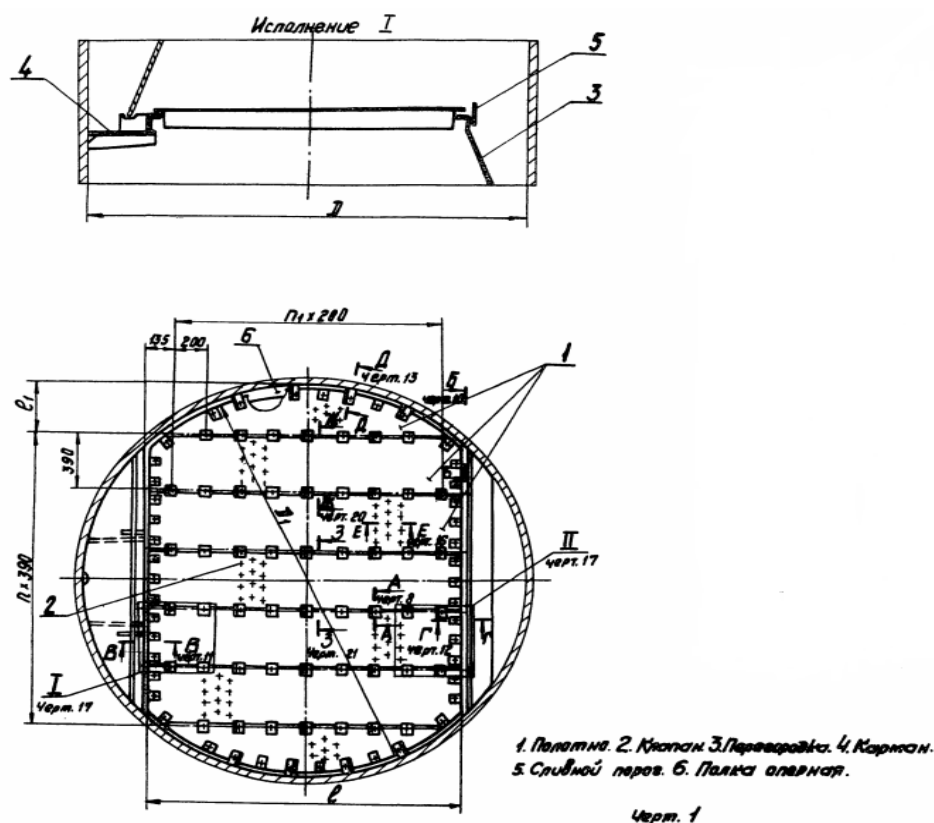


Рисунок 3.8 – Клапанная тарелка

Выбираем толщины тарелки [67]:

Коэффициент, зависящий от способа закрепления стенки:  $K = 0,36$ .

Расстояние между центрами отверстий на тарелке:  $t = 100$  мм.

Наименьшая сторона стенки  $b = 390$  мм.

Предел текучести для материала тарелки в рабочих условиях  $t_{\text{раб}} = 150^\circ\text{C}$ .

$$\tau_{\text{тар}} = \text{Floor} \left[ \text{linterp} \left[ \left( \frac{100}{200} \right), \left( \frac{224}{223} \right), t_{\text{раб}} \right], 0,5 \right] = 223,5 \text{ Па};$$

Запас прочности:  $n_t = 1,1$ .

Поправочный коэффициент, учитывающий условия эксплуатации аппарата:  $\eta_T = 0,9$ .

Допускаемое напряжение на изгиб для материала тарелки:

$$\sigma_{\text{из}} = \frac{\tau_{\text{тар}}}{n_T} \eta_T = 182,864 \text{ МПа}$$

Ускорение силы тяжести:  $g = 9,8$  м/с.

Высота жидкости на тарелке:  $h = 0,06$  м.

Плотность жидкости на тарелке:  $\rho_{\text{жид}} = 188,028$  кг/м<sup>3</sup>.

Масса человека назначаем конструктивно:  $W_0=100$  кг.

Масса тарелки:  $W_T=60$  кг.

Диаметр 1,2 мм.

Давление, действующее на тарелку аппарата:

$$\rho = \frac{4g(W_T + W_0 + \rho_{\text{жид}}h)}{1,2^2\pi 10^6} = 1,485 \cdot 10^{-3} \text{ МПа.}$$

Расчётная толщина тарелки:

$$s_{\text{тар}} = Kb \sqrt{\frac{\rho}{\sigma_{\text{изФ}}}} = 0,4 \text{ мм.}$$

Исполнительная толщина тарелки:

$$s_{\text{итар}} = s_{\text{тар}} + c_{k1} = 1,4 \text{ мм.}$$

где  $c_{k1}=1$  – прибавка на коррозию.

Принимаем толщину тарелки:

$$S_T=2 \text{ мм.}$$

Построение 3D-модели клапанной тарелки в системе трехмерного моделирования Solidworks производилось с использованием данных, полученных в результате вышеприведенных расчетов. За построением модели следовало добавление модуля Solidworks Simulation.

С помощью консультанта исследований было создано новое исследование, в котором был установлен один из вариантов расчета (Статический), выбран материал исследуемой детали (Сталь конструкционная углеродистая 09Г2С), установлены крепления.

После запуска расчета в программе было произведено разбиение 3D-модели на конечное число элементов и формирование отчета в виде карты результатов.

В Solidworks Simulation проведены статические прочностные исследования на тарелку колонны при давлении ( $1,485 \cdot 10^{-3}$  МПа.). В результате была получена эпюра напряжений по von Mises (рисунок 3.9), эпюра деформаций (рисунок 3.10) и перемещения (рисунок 3.11).

При расчете на прочность клапанной тарелки ректификационной колонны было выявлено, что наибольшие напряжения, возникающие в месте соединения перегородки и тарелки, равны 14,78 МПа по von Mises.

Соответственно в этой точке запас прочности (коэффициент запаса прочности) имеет минимальное значение для всей конструкции (более 1,0), что указывает на то, что в данном месте материал остается прочным и не будет разрушаться при указанных нагрузках.

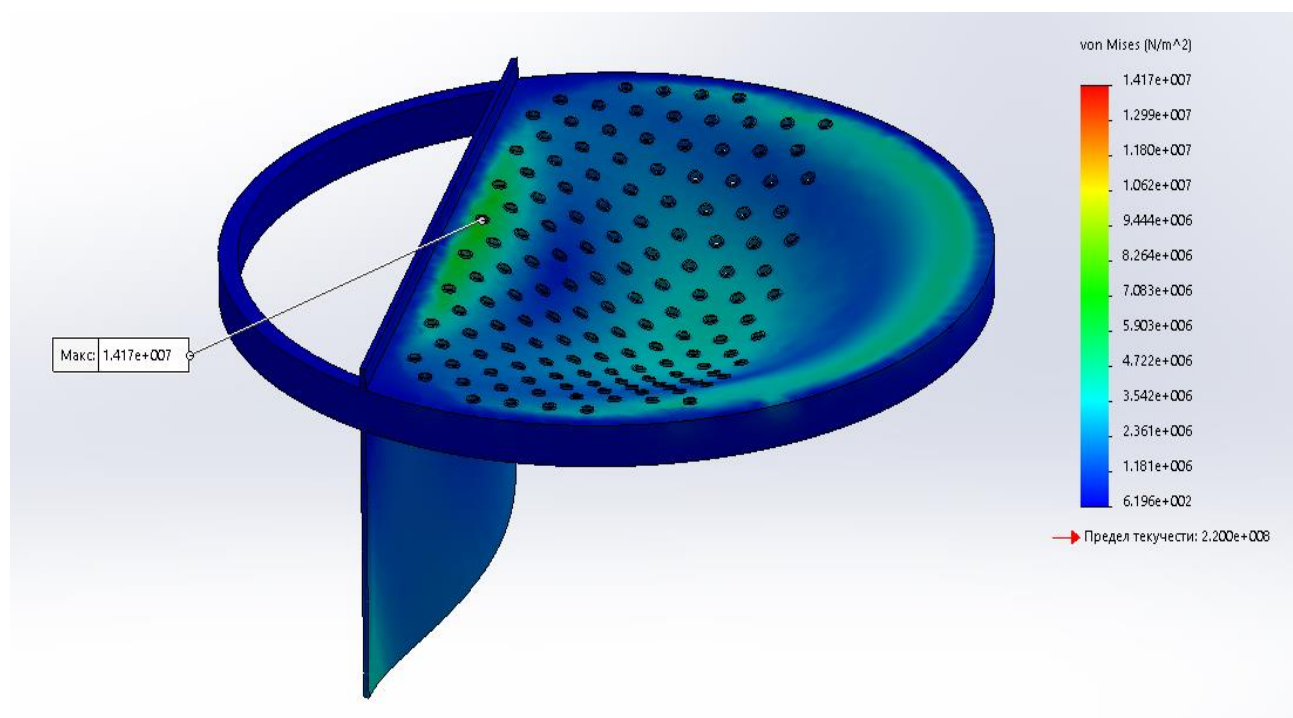


Рисунок 3.9 – Эпюра напряжений и деформированное состояние клапанной тарелки

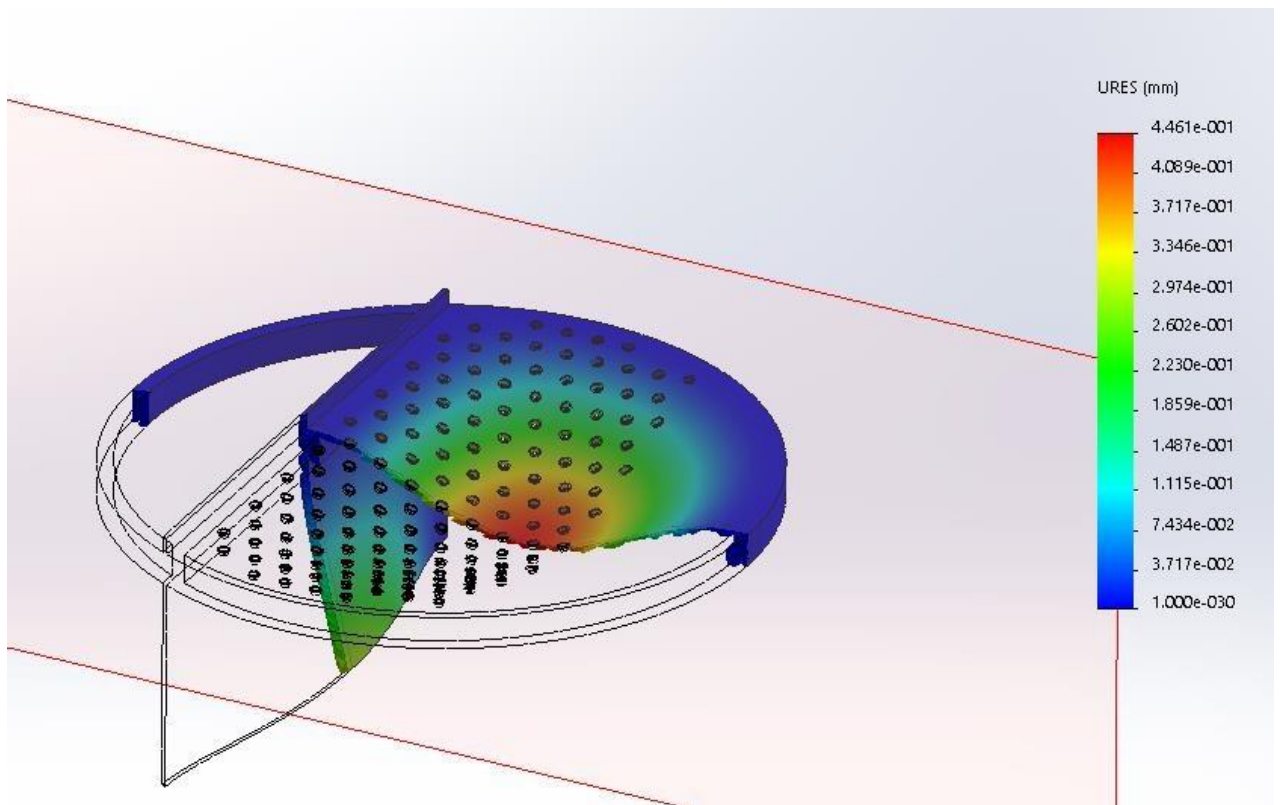


Рисунок 3.10 – Эпюра перемещений и деформированное состояние клапанной тарелки в разрезе

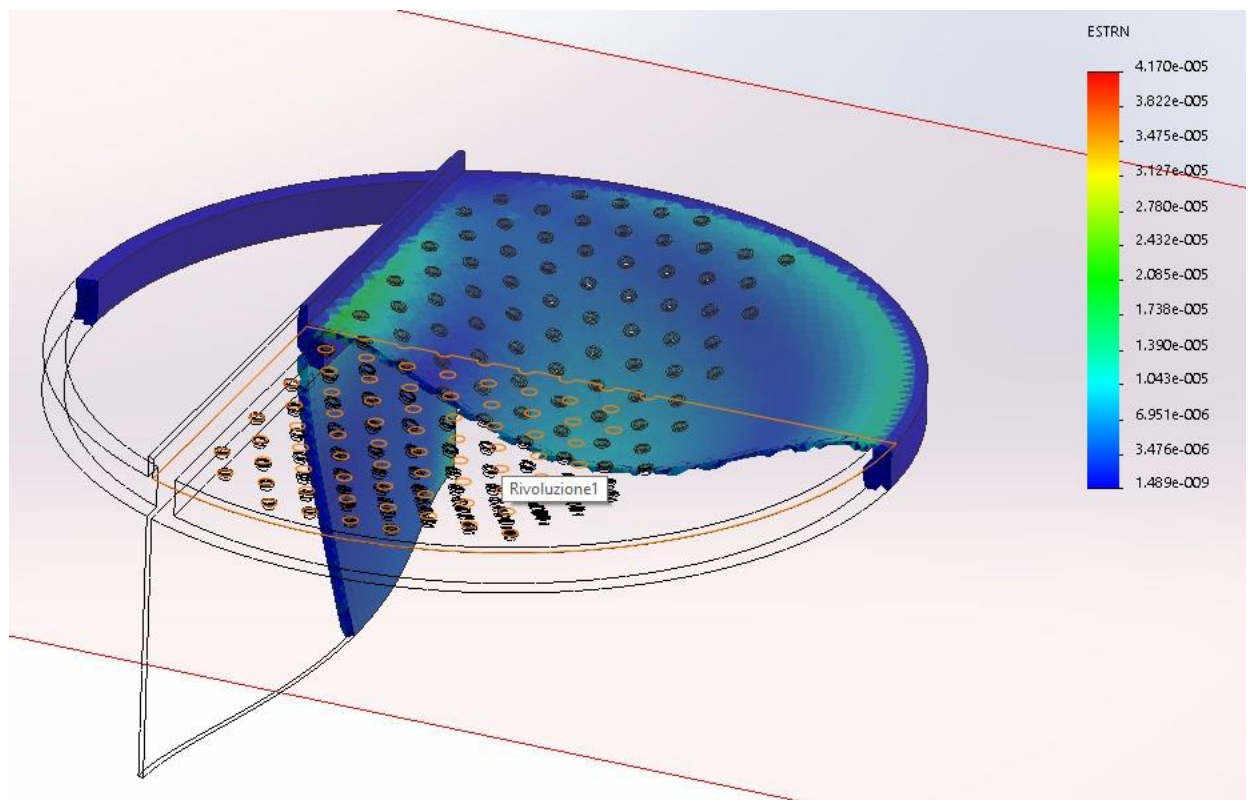


Рисунок 3.11 – Эпюра деформации и разрез клапанной тарелки

### 3.4.4 Расчет ректификационной колонны на ветровую нагрузку

Все расчетные сечения и высоты выбираются в соответствии с расчетной схемой [66]. Количество участков  $h_z=3$ . Высота колонны  $H_k=23,55$  м. Высота опоры  $H_{оп}=3$  м. Разбиваем высоту колонны на участки:  $H_1=5,55$  м,  $H_2=9$  м,  $H_3=9$  м

$$H = H_1 + H_2 + H_3 = 23,55 \text{ м}$$

Высота опоры (конструктивно):  $H_{оп}=3$  м

Высота аппарата:  $H_1=26,55$  м

Ректификационная колонна размещается на улице.

$$\text{схема:} = \begin{cases} \text{"расчетная схема аппарата в виде консольного стержня"} & \text{if } \frac{H_{ап}}{D} \geq 15 \\ \text{"в виде упруго заземленного стержня"} & \text{if } \frac{H_{ап}}{D} < 15 \end{cases}$$

схема = «в виде упругого заземленного стержня»

Условно разбиваем по высоте аппарат на 3 участка.

Высота центров масс разбитых участков от фундамента:

$$X_3 = h_3/2 = 4,5 \text{ м}$$

$$X_3 = h_3 + h_2/2 = 13,5 \text{ м}$$

$$X_3 = h_3 + h_2 + h_1/2 = 22,275 \text{ м}$$

Все аппарата, заполненного жидкостью:

$$M_{ап} = 3,99 \times 10^5 \text{ Н}$$

Вес I участков аппарата:

$$G_1 = 1.06 \times 10^6 \text{ Н}; G_2 = 1.073 \times 10^5 \text{ Н}; G_3 = 1.193 \times 10^6 \text{ Н};$$

$$G_4 = 1.193 \times 10^6 \text{ Н}; G_5 = 1.193 \times 10^6 \text{ Н}; G_6 = 4.889 \times 10^5 \text{ Н}$$

Определение периода собственных колебаний:

Модуль упругости материала:

$$E_{\text{кв}} := \text{Floor} \left[ \text{interp} \left[ \begin{pmatrix} 100 \\ 200 \end{pmatrix}, \begin{pmatrix} 1.94 \cdot 10^5 \\ 1.86 \cdot 10^5 \end{pmatrix}, t_{\text{раб}}, 0.5 \right], 0.5 \right] = 1.9 \times 10^5 \quad \text{МПа}$$

Прибавка к расчетным толщинам конструктивных элементов:

$$C = 0,0049 \text{ м}$$

Момент инерции нижнего и верхнего основного сечения аппарата относительно центра:

$$I_1 := \left( \frac{\pi \cdot D_1^3}{8} \right) \cdot (s_1 - c) = 9.492 \quad \text{м}^4$$

Минимальный и максимальный период собственных колебаний:

$$T := 1.79 \cdot H \cdot \sqrt{\left( \frac{\text{Var}}{g} \right) \cdot \frac{H}{E \cdot I_2}} = 18.087 \quad \text{с}$$

Напор ветра:

$$Q_0 = 350 \text{ Н/м}^2$$

Коэффициент для каждого участка:

$$\Theta_1 := \left( \frac{x_1}{10} \right)^{0.32} = 1.292 \quad \Theta_3 := \left( \frac{x_3}{10} \right)^{0.32} = 0.775$$

$$\Theta_2 := \left( \frac{x_2}{10} \right)^{0.32} = 1.101$$

Нормативное значение статической составляющей ветровой нагрузки на середине i-го участка аппарата:  $K=0.7$

$$q_{1\text{ст}} := q_0 \cdot \Theta_1 \cdot K = 316.569 \quad \text{Н/м}^2$$

$$q_{2\text{ст}} := q_0 \cdot \Theta_2 \cdot K = 269.695 \quad \text{Н/м}^2$$

$$q_{3\text{ст}} := q_0 \cdot \Theta_3 \cdot K = 189.755 \quad \text{Н/м}^2$$

Толщина стенки аппарата, в месте соприкосновения с опорой:

$$S_2 = S_{\text{ст}} = 0.014 \text{ м}$$

Наружный диаметр участка:

$$D_{\text{нар1}} := D_1 + 2 \cdot s_{\text{ст}} = 1.228 \text{ м}$$

$$D_{\text{нар2}} := D_1 + 2 \cdot s_{\text{ст}} = 1.228 \text{ м}$$

Статическая составляющая ветровой нагрузки на каждом участке:

$$P_{1\text{ст}} := q_{1\text{ст}} \cdot D_{\text{нар1}} \cdot h_1 = 3.324 \times 10^3 \text{ Н/м}^2$$

$$P_{2\text{ст}} := q_{2\text{ст}} \cdot D_{\text{нар2}} \cdot h_2 = 2.981 \times 10^3 \text{ Н/м}^2$$

$$P_{3\text{ст}} := q_{1\text{ст}} \cdot D_{\text{нар2}} \cdot h_1 = 3.324 \times 10^3 \text{ Н/м}^2$$

$$P_{4\text{ст}} := q_{2\text{ст}} \cdot D_{\text{нар2}} \cdot h_2 = 2.981 \times 10^3 \text{ Н/м}^2$$

$$P_{5\text{ст}} := q_{1\text{ст}} \cdot D_{\text{нар2}} \cdot h_1 = 3.324 \times 10^3 \text{ Н/м}^2$$

$$P_{6\text{ст}} := q_{2\text{ст}} \cdot D_{\text{нар2}} \cdot h_2 = 2.981 \times 10^3 \text{ Н/м}^2$$

Коэффициент динамичности при минимальном и максимальном периоде собственного колебания:

$$\varepsilon_1 := T \cdot \frac{\sqrt{q_0}}{790} = 0.428$$

$$\xi_1 := 1.1 + \sqrt{15.5 \cdot \varepsilon} = 3.677$$

Коэффициент пульсаций ветрового напора:

$$m_1 := 0.76 \cdot \left(\frac{x_1}{10}\right)^{-0.15} = 0.674 \quad m_3 := 0.76 \cdot \left(\frac{x_3}{10}\right)^{-0.15} = 0.857$$

$$m_2 := 0.76 \cdot \left(\frac{x_2}{10}\right)^{-0.15} = 0.727$$

Коэффициент увеличения скорости напора:

При максимальной и минимальной силе тяжести аппарата:

$$\beta_1 := 1 + \xi_2 \cdot m_1 = 3.478 \quad \beta_3 := 1 + \xi_2 \cdot m_3 = 4.15$$

$$\beta_2 := 1 + \xi_2 \cdot m_2 = 3.671$$

Сила от ветровой нагрузки, действующая на каждый участок аппарата:

$$P_1 := 0.6 \cdot \beta_1 \cdot D_1 \cdot q_{1\text{ст}} \cdot x_1 = 1.766 \times 10^4 \quad \text{Н}$$

$$P_2 := 0.6 \cdot \beta_2 \cdot D_1 \cdot q_{2\text{ст}} \cdot x_2 = 9.624 \times 10^3 \quad \text{Н}$$

$$P_3 := 0.6 \cdot \beta_3 \cdot D_1 \cdot q_{3\text{ст}} \cdot x_3 = 2.551 \times 10^3 \quad \text{Н}$$

Изгибающий момент от ветровой нагрузки на аппарат относительно основания:

$$M_{B1} := P_1 \cdot x_1 = 3.933 \times 10^5 \quad \text{Н} \cdot \text{м}$$

$$M_{B2} := P_2 \cdot x_2 = 1.299 \times 10^5 \quad \text{Н} \cdot \text{м}$$

$$M_{B3} := P_3 \cdot x_3 = 1.148 \times 10^4 \quad \text{Н} \cdot \text{м}$$

$$M_{B\_max} := M_{B1} + M_{B2} + M_{B3} = 5.347 \times 10^5 \quad \text{Н} \cdot \text{м}$$

Согласно вышеприведённым расчетным данным, в модуле программы SOLIDWORKS (Simulation) смоделированы процессы ветровой нагрузки. Показаны направления потоков ветра и места воздействия с упрощённой ректификационной колонной.

Колонна, в том числе элементы опорного узла, выполнена из листовой стали 09Г2С. Это низколегированная сталь, предназначенная для различных деталей и сварных металлических конструкций.

Колонна закреплена снизу неподвижной фиксацией. Как видно из рисунка 3.12 модуль вектора перемещений возрастает от основания до верхней крышки. Распределение вектора перемещений качественно согласуется с решением задачи о защемленной с одного края балке.

Согласно результатам моделирования, максимальное значение напряжения наблюдается в месте у основания колонны на стыке с опорной «юбкой» и составляет 2,533 МПа von Mises. Соответственно в этой точке запас прочности (коэффициент запаса прочности) имеет минимальное значение для всей конструкции (более 1,0), что указывает на то, что в данном месте материал остается прочным и не будет разрушаться при указанных нагрузках.



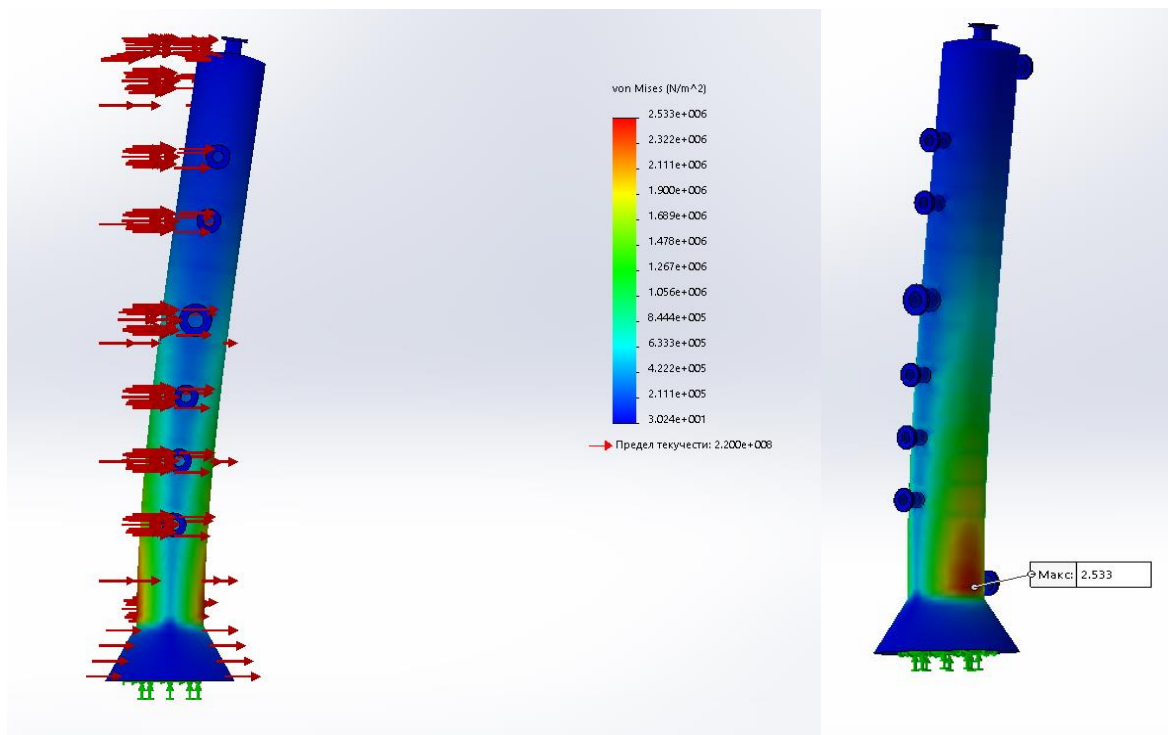


Рисунок 3.12 – Ветровая нагрузка на колонну

### 3.5 Гидравлический расчет клапанной ректификационной колонны

Размеры клапанной тарелки принимаем следующими: высота перегородки  $h_n$  — 60мм, диаметр клапанных отверстий  $d_3=50$  мм., свободное сечение тарелки от общей площади — 8 %. Коэффициент полезного действия клапанной тарелки равен 0,63. Площадь переливных стаканов занимает 20% от общей площади.

Рассчитываем гидравлическое сопротивление тарелки в верхней и нижней «частях» колонны по уравнению:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{сух}} + \Delta P_{\sigma} + \Delta P_{\text{пж}};$$

Верхняя часть колонны. Гидравлическое сопротивление сухой тарелки:

$$\Delta P_{\text{сух}} = \frac{\xi \omega_0^2 \rho_{\text{п}}}{2} = \frac{3,6 \cdot 3,62^2 \cdot 51,21}{2} = 677 \text{ Па},$$

где  $\xi=3,6$  — коэффициент сопротивления неоросаемых тарелок;  $\omega_0 =$

$$\frac{\omega}{0,08} = \frac{0,29}{0,08} = 3,62 \text{ м/с} - \text{ скорость пара в отверстиях тарелок};$$

Сопротивление, обусловленное силами поверхностного натяжения:

$$\Delta P_{\sigma} = \frac{4\sigma}{d_3} = \frac{4 \cdot 4,2 \cdot 10^{-3}}{0,005} = 3,36 \text{ Па},$$

где  $\sigma = 4,2 \cdot 10^{-3} \text{ Н/м}$  – поверхностное натяжение жидкости при средней температуре в верхней части колонны  $72^\circ\text{С}$ .

Сопротивление парожидкостного слоя на тарелке определяем по уравнению:

$$\Delta P_{\text{пж}} = 1,3h_{\text{пж}}\rho_{\text{пж}}gk;$$

Высота частью парожидкостного слоя:

$$h_{\text{пж}} = h_{\text{п}} + \Delta h;$$

$$\Delta h = \left( \frac{V_{\text{ж}}}{1,85\Pi k} \right)^{2/3},$$

где  $V_{\text{ж}}$  – объемный расход жидкости,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $k = \frac{\rho_{\text{пж}}}{\rho_{\text{ж}}}$  – относительная плотность парожидкостного слоя к плотности жидкости;  $\Delta h$  – высота слоя над сливной перегородкой;  $\Pi$  – периметр сливной перегородки,  $\text{м}^3$ ;  $k = 0,5$

В верхней части колонны расход жидкости равен:

$$V_{\text{ж}} = \frac{G_{\text{р}} R M_{\text{ср}}}{M_{\text{р}} \rho_{\text{ж}}} = \frac{1950 \cdot 2,21 \cdot 34,17}{31,13 \cdot 3600 \cdot 500} = 0,0026 \text{ м}^3/\text{с},$$

где  $M_{\text{ср}} = 0,65 \cdot 30,04 + 0,17 \cdot 86,17 = 34,17 \text{ кг/кмоль}$  – средняя молярная масса жидкости.

Периметр переливных стаканов:

$$\Pi = 2\pi d_{\text{ст}} = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,2 = 1,26;$$

$$\Delta h = \left( \frac{0,0026}{1,85 \cdot 1,26 \cdot 0,5} \right)^{2/3} = 0,005 \text{ м.}$$

Высота парожидкостного слоя на тарелке:

$$h_{\text{пж}} = 0,06 + 0,005 = 0,065 \text{ м.}$$

Сопротивление парожидкостного слоя:

$$\Delta P_{\text{пж}} = 1,3 \cdot 0,065 \cdot 250 \cdot 9,81 \cdot 0,5 = 103,6 \text{ Па.}$$

Общее гидравлическое сопротивление тарелки в верхней части колонны:

$$\Delta P' = 667 + 3,36 + 103,6 = 774 \text{ Па.}$$

Расчет проводим аналогично расчету верхней части колонны:

$$M_{\text{ср}} = 0,17 \cdot 30,04 + (1 - 0,17) \cdot 86,17 = 76,62 \text{ кг/кмоль};$$

$$V_{\text{ж}} = \left( \frac{1950 \cdot 2,21}{31,13} + \frac{25061}{68,21} \right) \cdot \frac{76,62}{3600 \cdot 500} = 0,021 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\Delta h = \left( \frac{0,021}{1,85 \cdot 8,8 \cdot 0,5} \right)^{2/3} = 0,019 \text{ м};$$

$$h_{\text{пж}} = 0,06 + 0,019 = 0,079 \text{ м};$$

$$\Delta P_{\text{пж}} = 1,3 \cdot 0,079 \cdot 0,5 \cdot 250 \cdot 9,81 = 125 \text{ Па.}$$

Общее гидравлическое  $h = 0,1\text{м}$  необходимое для нормальной работы сопротивление тарелки в нижней части колонны:

Проверим, соблюдается ли расстояние между тарелками условие:

$$\Delta P'' = 869 + 6,96 + 126 = 1002 \text{ Па.}$$

$$h > 1,8 \frac{\Delta P}{\rho_{\text{ж}} g} .$$

Для тарелок нижней части колонны, у которых гидравлическое сопротивление  $\Delta P$  больше, чем у тарелок верхней части.

$$\frac{1,8 \cdot \Delta P''}{\rho_{\text{ж}} g} = \frac{1,8 \cdot 1002}{500 \cdot 9,81} = 0,49 \text{ м.}$$

Условие указанное выше соблюдается.

Рассчитаем минимальную скорость пара в отверстиях  $W_{0\text{min}}$ , достаточную для работы тарелки всеми клапанами.

$$\omega_{0\text{min}} = 0,67 \sqrt{\frac{g \rho_{\text{ж}} h_{\text{пж}}}{\xi \rho_{\text{п}}}} = 0,67 \sqrt{\frac{9,8 \cdot 500 \cdot 0,079}{3,6 \cdot 51,21}} = 1,45 \text{ м/с.}$$

## 4 РАСЧЕТ ТЕПЛООБМЕННОГО АППАРАТА

### 4.1 Тепловой расчет

Теплообменный аппарат рассчитывают в два этапа:

1. Предварительный
2. Уточненный

Предварительный тепловой расчет заключается в аппроксимации поверхности теплообмена и определении типа стандартного аппарата. В ходе предварительного расчета также определяется значение коэффициента теплопередачи аппарата.

При уточненном расчете тепла выполняется проверка точности принятого коэффициента теплопередачи и указания значения поверхности теплопередачи. Уточненный тепловой расчет выполняется для проверки правильности принятого коэффициента теплопередачи и проверки указанного значения поверхности теплопередачи.

Из основного уравнения теплопередачи

$$F = \frac{Q}{K\Delta t_{cp}}$$

где  $\Delta t_{cp}$  – средний температурный напор, К;  $Q$  – тепловая нагрузка аппарата, Вт;  $K$  – коэффициент теплопередачи, Вт/(м<sup>2</sup>К);  $F$  – площадь теплопередающей поверхности, м.

#### 4.1.1 Определение тепловой нагрузки аппарата и расхода воды

В рассматриваемой работе нагревание нефтяного газа осуществляется в горизонтальном кожухотрубчатом теплообменнике теплотой подготовленной воды, поэтому для теплообменного аппарата будет справедливо следующее уравнение теплового баланса (сохранения энергии)

$$Q = m_1 c_1 (t'_1 - t''_1) \eta = m_2 c_{p2} (t''_2 - t'_2)$$

Где  $C_1$  – теплоемкость горячего теплоносителя (воды) при средней температуре;  $m_1$  – расход горячего теплоносителя (воды), кг/с;  $C_{p2}$  – средняя удельная теплоемкость холодного теплоносителя при средней температуре;  $m_2$  – массовый расход холодного теплоносителя (нефтяного газа), кг/с.

$$t_1 = 0,5 (t'_1 + t''_1);$$

$$t_2 = 0,5 (t'_2 + t''_2);$$

Количество теплоты, подводимое к нефтяному газу

$$Q = 1,8 \cdot 2,01 \cdot (40 - (-30,5)) = 254,44 \text{ кВт.}$$

Средняя температура нефтяного газа

$$t_2 = 0,5 (t'_2 + t''_2) = 0,5 (-30,5 + 40) = 4,75 \text{ }^\circ\text{C}$$

Этому значению температуры соответствует  $c_{p2} = 2,01 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{K)}$ .

Требуемый массовый расход подготовленной воды в теплообменном аппарате находим, используя уравнение теплового баланса (2)

$$m_1 = \frac{Q}{c_1 (t'_1 - t''_1) \xi}$$

Средняя температура подготовленной воды:

$$t_1 = 0,5 (t'_1 + t''_1) = 0,5 (95 + 70) = 82,5 \text{ }^\circ\text{C}$$

Этому значению температуры соответствует:

$$c_1 = 4,197 \text{ кДж / (кг}\cdot\text{K)} .$$

Тогда

$$m_1 = \frac{254,44}{4,197(95 - 70) \cdot 0,97} = 2,5 \text{ кг/с}$$

#### 4.1.2 Расчет температурного режима теплообменника

Составим схему движения теплоносителя для случая противотока, для определения среднего температурного напора – рисунок 4.1.

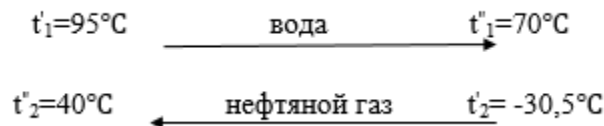


Рисунок 4.1 – Схема движения теплоносителя

$$\Delta t_M = 95 - 40 = 55 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_6 = 70 - (-30,5) = 100,5 \text{ }^\circ\text{C} .$$

Определяем поправочный коэффициент, учитывающий схему движения теплоносителей. Для этого определяем параметры:

$$R = \frac{\Delta t_6}{\Delta t_M} = \frac{100,5}{55} = 1,83;$$

$$P = \frac{\Delta t_m}{t'_1 - t'_2} = \frac{55}{95 - (-30,5)} = 0,44.$$

Тогда для двухкратного перекрестного потока (задаемся), используя график зависимости  $\epsilon_{\Delta t} = f(P;R)$ , находим  $\epsilon_{\Delta t} = 0,93$ .

Средний логарифмический температурный напор в теплообменном аппарате

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_6 - \Delta t_m}{\ln \frac{\Delta t_6}{\Delta t_m}} \epsilon_{\Delta t} = \frac{100,5 - 55}{\ln \frac{100,5}{55}} \cdot 0,93 = 70,2 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Тогда средняя температура стенки трубы

$$t_c = \frac{t_1 - \Delta t_{cp}}{2} = \frac{82,5 - 70,2}{2} = 47,4 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

#### 4.1.3 Выбор конструкции аппарата и материалов для его изготовления

Принимаем  $W_2 = 6,5 \text{ м/с}$ .

Чтобы обеспечить такую скорость нужно рассчитать необходимое число труб в одном ходу аппарата  $n$ :

$$m_2 = \rho_2 \frac{\pi d_1^2}{4} n W_2$$

где  $d$  – внутренний диаметр теплообменных труб,

$$d_1 = d_2 - 2\delta = 0,016 - 2 \cdot 0,002 = 0,012 \text{ м},$$

$W_2$  – средняя скорость движения холодного теплоносителя в трубах аппарата;  $n$  – число труб в одном ходу аппарата, шт;

$$n = \frac{4 m_2}{\pi d_1^2 \rho_2 W_2} = \frac{4 \cdot 1,8}{3,14 \cdot 0,012^2 \cdot 19,51 \cdot 6,5} = 125,5 \text{ шт}$$

Принимаем количество труб в одном ходу  $n=126$  шт.

Необходимо произвести проверочный расчет скорости нефтяного газа в трубах аппарата:

$$w_2 = \frac{4 m_2}{\pi d_1^2 \rho_2 W_2 n z} = \frac{4 \cdot 1,8}{3,14 \cdot 0,012^2 \cdot 19,51 \cdot 126 \cdot 1} = 6,5 \text{ м/с},$$

где  $z=1$  – количество ходов аппарата.

Значение скорости находится в рекомендуемых пределах.

#### 4.1.4 Уточненный тепловой расчет

Определим режим движения нефтяного газа в трубках аппарата:

$$Re_2 = \frac{w_2 d_1}{\nu_2} = \frac{6,5 \cdot 0,012}{0,564 \cdot 10^{-6}} = 0,138 \cdot 10^6 > 10^4 - \text{турбулентный.}$$

При турбулентном режиме течения и умеренных числах Прандтля ( $Pr < 80$ ) для расчета процесса теплопередачи в закрытых каналах используется уравнение:

$$Nu_2 = 0,021 Re_2^{0,8} Pr^{0,43} \left( \frac{Pr}{Pr_{cm}} \right)^{0,25},$$

$\left( \frac{Pr}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}$  - коэффициент, учитывающий влияние направления теплового

потока на интенсивность теплоотдачи. Для газов принимают  $\left( \frac{Pr}{Pr_{cm}} \right)^{0,25} \approx 1$ , тогда

$$Nu_2 = 0,021 \cdot (0,138 \cdot 10^6)^{0,8} \cdot 0,67^{0,43} = 68,6$$

$$\alpha_2 = \frac{Nu_2 \lambda_2}{d_1} = \frac{68,6 \cdot 0,033}{0,012} = 188 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Со стороны греющей воды тепловая проводимость рассчитывается по данной формуле:

$$\frac{1}{r_{загр1}} = 5800 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

А со стороны нагреваемого газа

$$\frac{1}{r_{загр2}} = 0$$

Тогда

$$\frac{1}{\sum r_{загр}} = \frac{1}{\frac{1}{5800} + \frac{0,002}{46,5}} = 4642 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

$$\sum r_{ст} = \frac{1}{4642} = 2,15 \cdot 10^{-4} \frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$$

Где  $\sum r_{ct}$  – сумма торических сопротивлений всех слоев, из которых состоит стенка, включая слои загрязнения.

При расчете коэффициента теплоотдачи со стороны греющей воды к трубам в межтрубном пространстве зададим расположение труб в виде гексоугольника, что соответствует шахматному расположению с поперечным шагом труб  $s_1 = 1,3 d_2 = 1,3 \cdot 0,016 = 0,021 \text{ м}$  и продольным шагом  $s = s_2 = s_1 = 0,021 \text{ м}$ .

Задаемся средней скоростью воды в межтрубном пространстве  $w_1 = 1 \text{ м/с}$ , тогда критерий Рейнольдса будет равен:

$$Re_1 = \frac{w_1 d_2}{\nu_1} = \frac{1 \cdot 0,016}{0,355 \cdot 10^{-6}} = 45070 > 10^4$$

Следовательно, режим движения воды в межтрубном пространстве турбулентный.

Уравнение для движения воды, омывающей шахматный пучок гладких труб при  $Re_1 = 45070$  и  $s_1 / s_2 = 0,021 / 0,021 = 1 < 2$  имеет вид

$$\begin{aligned} Nu_1 &= 0,35 Re_1^{0,6} Pr_1^{0,36} \left( \frac{Pr}{Pr_c} \right)^{0,25} \left( \frac{s_1}{s_2} \right)^{0,2} = \\ &= 0,35 \cdot 45070^{0,6} \cdot 2,15^{0,36} \cdot \left( \frac{2,15}{3,77} \right)^{0,25} \cdot 1^{0,2} = 256,3. \end{aligned}$$

Средний коэффициент теплоотдачи от воды к стенке трубы

$$\alpha_1 = \frac{Nu_1 \lambda_1}{d_2} = \frac{256,3 \cdot 0,676}{0,016} = 10828 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Если теплообменная трубка тонкостенная ( $d_{\text{вн}} > d_{\text{н}}$ ), то для расчета коэффициента теплопередачи применяем формулу для плоской стенки

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \sum r_{cm} + \frac{1}{\alpha_2}}$$



где  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$ ;  $\sum r_{\text{см}}$  - сумма термических сопротивлений;  $\alpha_1, \alpha_2$  - коэффициенты теплопередачи со стороны подготовленной воды и нефтяного газа.

$$K = \frac{1}{\frac{1}{10828} + 2,15 \cdot 10^{-4} + \frac{1}{188}} = 177,7 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Площадь поверхности теплообмена рассчитаем по формуле:

$$F = \frac{254440}{177,7 \cdot 70,2} = 20,4 \text{ м}^2.$$

Требуемая длина труб в аппарате:

$$l = \frac{F}{\pi d_2 n} = \frac{20,4}{\pi \cdot 0,016 \cdot 126} = 3,22 \text{ м}.$$

Внутренний диаметр кожуха одноходового аппарата:

$$D_B = 1,1 s \sqrt{n} = 1,1 \cdot 0,021 \cdot \sqrt{126} = 0,259 \text{ м}$$

Определяем отношение:

$$l / D_B = 3,22 / 0,259 = 12,4$$

Полученное значение существенно превышает рекомендуемый диапазон для кожухотрубных теплообменных аппаратов  $l / D_B = 4 - 7$  [2].

Следовательно, теплообменный аппарат выполняем двухходовым по трубному пространству ( $z=2$ ). Тогда диаметр аппарата при новом значении количества труб  $n' = z \cdot n = 2 \cdot 126 = 252$  шт. составит

$$D_B = 1,1 s \sqrt{n / \Psi} = 1,1 \cdot 0,021 \cdot \sqrt{252 / 0,75} = 0,4 \text{ м}$$

Где  $\Psi$  - коэффициент заполнения трубной решетки; для многоходовых теплообменных аппаратов  $\Psi = 0,6 - 0,8$  [2].

Требуемая длина труб в двухходовом аппарате с учетом запаса по площади теплообмена в 10% составит

$$l = \frac{1,1 F}{\pi d_2 n'} = \frac{1,1 \cdot 20,4}{\pi \cdot 0,016 \cdot 252} = 1,77 \text{ м}.$$

Принимаем стандартную большую длину трубы  $l = 2\text{ м}$ .

#### 4.1.5 Обозначение теплообменного аппарата

- 1) диаметр кожуха  $D = 400$  мм;
- 2) тип аппарата ТНГ – теплообменник с неподвижными трубными решетками горизонтальный;
- 3) условное давление в трубах – 2,5 МПа и кожухе – 1,6 МПа.
- 4) исполнение по материалу – М1.
- 5) Исполнение по температурному пределу – 0 – обыкновенное.
- 6) Наружный диаметр трубы – 16 мм.
- 7) Состояние поставки наружной трубы – Г – гладкая.
- 8) Длина труб – 2,0 м.
- 9) Схема размещения труб – Ш – по вершинам равносторонних треугольников.
- 10) Число ходов по трубному пространству – 2.

Теплообменник:  $\frac{400\text{ТНГ} - 1,6\text{М1} - 0}{16\text{Г} - 2\text{Ш} - 2}$  гр.

А ТУ 3612-001-60793544.

#### 4.2 Конструктивный расчет

##### 4.2.1 Выбор и расчет конструктивных элементов

При выборе подходящего материала необходимо руководствоваться тех. Документацией. В данной работе мы использовали ГОСТ 15199-79, 15121-79, 15120, ТУ 3612-00160793544, в которых указаны материалы основных деталей в зависимости от группы материального исполнения. Выбор подходящего материала производится исходя из условий эксплуатации в теплообменнике, а именно: температуры, химических свойств теплоносителя, давления и т. д.

Исполнение теплообменного аппарата по материалу – М. Материалы, применяемые для изготовления сборочных единиц теплообменного аппарата:

Кожух, распределительная камера крышки и днища – СтЗсп5 по ГОСТ 14637-79 (группа В);

СтЗсп (СтЗсп5) сталь конструкционная углеродистая обыкновенного качества. Сталь данного типа является одной из самых востребованных в строительстве и промышленности. Отсутствие в сплаве кислорода, и однородная

структура – это факторы, повышающие стойкость к образованию коррозии в агрессивных средах. Эти качества, а также большая пластичность делают данную сталь незаменимой при производстве конструкций, элементов, к которым предъявляются большие требования по жёсткости.

Характеристики стали дают возможность возводить из неё опорные несущие конструкции, каркасы, эксплуатация которых ведётся в сложных условиях.

Трубы – Сталь марки 10 по ГОСТ 8733-87 (группа В);

Сталь 10 – качественная конструкционная углеродистая сталь, используемая для производства пластичных деталей и конструкций.

Сталь марки 10 распространена по причине низкой стоимости и высоких эксплуатационных качеств. Изготавливают детали и элементы из данной стали для их эксплуатации в температурных режимах:  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$  -  $350\text{ }^{\circ}\text{C}$ , при условии больших требований к их пластичности – изделия, отличающиеся большой степенью поверхностной твердости при малой прочности в середине. Необычно широкая сфера использования Ст.10 обусловлена особыми эксплуатационными свойствами и высокими характеристиками. Благодаря высокой пластичности сталь отлично подходит для изготовления штампованных изделий. Это же свойство позволяет использовать данную сталь при производстве элементов трубопроводов, котлов высокого давления, стальных листов с высокой стойкостью к коррозии.

Трубные решетки изготавливаются обычно цельными, вырезкой из листа. Для каждого крепления трубок в трубной решетке ее толщина  $S_{p(\min)}$  должна быть не менее [65]

$$S_{p(\min)} = \frac{d_n}{8} + e,$$

где  $d_n$  – наружный диаметр теплообменных трубок,  $d_n=16$  мм;  $e$  – прибавка для стальных трубных решеток,  $e=5$  мм;

$$S_{p(\min)} = \frac{16}{8} + 5 = 7\text{ мм}$$

В зависимости от диаметра кожуха теплообменного аппарата и условного давления в аппарате выбираем толщину трубной решетки [65]:

$$S_p=37 \text{ мм.}$$

ГОСТ 9929-82 для всех теплообменных аппаратов регламентирует шаг и размещение отверстий в трубных решетках.

При размещении труб по вершинам равносторонних треугольников при наружном диаметре теплообменных трубок и толщине трубной решетки:  $d_n=16$  мм,  $s=21$  мм, определяем шаг по [65].

В соответствии с ТУ3612-001-60793544 размещаем отверстия под трубы в трубных решетках и перегородках.

На рисунке 4.2 показано размещение отверстий в трубных решетках теплообменного аппарата.

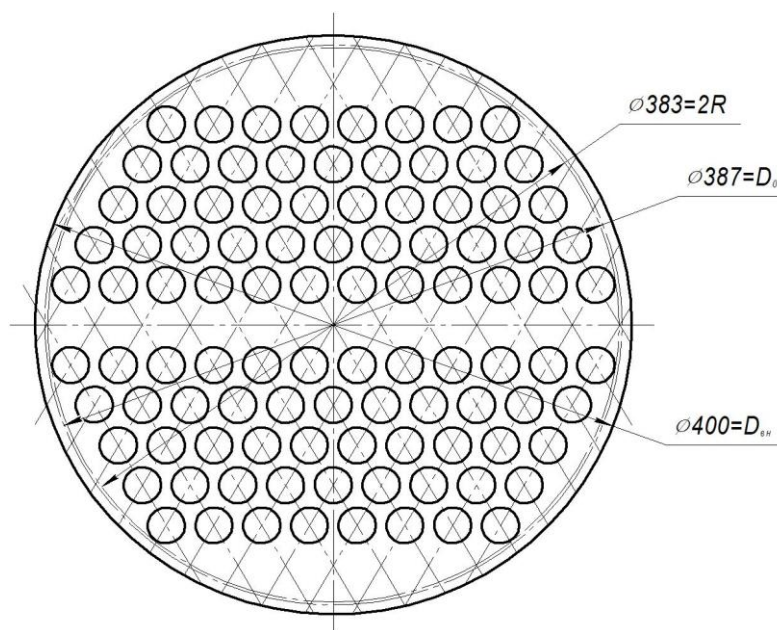


Рисунок 4.2 – Размещение отверстий в трубных решетках

По [1, табл.2.5] определяем число отверстий под трубы в трубной решетке и перегородках по рядам: 1 – 126 шт., 2 – 126 шт., всего труб в решетке – 252 шт.

Под трубы с наружным диаметром 16 мм установлен диаметр 16,3 мм по ТУ 3612-001-60793544. Отверстия в трубных решетках выполняем гладкими.

При размещении труб в трубной решетке особое значение придается их креплению: оно должно соответствовать требованиям прочности и герметичности, а также обеспечивать их быструю и легкую замену.

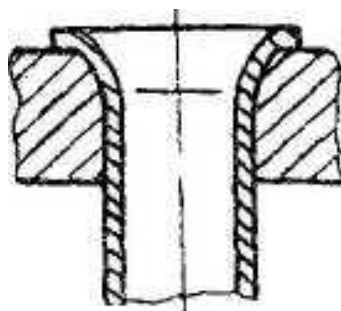


Рисунок 4.3 – Крепление труб в трубной решетке развальцовкой с отбортовкой

С помощью специального инструмента, называемого вальцовкой с раскатными роликами, конец трубы, вставленной с минимальным зазором в отверстие трубной решетки, расширяется изнутри.

Принимаем толщину стенки корпуса  $S = 5$  мм по [65] в соответствии с ГОСТ 26291-94.

Допускаемое напряжение:

$$\sigma_{\text{доп}} = \sigma \cdot \eta = 124 \cdot 0,1 = 12,4 \text{ МПа}$$

$$S = 0,25 \cdot 0,4 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 12,4 - 0,25) = 2,45 \text{ мм.}$$

Толщину кожуха теплообменного аппарата с учетом давления принимаем  $S = 8$  мм.

В целях поддержания расстояния между трубами, применяются внутренние поперечные перегородки с диаметрально чередующимися в них сегментными средами. Конструктивная схема приведена на рисунке 4.4.

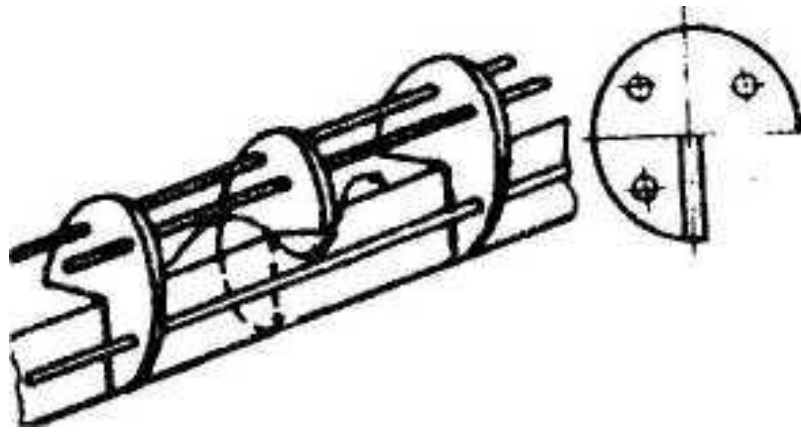


Рисунок 4.4 – Конструктивная схема поперечных перегородок

По ТУ 3612-001-60793544 принимаем диаметр отверстий для труб в перегородках  $d = 19$  мм.

Номинальный диаметр поперечных перегородок  $D_n = 397$  мм [65].

Исполнительная толщина стенки обечайки

$$s = P_{\text{расч.}} \cdot D_{\text{вн}} (2\varphi\sigma_{\text{доп}} - P_{\text{расч.}}) + c + c_1,$$

где  $D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр аппарата,  $D_{\text{вн}} = 0,4$  м;  $\varphi = 1,0$  по ГОСТ 14249-80 выбираем коэффициент прочности сварного шва;  $P_{\text{расч}}$  – расчетное давление,  $P_{\text{расч.}} = 2,5$  МПа;  $c_1$  – дополнительная прибавка к расчетным величинам, принимается по технологическим монтажным соображениям или для округления размеров.

$$S = 2,5 \cdot 0,4 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 12,4 - 2,5) = 22,3 \text{ мм}$$

Исполнительную толщину стенки обечайки принимаем  $S = 37$  мм.

По [65] принимаем расстояние между перегородками 500 мм.

Стяжки необходимы для придания пучку труб жесткости и дополнительной прочности и к тому же обеспечивают удобство его сборки. Поэтому расположение поперечных перегородок фиксируем несколькими стяжками. Добавляем распорные трубки в промежутках между перегородками.

В зависимости от диаметра теплообменного аппарата принимаем число стяжек [65]: число стяжек – 6, диаметр стяжек – 12 мм.

Для повышения износостойкости трубы, при входе среды в межтрубное пространство аппарата часто устанавливают отбойник, который располагается против входного штуцера. Схема отбойника приведена на рисунке 4.5.

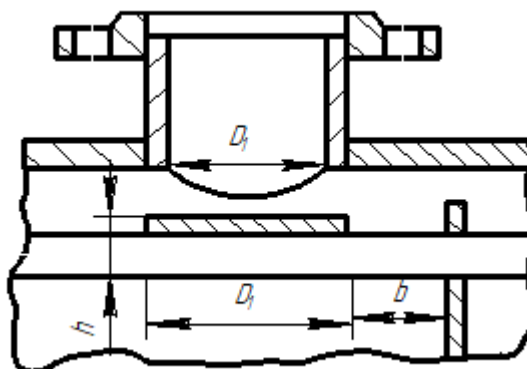


Рисунок 4.5 – Схема размещения отбойника

Отбойник имеет вид круглой пластины. Размеры отбойника должны быть не меньше внутреннего диаметра штуцера  $D$  [65]

$$D = D_1 + (10 \div 20) = 47 + 13 = 60$$

Отбойник не должен создавать излишнее гидравлическое сопротивление, поэтому расстояние от внутренней поверхности корпуса до отбойника должно быть:

$$h \geq 0,2D, \quad h = 0,2 \cdot 60 = 12 \text{ мм} .$$

Для беспрепятственного распределения входящего потока среды расстояние от отбойника до первой перегородки должно быть не меньше 10 мм.

Распределительная камера служит для направления потока рабочей среды по теплообменным трубкам. Для создания нужного числа ходов внутри распределительной камеры устанавливаются перегородки. Для герметизации между узлами соединения перегородок и трубной решетки, в паз трубной решетки укладывают прокладку

По [65] принимаем толщину перегородки равной  $S_{\text{п}}=6$ мм. Принимаем толщину стенки распределительной камеры равной толщине корпуса теплообменного аппарата  $S_{\text{к}}=5$  мм.

Высота обечайки распределительной камеры зависит от диаметра фланцев штуцеров распределительной камеры и рассчитывается согласно формуле [65]

$$H = D_{\phi} + (1...3)h$$

где  $D_{\phi}$  – диаметр фланца штуцера распределительной камеры, м;  $H$  – высота фланца штуцера на обечайке распределительной камеры, м.

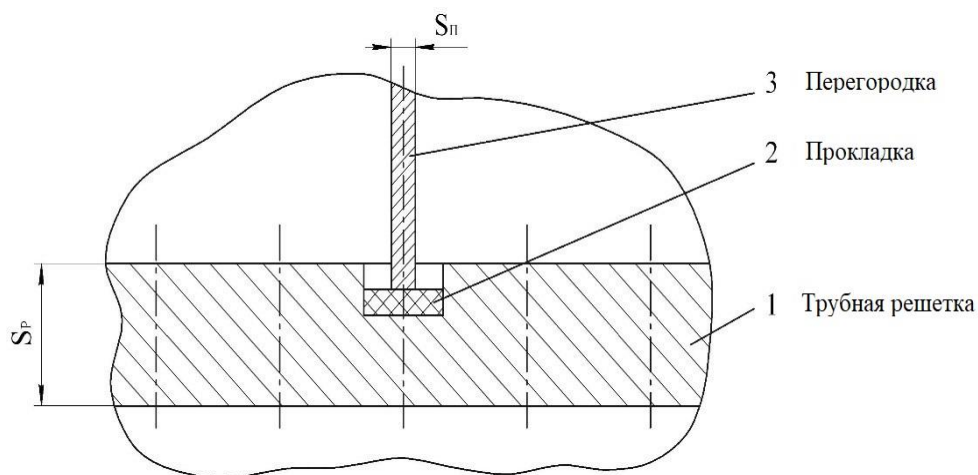


Рисунок 4.6 – Узел соединения перегородки с распределительной камерой с трубной решеткой.

В зависимости от диаметра кожуха выбираем крышки и днища теплообменных аппаратов. Наиболее распространенной формой днищ и крышек является эллиптическая форма с отбортовкой на цилиндр. На рисунке 4.7 представлено днище цилиндрическое отбортованное.

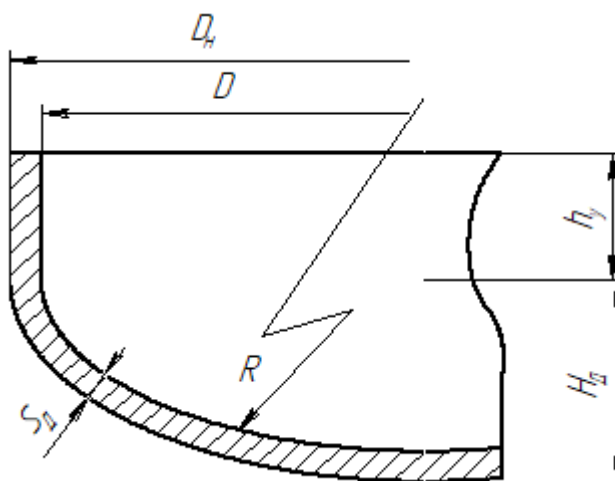


Рисунок 4.7 – Днище цилиндрическое отбортованное



Выбираем размеры днища эллиптического отбортованного стального диаметром 400 мм по [64]:  $S_d = 8$  мм,  $H_d = 100$  мм,  $h_y = 25$  .

Днище 400x8 ГОСТ 6533-78.

Для дальнейших прочностных расчетов в программах использующих метод конечных элементов была построена 3D-модель теплообменного аппарата. Построение 3D-модели колонны в системе трехмерного моделирования ANSYS производилось с использованием данных, полученных в результате вышеприведенных расчетов.

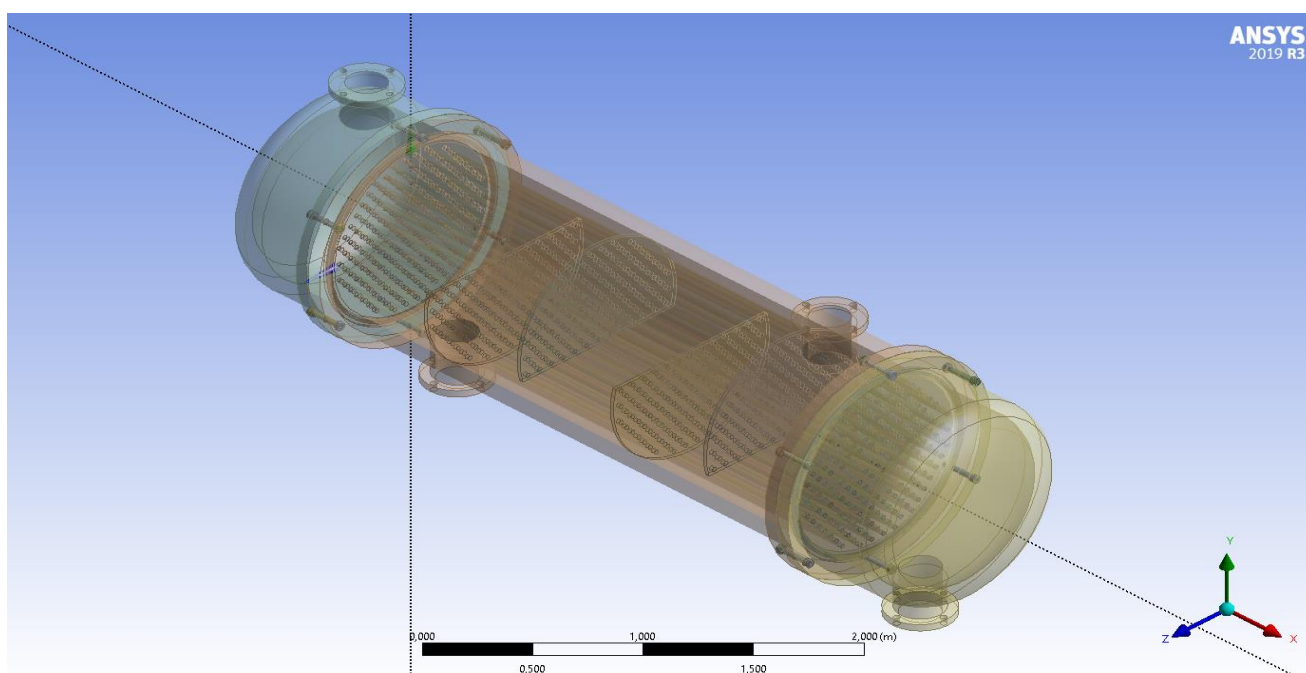


Рисунок 4.8 – 3D-модель кожуха-трубчатого теплообменного аппарата

### 4.3 Гидравлический расчет теплообменного аппарата

Спад давления горячего и холодного теплоносителей в теплообменном аппарате рассчитаем по формулам, представленным ниже:

Падение давления в трубном пространстве:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{п.тр}} + \Delta P_{\text{м.с.}} + \Delta P_{\text{нив}} + \Delta P_{\text{уск}}$$

где  $\Delta P_{\text{уск}}$  – падение давления, обусловленное ускорением потока теплоносителя;  $\Delta P_{\text{нив}}$  – падение давления, обусловленное изменением центра

тяжести потока;  $\Delta P_{п.тр}$  – падение давления, обусловленное потерями на трение;  $\Delta P_{м.с}$  – падение давления, обусловленное местными сопротивлениями.

$$\Delta P_{п.тр} = \lambda \frac{1n_x \rho_2 w_2^2}{d_1 2}, n=2$$

$Re=0,138 \cdot 10^6 > 2300$ , следовательно коэффициент гидравлического трения:

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \cdot \lg Re - 1,64)^2} = \frac{1}{(1,82 \cdot \lg(0,138 \cdot 10^6) - 1,64)^2} = 0,0168;$$

$$\Delta P_{п.тр} = 0,0168 \cdot \frac{2 \cdot 2}{12 \cdot 10^{-3}} \frac{19,51 \cdot 6,5^2}{2} = 2308 \text{ Па};$$

$$\Delta P_{м.с.} = (\xi_{вх} + \xi_{вых} + \xi_n(n_x - 1)) \frac{\rho_2 w_2^2}{2}, n=2$$

где  $\xi_{вх} = \xi_{вых} = 1$  – коэффициенты местных сопротивлений на входе и выходе из трубного пространства;  $\xi_n = 2,5$  – коэффициент местных сопротивлений в промежуточной камере при переходе потока из одной секции трубного пространства в другое (поворот потока на  $180^\circ$ ).

$$\Delta P_{м.с.} = [1 + 1 + 2,5 \cdot (2 - 1)] \frac{19,51 \cdot 6,5^2}{2} = 2885 \text{ Па.}$$

При использовании горизонтального теплообменного аппарата  $\Delta P_{нив} = 0$ ;

$\Delta P_{уск} = 0$  – незначительное изменение плотности теплоносителя.

Следовательно:

$$\Delta P_{тр} = 2308 + 2885 = 5193 \text{ Па.}$$

Падение давления в межтрубном пространстве:

$$\Delta P_{мтр} = \Delta P_{п} + \Delta P_{в.п} + \Delta P_{в.к} + \Delta P_{в.м} + \Delta P_{нив} + \Delta P_{уск},$$

где  $\Delta P_{в.м}$  – падение давления на входе и выходе из межтрубного пространства;  $\Delta P_{в.п}$  – падение давления в окнах сегментных перегородок;  $\Delta P_{п}$  – падение давления при поперечном омывании пучка труб между перегородками;  $\Delta P_{в.к}$  – падение давления во входной и выходной секциях межтрубного пространства.

$$\Delta P_{\Pi} = \Delta P_{\text{по}} (N_{\text{пер}} - 1) x_1 x_2$$

где  $\Delta P_{\text{по}}$  – падение давления при обтекании идеального пучка труб поперечным потоком;

$$\Delta P_{\text{по}} = 2z_n b_1 \left( \frac{1,33d_n}{t} \right)^b \text{Re}^{b_2} \rho_{\text{мтр}} \omega_{\text{мтр}}^2,$$

где  $z_n = 15$  – число рядов труб, омываемых поперечным потоком.

При  $\text{Re} = 45070 \rightarrow b_1 = 3,5; b_2 = -0,476; b_3 = 6,59; b_4 = 0,52;$

$$b = \frac{b_3}{1 + 0,14 \cdot \text{Re}^{b_4}} = \frac{6,59}{1 + 0,14 \cdot 45070^{0,52}} = 0,174$$

Шаг труб в трубном пучке  $t = 21 \cdot 10^{-3}$  м.

В итоге

$$\Delta p_{\text{по}} = 2 \cdot 15 \cdot 3,5 \cdot \left( \frac{1,33 \cdot 0,016}{0,021} \right)^{0,174} \cdot 45070^{-0,476} \cdot 945,2 \cdot 1^2 = 606 \text{ Па}$$

Число перегородок  $N_{\text{пер}} = 2$ .

Поправочный коэффициент  $x_1$  – учитывает влияние на падение давления теплоносителя межтрубном пространстве потоков, проходящих в зазорах между трубами, отверстиями в перегородках, между кожухом и перегородками

$$x_1 = e^{-1,33(1+r_2)r_1^{P_1}} = e^{-0,56} = 0,57;$$

$$P_1 = -0,15(r_2 + 1) + 0,8 = 0,6185,$$

где  $r_1 = 0,184; r_2 = 0,21$  – определяющие параметры конструкции.

Поправочный коэффициент  $x_2$  – учитывает байпасные потоки.

$$x_2 = e^{-3,7r_3(1-\sqrt[3]{2r_4})} = e^{-0,407} = 0,6656,$$

где  $r_3 = 0,11; r_4 = 0$ .

В итоге  $\Delta P_{\Pi} = 727 \cdot (2 - 1) \cdot 0,57 \cdot 0,6656 = 276 \text{ Па}$ .

$$\Delta P_{\text{в.п}} = (2 + 0,6 \cdot Z_{\text{в.п}}) \frac{\rho_2 \cdot w_2^2}{2} N_{\text{пер}} \cdot x_1 = (2 + 0,6 \cdot 3) \cdot \frac{945,2 \cdot 1^2}{2} \cdot 2 \cdot 0,57 = 2047 \text{ Па};$$

где  $Z_{\text{вп}}$  – число рядов в вырезе перегородок:  $Z_{\text{вп}} = 3$

$$\Delta P_{в.к} = 2z_n b_1 \left( \frac{1,33d_H}{t} \right)^b \text{Re}^{b_2} \rho_{\text{МТР}} w_{\text{МТР}}^2 \frac{z_n'}{z_n} X_2 X_3,$$

где  $z_n' = z_n + z_{в.п.} = 15 + 3 = 18$  – число рядов труб, пересекаемых перегородкой.

$$X_3 = \left( \frac{l'}{l_{вх}} \right)^{1,8} + \left( \frac{l'}{l_{вых}} \right)^{1,8} = 2 \left( \frac{l'}{l_{вх}} \right)^{1,8} = 2 \cdot \left( \frac{0,5}{0,4} \right)^{1,8} = 3,$$

где  $l' = 0,5$  м – шаг перегородок

$$l_{вх} = l_{вых} = \frac{1}{2} \left( 1 - (N_{пер} - 1) l' \right) = 0,4 \text{ м.}$$

В итоге

$$\Delta P_{в.к} = 2 \cdot 15 \cdot 3,5 \cdot \left( \frac{1,33 \cdot 0,016}{0,021} \right)^{0,174} \cdot 45070^{-0,476} \cdot 945,2 \cdot 1^2 \cdot \frac{18}{15} \cdot 0,6656 \cdot 3 = 1452 \text{ Па};$$

$$\Delta P_{в.м} = \Delta P_{вх} + \Delta P_{вых} = (\xi_{вх} + \xi_{вых}) \frac{\rho_{\text{МТР}} \omega_{\text{МТР}}^2}{2},$$

где  $\xi_{вх} = 1,5$ ;  $\xi_{вых} = 1$  – коэффициенты местных сопротивлений на входе и выходе из межтрубного пространства.

В итоге:

$$\Delta P_{в.м} = \Delta P_{вх} + \Delta P_{вых} = (1,5 + 1,0) \cdot \frac{945,2 \cdot 1^2}{2} = 1181 \text{ Па.}$$

где  $\Delta p_{\text{НИВ}} = 0$  – теплообменный аппарат горизонтальный;

$\Delta p_{\text{УСК}} = 0$  – незначительное изменение плотности теплоносителя.

$$\Delta P_{\text{МТР}} = 276 + 2047 + 1452 + 1181 = 4956 \text{ Па.}$$

## 4.4 Прочностной расчет теплообменного аппарата

### 4.4.1 Расчет обечайки теплообменного аппарата

По ГОСТ 3800-71 при рассчитанной температуре от  $-20$  до  $+200$  °С и максимальном давлении до  $P_m = 3,0$  МПа выбираем и изготавливаем обечайку из углеродистой стали марки ВТЗсп.

Нормативное допускаемое напряжение для материала обечайки корпуса аппарата  $\sigma^* = 140$  МПа.

Напряжение допускаемое для рабочего состояние материала обечайки корпуса аппарата:

$$[\sigma] = \eta_3 \eta \sigma^*,$$

где  $\eta_3 = 1$  – для заготовок из проката;

$\eta_3$  – коэффициент, учитывающий вид заготовки;

$\eta$  – коэффициент, учитывающий работу аппарата со взрыво- и пожароопасными продуктами ( $\eta = 0,8$  – для нефтяного газа);

$$[\sigma] = 1 \cdot 0,8 \cdot 140 = 112 \text{ МПа}.$$

Допускаемое напряжение при гидравлических испытаниях

$$[\sigma]_{\text{и}} = \sigma_{\text{T}20} / 1,1,$$

где  $\sigma_{\text{T}20}$  – минимальное значение предела текучести материала при 20°C

$$\sigma_{\text{T}20} = 210 \text{ МПа}$$

$$[\sigma]_{\text{и}} = 210 / 1,1 = 191 \text{ МПа}.$$

Исполнительная толщина обечайки

$$\delta' = \delta_p + c = p_m D_{\text{вн}} / (2\varphi[\sigma] - p_m) + c,$$

где  $\varphi = 1$  – коэффициент прочности сварного шва для автоматической дуговой электросварки;

$c = 1$  мм – прибавка к расчетной толщине стенки на коррозии;

$$\delta' = 2,5 \cdot 400 / (2 \cdot 1 \cdot 112 - 2,5) + 1 = 5,5 \text{ мм}.$$

Принимаем  $\delta = 8$  мм.

Допускаемое давление в рабочем состоянии

$$[p]_{\text{д}} = 2\varphi[\sigma](\delta - c) / (D_{\text{вн}} + \delta - c)$$

$$[p]_{\text{д}} = 2 \cdot 1 \cdot 112 \cdot (8 - 1) / (400 + 8 - 1) = 3,85 \text{ МПа} > p_m = 2,5 \text{ МПа}.$$

Условие прочности выполняется.

Допускаемое давление при гидравлическом испытании

$$[p]_{\text{и}} = 2\varphi[\sigma]_{\text{и}}(\delta - c) / (D_{\text{вн}} + \delta - c),$$

$$[p]_{\text{и}} = 2 \cdot 1 \cdot 191 \cdot (8 - 1) / (400 + 8 - 1) = 6,57 \text{ МПа} > p_{\text{пр}} = 2,6 \text{ МПа}$$

Условие прочности обечайки выполняется.

Условие применимости формул

$$(\delta - c) / D_{\text{вн}} = (8 - 1) / 400 = 0,0175 \leq 0,1$$

Условие применимости формул выполняется.

Построение 3D-модели обечайки теплообменного аппарата в системе трехмерного моделирования Solidworks производилось с использованием данных, полученных в результате вышеприведенных расчетов. За построением модели следовало добавление модуля Solidworks Simulation.

С помощью консультанта исследований было создано новое исследование, в котором был установлен один из вариантов расчета (Статический), выбран материал исследуемой конструкции (Сталь конструкционная углеродистая обыкновенного качества Ст3сп5 группы В), установлены закрепления. В — с гарантированными механическими свойствами и химическим составом — для ответственных деталей.

После запуска расчета в программе было произведено разбиение 3D-модели на конечное число элементов и формирование отчета в виде карты результатов.

В Solidworks Simulation проведены статические прочностные исследования на обечайку аппарата при давлении гидравлических испытаний (2,6 МПа). В результате была получена эпюра напряжений по von Mises (рисунок 4.9), эпюра деформаций и перемещения.

При расчете на прочность обечайки теплообменного аппарата было выявлено, что наибольшие напряжения возникают в месте соединения штуцера и обечайки, и равны 61,37 МПа по von Mises.

Соответственно в этой точке запас прочности (коэффициент запаса прочности) имеет минимальное значение для всей конструкции (более 1,0), что указывает на то, что в данном месте материал остается прочным и не будет разрушаться при указанных нагрузках.

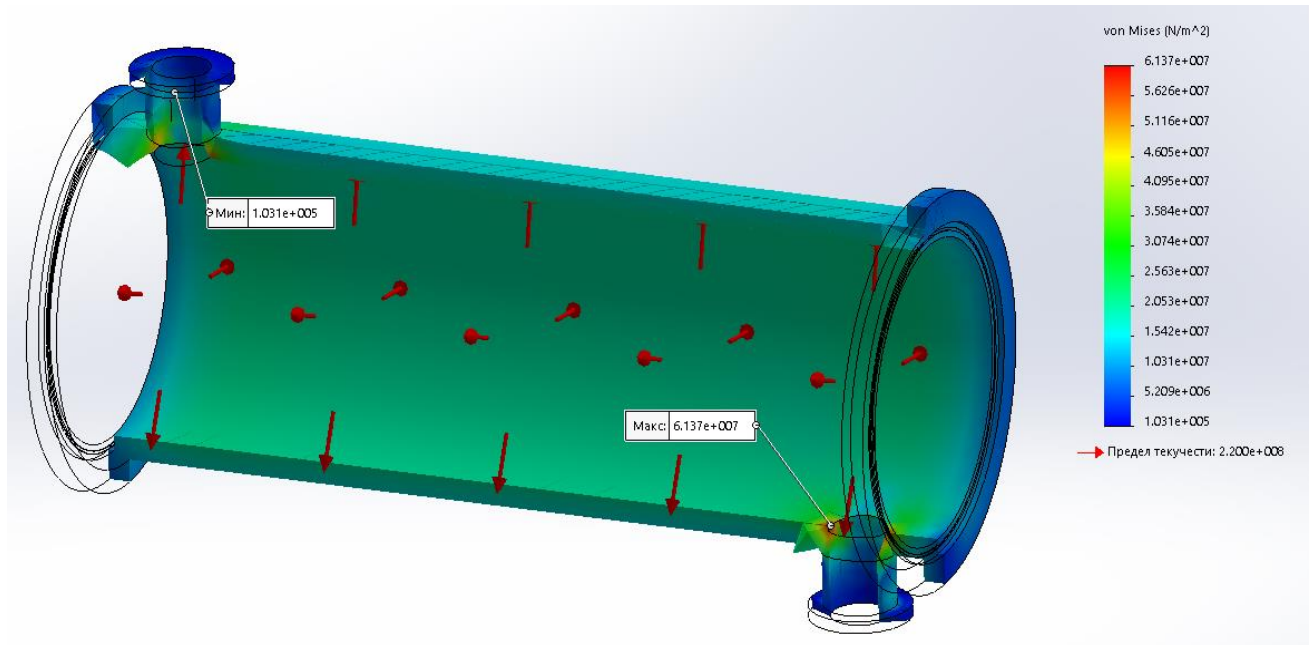


Рисунок 4.9 – Эпюра напряжений обечайки теплообменного аппарата

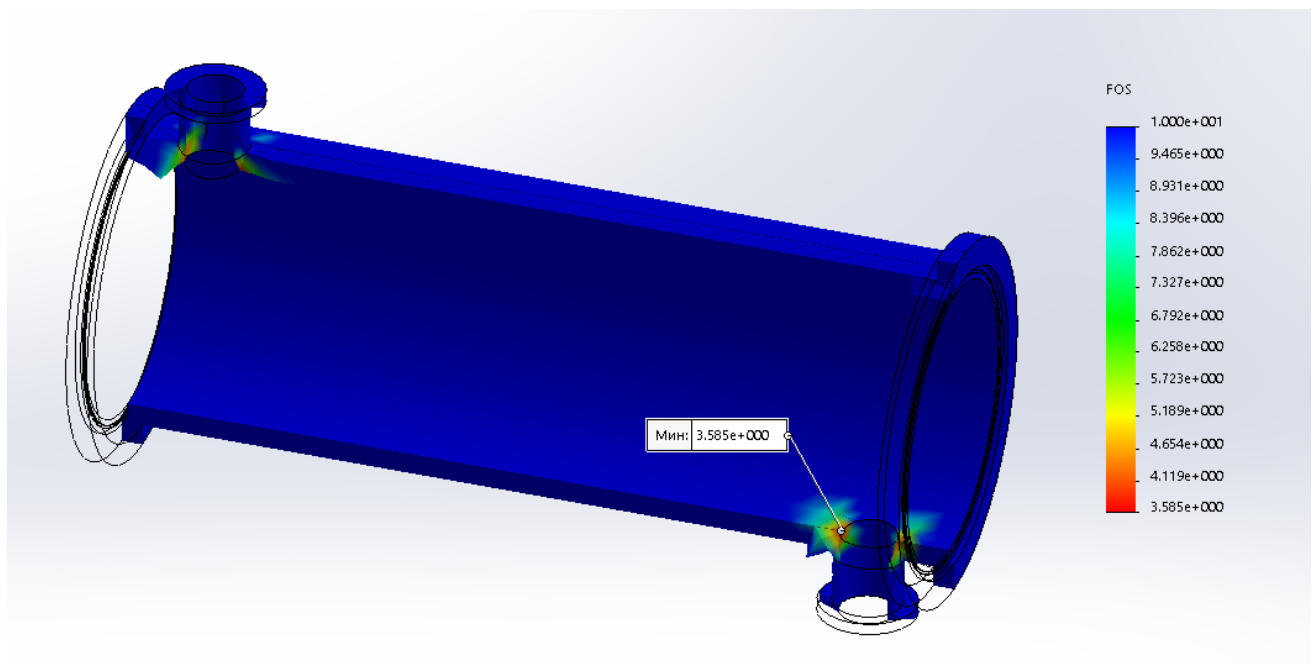


Рисунок 4.10 – Запас прочности обечайки теплообменного аппарата

#### 4.4.2 Расчет распределительной камеры теплообменного аппарата

Для входных и выходных патрубков нефтяного газа в днище имеются отверстия. Из условий укрепления отверстий под патрубки принимаем толщину стенки днища  $\delta_1=8$  мм. Внутренний диаметр днища  $D_1=400$  мм. Второе глухое днище изготавливают по технологическим причинам с такой же толщиной 8 мм.

Расчетная толщина стенки:

$$\delta'_1 = \frac{p_p D}{2[\sigma_1]\varphi_1 - 0,5p_p} + c,$$

где  $[\sigma]=[\sigma]=112$  МПа – допускаемое напряжение для материала днища;  $p_p$  – расчетное давление в трубном пространстве;  $c$  – прибавка из конструктивных соображений;  $\varphi_1=\varphi=1$  – коэффициент прочности сварного шва для автоматической дуговой электросварки.

$$c=c_1+c_2+c_3,$$

где  $c_3$  – технологическая прибавка, предусматривающая компенсацию утонения стенки элемента при технологических операциях;  $c_2$  – прибавка для компенсации отрицательных допусков на толщину листа;  $c_1=1$  мм – прибавка к расчетной толщине стенки днища на коррозию;  $c_2$  и  $c_3$  не учитываем, так как их суммарная величина не превышает 5% номинальной толщины листа.

$$\delta'_1 = \frac{2 \cdot 400}{2 \cdot 112 \cdot 1 - 0,5 \cdot 2} + 1 = 4,6 \text{ мм}$$

Принимаем  $\delta'_1=4,6$  мм.

Допускаемое давление в рабочем состоянии

$$[p_1]_д = \frac{2\varphi_1[\sigma_1](\delta_1-c)}{D_1+0,5(\delta_1-c)};$$

$$[p_1]_д = \frac{2 \cdot 1 \cdot 112 \cdot (8-1)}{400 + 0,5 \cdot (8-1)} = 3,9 \text{ МПа} > p_p = 2 \text{ МПа}$$

Условие прочности днища выполняется.



Построение 3D-модели распределительной камеры теплообменного аппарата в системе трехмерного моделирования Solidworks производилось с использованием данных, полученных в результате вышеприведенных расчетов. За построением модели следовало добавление модуля Solidworks Simulation.

С помощью консультанта исследований было создано новое исследование, в котором был установлен один из вариантов расчета (Статический), выбран материал исследуемой конструкции (Сталь конструкционная углеродистая обыкновенного качества Ст3сп5 группы В), установлены закрепления. В — с гарантированными механическими свойствами и химическим составом — для ответственных деталей.

После запуска расчета в программе было произведено разбиение 3D-модели на конечное число элементов и формирование отчета в виде карты результатов.

В Solidworks Simulation проведены статические прочностные исследования на распределительную камеру аппарата при давлении гидравлических испытаний (3,4 МПа). В результате была получена эпюра напряжений по von Mises (рисунок 4.11), эпюра деформаций и перемещения.

При расчете на прочность обечайки теплообменного аппарата было выявлено, что наибольшие напряжения возникают в месте соединения днища и обечайки (фланцевом соединении), и равны 58,36 МПа по von Mises.

Соответственно в этой точке запас прочности (коэффициент запаса прочности) имеет минимальное значение для всей конструкции (более 1,0), что указывает на то, что в данном месте материал остается прочным и не будет разрушаться при указанных нагрузках.

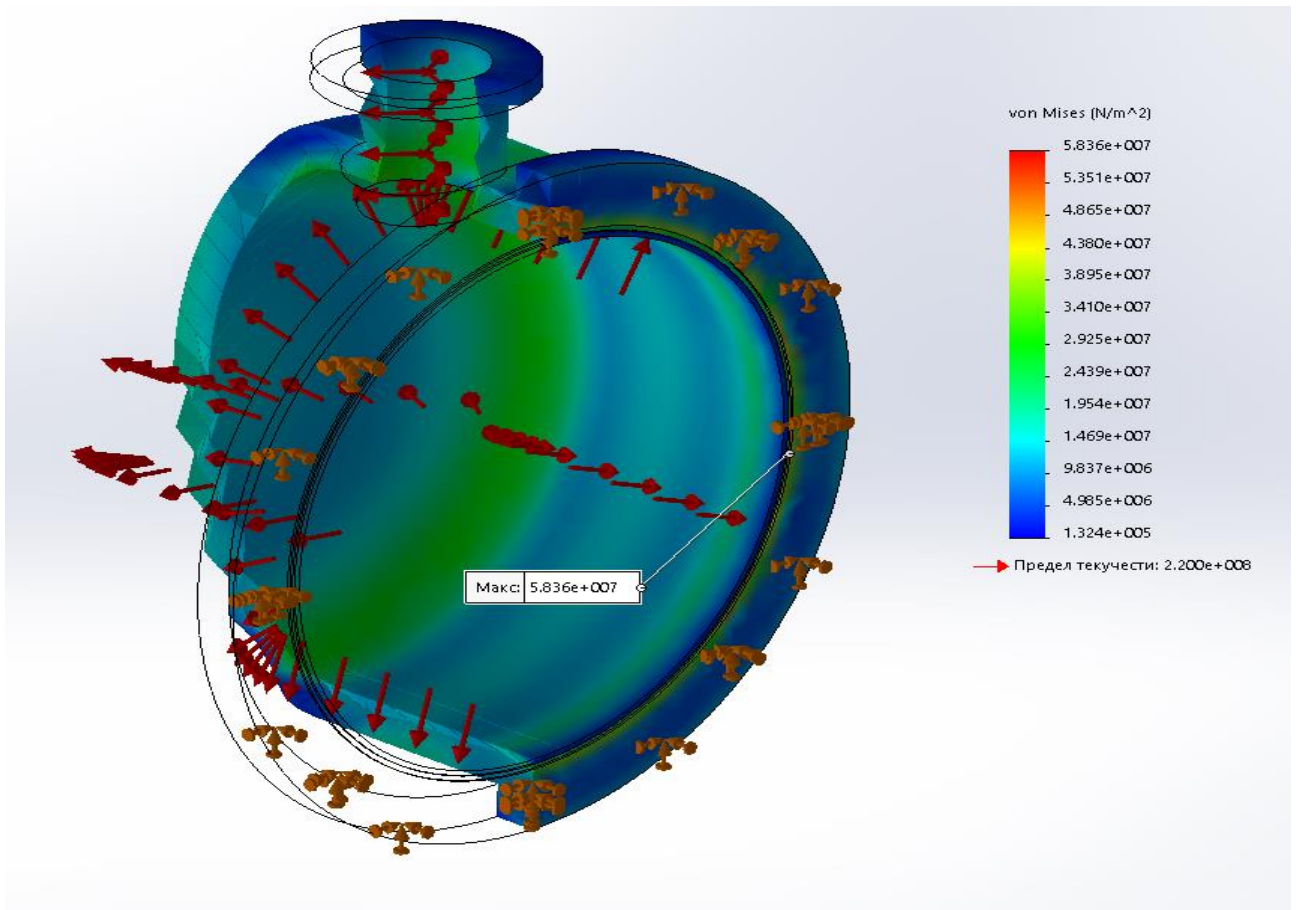


Рисунок 4.11 – Разрез днища теплообменного аппарата и эпюра напряжений с максимальным значением

Условие применимости формулы.

Для обечаек и труб с  $D \geq 200$  мм. Согласно ГОСТ 14249-80 расчетные формулы применимы.

$$\frac{\delta_1 - c}{D} = \frac{8 - 1}{400} = 0,0175 < 0,1 \quad \text{– условие применимости формул выполняется.}$$

Наибольший допускаемый диаметр отверстия в днище, не требующий проверки укрепления

$$[d_{\text{отв}}] = 2 \left[ \left( \frac{\delta_1 - c}{\delta_1'} - 0,875 \right) \sqrt{D(\delta_1 - c) - c} \right];$$

$$[d_{\text{отв}}] = 2 \cdot \left[ \left( \frac{8 - 1}{4,6} - 0,875 \right) \cdot \sqrt{400 \cdot (8 - 1) - 1} \right] = 66 \text{ мм}$$

С учетом  $[d_{\text{отв}}]$  дальнейший расчет укрепления отверстий не требуется.

Размеры штуцера выбираются из конструктивных и технологических соображений.

#### 4.4.3 Расчет трубной решетки

Расчет произведём для конструкции аппарата имеющего эффективный коэффициент концентрации напряжений в местах крепления решетки к фланцу  $k_\sigma \leq 1,7$ , и предназначенного для работы под давлением до 6,4 МПа.

Выбираем толщину трубной решетки конструктивно. Необходимо чтобы она обеспечивала возможность крепление труб в решетке.

При отсутствии дополнительных требований к жесткости решетки должно выполняться условие:

$$\frac{a - a_1}{\delta_p} \leq 3$$

$$\text{где } a = \frac{D_{\text{вн}}}{2} = \frac{0,4}{2} = 0,2 \text{ м} \quad \text{– внутренний радиус корпуса аппарата; } a_1 = 0,191$$

м – расстояние от оси корпуса до оси, наиболее удалённой от нее трубы;

$\delta_p = 0,037 \text{ м}$  – принятая толщина фланца трубной решетки

$$\frac{0,2 - 0,191}{0,037} = 0,22 < 3$$

Условие выполняется поэтому производим упрощенный расчет.

Определяем основные и вспомогательные параметры трубной решетки и связанных с ней элементов теплообменного аппарата.

Относительная характеристика безтрубного края решетки

$$m_n = \frac{a}{a_1};$$

$$m_n = \frac{0,2}{0,191} = 1,05$$

Коэффициенты влияния давления на трубную решетку

$$\eta_M = 1 - \frac{nd_H^2}{4a_1^2};$$

$$\eta_M = 1 - \frac{252 \cdot 0,016^2}{4 \cdot 0,191^2} = 0,56 ;$$

$$\eta_T = 1 - \frac{n(d_n - 2\delta_T)^2}{4a_1^2} ;$$

$$\eta_T = 1 - \frac{252 \cdot (0,016 - 2 \cdot 0,002)^2}{4 \cdot 0,191^2} = 0,75 ,$$

где  $\delta_T = 0,002$  м – толщина стенки трубы решетки аппарата.

Коэффициент ослабления трубной решетки

$$\varphi_p = 1 - \frac{d_0}{t_p} ,$$

где  $d_0$  – диаметр отверстий в решетке под трубу, определяемый допусками на размеры труб и отклонениями при изготовлении отверстий

$$d_0 = d_n + (0,016 \div 0,020) \cdot d_n ;$$

$$d_0 = 0,016 + 0,016 \cdot 0,016 = 0,0163 \text{ м} ,$$

$s = t_p = 0,021$  м – принятый шаг расположения отверстий в решетке,

$$\varphi_p = 1 - \frac{0,0163}{0,021} = 0,224 .$$

Значение коэффициента жесткости трубной решетки  $\psi_0$  определяем в зависимости от  $\eta_T$ .

При  $\eta_T = 0,75$   $\psi_0 = 0,398$ .

Модуль упругости основания, характеризующий жесткость системы труб

$$k_y = \frac{E_m(\eta_T - \eta_M)}{l} ,$$

где  $E_m$  – модуль упругости материала труб,  $E_m = 106500 \text{ МН/м}^2$ ,  $l = 1$  м – половина длины трубы,

$$k_y = \frac{106500 \cdot (0,75 - 0,56)}{1} = 20235 \text{ МН/м}^3$$

Приведенное отношение жесткости труб к жесткости обечайки

$$\rho = \frac{k_y a_1 l}{E_k \delta_k},$$

где  $E_k = 213000 \text{ МН/м}^2$  – модуль упругости материала обечайки;  
 $\delta_k = 0,008 \text{ м}$  – толщина стенки обечайки,

$$\rho = \frac{20235 \cdot 0,191 \cdot 1}{213000 \cdot 0,008} = 2,27$$

Приведенное давление

$$P_0 = [\alpha_k (t_k - t_0) - \alpha_T (t_T - t_0)] k_y l + [\eta_T - 1 + m_{cp} + m_n (m_n + 0,5 \rho k_q)] p_p - \\ - [\eta_M - 1 + m_{cp} + m_n (m_n + 0,3 \rho k_p)] p_n,$$

где  $\alpha_k, \alpha_T$  – коэффициенты линейного расширения материалов обечайки и труб соответственно ,

$$\alpha_k = 12,5 \cdot 10^{-6} \frac{1}{^\circ\text{C}} \quad \alpha_T = 16,7 \cdot 10^{-6} \frac{1}{^\circ\text{C}}$$

$t_k = 81,5 \text{ }^\circ\text{C}$  – средняя температура стенки кожуха,

$t_T = 47,4 \text{ }^\circ\text{C}$  – средняя температура стенок труб,

$t_0 = 20 \text{ }^\circ\text{C}$  – температура сборки аппарата,

$k_q, k_p$  – коэффициенты жесткости системы трубы – обечайки.

Для аппарата с неподвижными трубными решетками  $k_q = 1$  и  $k_p = 1$ ,

$m_{cp}$  – вспомогательная величина

$$m_{cp} = \frac{0,15 n (d_n - \delta_T)^2}{a_1^2} = \frac{0,15 \cdot 252 \cdot (0,016 - 0,002)^2}{0,191^2} = 0,149$$

$$m_{\Pi} = \frac{D^2 - n (d_n - 2 \delta_T)^2}{4 a_1^2} ;$$

$$m_{\Pi} = \frac{0,4^2 - 252 \cdot (0,016 - 2 \cdot 0,002)^2}{4 \cdot 0,191^2} = 0,85 ;$$

$$p_0 = [12,5 \cdot 10^{-6} (81,5 - 20) - 16,7 \cdot 10^{-6} (47,4 - 20)] \cdot 20235 \cdot 1 + \\ + [0,75 - 1 + 0,149 + 0,85 \cdot (0,85 + 0,5 \cdot 2,27 \cdot 1)] \cdot 2 - \\ - [0,56 - 1 + 0,149 + 0,85 \cdot (0,85 + 0,3 \cdot 2,27 \cdot 1)] \cdot 2,6 = 6,84 \text{ МПа.}$$

Толщина трубной решетки должна быть не менее

$$\delta_{p \text{ min}} = \frac{f_1 \delta_k}{\eta_T - \eta_M} + c ,$$

где  $f_1 = f(A', B')$  – вспомогательный коэффициент.

$c = 1,0 \text{ мм}$  – прибавка из конструктивных соображений.

где  $A', B'$  – вспомогательные величины,

$$A' = \frac{p_0}{2[\sigma_a] k_q \varphi_p} ;$$

$$B' = \frac{\psi_0 l}{\delta_k} ,$$

где  $[\sigma_a]$  – амплитудное допускаемое напряжение для материала решетки.

Оно зависит от числа теплосмен  $N$  за время всего срока службы аппарата.

$A'$  – коэффициент, учитывающий усилие, возникающие в трубной решетке;

$B'$  – коэффициент, учитывающий геометрию теплообменного аппарата.

Так как число теплосмен не оговорено, то принимаем  $N = 1000$ .

При  $N = 1000 \div 2000$  по ОСТ 26-1185-81  $[\sigma_a] = 230 \div 490 \text{ МПа}$  – для углеродистых сталей.

Принимаем  $[\sigma_a] = 400 \text{ МПа}$ ,

$$A' = \frac{6,84}{2 \cdot 400 \cdot 1 \cdot 0,224} = 0,038 ;$$

$$B' = \frac{0,398 \cdot 1}{0,008} = 50 ;$$

$$f = 0,1 .$$

Минимальная толщина трубной решетки

$$\sigma_{p \min} \geq \frac{0,1 \cdot 8}{0,75 - 0,56} + 1 = 5,2 \text{ мм} .$$

Удельное осевое усилие в кожухе

$$F = \pi a^2 \left[ p_p - \frac{p_0}{1 + \rho k_q} \right] ;$$

$$F = 3,14 \cdot 0,191^2 \left[ 2,6 - \frac{6,84}{1 + 2,27 \cdot 1} \right] = 0,058 \text{ МН/м} .$$

Осевая сила в трубе

$$N_T = \pi a_1^2 \frac{(\eta_M p_M - \eta_T p_p) + f_2 p_0}{n} ,$$

где  $f_2$  – коэффициент учитывающий степень влияния приведенного давления на осевое усилие в трубе трубной решетки.

$$f_2 = \frac{\sqrt[4]{z}}{\sqrt[4]{z} + k_q} ,$$

где  $z$  – вспомогательный коэффициент;

$$z = \frac{43,7}{B'} \left[ \frac{\delta_k}{\delta_p (\eta_T + \eta_M)} \right]^3 ;$$

$$z = \frac{43,7}{50} \left[ \frac{8}{37 \cdot (0,75 + 0,56)} \right]^3 = 0,004 ;$$

$$f_2 = \frac{\sqrt[4]{0,004}}{\sqrt[4]{0,004} + 1} = 0,2$$

$$N_T = 3,14 \cdot 0,191^2 \frac{(0,56 \cdot 2,5 - 0,75 \cdot 1,6) + 0,2 \cdot 6,84}{252} = 0,71 \cdot 10^{-3} \text{ МН}$$

Проводим проверку прочности труб и прочности крепления труб в решетке. Условие прочности труб

$$\frac{N_{\text{тр}}}{\pi(d_n - \delta_T)\delta_T} < [\sigma_T]$$

$$\frac{0,71 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot (0,016 - 0,002) \cdot 0,002} = 8,1 \text{ МПа} < [\sigma_T] = 250 \text{ МПа}$$

где  $[\sigma_T] = 250 \text{ МПа}$  – допускаемое напряжение материала труб.

Условие прочности труб выполняется.

Построение 3D-модели трубки (из трубного пучка) теплообменного аппарата в системе трехмерного моделирования Solidworks производилось с использованием данных, полученных в результате вышеприведенных расчетов. За построением модели следовало добавление модуля Solidworks Simulation.

С помощью консультанта исследований было создано новое исследование, в котором был установлен один из вариантов расчета (Статический), выбран материал исследуемой детали (качественная конструкционная углеродистая сталь марки 10 группы В), установлены закрепления. В — с гарантированными механическими свойствами и химическим составом — для ответственных деталей.

После запуска расчета в программе было произведено разбиение 3D-модели на конечное число элементов и формирование отчета в виде карты результатов.

В Solidworks Simulation проведены статические прочностные исследования на обечайку аппарата при давлении гидравлических испытаний (6 МПа). В результате была получена эпюра напряжений по von Mises (рисунок 4.12), эпюра деформаций и перемещения.



При расчете на прочность обечайки теплообменного аппарата было выявлено, что наибольшие напряжения равны 38,49 МПа по von Mises.

Соответственно в этой точке запас прочности (коэффициент запаса прочности) имеет минимальное значение для всей конструкции (более 1,0), что указывает на то, что в данном месте материал остается прочным и не будет разрушаться при указанных нагрузках.

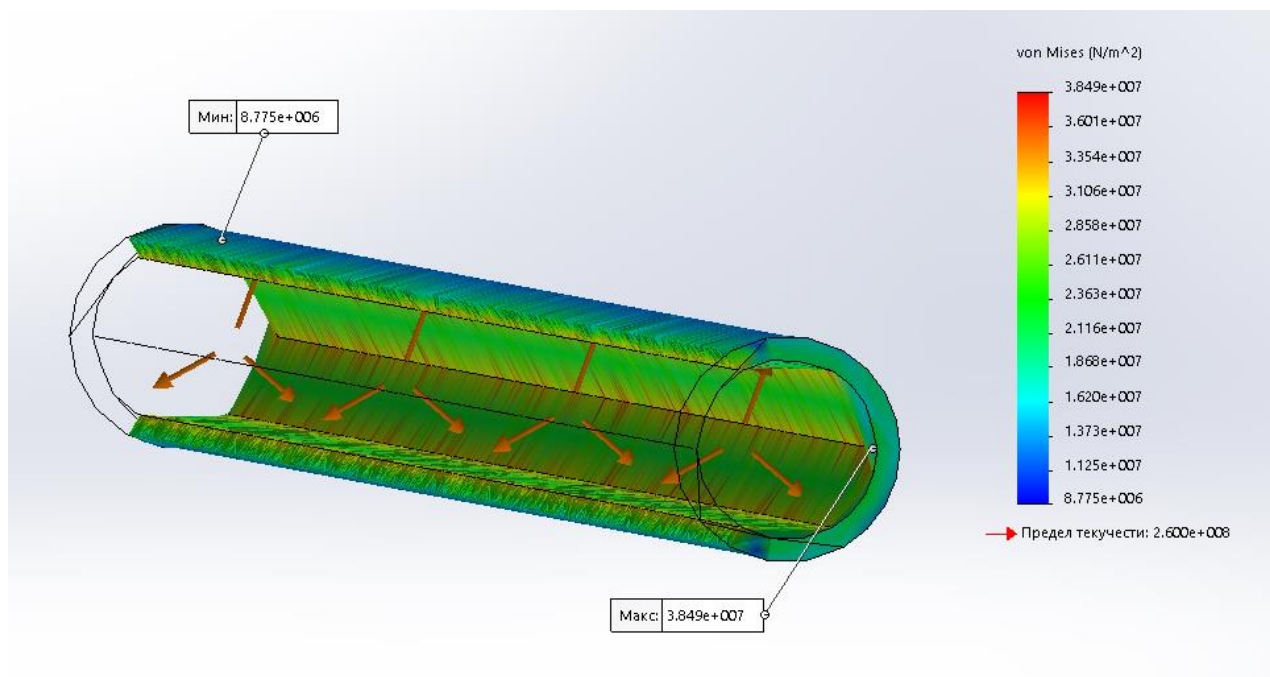


Рисунок 4.12 – Разрез трубки теплообменника и эпюра напряжения с максимальным значением

Условие прочности крепления труб в решетке

$$[N_{\text{ТР}}] = d_{\text{н}} l_{\text{В}} [q] > N_{\text{ТР}},$$

где  $[q]=29,4$  МПа – допускаемая нагрузка на единицу условной поверхности соединения трубы с решеткой для труб, завальцованных в пазы

$$[N_{\text{ТР}}] = 0,016 \cdot 0,037 \cdot 29,4 = 0,0174 = 17,4 \cdot 10^{-3} \text{ МН} > N_{\text{ТР}} = 0,71 \cdot 10^{-3} \text{ МН}$$

Условие прочности крепления труб в решетке выполняется.

Проведенные в разделе прочностные расчеты теплообменного аппарата подтвердили выполнение условий прочности для всех его элементов.

#### 4.4.4 Расчет требуемой толщины теплоизоляции теплообменного аппарата

Средний коэффициент теплоотдачи поверхности теплообменного аппарата, находящегося в закрытых помещениях, при температуре поверхности аппарата до 150 °С находим по формуле:

$$\alpha = 9,74 + 0,07 \cdot \Delta t,$$

где  $\Delta t$  – разность температур на поверхности аппарата и окружающего воздуха.

В данном случае после применения изоляции температура поверхности аппарата не должна превышать согласно санитарных норм  $t_{\text{норм}} = 43 \text{ } ^\circ\text{C}$  при температуре окружающей среды  $t_{\text{о.с}} = 20 \text{ } ^\circ\text{C}$ , т.е.  $\Delta t = 43 - 20 = 23 \text{ } ^\circ\text{C}$ .

Тогда

$$\alpha = 9,74 + 0,07 \cdot 23 = 11,35 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \text{ К}).$$

В качестве теплоизоляционного материала используем минеральную вату, которая имеет коэффициент теплопроводности  $\lambda_{\text{из}} = 0,04 \text{ Вт} / (\text{м К})$ .

Площадь поверхности теплообменного аппарата без изоляции находим из уточненного расчета аппарата. С некоторым приближением она будет равна:

$$F_a = \frac{\pi}{2} D_a^2 + \pi D_a L = \frac{\pi}{2} \cdot 0,4^2 + \pi \cdot 0,4 \cdot 2,8 = 3,77 \text{ м}^2,$$

где  $D_a$  – диаметр аппарата;

$L$  – длина аппарата с учетом обечаек.

Температура наружной поверхности кожуха аппарата без изоляции определяется средней температурой греющей воды, которая циркулирует в межтрубном пространстве и равна  $t_{\text{кож}} \approx t_1 = 82,5 \text{ } ^\circ\text{C}$ .

Требуемую толщину изоляции аппарата найдем из выражения для стационарного режима теплообмена

$$q_l = \frac{2 \pi \lambda_{из} (t_{кож} - t_{норм})}{\ln\left(\frac{D_a + 2 \delta_{из}}{D_a}\right)} = \pi (D_a + 2 \delta_{из}) \alpha (t_{норм} - t_{о.с})$$
 ;

$$\frac{1}{\ln\left(\frac{D_a + 2 \delta_{из}}{D_a}\right)} = \frac{\alpha (D_a + 2 \delta_{из})}{2 \lambda_{из}} \frac{t_{норм} - t_{о.с}}{t_{кож} - t_{норм}}$$
 ;

$$\frac{1}{\ln\left(\frac{0,4 + 2 \cdot \delta_{из}}{0,4}\right)} = \frac{11,35 \cdot (0,4 + 2 \cdot \delta_{из})}{2 \cdot 0,04} \cdot \frac{43 - 20}{82,5 - 43}$$
 ;

$$\frac{1}{\ln(1 + 5 \cdot \delta_{из})} = 82,61 \cdot (0,4 + 2 \cdot \delta_{из})$$
 ,

откуда  $\delta_{из} = 0,006 \text{ м} = 6 \text{ мм}$  .

Полные тепловые потери аппарата в окружающую среду составят

$$Q_{о.с} = \alpha (t_{норм} - t_{о.с}) F_a = 11,35 \cdot (43 - 20) \cdot 3,77 = 984 \text{ Вт} \gg 1 \text{ кВт}$$
 ,

что составляет  $Q_{о.с}/Q \cdot 100\% = 1/254,44 \cdot 100\% = 0,4 \%$  , что существенно меньше заданного коэффициента потерь (3 %).

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

Студенту:

|               |                                  |
|---------------|----------------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                       |
| 2БМ84         | Кириллову Александру Максимовичу |

|                            |                                     |                                  |                                 |
|----------------------------|-------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|
| <b>Школа</b>               | Инженерная школа природных ресурсов | <b>Отделение (НОЦ)</b>           | Отделение нефтегазового дела    |
| <b>Уровень образования</b> | Магистратура                        | <b>Направление/специальность</b> | 21.04.01<br>«Нефтегазовое дело» |

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

|   |   |
|---|---|
| 1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> | Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску.   |
| 2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>   | Премияльный коэффициент 50%;<br>коэффициент дополнительной заработной платы 15%;<br>коэффициент, учитывающий накладные расходы 16%;<br>районный коэффициент 130%. |
| 3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>                                  | Ставка налога на прибыль 20 %;<br>Страховые взносы 30%;<br>Налог на добавленную стоимость 18%   |

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

|  |   |
|--|---|
| 1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>   | Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта   |
| 2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i> | Определение производственной мощности. Расчет сырья, материалов, оборудования, фонда оплаты труда. Расчет себестоимости готового продукта. Расчет точки безубыточности. |
| 3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>   | Проведение оценки экономической эффективности установки деэтанализации стабилизации конденсата  |

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

1. Сегментирование рынка
2. Оценка конкурентоспособности технических решений
3. Матрица SWOT
4. График проведения и бюджет НТИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

|               |                                  |                |             |
|---------------|----------------------------------|----------------|-------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                       | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| 2БМ84         | Кириллову Александру Максимовичу |                |             |

## 5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 5.1 Потенциальные потребители результатов исследования

С целью выявления потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором в будущем будет продаваться 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). Объектом исследования является установка деэтанзации и стабилизации газового конденсата. Потенциальными потребителями являются коммерческие и государственные организации нефтегазоперерабатывающей отрасли. В зависимости от категории потребителей (коммерческие организации, физические лица) необходимо использовать соответствующие критерии сегментирования. Например, для коммерческих организаций критериями сегментирования могут быть: месторасположение; отрасль; выпускаемая продукция; размер и др. Основными потребителями ректификационных колонн для стабилизации и деэтанзации газового конденсата являются компании различных размеров, занимающиеся нефтепереработкой и научными исследованиями.

На основании этих критериев строится карта сегментирования рынка.

|                 |         | Специализация компании |   |                       |
|-----------------|---------|------------------------|---|-----------------------|
|                 |         | Нефтегазовые компании  | Компании нефтехимической промышленности | Проектные организации |
| Размер компании | Крупный |                        |   |                       |
|                 | Средний |                        |   |                       |
|                 | Мелкий  |                        |   |                       |

Анализируя карту, можно прийти к выводу, что самыми заинтересованными и выгодными потребителями будут крупные компании нефтехимической и нефтегазовой промышленности. Это обусловлено тем, что эффективность внедрения систем подобного уровня приносят основные преимущества именно в условиях больших объемов производства. Также к потребителям можно отнести мелкие и средние компании по проектированию и по монтажу и обслуживанию на производствах.

## 5.2 SWOT-анализ

SWOT-анализ — метод стратегического планирования, заключающийся в выявлении факторов внутренней и внешней среды организации и разделении их на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Таблица 5.1 – Матрица SWOT-анализа

|  |   |   |
|--|---|---|
|  | <p><b>Сильные стороны:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Наличие собственного производства</li> <li>2. Наличие патентов</li> <li>3. Собственная сырьевая база, высокий коэффициент замещения запасов</li> <li>4. Высокий уровень технической оснащенности нефтеперерабатывающего комплекса</li> <li>5. Устойчивое финансовое положение</li> <li>6. Стабильный кредитный рейтинг</li> <li>7. Команда высококвалифицированных специалистов</li> <li>8. Возможность расширения производства</li> </ol> | <p><b>Слабые стороны:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Устаревшие основные фонды</li> <li>2. Наличие элементов экологической опасности производства</li> <li>3. Слабая маркетинговая политика, и как следствие неритмичность и непредсказуемость получения заказов</li> <li>4. Стандартные методы продвижения на рынке</li> <li>5. Высокие затраты на энергоресурсы</li> <li>6. Низкая скорость продвижения новых технологий от этапа коммерческого предложения до промышленного применения</li> </ol> |
| <p><b>Возможности:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Создание новых технологий получения целевого продукта</li> <li>2. Возможность расширить ассортимент продукции для удовлетворения запросов потребителей в более широком диапазоне</li> </ol> | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Добавление вакуумного блока</li> <li>2. Выход на новые рынки</li> <li>3. Увеличение мощности установки</li> <li>4. Повышение рентабельности активов</li> <li>5. Создание системы мотивации и стимулирования</li> <li>6. Увеличение доли рынка за счет низкой ценовой политики</li> </ol>  | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Модернизация оборудования</li> <li>2. Проведение анализа окружающей среды на наличие вредных веществ</li> <li>3. Активные продажи</li> <li>4. Изучение рынков</li> <li>5. Применение нестандартных методов продвижения на рынке</li> </ol>  |

|   |   |  |
|---|---|--|
| <p>3. Развивающиеся конкурентные отношения</p> <p>4. Выход на новые рынки в новых географических районах</p> <p>5. Сокращение численности безработных</p> <p>6. Разработка и развитие собственных и контролируемых каналов сбыта продукции</p> <p>7. Сокращение энергозатрат за счет реализации функциональной стратегии в области охраны труда, промышленной безопасности и экологии.</p>  |   | <p>6. Разработка новой технологии для повышения качества</p> <p>7. Разработка полной автоматизации производственного процесса</p>  |
| <p><b>Угрозы:</b></p> <p>1. Поглощение более крупной компанией</p> <p>2. Высокие импортные пошлины</p> <p>3. Трудности поставки сырья</p> <p>4. Политическая нестабильность</p> <p>5. Неблагоприятное изменение курсов иностранных валют и политики иностранных правительств в области внешней торговли</p> <p>6. Дефицит молодых специалистов</p> <p>7. Ужесточение нормативов по загрязнению окружающей среды, необходимость ликвидации возможных производственных аварий</p> <p>8. Выход из строя производственного оборудования</p> | <p>1. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ готового продукта</p> <p>2. Укрепление имиджа предприятия</p> <p>3. Поиск оптимального поставщика</p> <p>4. Использование технологий партнеров для соответствия экологическим требованиям</p> <p>5. Увеличения экспорта в страны СНГ</p> | <p>1. Модернизация оборудования</p> <p>2. Проведение анализа окружающей среды на наличие вредных веществ</p> <p>3. Активные продажи</p> <p>4. Изучение рынков</p> <p>5. Применение нестандартных методов продвижения на рынке</p> <p>6. Нарботка и укрепление конкурентных преимущества готового продукта</p> <p>7. Укрепление имиджа предприятия</p> <p>8. Поиск оптимального поставщика</p> <p>9. Повышение качества продукции</p> <p>10. Разработка отечественных технологий аналогов зарубежным производителем</p> |

Итак, определенные в ходе анализа сильные и слабые стороны разрабатываемой системы дают возможность определить те параметры, которые являются выигрышными, их нужно развивать и поддерживать на необходимом уровне, и параметры, улучшение которых может оптимизировать процессы управления и свести к минимуму возможные проблемы.

### 5.3 Расчет производственной мощности

Производственная мощность – это максимально возможный годовой выпуск продукции или объём перерабатываемого сырья при полном использовании оборудования по времени и по производительности.

Для обоснования производственной мощности предварительно установим режим работы производства и фонд времени работы оборудования

Режим работы ректификации нефти – непрерывный. Работа осуществляется в две смены по двенадцать часов.

$T_{\text{кал.}}$  – календарный фонд рабочего времени.

$$T_{\text{кал.}} = 365 \text{ дней в году}$$

$$T_{\text{кал.}} = 365 \cdot 24 = 8760 \text{ часов в году}$$

$T_{\text{ном.}}$  – номинальный фонд рабочего времени

$$T_{\text{ном.}} = T_{\text{кал.}} = 8760 \text{ часов}$$

$$T_{\text{эфф.}} = T_{\text{ном.}} - T_{\text{ппр.}} - T_{\text{то.}},$$

где:  $T_{\text{эфф.}}$  – эффективный фонд времени работы оборудования, час;  $T_{\text{ппр}}$  – время простоя оборудования в связи с ППР, час;

$$T_{\text{ном.}} = 8760 \text{ часов}$$

$T_{\text{то}}$  – время неизбежных технических остановок, час. В производстве не предусматриваются.

Время на ремонтные простои определяются согласно планов предупредительных ремонтов (ППР), который включает в себя:

Межремонтное текущее оборудование, периодические, профилактические осмотры, а также проведения всех видов ремонта, предусмотренных для конкретного вида оборудования (текущий, средний и капитальный). Время, отводимое на каждый вид ремонта, и пробеги оборудования между ремонтами регламентируются специальными нормами, называемыми нормативами системами ППР. Время между двумя смежными ремонтами называется межремонтным периодом.



Таблица 5.2 – Нормативы системы ППР

| Название<br>Оборудования    | Длительность работы<br>между ремонтами, час. |         |             | Длительность простоя в<br>ремонте, час. |         |             |
|-----------------------------|--|---------|-------------|---|---------|-------------|
|                             | Текущий                                      | Средний | Капитальный | Текущий                                 | Средний | Капитальный |
| Ректификационная<br>колонна | 8000   | 8000    | 8000        | 760                                     | 760     | 760         |
| Теплообменник               | 8000   | 8000    | 8000        | 760                                     | 760     | 760         |

По нормативам определяем общее количество ремонтов в год для каждой единицы оборудования по количеству средних ремонтов за год равно:

$$n_{\text{ср}} = \frac{T_{\text{кал}}}{t_{\text{ср}} - 1}$$

где  $t_{\text{ср}}$  – длительность работы между средними ремонтами,

$$T_{\text{кал}} = 8760 \text{ часов.}$$

Вычесть единицу необходимо потому, что один средний ремонт совпадает с капитальным.

$$n_{\text{ср}} = \frac{8760}{8000 - 1} = 1$$

Количество текущих ремонтов равно:

$$n_{\text{тек}} = \frac{T_{\text{тек}}}{t_{\text{тек}} - (1 + n_{\text{ср}})}$$

где  $t_{\text{тек}}$  – длительность работы между текущими ремонтами.

$$n_{\text{тек}} = \frac{8760}{8000 - (1 + 1)} = 1$$

Капитальный ремонт проводится 1 раз в год  $n_{\text{к}} = 1$ .

Определяем время простоя оборудования:

$$T_{\text{шпр}} = T_{\text{тех}} - n,$$

$$T_{\text{эфф}} = 8760 - 760 = 8000 \text{ часов.}$$

$$T_{ппр} = 8760 - 8000 = 760 \text{ часов.}$$

Таблица 5.3. Баланс рабочего времени

|                                   |            |
|-----------------------------------|------------|
| Календарный фонд рабочего времени | 8760 часов |
| Номинальный фонд рабочего времени | 8760 часов |
| Длительность простоя в ремонте    | 760 часов  |
| Эффективный фонд рабочего времени | 8000 часов |

Проектируемая мощность – 3000 тыс.т/год.

Мощность рассчитываем по следующей формуле:

$$M = P_{час} \cdot T_{эфф} \cdot n$$

где: M – производственная мощность; P<sub>час</sub> – часовая производительность ведущего оборудования т/ч;( из материального расчета)

T<sub>эфф</sub> - Эффективный фонд времени оборудования = 8000 часов;

P<sub>тех</sub> = количество однотипного оборудования;

$$M = 375 \cdot 8000 \cdot 1 = 3000000 \text{ тонн}$$

Производственная программа характеризует объём производства продукции в конкретных условиях. Производственная программа разрабатывается на основе производственной мощности и связь между ними выражается следующей формулой:

$$N_{год} = K_m \cdot M$$

где: K<sub>m</sub> – коэффициент мощности; N<sub>год</sub> – производственная программа; K<sub>m</sub> – можно рассчитать по следующей формуле:

$$K_m = K_{экст} \cdot K_{инт},$$

где: K<sub>экст</sub> = K<sub>р</sub> · T<sub>эфф</sub> / K<sub>уст</sub> · T<sub>эфф.проект</sub>

$$K_{инт} = \Pi / P_{тех}$$

При этом: K<sub>р</sub> – количество работающего оборудования; K<sub>р</sub> = 1. K<sub>уст</sub> - количество установленного оборудования; K<sub>уст</sub> = 2.

T<sub>эфф.проект</sub> – максимально возможное время работы оборудования;

$$T_{эфф.проект} = 8760 \text{ час/год.}$$

П<sub>тех</sub> – техническая, максимально возможная часовая производительность оборудования; П<sub>тех</sub> = 375 т/час.

П – соответственно действительная производительность; П = 312.5 т/час.

Коэффициент экстенсивного использования оборудования равен:

$$K_{\text{экт}} = 1 \cdot 8000 / 2 \cdot 8760 = 0,45$$

Коэффициент интенсивного использования оборудования равен

$$K_{\text{инт}} = 312500 / 375000 = 0,83$$

Интегральный коэффициент использования мощности:

$$K_{\text{м}} = 0,45 \cdot 0,83 = 0,375$$

Производственная программа

$$N_{\text{год1}} = 0,375 \cdot 312,5 = 117,1 \text{ т/час.}$$

$$N_{\text{год2}} = 0,375 \cdot 375 = 140,62 \text{ т/час.}$$

#### 5.4 Расчёт численности необходимого персонала

Промышленно-производственный персонал (ППП) – включает следующие категории работников: рабочие, инженерно-технические работники, служащие, младший обслуживающий персонал, ученики, охрана. На химических предприятиях с непрерывными техническими процессами планируется явочная, штатная и списочная численность рабочих.

Явочная численность – количество рабочих, необходимое для выполнения производственной программы за сутки.

Списочная численность – число рабочих, которое необходимо для выполнения производственной программы с учётом всех планируемых потерь рабочего времени (за сутки).

Штатная численность – численность рабочих с учётом подмены на выходные дни.

Явочная численность:

$$N_{\text{яв}} = \frac{1}{N_{\text{обсл}}} K S$$

где  $K$  – число аппаратов, которые необходимо обслужить;  $S$  – число смен в сутки при установленном режиме работы;  $N_{\text{обсл}}$  – коэффициент обслуживания основных аппаратов.

Для установки подготовки нефти:

$$N_{\text{яв}} = \frac{1}{1} 3 \cdot 2 = 6 \text{ чел.}$$

Штатная численность:

$$N_{\text{шт}} = N_{\text{яв}} \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{ном}}}$$

Для установки подготовки нефти:

$$N_{\text{шт}} = 6 \frac{365}{274} = 8 \text{ чел.}$$

Списочная численность:

$$N_{\text{шт}} = N_{\text{яв}} \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{ном}}}$$

$$N_{\text{сп}} = 8 \frac{274}{226} = 10 \text{ чел.}$$

Сумма основных рабочих на установках – 6 человек;

Сумма вспомогательных рабочих – 19 человек;

Сумма служащих, ИТР, МОП – 5 человек.

## 5.5 Организация труда

Установка деэтанализации стабилизации конденсата работает непрерывно. Основные рабочие работают в 2 смены по 12 часов. Всего на установке 4 бригады. Произведем расчет фонда эффективного рабочего времени и определим заработную плату рабочих. График сменности бригад приведен в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – График сменности бригад

| Смена | Время | Дни выходов |   |   |   |   |   |   |   |   |    |    |    |    |    |    |
|-------|-------|-------------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|
|       |       | 1           | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 1     | 8-20  | а           | а | а | а | а | а | а | а | б | б  | б  | б  | б  | б  | б  |
| 2     | 20-8  | б           | б | б | б | б | б | б | б | а | а  | а  | а  | а  | а  | а  |

Из графика сменности можно рассчитать величину сменоборота:

$$T_{\text{см-о}} = a \cdot b,$$

где  $T_{\text{см-о}}$  – длительность сменоборота;  $a$  – количество бригад;  $b$  – количество дней, в течение которых бригада работает одну смену.

$$T_{\text{см-о}} = 2 \cdot 1 = 2 \text{ дня.}$$

Сменоборот позволяет нам определить количество выходных дней:

$$T_{\text{вых}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{см-о}}} \cdot n,$$

где  $T_{\text{вых}}$  – количество выходных за год;  $T_{\text{кал}}$  – время календарное;  $n$  – количество выходных за один сменоборот.

$$T_{\text{вых}} = \frac{365}{2} = 181 \text{ день.}$$

Зная количество выходных за год, можно определить эффективное время работы за год:

$$T_{\text{эф}} = T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{отп}} - T_{\text{нев}}$$

где  $T_{\text{эф}}$  – эффективное время рабочего.

$$T_{\text{эф}} = 365 - 181 - 31 - 10 = 143 \text{ дня}$$

Рассчитаем количество эффективного времени в часах:

$$T_{\text{эфф}} = 143 \cdot 12 = 1716 \text{ ч.}$$

Баланс времени одного среднесписочного рабочего на год при 12-ми часовом рабочем дне и 4-х бригадном графике, приведен в таблице 5.5.

Таблица 5.5–Баланс времени

| Показатели                          | Дней | Часов |
|-------------------------------------|------|-------|
| 1 Календарный фонд рабочего времени | 365  | 4380  |
| 2 Нерабочие дни:                    |      |       |
| Выходные                            | 181  | 1092  |
| Праздничные дни                     | 10   | 240   |
| 3 Номинальный фонд рабочего времени | 274  | 3288  |
| 4 Планируемые выходные:             |      |       |
| Отпуск                              | 31   | 372   |
| Невыходы по болезни                 | 10   | 120   |

|  |     |      |
|--|-----|------|
| Отпуск в связи с учебой без отрыва от производства | –   | –    |
| 5 Эффективный фонд рабочего времени                | 143 | 1716 |

Система оплаты труда основных рабочих повременно-премиальная. Годовой фонд заработной платы любой категории трудящихся можно рассчитать по формуле:

$$Z_{\text{Год}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}},$$

где  $Z_{\text{осн}}$  – фонд заработной платы основных рабочих, руб.,  $Z_{\text{доп}}$  – фонд заработной платы дополнительных рабочих, руб.

Фонд основной заработной платы определяется по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{тар}} + D_{\text{прем}} + D_{\text{нв}} + D_{\text{праз}},$$

где  $Z_{\text{тар}}$  – тарифный фонд заработной платы, руб.;  $D_{\text{прем}}$  – доплата премий, руб.;  $D_{\text{нв}}$  – доплата за работу в ночное время, руб.;  $D_{\text{праз}}$  – доплата за работу в праздничные дни, руб.

Тарифный фонд заработной платы равен:

$$Z_{\text{тар}} = T_{\text{ст}} \cdot T_{\text{эф}} \cdot N_{\text{сп}}$$

Доплата за работу в ночное время осуществляется в размере 40% от тарифной ставки. Доплата за работу в праздничные дни - двойной тариф. Премиальные – 50% от тарифной ставки.

Таблица 5.6 – Фонд заработной платы основных рабочих

| Профессия        | Образ. Разряд | $T_{\text{стр}}$ уб/ч | $N_{\text{п чел}}$ | $T_{\text{эф}}$ ч. | $Z_{\text{тар}}$ руб. | $D_{\text{нв}}$ руб | $D_{\text{праз}}$ руб | $Z_{\text{осн}}$ руб |
|------------------|---------------|-----------------------|--------------------|--------------------|-----------------------|---------------------|-----------------------|----------------------|
| Старший оператор | Высшее        | 160,84                | 6                  | 1716               | 1656008,64            | 662403,46           | 1158048               | 3476460,1            |
| Оператор ТУ      | 5             | 148,96                | 6                  | 1716               | 1533692,16            | 613476,86           | 1072512               | 3219681,02           |
| Оператор печи    | 5             | 148,96                | 6                  | 1716               | 1533692,16            | 613476,86           | 1072512               | 3219681,02           |

Фонд заработной платы основных рабочих составил 9 915 822,14 руб. Труд инженерно-технического персонала оплачивается по месячным окладам в соответствии с принципами повременной оплаты труда.

Для работников с подобной системой оплаты труда основной фонд заработной платы рассчитывается как:

$$Z_{\text{осн}} = P_{\text{мес}} \cdot T_{\text{окл}} \cdot N_{\text{сп}},$$

где  $P_{\text{мес}}$  – количество месяцев;  $T_{\text{окл}}$  – месячный оклад, руб.

Таблица 5.7 – Фонд заработной платы ИТР

| Должность           | $T_{\text{ст}}$ , руб/ч | $N_{\text{сп}}$ , чел | $T_{\text{эф}}$ , ч. | $Z_{\text{осн}}$ , руб |
|---------------------|-------------------------|-----------------------|----------------------|------------------------|
| Нач. установки      | 306,4                   | 2                     | 3432                 | 2103129,60             |
| Механик установки   | 181,56                  | 5                     | 3432                 | 3115569,60             |
| Энергетик установки | 181,56                  | 5                     | 3432                 | 3115569,60             |
| Инженер КИП и АСУ   | 181,56                  | 5                     | 3432                 | 3115569,60             |

Общий фонд заработной платы ИТР составил 11 449 838,40 руб. Вспомогательным рабочим помимо тарифа выплачивается дополнительная заработная плата из расчёта 40% от тарифа.

Таблица 5.8 – Фонд заработной платы вспомогательных рабочих

| Профессия         | Раз ряд | $T_{\text{стр}}$ уб/ч | $N_{\text{сп}}$ чел | $T_{\text{эф}}$ ч. | $Z_{\text{тар}}$ руб. | $D_{\text{прем}}$ руб | $D_{\text{праз}}$ руб | $Z_{\text{осн}}$ руб |
|-------------------|---------|-----------------------|---------------------|--------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|
| Слесарь-ремонтник | 4       | 92,9                  | 4                   | 1716               | 363105,60             | 145242,24             | 726211,2              | 1234559,04           |
| Электрик          | 4       | 92,9                  | 4                   | 1716               | 363105,60             | 145242,24             | 726211,2              | 1234559,04           |
| Слесарь КИПиА     | 4       | 92,9                  | 4                   | 1716               | 363105,60             | 145242,24             | 726211,2              | 1234559,04           |

Фонд заработной платы вспомогательных рабочих составил 3 703 677,12 руб. Общий фонд заработной платы за год составил 25 069 337,7 руб.

## 5.6 Расчет основных фондов

При расчете стоимости основных фондов определяются капитальные вложения, необходимые для строительства зданий и сооружений, для его оснащения производственным оборудованием, инвентарем и другими основными фондами. Расчет основных фондов приведен в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Расчет основных фондов

| Наименование расходов               | Стоимость колонны, тыс. руб | Стоимость теплообменника, тыс. руб | Основание    |
|-------------------------------------|-----------------------------|------------------------------------|--------------|
| Прейскурантная стоимость            | 76000                       | 36000                              | Прейскурант  |
| Неучтенное оборудование             | 7600                        | 3600                               | 10% от 1     |
| Транспортно-заготовительные расходы | 2500                        | 2500                               |              |
| Монтаж                              | 17220                       | 8420                               | 20% от 1+2+3 |
| Средства КИПиА                      | 8610                        | 4210                               | 10% от 1+2+3 |
| Специальные работы                  | 4305                        | 2105                               | 5% от 1+2+3  |
| Инструменты                         | 516,6                       | 252,6                              | 3% от 4      |
| Полная стоимость оборудования       | 116751,6                    | 57087,6                            |              |
| Стоимость сооружений                | 46700,64                    | 22835,1                            | 40% от 8     |

Общая стоимость оборудования и технических сооружений составила 243 374,94 тыс. руб.

Размер амортизационных отчислений определяется по установленным для основных фондов в химической промышленности уравнениям:

$$A = C / m,$$

где C – полная стоимость, руб.; m – срок службы, лет.

Таблица 5.10 – Расчет амортизации

| Основные производственные фонды | Количество шт | Срок службы, лет | Цена, т. руб | Общая стоимость | Годовые амортизационные отчисления | Месячные амортизационные отчисления |
|---------------------------------|---------------|------------------|--------------|-----------------|------------------------------------|-------------------------------------|
| Колонна                         | 1             | 10               | 76000        | 163452,24       | 16345,22                           | 1362,10                             |
| Теплообменник                   | 1             | 10               | 36000        | 79922,7         | 7992,27                            | 959,07                              |

### 5.7 Расчет себестоимости продукции

Себестоимость промышленной продукции представляет собой денежное выражение затрат на производство. Она включает в себя затраты.



- сырьё и материалы;
- вспомогательные материалы;
- топливо;
- энергия;
- амортизация основных фондов;
- заработная плата;
- отчисления на соцстрах;

Цеховая себестоимость:

$$C_{\text{цех}} = \frac{S + E - O + (R_1 + R + Z)}{N_{\text{год}}}$$

где  $S$  – сырьё и материалы, руб/т,  $E$  – энергозатраты, руб/т,  $O$  – используемые отходы, руб/т,  $R_1$  – цеховые расходы на выпуск, руб.,  $R$  – расходы на содержание и эксплуатацию оборудования на весь выпуск, руб.,  $Z$  – зарплата основная и дополнительная с отчислением на весь выпуск, руб.,  $N_{\text{год}}$  – годовой выпуск, тыс. т/год

Заводская себестоимость:

$$C_{\text{зав}} = C_{\text{цех}} + \frac{(R_2 + R_3)}{N_{\text{год}}}$$

где  $R_2$  – общезаводские расходы на весь выпуск, руб.,  $R_3$  – прочие производственные расходы на весь выпуск, руб.

Полная себестоимость:

$$C_{\text{полн}} = C_{\text{зав}} + \frac{R_4}{N_{\text{год}}}$$

где  $R_4$  – внепроизводственные расходы на выпуск, руб.

По данным формулам проводим расчёт себестоимости одной тонны продукции на старый и новый выпуск. Результаты помещаем в таблицу 5.11.

Таблица 5.11 – Калькуляция себестоимости УДСК

| Наименование статей расхода          | Ед. изм.  | Цена руб. | Расход в натуральных ед.<br>N <sub>1</sub> =2500000т/год<br>N <sub>2</sub> =3000000т/год |                      |                      | Годовые затраты<br>N <sub>1</sub> =2500000т/год<br>N <sub>2</sub> =3000000т/год |                                |                                   |                               |
|--------------------------------------|-----------|-----------|--|----------------------|----------------------|---|--------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|
|                                      |           |           | На 1 т   | на N <sub>год1</sub> | на N <sub>год2</sub> | на 1 т<br>т.руб<br>N <sub>1</sub>   | на N <sub>год1</sub><br>т. руб | На 1 т<br>т.руб<br>N <sub>2</sub> | на N <sub>год2</sub><br>т.руб |
| 1 Сырье и осн. материалы             |           |           |  |                      |                      |   |                                |                                   |                               |
| газ                                  | т,        | 10        | 2,80   | 7 000<br>000         | 8 400<br>000         | 0,28  | 700                            | 0,28                              | 840                           |
| 1.1 Энергоресурсы                    |           |           |  |                      |                      |   |                                |                                   |                               |
| – пар                                | г/кал     | 173,81    | 0,76   | 1 900<br>000         | 2 280<br>000         | 1,32  | 3302,20                        | 1,32                              | 3962,6                        |
| –электроэнергия                      | кВт/<br>ч | 5,4       | 0,74   | 1 850<br>000         | 2 220<br>000         | 0,39  | 999,0                          | 0,39                              | 1198,8                        |
| – вода оборотная                     | т         | 218,2     | 0,44   | 1 100<br>000         | 1 320<br>000         | 0,96  | 2400,2                         | 0,96                              | 2880,3                        |
| ИТОГО переменных издержек:           |           |           | 4,74   | 11 850<br>000        | 14 220<br>000        | 2,95  | 6502,3                         | 2,95                              | 7802,8                        |
| 2.ЗП производственных рабочих        |           |           |  |                      |                      | 0,672   | 1679,9                         | 0,55                              | 1679,9                        |
| 3.Отчисления на соц. нужды           |           |           |  |                      |                      | 0,2016  | 503,97                         | 0,165                             | 503,97                        |
| ИТОГО                                |           |           |  |                      |                      | 0,845   | 2116,69                        | 0,695                             | 2116,69                       |
| 4 РСЭО                               |           |           |  |                      |                      |   |                                |                                   |                               |
| Амортизационные отчисления           |           |           |  |                      |                      | 0,008   | 20,62                          | 0,006                             | 20,62                         |
| – ЗП дежурным, ремонтникам           |           |           |  |                      |                      | 0,59  | 1491,3                         | 0,49                              | 1491,3                        |
| – отчисления на соц. нужды           |           |           |  |                      |                      | 0,177   | 447,39                         | 0,147                             | 447,39                        |
| – расходы на содержание оборудования |           |           |  |                      |                      | 0,17  | 436,16                         | 0,14                              | 436,16                        |
| ИТОГО:                               |           |           |  |                      |                      | 0,92  | 2335,9                         | 0,76                              | 2335,9                        |
| 5,Ремонтный фонд                     |           |           |  |                      |                      |   |                                |                                   |                               |
| капитальный                          |           |           |  |                      |                      | 0,08  | 214,16                         | 0,07                              | 214,16                        |
| ИТОГО:                               |           |           |  |                      |                      | 0,08  | 214,16                         | 0,07                              | 214,16                        |
| 6,Общепроизвод. расходы              |           |           |  |                      |                      |   |                                |                                   |                               |
| – ЗП ИТР, служащим, МОП              |           |           |  |                      |                      | 0,89  | 2234,1                         | 0,74                              | 2234,1                        |
| – отчисления на соц. нужды           |           |           |  |                      |                      | 0,23  | 580,86                         | 0,19                              | 580,86                        |
| ИТОГО:                               |           |           |  |                      |                      | 1,12  | 3748,1                         | 0,93                              | 3748,1                        |

|                             |  |  |  |  |  |      |         |      |         |
|-----------------------------|--|--|--|--|--|------|---------|------|---------|
| Полная себестоимость        |  |  |  |  |  | 4,07 | 1017500 | 3,88 | 1164000 |
| Условно-переменные издержки |  |  |  |  |  | 2,95 | 735500  | 2,95 | 885000  |
| Условно-постоянные издержки |  |  |  |  |  | 1,12 | 280000  | 0,93 | 280000  |

### 5.8 Расчет технико-экономических показателей

1. Определение цены:

$$Ц = C (1 + 0,25)$$

где, C – себестоимость.

2. Определение выручки:

$$B = Ц \cdot V$$

где, V – объём производства, B – выручка,

3. Расчет прибыли:

$$П = B - Z$$

где, Z – затраты.

Затраты включают в себя: постоянные затраты, переменные затраты и амортизацию зданий и сооружений, следовательно:

4. Фондоотдача основных средств (Ф<sub>о</sub>) рассчитывается по формуле:

$$Ф_о = B / ОФ$$

где ОФ — среднегодовая стоимость основных фондов, B – выручка от реализации.

5. Расчет фондоемкости производства на месяц.

$$Ф_е = ОФ / ВП = ОФ / Ц_{\text{отг.}} \cdot V$$

6. Рентабельность продаж (Р<sub>п</sub>) рассчитывается по формуле:

$$Р_п = П / B \cdot 100$$

где П — балансовая прибыль; B – выручка от реализации.

7. Рентабельность продукции (Р<sub>пр</sub>) рассчитывается по формуле

$$Р_{\text{пр}} = П / C \cdot 100$$

где C — полная себестоимость продукции.

Результаты расчётов показателей, описанных в данном подразделе, приведены в таблице 5.14.

### 5.8.1 Расчет точки безубыточности

Для проведения такого анализа следует разделить затраты на постоянные и переменные.

Постоянные затраты:

1. Амортизация;
2. Ремонт;
3. Энергоресурсы;
4. ЗП ИТР, МОП, служащих;
5. Содержание зданий и сооружений.

Итого постоянные затраты составляют: 36505080,02 тыс. руб.

Переменные затраты:

1. Сырье и основные материалы;
2. ЗП производственных рабочих;
3. Отчисления на соц. нужды;
4. ЗП вспомогательных рабочих;
5. Отчисления на соц. нужды;
6. Налоги;
7. Коммерческие расходы.

Итого переменные затраты составляют: 6802696,61 (8206122,72) тыс. руб.

Точки безубыточности — минимальный объем продаж, начиная с которого предприятие не несет убытков.

$$U_{\text{пост}} = 280000 \text{ т.руб.}$$

$$U_{\text{перем.}} = 737500 \text{ т.руб. (} N_1=2500000 \text{ т/год)}$$

$$U_{\text{перем.}} = 7802,8 \text{ т.руб. (} N_2=3000000 \text{ т/год)}$$

$$U = U_{\text{пост}} + U_{\text{перем}} = 20175000 \text{ т.руб. (} N_1=2500000 \text{ т/год)}$$

$$U = U_{\text{пост}} + U_{\text{перем}} = 11640000 \text{ т.руб. (} N_2=3000000 \text{ т/год)}$$

Тогда точка безубыточности определится следующим образом:

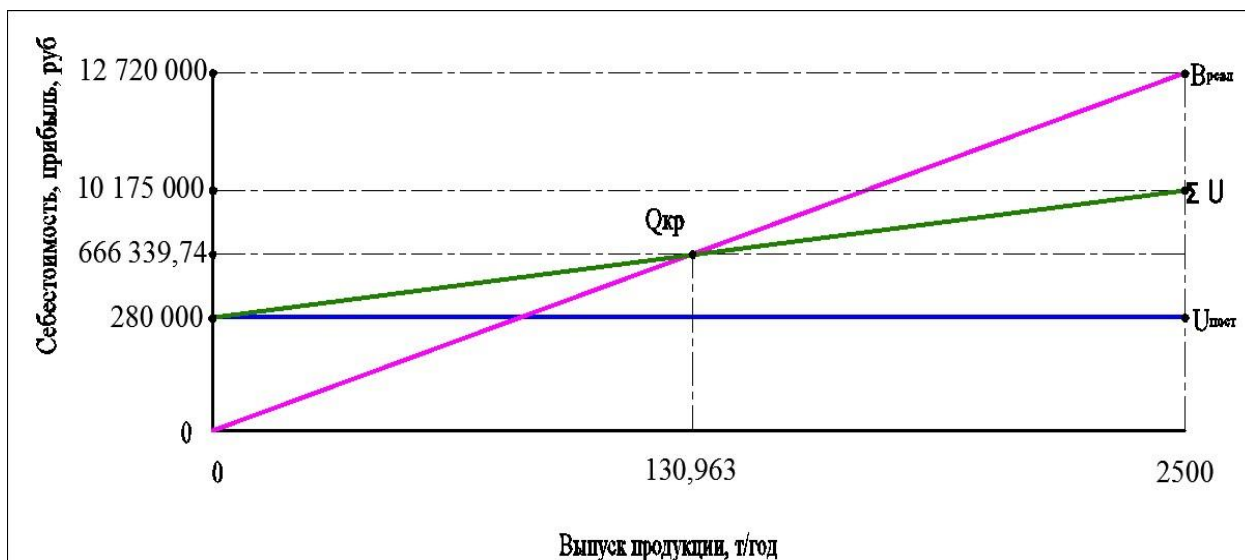
$$Q_{\text{кр}} = U_{\text{пост}} / \text{Ц 1т} - U_{\text{перем.1т}}$$

$$Q_{кр} = 28000 / 5,088 - 2,95 = 130,963 (N_1 = 2500000 \text{ т/год})$$

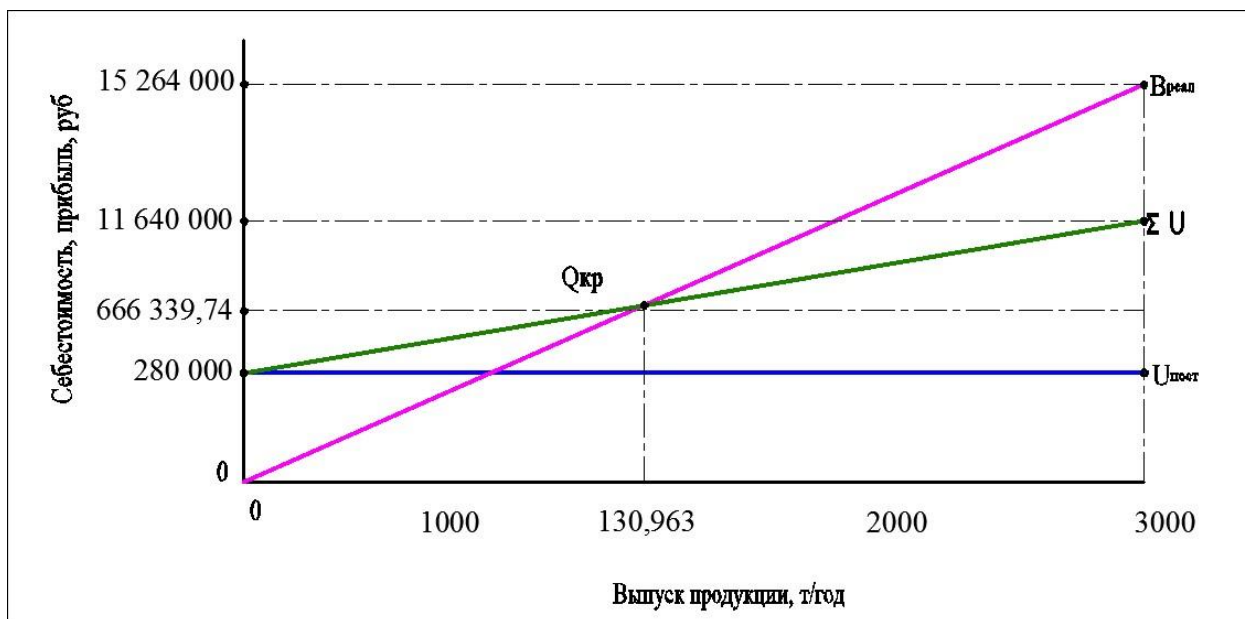
$$Q_{кр} = 28000 / 5,088 - 2,95 = 130,963 (N_2 = 3000000 \text{ т/год})$$

По результатам вычислений строим график безубыточности:

1) Производительность 2500 тыс. т/год



2) Производительность 3000 тыс. т/год



По графику видно, что при заданном объеме производства 3000000 т/год проект полностью окупается, так как точка безубыточности смещается влево, что способствует уменьшению объемов затрат.

### 5.8.2 Расчет экономической эффективности инвестиционных показателей

Так как величины денежных поступлений примерно равны по годам воспользуемся расчетом, при котором для определения срока окупаемости сумма первоначальных инвестиций делится на величину годовых поступлений:

$$PP=I_0/ЧДП$$

-где  $I_0$ - первоначальные инвестиции (174 000 000руб.); ЧДП – чистый денежный поток от операционной деятельности.

Таблица 5.12 - Расчет стоимости оборудования

| Наименование     | Количество | Цена за единицу, млн.руб. | Всего, млн.руб. |
|------------------|------------|---------------------------|-----------------|
| Колонна          | 1          | 76                        | 76              |
| Теплообменник    | 1          | 36                        | 36              |
| Буферная емкость | 1          | 20                        | 20              |
| Итого            |            |                           | 132             |

Таблица 5.13 - Расчет капиталовложений на модернизацию установки

| № | Наименование                                  | Стоимость, млн.руб. |
|---|---|---------------------|
| 1 | Стоимость оборудования                        | 132                 |
| 2 | Стоимость проектных изысканий научных работ   | 3,61                |
| 3 | Стоимость нематериальных активов              | 3,36                |
| 4 | Стоимость объектов непромышленного назначения | 4,62                |
| 5 | Стоимость транспортных средств                | 1,68                |
| 6 | Стоимость строительства                       | 27,8                |
|   | Итого   | 174,0               |

Таблица 5.14 Техничко-экономические показатели

| Наименование показателя                  | Ед. изм.          | Отчетный год | Плановый год |
|--|-------------------|--------------|--------------|
| 1. Объем производства                    | тыс. т            | 2500         | 3000         |
| 2. Объем продаж                          | тыс. т            | 2500         | 3000         |
| 3. Цена 1 тонны                          | тыс.руб           | 5,088        | 5,088        |
| 4. Выручка от продажи (2*3)              | тыс.руб           | 12720000     | 15264000     |
| 5. Суммарные издержки                    | тыс.руб           | 10175000     | 11640000     |
| 5.1.Издержки переменные                  | тыс.руб           | 737500       | 885000       |
| 5.2.Издержки постоянные                  | тыс.руб           | 280000       | 280000       |
| 6. Операционная прибыль (4–5)            | тыс.руб           | 2545000      | 3624000      |
| 7. Налог на прибыль (6*20%)              | тыс.руб           | 509000       | 724800       |
| 8. Чистая прибыль (6–7)                  | тыс.руб           | 2036000      | 2899200      |
| 9. Себестоимость 1 тонны                 | тыс.руб.          | 4,07         | 3,88         |
| 10. Стоимость основных средств           | тыс.руб           | 275324,67    | 275324,67    |
| 11. Численность основных рабочих         | чел               | 38           | 38           |
| 12. Фондовооруженность (10/11)           | тыс.<br>руб./чел  | 7245,37      | 7245,37      |
| 13. Фондоотдача (4/10)                   | руб./руб.         | 46,2         | 55,5         |
| 14. Фондоемкость (10/4)                  | руб./руб.         | 0,021        | 0,018        |
| 15.Производительность труда (4/11)       | тыс.<br>руб./чел. | 334736,84    | 401684,21    |
| 16.Рентабельностьпроизводства (8*100%/5) | %                 | 20,1         | 24,9         |
| 17.Рентабельность продаж (8*100%/4)      | %                 | 16           | 19           |
| 18.Критическийобъем продаж (Qкр.)        | тыс. т            | 130,963      | 130,963      |
| 19.Критическийобъем продаж (Qкр.)        | тыс. руб.         | 666339,744   | 666339,744   |
| Срок окупаемости                         | годы              |              | 0,2          |

**Вывод:**

Таким образом, был определен целевой рынок и проведено его сегментирование, выполнен SWOT-анализ проекта. Выполнен расчет сырья, материалов, оборудования, фонда оплаты труда. Рассчитана себестоимость готовой продукции и точка безубыточности производства. Определены технико-экономические показатели.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

|               |                               |
|---------------|-------------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                    |
| 2БМ84         | Кириллов Александр Максимович |

|                            |  |                                  |                                     |
|----------------------------|--|----------------------------------|-------------------------------------|
| <b>Школа</b>               | <b>Инженерная школа природных ресурсов</b> | <b>Отделение (НОЦ)</b>           | <b>Отделение нефтегазового дела</b> |
| <b>Уровень образования</b> | Магистратура                               | <b>Направление/специальность</b> | 21.04.01<br>«Нефтегазовое дело»     |

Тема ВКР:

Повышение эффективности установки деэтанализации стабилизации газового конденсата путем разработки одноколонной схемы

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

|  |   |
|--|---|
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения | <p>Объект исследования: Установка деэтанализации стабилизации газового конденсата.</p> <p>Область применения: Переработка нефтегазового конденсата.</p> |
|--|---|

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

|  |   |
|--|---|
| <p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <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> | <p>-ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p> <p>-ГОСТ 21752-76. Система «человек-машина». Маховики управления и штурвалы. Общие эргономические требования.</p> <p>-ГОСТ Р ИСО 14738-2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин.</p> <p>-ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.</p> <p>-ГОСТ 21753-76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования.</p> <p>-ВСН 39.1.06-84</p> <p>Перечень технологического оборудования нефтедобывающей и газовой промышленности, рекомендуемым для установки на открытых площадках [68].</p> <p>-ВНТП 01-81</p> <p>Нормы технологического проектирования объектов газодобывающего предприятия и станции подземного хранения газа</p> <p>-ПБ 08-624-03.</p> <p>Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.</p> <p>-Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N197-ФЗ(ред. от 01.04.19)</p> |
|--|---|



|  |  |
|--|--|
| <p><b>2. Производственная безопасность:</b><br/> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов<br/> 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p> | <p>Вредные факторы:<br/> повышенный уровень шума (ГОСТ 12.1.003-83) и вибрации (ГОСТ 12.1.012-78), повышенная или пониженная температура воздуха (ГОСТ 12.1.005-88).<br/> Опасные факторы:<br/> -Опасность взрыва и пожара<br/> -Опасность производственных факторов, обладающих свойствами химического воздействия на организм человека<br/> -Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током.</p>  |
| <p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>   | <p>Атмосфера: основным источником загрязнения атмосферы являются продукты сгорания газа – оксиды азота и углерода.<br/> Гидросфера: загрязнение в процессе освоения месторождений, загрязнение пластовых вод, выделяемыми отходами при переработке.<br/> Литосфера: углеводородный конденсат загрязняет почвенный слой, почва загрязняется метанолом в процессе добычи и транспорта газа.</p>  |
| <p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>  | <p>Возможные ЧС: Пожары, взрывы, угроза взрывов; выброс в атмосферу токсичных веществ; -разгерметизация аппаратов, оборудования, трубопроводов, фланцевых соединений и сальниковых уплотнений трубопроводов;<br/> -неисправность средств сигнализации и блокировки технологического процесса;<br/> Наиболее типичная ЧС: Пожар пролива. Разрушение емкостного оборудования с СУГ (ЛВЖ), разрыв технологического трубопровода; выброс газовой и жидкой фазы в окружающую среду.</p> |

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                           | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------------|---------|------|
| 2БМ84  | Кириллов Александр Максимович |         |      |

## **6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

В современных условиях одним из основных направлений коренного улучшения всей профилактической работы по снижению производственного травматизма и профессиональной заболеваемости является повсеместное внедрение комплексной системы управления охраной труда, то есть объединение разрозненных мероприятий в единую систему целенаправленных действий на всех уровнях и стадиях производственного процесса.

В основе законодательства Российской Федерации об охране труда лежит конституция Российской Федерации и трудовой кодекс Российской Федерации. Обязанности по обеспечению безопасных условий и охраны труда в организации возлагаются на работодателя. Согласно Федеральному закону от 17 июля 1999 г. №181–ФЗ "Об основах охраны труда в Российской Федерации" (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).

Настоящая магистерская диссертация посвящена разработке одноклонной схемы установки деэтанализации стабилизации газового конденсата (УДСК), предназначенной для переработки газового конденсата с получением углеводородных газов, сжиженной широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и стабильного конденсата.

В разделе рассмотрены вопросы, касающиеся производственной безопасности, экологической, безопасности при возникновении чрезвычайных ситуациях, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

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

#### **6.1.1. Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства**

Согласно статье 224 ТК РФ, работодатель обязан соблюдать ограничения на привлечение отдельных категорий работников к выполнению тяжелых работ во вредных и (или) опасных условиях. Например, трудовое законодательство ограничивает использование труда женщин на работах в тяжелых, вредных или

опасных условия (ст.253 ТК РФ). Молодые люди, не достигшие 18 лет, на вредные или опасные работы не допускаются. Об этом говорится в ст.265 ТК РФ.

У сотрудников, которые заняты на работах во вредных или опасных условиях, продолжительность рабочего времени сокращается на 4 часа в неделю. То есть она не превышает 36 часов в неделю (ч.1 ст.92 ТК РФ). При этом ежедневная рабочая смена при 36-часовой рабочей неделе не может превышать 8 часов, а при рабочей неделе 30 часов и менее- 6 часов (ч.2 ст.94 ТК РФ) [68].

Под вредными условиями труда следует понимать те, которые характеризуются присутствием на предприятии факторов, негативно влияющих на состояние здоровья работников и их дееспособность.

При этом условия рабочей среды попадают в категорию вредных не произвольно, а только после проведения специальной оценки условий труда (СОУТ), порядок осуществления которой прописан в Законе № 426-ФЗ от 28.12.2013.

### **Льготы и компенсации**

Таблица 6.1 – Классификация производств по степени вредности

| Класс условий труда | Подкласс условий труда | Воздействие неблагоприятных факторов                           | Влияние на организм  |
|---------------------|------------------------|--|--|
| 1 — оптимальные     |                        | Отсутствует или не превышает уровни, установленные нормативами | Безвредно  |
| 2 — допустимые      |                        | Не превышает уровни, установленные нормативами                 | Восстановление организма во время перерыва или к началу следующего рабочего дня                          |
| 3 — вредные         | 3.1 (1 степень)        | Превышает уровни, установленные нормативами                    | Для восстановления организма необходим длительный период времени   |
|                     | 3.2 (2 степень)        |  | Вероятность возникновения профессиональных заболеваний в легкой степени (после воздействия более 15 лет) |

|             |                    |  |  |
|-------------|--------------------|--|--|
|             | 3.3<br>(3 степень) |  | Вероятность возникновения профессиональных заболеваний средней степени, что может привести к профнепригодности             |
|             | 3.4<br>(4 степень) |  | Вероятность возникновения профессиональных заболеваний тяжелой степени, что может привести к потере общей трудоспособности |
| 4 — опасные |                    | Уровни воздействия способны создать угрозу жизни работника | Высокий риск острого профессионального заболевания   |

В зависимости от того, к какой категории опасности относится производство, государство устанавливает различные гарантии и компенсации для людей, которые на них трудятся:

- уменьшение рабочего времени;
- дополнительный ежегодный отпуск;
- доплата за вредные условия труда;
- досрочный выход на пенсию;
- компенсационные выплаты;
- выдача молока (либо денежная компенсация за молоко за вредность);
- специальное и лечебное питание;
- обязательное проведение периодических медосмотров за счет работодателя.

Согласно таблице 6.1 в нашем случае 2 класс условий труда (не превышает уровни, установленные нормативами)

Поэтому работодатель не обязан выплачивать какие-либо компенсаций и делать льготы сотрудникам в виде удлиненного отпуска или досрочного выхода на пенсию.

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

При проектировании объектов необходимо предусматривать максимально возможное размещение аппаратуры и оборудования вне зданий. При этом необходимо руководствоваться “Перечнем технологического оборудования

нефтедобывающей и газовой промышленности, рекомендуемым для установки на открытых площадках». [69]

Компоновочные решения технологических установок на объекте должны соответствовать положениям разделов [70] настоящих норм, а также обеспечивать нижеперечисленные требования:

- Минимальные капитальные и эксплуатационные расходы;
- Технологическую взаимозаменяемость;
- Последовательность технологических процессов с минимальным количеством встречных перекачек;
- Оптимальные размеры рабочей площади агрегатов, технологических блоков, установок;
- Деление на участки, обеспечивающие возможность опорожнения от продукта всех аппаратов и трубопроводов, расположенных на площадке;
- Свободный доступ к оборудованию, арматуре. Приборам контроля и автоматизации; свободный подъезд транспорта и размещение подъемных средств;
- Возможность проводить ремонтные работы с помощью средств механизации.

Расстояния между аппаратами, колоннами, теплообменниками и другим оборудованием, расположенными внутри одной технологической установки, следует принимать исходя из условий максимального удобства обслуживания, ремонта и выполнения требования по охране труда и пожарной безопасности в соответствии с указаниями [71].

Необходимо предусмотреть:

- Основные проходы по обслуживанию щитов управления шириной не менее 2 м;
- Основные проходы по обслуживанию компрессоров, насосов и аппаратов, имеющих местные контрольно-измерительные приборы, и проходы при наличии постоянных рабочих мест шириной не менее 1.5 м.

- Проходы между аппаратами и стенами помещений при условиях кругового обслуживания- шириной не 1 м.
- Проходы для осмотра периодической проверки, регулирования аппаратов и приборов – шириной не менее 0.8 м;
- проходы между газовыми компрессорами –не менее 1.5 м. Ширина прохода малогабаритными машинами (шириной и высотой до 0.8 м.)- не менее 1 м.
- расстояние между фундаментами «в свету» для вертикальных аппаратов массой не более 40 м. должны быть не менее 3.5 м.

Территорию наружных площадок для установки технологического оборудования, требующих постоянных рабочих мест, следует проектировать с бетонным покрытием.

Установку деэтанализации и стабилизации конденсата (УДСК) должны проектировать как единый комплекс, состоящий из одной или нескольких технологических линий и оборудования общего технологического назначения.

Установка монтируется на открытой площадке. Состав каждого конкретного оборудования определяется заказчиком согласно проекту, привязка в зависимости от конкретных условий. [72].

## 6.2 Производственная безопасность

Таблица 6.2 – Возможные опасные и вредные факторы

| Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)                                  | Этапы работ |              |              | Нормативные документы   |
|---|-------------|--------------|--------------|---|
|   | Разработка  | Изготовление | Эксплуатация |   |
| 1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны | +           | +            | +            | ГОСТ 12.1.003-2014 [73]<br>ГОСТ 12.1.012–2004 [74]<br>СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [75]                                |
| 2.Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте         | +           | +            | +            | СанПиН2.2.1./2.1.1.1278-03 [76] ГН 2.2.5.1313-03 [77] ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ [78] СанПиН 2.2.4.548–96 [79] ГОСТ |
| 3.Опасность взрыва и пожара                                   | +           | +            | +            |   |

|  |   |   |   |  |
|--|---|---|---|--|
| 4. Опасность производственных факторов, обладающих свойствами химического воздействия на организм человека | + | + | + | 12.2.003-91. ССБТ [80]<br>ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ [81]<br>ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ [81]<br>ГОСТ Р 12.4.296-2013 [82] |
| 5. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током.                            | + | + | + |  |

### **1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны**

С целью создания нормальных условий работы персонала установлены нормы производственного микроклимата. Эти нормы устанавливают оптимальные и допустимые значения температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха с учетом (СН-245-71), тяжести выполняемых работ и сезонов года.

Нормативные показатели производственного микроклимата установлены ГОСТ 12.1.005-88 «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования», а также СНИП 2.2.4.584-96.

Согласно санитарным нормам, производственные помещения по избыткам явного тепла, изменяющего температуру воздуха в помещениях, условно подразделяют на холодные, характеризующиеся незначительными избытками явного тепла (не более 20 ккал/час на 1 м куб.) и горячие, характеризующиеся значительными избытками явного тепла (более 20 ккал/час на 1 м куб.).

Различают теплый и холодный период года. Теплый период года характеризуется среднесуточной температурой наружного воздуха + 10°C и выше, холодный – ниже + 10°C.

Для операторной УДСК существует оптимальная и допустимая норма температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне.

Для холодного периода года оптимальные и допустимые параметры микроклимата следующие:

- оптимальная температура воздуха 20-23 °С;
- допустимая температура воздуха 19-25 °С;
- оптимальная относительная влажность 40-60%;
- допустимая относительная влажность 75%;
- оптимальная скорость движения воздуха до 0,2м/сек.; - допустимая скорость движения воздуха до 0,2 м/сек.

Для теплого периода года оптимальные и допустимые параметры микроклимата следующие:

- температура воздуха 18-22 °С;
- относительная влажность 40-60%;
- скорость движения воздуха до 0,2 м/сек.

Все показатели в операторной соответствуют стандартным нормам СН 245-71.

### **Средства защиты работников**

В соответствии с законодательством РФ о труде по ГОСТ 12.4.011-89, обслуживающий персонал УДСК обеспечивается средствами индивидуальной защиты:

1. спецодежда зимняя и летняя, предназначенная для защиты рабочих от вредных воздействий, а также от холода;
2. спецобувь, предназначенная для предохранения ног от механических повреждений, от опасностей и вредностей производства, защиты от низких температур;
3. головные уборы для защиты головы от механических повреждений (каска, подшлемник), холода и атмосферных осадков;
4. рукавицы для предохранения рук от механических повреждений, загрязнений, холода;

### **2. Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте**



На данном производстве источниками шума и вибрации являются: машинный зал компрессорной, насосной и печи подогрева газа.

Повышение уровня шума и вибрации оказывает вредное воздействие на организм человека, производственное оборудование, коммуникации и сооружения. Все это предусматривает необходимость разработки и осуществления комплекса инженерно-технических и организационных мероприятий для снижения шума и вибрации до величин, установленных санитарными нормами и ГОСТом 12.1.003-83. Для постоянных рабочих мест и рабочей зоны в производственном помещении и на территории предприятия допустимый уровень шума - 85 ДБА. Уровень шума в боксах составляет максимально 90 и 100 ДБА. Помещения внутри боксов не являются постоянными рабочими местами. Боксы своими стенами из металла и полиуретанового пенопласта препятствуют выходу наружу шума. Обслуживающий персонал находится в боксах только при пуске и контрольных обходах. Контроль за нормальной работой машин в боксах производится из операторной. Снижение уровня шума в боксах при длительном пребывании, например, при ремонтах, достигается индивидуальными средствами защиты от шума. Для постоянных рабочих мест и рабочей зоны в производственном помещении и на территории предприятия допустимый уровень шума - 85 ДБА. Снижение шума и вибрации достигается:

- уменьшением шума и вибрации в источнике их образования;
- изоляцией источников средствами звуко- и виброизоляции, звуко- и вибропоглощения;
- принятием архитектурно - планировочных решений, предусматривающих рациональное размещение оборудования, машин и механизмов.

### **Средства защиты работников**

Для персонала, находящегося в зоне высокого шума, рекомендуются защитные наушники, беруши.

### **3. Опасность взрыва и пожара**

Опасность и вредность работы на установке обусловлена применением вредных и токсичных продуктов: газ-метан с примесями азота, углекислого газа, конденсата, водоментольная смесь.

Метан удушлив, а смесь с воздухом при концентрации от 4% до 17% по объему – взрывоопасна. Газ при не герметичности оборудования трубопровода в аварийных ситуациях может выделяться в пространство рабочих помещений, в воздух рабочей зоны на наружных установках, создавая при этом пожарную и взрывную опасность. Содержание газа в воздухе в количествах, снижающих в нем концентрацию кислорода от 21% до 15% объемных при вдыхании может привести к удушью.

Газовый конденсат – легковоспламеняющаяся жидкость, пары конденсата образуют с воздухом взрывную смесь. На установке регенерации метанола, а также для впрыска в газопроводы установки в качестве ингибитора гидратообразования используются метанол с концентрацией 80-95%.

Метанол в смеси с воздухом при концентрации от 5,5 до 36,5% объемных взрывоопасен. Предельно допустимая концентрация метанола в воздухе рабочей зоны производственных помещений 5мг/м<sup>3</sup>.

#### **Индивидуальные средства защиты**

Для работы с вредными веществами, повышенными температурами, влажностью в соответствии с ГОСТом 12.4.034-85 выдаётся спец. одежда, спец. обувь и другие средства индивидуальной защиты.

1. Для защиты рук от воздействия вредных и агрессивных сред применяются рукавицы или голицы с кислотостойкой пропиткой.
2. Для защиты органов дыхания используют противогазы и респираторы.
3. Для защиты глаз применяют защитные очки.
4. Для предохранения кожи открытых частей тела от производственных вредностей необходимо применять защитные мази.

5. Для работы внутри технологического оборудования в обязательном порядке использовать только шланговые противогазы. Каждый противогаз за обслуживающим персоналом закреплён индивидуально.

#### **4. Опасность производственных факторов, обладающих свойствами химического воздействия на организм человека**

МЕТАН – газ, являющийся составной частью добываемого природного газа. Не имеет ощутимого запаха, не ядовит, но при содержании его в воздухе около 10 % человек испытывает недостаток кислорода, при большем содержании может наступить удушье. Предельно-допустимая концентрация – 300 мг/м<sup>3</sup>.

ПАРЫ УГЛЕВОДОРОДОВ. При легких отравлениях наблюдается период возбуждения (болтливость, беспричинная веселость), затем наступают головная боль, сонливость, головокружение, усиленное сердцебиение, тошнота. При тяжелых отравлениях парами углеводородов наступают потеря сознания, судороги, ослабление дыхания. ПДК - 300 мг/м<sup>3</sup>.

ОКИСЬ УГЛЕРОДА - газ без цвета и запаха, более легкий, чем воздух. Окись углерода соединяется с гемоглобином и препятствует переносу кислорода, от чего наступает удушье. При вдыхании небольших количеств окиси углерода появляются головная боль, биение пульса в висках, головокружение, шум в ушах, слабость. При продолжительном пребывании в загазованной зоне наступает потеря сознания и возможен смертельный исход. ПДК окиси углерода в воздухе производственных помещений - 20 мг/м<sup>3</sup>.

ДВУОКИСЬ УГЛЕРОДА - образуется при горении. Она бесцветна, не имеет запаха. При концентрации до 1 % об. не оказывает какого-либо вредного воздействия на организм человека.

Начиная с 4-5 %, а также при медленном повышении двуокиси углерода в воздухе, появляется ощущение раздражения слизистых оболочек дыхательных путей, кашель, ощущение тепла в груди, раздражение глаз, потливость, чувство сдавливания головы, головные боли, шум в ушах, повышение кровяного давления, психическое возбуждение, головокружение, реже рвота. При повышении содержания двуокиси углерода в воздухе соответственно

уменьшается содержание кислорода и при значительном обеднении воздуха кислородом может наступить смерть.

МЕТАНОЛ (метиловый спирт) – сильный яд, действующий на нервную и сосудистую систему, слизистую оболочку дыхательных путей. Небольшое количество метанола (до 10-15 г) приводит к тяжелым отравлениям, которые приводят к слепоте и даже смерти.

Отравление происходит не только при попадании его внутрь, но и при вдыхании паров и проникновении их через кожу тела. ПДК метанола в воздухе рабочих помещений - не более 5 мг/м<sup>3</sup>.

### **Защита от вредных производственных факторов.**

Защита тела человека осуществляется спецодеждой (костюмы хлопчатобумажные различных размеров), спецобувью (кирзовые ботинки с медными гвоздями), рукавицами, касками, подшлемниками, перчатками, калошами и ботами, шлемами, масками и др.

Защита органов зрения осуществляется с помощью различных предохранительных очков.

Защита органов дыхания обеспечивается применением различного рода респираторов и противогазов. Респираторы служат для защиты легких человека от воздействия взвешенной в воздухе пыли, противогазы - для защиты от газов и вредных паров.

## **5. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током**

Самое большое количество электро-травм возникает при эксплуатации электроустановок и сетей напряжением до 1000 В. Основными причинами поражения электрическим током является непосредственный контакт с открытыми токопроводящими частями оборудования, соприкосновение с изолированными токопроводящими частями оборудования, которое утратило свои изоляционные свойства и влияние электротока через электрическую дугу на устройствах отключения.

Все поражения, которые вызваны действием электрического тока, разделяются на внутренние и внешние. В соответствии с этим на практике различают электрические удары, вызывающие поражение всего организма и электро-травму, которая представляет собою внешнее местное поражение в виде теплового (ожог), механического (разрыв тканей) или химического (электролиз) повреждения. Установлено, что самая большая величина переменного тока промышленной частоты, при которой человек может самостоятельно оторваться от электропровода, равно в среднем 15-20 мА (для постоянного тока - 60-79 мА).

**Для защиты персонала от поражения электрическим током применяются** диэлектрические перчатки, коврики, сапоги, резиновые фартуки и прорезиненные костюмы, инструмент с изолированными ручками.

**К средствам коллективной защиты от поражения электрическим током относятся:** заземление, зануление, защитное отключение, изоляция, ограждение, блокировка, пониженные напряжения, сигнализация и плакаты, электрозащитные средства, электрическое разделение сетей.

### **6.3 Экологическая безопасность**

Нефтяная и газовая промышленность является на сегодняшний день одной из наиболее опасных отраслей производства по загрязнению окружающей среды.

#### **6.3.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы)**

Основным источником загрязнения атмосферы являются постоянные, технологические неизбежные выбросы. Основными источниками выделения вредных веществ в атмосферу являются технологические комплексы, расположенные на промышленных площадках УДСК. Источники выбросов в атмосферу на УДСК:

- Продувочные свечи установок, вытяжные вентиляционные установки цехов и помещений (выброс углеводородов);
- Выхлопные шахты ГПА на ДКС, дымовые трубы печей регенерации ДЭГа и метанола (выброс продуктов сгорания)

Продуктами сгорания газа являются оксиды азота и оксид углерода. В соответствии с нормами технологического проектирования для предотвращения

попадания газа в производственные помещения и атмосферу, проектом обустройства должна предусматриваться полная герметизация всего оборудования, арматуры, трубопроводов, исключая постоянные сбросы газа в атмосферу. Вся принятая запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах, транспортирующих газ, метанол и ДЭГ, соответствует 1 классу герметичности по ГОСТ 9544-2005, предохранительная арматура по ГОСТ31294-2005.

### **6.3.2 Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы)**

В процессе добычи и транспорта газа и конденсата, почва загрязняется жидкими углеводородами (конденсатом, различными химическими реагентами и высокоминерализованными сточными водами). Почва может загрязняться различными реагентами, применяемыми в технологических процессах добычи и транспорта газа, метанолом, кислотами, щелочами, ингибиторами. В период проектирования объекта образуются бытовые и производственные отходы.

### **6.3.3 Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы)**

В результате работы УДСК загрязняются пластовые воды. Для очистки пластовых вод предусматривается комплекс очистных сооружений. На площадке УДСК принята отдельная система канализации: производственная и бытовая. Бытовые стоки очищаются в канализационных очистных сооружениях. На площадках УДСК, промбаз, вахтовых комплексов вода расходуется на хозяйственно-питьевые, производственные нужды и пожаротушение.

### **6.3.4 Мероприятия по защите окружающей среды**

Основные пути защиты воздушного бассейна от загрязнений – это создание технологических процессов, исключая выбросы в атмосферу, разработка эффективных методов очистки газов от вредных примесей, создание санитарно-защитных зон и научно обоснованное размещение предприятий .

Принятые инженерно-технические решения в проекте направлены на минимизацию отрицательных воздействий на водные ресурсы:

- Обязательное соблюдение границ территорий, отводимых для работ;
- Комплексная автоматизация технологического процесса;

– Исключение сброса неочищенных стоков в реку и на рельеф.

Складирование промышленных отходов следует осуществлять на площадках, исключающих загрязнение окружающей среды. В соответствии с экологическими, санитарными, противопожарными нормами и правилами, место и способ хранения отхода должны отвечать следующим требованиям:

- отсутствие влияния размещаемого отхода на окружающую среду;
- предотвращение потери отходом свойств вторичного сырья в результате неправильного сбора и хранения;
- недопущение замусоривания территории;
- удобство вывоза отходов.

Твёрдые бытовые отходы (ТБО) необходимо хранить в специальных металлических контейнерах.

Не допускается:

- поступление в контейнеры для ТБО отходов, не разрешённых к приёму на полигоны ТБО, особенно отходов 1 и 2 класса опасности;
- использование ТБО на подсыпку дорог, стройплощадок и т.п.;
- сжигание ТБО на стройплощадке, особенно около мест постоянного пребывания обслуживающего персонала или вблизи жилой зоны;
- переполнение контейнеров (должен быть обеспечен своевременный вывоз ТБО).

Твёрдые бытовые отходы должны вывозиться 1 раз в неделю на территориальные полигоны захоронения бытовых отходов или свалки ТБО.

#### **6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации могут быть техногенного, природного, биологического, социального или экологического характера. Пожары, взрывы, угроза взрывов относят к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

#### **6.4.1 Анализ возможных чрезвычайных ситуациях в условиях эксплуатации разработки или процесса проведения работ**

Взрывы и пожары на УДСК могут произойти в результате техногенных аварий, связанных с разгерметизацией оборудования или трубопроводов и выходом в окружающее пространство природного газа, паров метанола или конденсата газа, образующее с воздухом взрывоопасные смеси. При любых видах аварий в цехе конденсата газа, насосной метанола и насыщенного метанола может произойти взрыв при наличии источника инициирования воспламенения и взрывоопасной смеси в пределах концентрации.

#### **6.4.2 Возможные причины пожаров или взрывов**

**Факторы, способствующие возникновению и развитию аварийных ситуаций на УДСК:**

1. Большое количество опасных веществ в единичном оборудовании.
2. Эксплуатация оборудования под давлением.
3. Наличие в блоке пожаровзрывоопасного вещества.

#### **Возможные причины аварийных ситуаций**

1. Отказы и неполадки технологического оборудования: физический износ, механические повреждения, температурные деформации оборудования и трубопроводов, коррозия оборудования и трубопроводов, выход параметров технологического процесса за расчетные значения, нарушение технологических режимов.

2. Ошибки, запаздывание, бездействие персонала в штатных и нештатных ситуациях, несанкционированные действия персонала.

3. Причины, связанные с «внешними» воздействиями природного и техногенного характера: прекращение подачи электроэнергии, внешние воздействия природного и техногенного характера, преднамеренные действия (теракт).



## Краткое описание сценариев аварий

| Наиболее опасный сценарий   | Наиболее вероятный сценарий  |
|---|--|
| <p>Взрыв РВС. Разрушение емкостного оборудования с СУГ (ЛВЖ), разрыв технологического трубопровода ⇒ выброс газовой и жидкой фазы в окружающую среду ⇒ образование паро-аэрозольного облака и пролива жидкой фазы на подстилающей поверхности ⇒ испарение пролива ⇒ распространение облака тяжелого газа по территории декларируемого объекта ⇒ последующее воспламенение облака ⇒ взрывное превращение облака топливно-воздушной смеси ⇒ воздействие воздушной ударной волны, скоростного напора, открытого пламени и теплового излучения на персонал и близлежащие объекты, загрязнение окружающей среды продуктами сгорания углеводородов.</p> | <p>Пожар пролива. Разрушение емкостного оборудования с СУГ (ЛВЖ), разрыв технологического трубопровода ⇒ выброс газовой и жидкой фазы в окружающую среду ⇒ образование паро-аэрозольного облака и пролива жидкой фазы на подстилающей поверхности ⇒ последующее воспламенение жидкой фазы ⇒ пожар пролива ⇒ воздействие открытого пламени и теплового излучения на персонал и близлежащие объекты, загрязнение окружающей среды продуктами сгорания углеводородов.</p> |

### 6.4.3 Мероприятия по предупреждению пожаров

Пожарная безопасность предприятия должна соответствовать “Правилам противопожарной эксплуатации в газовой промышленности”.

Незамерзающие пожарные гидранты на УДСК установлены на кольцевой водопроводной сети. Заданный напор воды в сети создают пожарные насосы, которые установлены на насосной станции. Здания и сооружения на производстве имеют уровень огнестойкости не ниже 2 степени. Средства пожаротушения на УДСК:

- огнетушители УК-30(углекислотные);
- огнетушители ОП-10(порошковые);
- пожарные гидранты;
- ящики с песком;
- пожарные щиты;
- система азотного пожаротушения.

Система азотного пожаротушения состоит из двух ресиверов со сжатым азотом, объемом 25 м<sup>3</sup> каждый, оснащенных запорной арматурой, трубопроводами, приборами КИПиА, предназначенную при возникновении пожара производить тушение огня в закрытом объеме печи.

В случае возгорания азот поступает в технологический объем и обеспечивает быстрое и надежное тушение пожара без побочного воздействия на оборудование и персонал.

Первичные средства пожаротушения: огнетушители, кошма, противогазы, для защиты органов дыхания и зрения (фильтрующие с коробкой марки "А" и шланговые типа ПШ-1;2 применяются в воздухе с малым содержанием кислорода (менее 18% объемных)); фильтрующие противогазы марки БКФ при объемной доле свободного кислорода более 18% и суммарной, объемной доле вредных газообразных веществ не более 0,5%.

**Вывод:**

В данном исследовании рассматривается установка стабилизации и дезанизации конденсата при работе, с которой возможно взаимодействие с различными огнеопасными, взрывоопасными веществами, агрессивными средами, большими напряжениями и высокими температурами. Полученные результаты раздела «Социальная ответственность» содержат в себе основные рекомендации и указания, которые следует выполнять при работе на установках переработки нефти и газа.

## Заключение

В настоящей магистерской диссертации были исследованы физико-химические характеристики газовых конденсатов различного происхождения, фракционного и группового состава и их целевых фракций. Проведен анализ различных типов тарельчатых ректификационных колонн, рассмотрены существующие конструкции теплообменных аппаратов с дальнейшим определением наиболее оптимального типа для использования в схеме УДСК.

Также были рассчитаны основные параметры установки клапанной ректификационной колонны, предназначенной для переработки газового конденсата с целью получения продуктов первичной перегонки (углеводородных фракций):

### Тепловой расчет включающий в себя:

- определение теплового баланса,
- расход греющего пара с учетом 5% потерь в окружающую среду  $D=19791$  кг/ч.

### Конструктивный расчёт:

- Расчётное давление в аппарате при рабочих условиях: 2,46 МПа.
- Давление при гидравлических испытаниях: 4,937 МПа.
- Условное давление: 3,95 МПа.
- Скорость пара в колонне: 0,87 м/с.
- Диаметр колонны: 2,24 м.
- Общее число тарелок колонны:  $n = 25$ .
- Высота аппарата:  $H_1=26,55$  м.

### Расчеты на прочность:

- расчет корпуса (обечайки, днища и крышки),
- клапанной тарелки,
- расчет аппарата на ветровую нагрузку.

Для горизонтального двухходового кожуха-трубного аппарата были рассчитаны основные параметры, а именно:

### Тепловой расчет:

- определение тепловой нагрузки и расчет температурного режима,
- выбор теплофизических характеристик теплоносителей,
- выбор конструкции аппарата и материалов для его изготовления,
- уточненный расчет коэффициентов теплоотдачи и коэффициента теплопередачи

### В конструктивном разделе:

- определены расчетные и исполнительные толщины элементов аппаратов.

### В прочностном расчёте произвели:

- Расчет корпуса теплообменного аппарата
- Расчет трубной решетки
- Расчет толщины теплоизоляции
- количество передаваемого тепла в теплообменном аппарате, которое составило 254,44 кВт;
- требуемое количество греющей воды – 2,5 кг/с;
- коэффициент теплопередачи аппарата 177,7 Вт/(м<sup>2</sup>·К);
- расчетная площадь поверхности теплообмена 24 м<sup>2</sup>.

Рассчитана ветровая нагрузка и ее воздействие на колонну и смоделирована в программном модуле SolidWorks Simulation.

С использованием данных, полученных в ходе расчетов, были построены 3D модели ректификационной колонны с клапанной тарелкой и кожух трубчатый теплообменник в программах SolidWorks и ANSYS. Смоделированы прочностные гидростатические испытания различных частей аппаратов с рассчитанными значениями давлений. Получены эпюры напряжений, деформаций и перемещений.

Предложена оптимальная при заданных значениях аппаратурно-технологическая схема одноколонной ректификационной установки для повышения эффективности технологии стабилизации и деганизации газового конденсата.

## Список литературы:

1. Александров И.А. Перегонка и ректификация в нефтепереработке. М.: Химия, 1981. -351 с.
2. Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа / Под редакцией Бондаренко Б.И. - М.: Химия. - 1983. - 128 с.
3. Багиров И.Т. Современные установки первичной переработки нефти. -М.: Химия, 1974. -236 с
4. Обрядчиков С.Н. Технология нефти. - М.: Гостоптехиздат., 1992. - Ч. 2. -408 с
5. Суханов В.П. Каталитические процессы в нефтепереработке. М.: Химия, 1979.
6. ГОСТ Р 52857.3-2007. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Укрепление отверстий в обечайках и днищах при внутреннем и внешнем давлении. М: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2008.
7. АТК 24.218.06. -90 Штуцера для сосудов и аппаратов стальных сварных Разработан акционерным обществом «Центральное конструкторское бюро нефтеаппаратуры».
8. Гриценко А.И., Александров И.А., Галанин И.А. Физические методы переработки и использования газа. - М.: Недра, 1981. - 224 с.
9. Гриценко А.И., Островская Т. Д., Юшкин В. В. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа. - М.: Недра, 1983. 263 с.
10. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: Учебное пособие для вузов - М.: Химия, 1999. - 568 с: ил.
11. Чулков П. В., Чулков И. П. Топлива и смазочные материалы: ассортимент, качество, применение, экономия, экология: Справ, изд. - М.: 1995. -302 с.
12. Демиденко К. А., Барсукова В. В., Крылова С. М. Газовые конденсаты России // Наука и технология углеводородов. - 1999. - №4. - С. 86-93.
13. Аджиев А.Ю., Бойко СИ., Гудков СВ. и др. Рынок определяет приоритеты развития производства // Газовая промышленность. - 2001. -№11. -С23-25.
14. Чуракова С.К., Костюченко В.П., Богатых К.Ф. и др. Совершенствование технологии чёткой ректификации широкой бензиновой фракции на базе интенсификации работы колонного оборудования установки 22-4 ОАО «Орскнефтеоргсинтез». В кн.: Теория и практика массообменных процессов химической технологии (Марушкинские чтения): Материалы II Международной науч. конф. - Уфа. - УГНТУ, 2001. -С. 8-17.
15. Энергосберегающие технологии при переработке газа и газового конденсата // Аналитический альбом под редакцией Гриценко А. И. - М.: ВНИИГаз, 1996. - С. 86 – 91
16. Берго Б.Г., Мамаев А.В. Установки перегонки нефти и конденсата с применением фракционирующих теплообменников. - В кн.: Рациональное использование нефтяного газа и других видов легкого углеводородного сырья // Сборник материалов Всероссийского межотраслевого совещания. - М.: 000 ИРЦ Газпром, 1999. - С. 121 – 125
17. Громовых С.А. Переработка нефти на малогабаритных установках на месторождениях Красноярского края. - В кн.: Химия нефти и газа // Сборник материалов IV Международной конференции. - Томск. STT. -2000. -Т.2. -С. 489-491.
18. Ивановский Н. Н., Лойко В. А. Выбор варианта технологии переработки легкого газового конденсата // Химическое и нефтегазовое машиностроение. -2001. - №2. - С. 14.
19. Майоров В. И., Павлова С. П., Пак Д. А. Переработка газовых конденсатов на малогабаритных установках (Обзор, инф. Сер. Подготовка и переработка газа и газового конденсата, вып. 4), М. ВНИИЭГазпром, 1981.
20. Окуроков В. А., Виленский Л. М. Модульные установки по переработке нефти и газового конденсата в моторные топлива // Химическое и нефтяное машиностроение. - 1995.
21. Пат. 2118337 Россия, МПК <sup>^</sup> С10G7/02. Способ переработки газового конденсата в промышленных условиях / Ю. М. Басарыгин, В. Ф. Будников, Ю. Г. Мясичев и др. (Россия). - №97101246/04; Заяв. 24.1.97; Опубл. 27.7.98, Бюл. №24. -2с.: ил.
22. Алиев Р. Б., Аликише-заде Г. Ю., Абдулаев Ф. З. Исследование газового

- конденсата для производства высокооктановых автомобильных бензинов// Тематический обзор: Использование газа в народном хозяйстве. - М.: ВНИИЭГазпром, -1984. - 36 с.
23. А. с. 1249060 СССР, МКИ С 10 G 7/00. Способ получения нефтяных фракций / Г.П. Пикалов, Ф.Б. Петлюк, М.Х. Ямпольская, Ю.М. Свердлов, А.С. Гнатюк (СССР). - №3831362/23 - 04; Заяв. 28.12.84; Оpubл. 07.08.86, Бюл. №29. - 2с.: ил.
  24. А. с. 1249061 СССР, МКИ С 10 G 7/00. Способ получения топливных фракций из газового конденсата / Г.П. Пикалов, В.И. Майоров, Ф.Б. Петлюк, Б.И. Фуки, М.Х. Ямпольская (СССР). -№3831371/23 04; Заяв. 28.12.84; Оpubл. 07.08.86, Бюл. №29. -2с.: ил.
  25. Клокова Т.П., Глаголева О.Ф., Матвеева Н.К. // Химия и технология топлив и масел. - 1997. - №1. - С. 20 ~ 22.
  26. Берсенева Л.Д. Интенсификация промышленных процессов разделения углеводородных смесей неопредельного характера на основе системного анализа сложных схем: Автореф. дис. канд. техн. наук. Казань, 1985. -16с.
  27. Киевский В.Я. Определение возможности вариантов разделения многокомпонентных азеотропных смесей на ЭВМ. - Автореф. дне. канд. техн. наук. - М, 1981. - 24с.
  28. Корабельников М.М. Синтез и анализ технологических схем ректификации многокомпонентных азеотропных смесей. - Автореф. дис. ... канд. техн. наук - М., 1978. -25с.
  29. Мановян А.К. Разработка и исследование рациональных технологических схем и режимов современных и перспективных установок ректификации нефти и нефтепродуктов: Автореф. дис. д-ра техн. наук. -М.,1976. -48с.
  30. Тараканов Г.В. Основы технологии подготовки и глубокой переработки нефтяного сырья: Автореф. дис. д-ра техн. наук. - М., 1999. -49с.
  31. Тараканов Г.В. Разработка и исследование рациональных технологических схем и режимов ректификации продуктов каталитического крекинга нефтяного сырья: Дис. ... канд. техн. наук. - Грозный, 1983. -190с.
  32. Бояринов А.И., Новиков А.И. Синтез и анализ многоколонных систем ректификации. - В кн. Процессы и аппараты химической технологии. - М.: - ВИНТИ, 1974. - Т.2. - С. 5 - 96.
  33. Кондратьев А.А., Марушкин Б.К. О выборе схемы и режима ректификации многокомпонентных смесей // Нефтепереработка и нефтехимия: Труды конференции ВУЗов Поволжья. - Уфа, 1968. - С. 5 15.
  34. Кондратьев А.А. К расчету неполных колонн с двойным питанием для ректификации бинарной системы // Тр. ин-та / Уфимский нефтяной ин-т. - Уфа.: Башкнигоиздат. - 1958. - Вып. 2. - С. 241 - 250.
  35. Кондратьев А.А. Расчет ректификации непрерывной смеси в колонне с несколькими вводами питания и отборами // Теоретические основы химической технологии. - 1972. - Т. 6. - №3. - С, 477 - 479.
  36. Кондратьев А.А., Фролова Л.Н. Исследование на ЭВМ ректификации нефти в колоннах с несколькими вводами питания. - В кн. Технология нефти и газа. Вопросы фракционирования. - Уфа.: Башкнигоиздат. - 1975. - Вып. 4. - С. 26 - 32.
  37. Надужкина СИ. Разработка технологии получения низкипящих углеводородных растворителей: Дис. канд. техн. наук. - Уфа, 1988. -269с.
  38. Александров И.А. Ректификационные и абсорбционные аппараты. М.: Химия, - 1978. -277 с.
  39. Бояринов А.И. Новые принципы расчёта колонн ректификации и их комплексов: Дис. д-ра техн. наук. - М., 1972. - 346с.
  40. Марушкин Б.К., Марушкин А.Б. Анализ работы ректификационных колонн при режиме предельно чёткого разделения 3-х компонентных смесей // В кн.: Технология нефти и газа. Вопросы фракционирования. - Уфа. - Башкнигоиздат., 1975. - Вып. 4. - С. 40 - 60.
  41. Марушкин Б.К. О схемах колонн со связанными потоками // IV Всесоюз. конф. по ректификации: Тез. докл. - М., 1978. - С. 257 - 277.

42. Петлюк Ф.Б., Платонов В.М., Славинский Д.М. Термодинамический оптимальный способ разделения многокомпонентных смесей. // Химическая промышленность. - 1965. - №3 - С. 46 - 51.
43. Петлюк Ф.Б., Платонов В.М. Термодинамическая обратимая многокомпонентная ректификация. // Химическая промышленность. 1964.-№10-С 23-26.
44. Петлюк Ф.Б., Платонов В.М., Аветьян В.С. Оптимальные схемы ректификации многокомпонентных смесей // Химическая промышленность. - 1966. - №11 - С 65 - 68.
45. Шлоссер Р. Сравнение термодинамической эффективности сложной ректификационной колонны с многоколонной установкой. - В кн. Теория и расчет разделительных систем. Системно-информационный подход. - М., 1975. - Вып. 66. - С. 80 - 86.
46. Fonyo Zs, Srabo I., Foldes P. Study of termally coupled distillation systems. - Asta chem. Acad. Sci. Hung. - 1974. - №2. - v.82. - p.235 249.
47. Кондратьев А.А. Конструктивное оформление сложных ректификационных колонн // Новейшие достижения в области нефтепереработки и нефтехимии: Тез. докл. Республиканской науч.-технич. конф. - Уфа. - 1981. - С. 37 - 38.
48. Деменков В.Н. Схемы фракционирования нефтяных смесей в сложных колоннах // Проблемы нефтегазового комплекса России: Тез. докл. Всероссийской научно - технической конференции. - Уфа, 1995. -С. 167.
49. Кондратьев А.А., Умергалин Т.Г., Деменков В.Н. Повышение надежности работы сложных ректификационных колонн со связанными материальными и тепловыми потоками // Пути совершенствования интенсификации и повышения надежности аппаратов в основной химии: Тез. докл. Всесоюз. совещания. - Сумы, 1982. - С. 6.
50. Сидоров М.Г., Деменков В.Н., Кондратьев А.А. Фракционирование нефти в колонне со связанными тепловыми потоками // Нефтепереработка и нефтехимия. - 1991. -№12. - С. 15 - 17.
51. Петлюк Ф.Б., Серафимов Л, А. Многокомпонентная ректификация. Теория и расчёт. - М.: Химия. - 1983. - 303с
52. Платонов В.М., Жванецкий И.Б., Фролов А.В. и др. Исследование ректификационных схем со связанными тепловыми потоками // III Всесоюзная конференция по теории и практике ректификации: Сб. материалов конф. - Северодонецк, 1973. - 4.1.
53. Энергосберегающие ректификационные схемы для разделения четырехкомпонентных смесей. - Экспресс информация. Процессы и аппараты. -№33. - 1984. - С. 6.
54. А.С. №978886 СССР МКИ В 01 D 3/32. Ректификационная установка / А.А. Кондратьев, В.П. Кривошеев, К.Ф. Богатых, Т.Г. Умергалин (СССР). -№3214471/23 - 26; Заяв. 05.12.80; Оpubл. 07.12.82, Бюл. №45. -2с.: ил.
55. Баланич А.А, Разработка новой технологии получения неэтилированных высокооктановых бензинов на установках типа ЛК бу: Дис. канд. техн. наук. -Уфа, 1994. – 140.
56. Богатых К.Ф. Углубление первичной переработки нефти на основе новых перекрёстно точных насадочных ректификационных колонн: Автореф. дис. д-ра техн. наук. - Уфа, 1989. - 48с.
57. Сидоров Г.М. Разработка и внедрение энергосберегающей технологии фракционирования нефти: Дне. канд. техн. наук. - Уфа, 1993. - 145с.
58. Мановян А.К. Картотека промышленных ректификационных колонн установок АВТ // Новости науки и техники нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. ЭИ, ЦНИИТЭНефтехим, 1969. - №23. - С. 3-5.
59. Мановян А.К., Лозин В.В., Сучков Б.А. и др. Основные пути совершенствования технологии и аппаратурного оформления атмосферно вакуумной перегонки нефти// Исследование нефти и нефтепродуктов. Процессы первичной их переработки: Сб. трудов ГрозНИИ. Вып. XXXII. - М.: ЦНИИТЭНефтехим, 1978. - С. 34 - 39.
60. Мановян А.К., Скобло А.И., Одинцов О.К. и др. О промежуточном орошении сложных ректификационных колонн // Химия и технология топлив и масел. - 1969. - №1. - С.

61. Маркарян Г.Г. Орошение в сложной колонне // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1962. - №8. - С. 35 - 38.
62. Nagy S., Fonyo Z. Magyar kemikusok Lapja, 1970, №6.
63. Лашинский А. А., Толчинский А. Р. Основы конструирования и расчета химической аппаратуры: Справочник – М: Альянс, 2008 – 752с.
64. ГОСТ Р 52857.1 – 2007. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Общие требования – М: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2008г.
65. Павлов К.Ф. Романков П.Г., Носко А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов нефтехимической технологии. – М: Альянс, 2007.г. – 576с.
66. М.Ф. Михалева. «Расчет и конструирование машин и аппаратов химических производств». Пример и задачи. Машиностроение 1984. – 303с.
67. ОСТ. 26-2005-83\*. Люки с фланцами, приварными встык, с уплотнительной поверхностью «выступ-впадина» стальных сварных сосудов и аппаратов Конструкция Министерство нефтяного машиностроения.
68. ВСН 39.1.06-84 Нормы и правила проектирования объектов обустройства нефтяных месторождений. Перечень технологического оборудования объектов основного производства обустройства нефтяных месторождений, подлежащего размещению на открытых площадках.
69. "Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа. СТО ГАЗПРОМ НТП 1.8-001-2004" (утв. Приказом ОАО "Газпром" от 21.10.2004 N 93)
70. Приложение. Правила по охране труда при размещении, монтаже, техническом обслуживании и ремонте технологического оборудования. Приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты РФ от 23 июня 2016 г. N 310н.
71. ВНТП 3-85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений (с Изменением N 1)
72. «Правила промышленной безопасности опасных промышленных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением». Приказ Ростехнадзора от 30.12.2013 г. № 656
73. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание)
74. ГОСТ 12.1.012–2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования
75. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы
76. СанПиН2.2.1. /2.1.1.1278- 03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий
77. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
78. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1)
79. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
80. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
81. ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1)
82. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
83. ГОСТ Р 12.4.296-2013 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных).



## Приложение А

(справочное)

Студент

| Группа | ФИО                           | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------------|---------|------|
| 2БМ84  | Кириллов Александр Максимович |         |      |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент    | Зиякаев Г.Р. | к.т.н, доцент             |         |      |

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

| Должность | ФИО          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент    | Надеина Л.В. | к.филол.н,                |         |      |

## **1 LITERATURE REVIEW**

### **1.1 Theory of the process of rectification and heat transfer**

Distillation with rectification is the most common mass transfer process in chemical and oil and gas technology carried out in fractionation units by repeated countercurrent contacting of vapors and liquids. The contacting of the vapor and liquid flows can be carried out either continuously (in packed columns) or stepwise (in plate distillation columns). During the interaction of the opposite flows of steam and liquid at each contacting stage (plate or nozzle layer), heat and mass transfer occurs between them due to the tendency of the system to an equilibrium state. As a result of each contact, the components are redistributed between the phases: the vapor is enriched with low boiling components to some extent, and the liquid is enriched with high boiling components. With a sufficiently long contact and high efficiency of the contact device, the vapor and liquid leaving the plate or nozzle layer can reach an equilibrium state, i.e., the temperature of the flows will be the same, and their compositions will be related by equilibrium equations. Such contact of liquid and vapor, ending with the achievement of phase equilibrium, is called the equilibrium step, or theoretical plate. By selecting the number of contact stages and process parameters (temperature, pressure, flow ratio, reflux ratio, etc.), any desired clarity of fractionation of oil mixtures can be ensured.

The place of entry into the distillation column of heated distilled raw materials is called the feed section (zone), where a single evaporation is carried out. The part of the column located above the feed section serves to rectify the steam stream and is called concentrating (evaporating) column, and the other is the lower part called flash zone in which the rectification of the liquid stream is carried out. A distinction is made between simple and complex columns.

Simple columns provide separation of the initial mixture (raw materials) into two products: rectificate (distillate) that is discharged from the top of the column in a vaporous state, and the remainder, that is the lower liquid rectification product.

Complex distillation columns divide the initial mixture into more than two products. There are complex columns with the selection of additional fractions (off-stream) directly from the column, and columns from which additional products are taken from special stripping towers. The last mentioned type of columns has found wide application in primary oil distillation units.

For separation of binary or multicomponent mixtures into 2 components, one simple column is sufficient unless ultra-high purity requirements are imposed. To separate multicomponent continuum or discrete mixtures into more than 2 components, one complex column or a system of simple or complex columns connected in a certain sequence by direct or reverse steam or liquid flows can be used. The choice of a specific scheme and operating parameters of the distillation processes is determined by technical, economic and technological calculations, taking into account the specified requirements for the assortment and clarity of separation, thermal stability of raw materials and products, the possibility of using affordable and cheap refrigerants, coolants, etc.

In each simple column there are flash zone and concentration section. The flash zone or stripping section is located below the input of raw materials.

The plate on which the raw materials for separation are supplied is called a feed stage. The target product of the stripping section is a liquid residue. The concentrating or evaporating section is located above the feed stage. The target product of this section is the vapor of rectificate. For the normal operation of the distillation column, irrigation feed to the top of the concentration section and the introduction of heat or hot water vapor into the stripping section are essential.

Depending on the internal device providing contact between the ascending vapors and the descending liquid (reflux), distillation columns are divided into packed, plate, rotary, etc. Depending on the pressure, they are divided into high-pressure, atmospheric, and vacuum distillation columns. The high-pressure columns are used in oil and gasoline stabilization processes, gas fractionation at cracking and hydrogenation plants. Atmospheric and vacuum distillation columns are mainly used in the distillation of oil, residual oil products and distillers. The choice of pressure in the distillation column is mainly due to the necessary temperature conditions. The pressure in the column increases compared to atmospheric pressure when it is necessary to increase the temperature in the column, or decreases by creating a vacuum, when the temperature should be reduced. The need to increase the temperature, and, consequently, the pressure in the distillation columns arises during the separation of components with low boiling points. By selecting the appropriate pressure in the column, such a temperature regime is provided that cheap and affordable refrigerants — water and atmospheric air — can be used to condense rectified vapor. The pressure in the distillation column affects the performance. The specific productivity increases

with increasing the pressure. However, this requires a large wall thickness of the column body, in addition, the cost of pumping raw materials increases.

As already mentioned above, depending on the internal device providing contact between the ascending vapors and the descending liquid (phlegm), there are various types of distillation columns. In this paper, we consider a plate column with valve tray.

In general plates are a type of contact device on which contact (and, accordingly, heat and mass transfer) of vapor and liquid is carried out in the bubbling jet or swirl mode. These contact modes are determined by the construction of the plate.

Unlike nozzles, where the vapor and liquid film contact is continuous along the entire height of the nozzle layer (countercurrent), in a plate column this contact is discrete on each plate, after which both phases are separated and come into a new contact on adjacent plates where the vapor is on the overlying plate and the liquid is on the underlying plate.

Valve plates have recently become more widespread, especially for working in conditions of significantly changing gas velocities and are gradually replacing old designs of contact devices. The principle of operation of valve plates is that the valve freely lying above the hole in the plate automatically adjusts the size of the gap between the valve and the plate plane depending on the gas-vapor load. Thus, the valve maintains a constant gas velocity and, consequently, the hydraulic resistance of the plate as a whole. The lift height of the valve is limited by the height of the limiter (bracket, legs).

Valve plates combine a number of advantages: low metal consumption, ease of assembly, uniform air-bubbling over a wide range of steam and liquid loads. These qualities allowed valve plates to become the most common type of plates from the 1970s to the present. These plates are used in almost all types of oil refining columns including gas separation and vacuum columns.

## **1.2 Designs of heat exchangers**

It is quite difficult to start calculating the heat exchanger without knowledge concerning its visual appearance and operation concept. Therefore, let us consider what industrial heat exchangers are and what types are distinguished.

Firstly, it is not uncommon for flows to be mixed together. The devices intended for this are called mix heat exchangers. They are used, for example, in oil refining to condense hydrocarbon vapors by irrigation with water. As a result of such contact, a two-phase (heterogeneous) mixture is formed, consisting of two liquid phases –

hydrocarbon and water, which is then separated. In the food industry for the distillation of alcohol, a supply of sharp water vapor is used directly in the mash. After all, it consists of more than 90% of water. Heat exchangers are also used on the territory of the thermal power plant, for example, huge conical towers, on top of which water vapor swirls. These are cooling towers – devices designed to cool water. Hot water enters from above and atmospheric air from below. Part of the water evaporates and leaves in the form of steam on top of the tower. Cooled water is collected in a special bowl (reservoir), and then it enters the pump and returns to the process.

Still, much more often the so-called surface heat exchangers – apparatuses, in which hot and cold flows are separated by a heat transfer surface, are used. The simplest design of such a heat exchanger is a “pipe in pipe” (Figure 1).

This design has several disadvantages, and the first of them is high metal consumption, i.e. mass of one square meter of heat transfer surface. Simply put, these heat exchangers are too expensive and are used for low heat loads.

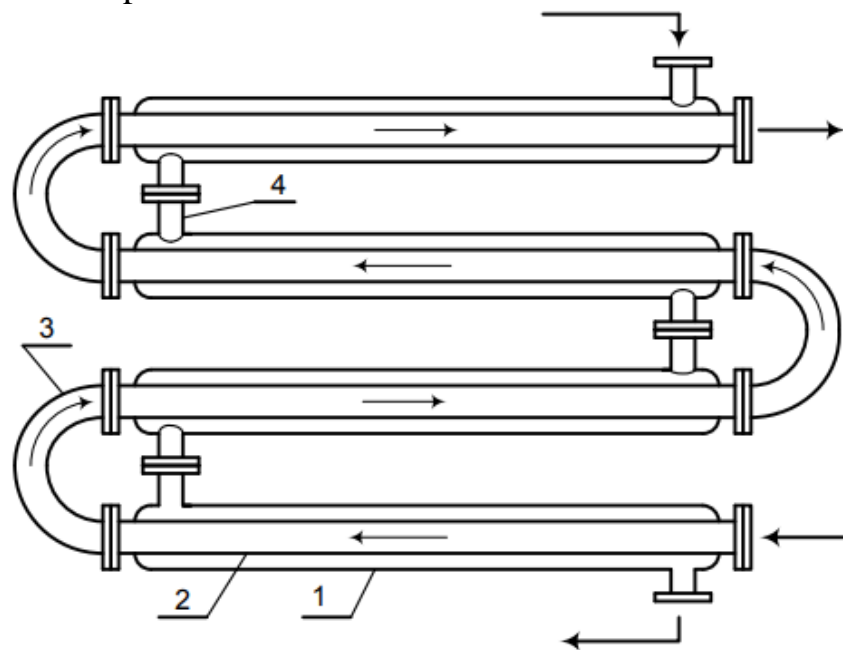


Fig. 1. Heat exchanger "pipe in pipe": 1 - outer pipe; 2 - an internal pipe; 3 - connecting lines (U-tubes); 4 - connecting nozzles with flanges [5, p. 101]

Therefore, shell-and-tube heat exchangers were the next step in the design, the simplest of which is shown in Figure 2.

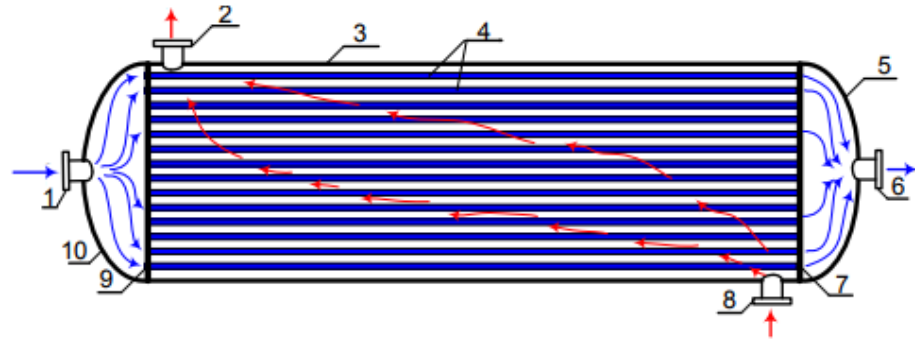


Fig. 2. One-way shell-and-tube heat exchanger: 1, 2, 6, 8 - fittings for input and output flows; 3 - a casing; 4 - tube bundle pipes, 5, 10 - covers; 7, 9 - tube sheets [5, p. 103]

In a shell-and-tube heat exchanger, one stream passes through the tubes of the tube bundle 4 (this is the so-called tube space). A second stream washes these pipes from the outside, passing through the tube side. It was found that the longitudinal washing of pipes shown in Figure 2 is ineffective. It is better if the flow will wash the pipes at an angle close to a straight line, i.e. perpendicular or almost perpendicular. Therefore, to intensify the transfer of heat, segmented partitions are installed in the tube side (Figure 3).

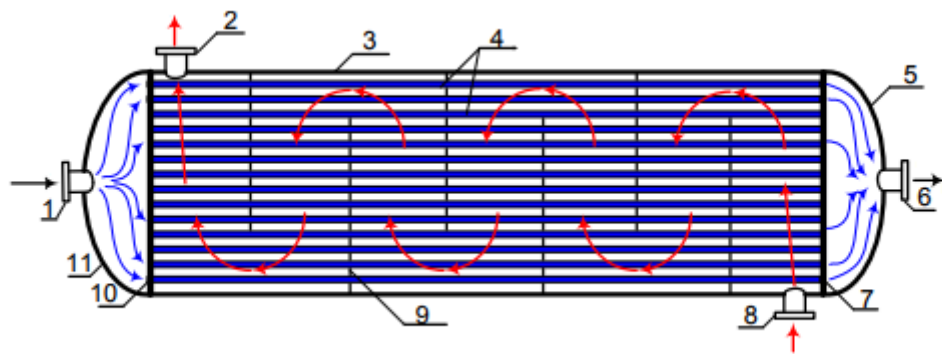


Fig. 3. One-way shell-and-tube heat exchanger with partitions in the tube side: 1, 2, 6, 8 - fittings for input and output flows; 3 - a casing; 4 - pipe tube bundle, 5, 11 - to the rods; 7, 10 - tube sheets, 9 - partitions in the tube side [5, p. 103]

These partitions dramatically change the trajectory of the flow, forcing it to move perpendicular to the pipes, which contributes to the formation of vortices. And this increases the efficiency of heat transfer. The height of the cut-out segment is

approximately  $\frac{1}{3}$  of the diameter of the apparatus, and the distance between the partitions is 0.5 of the diameter of the casing. So, if the diameter of the casing is 600 mm, then the partitions are placed after 300 mm, and the height of the cut-out is 200 mm.

Figure 4 shows the finished tube bundles with partitions prior to their installation in the apparatus body.



Fig. 4. Tube bundles of shell-and-tube heat exchangers with partitions in the tube side [5, p. 105]

Now imagine that when designing a new heat exchanger, its tube bundle turns out to be long but very thin, for example, 20 meters in length and 0.5 meters in diameter. Such a heat exchanger will be difficult to manufacture, transport from the manufacturer to the consumer enterprise, it will take up too much space on the installation. In this case, the tube bundle is more expedient to “fold”. So two-, four- and six-pass devices appeared (Figure 5).

In Figure 5 we see that partitions appeared in the tube space of the devices, which cause the flow going through the tubes to make two or four passes.

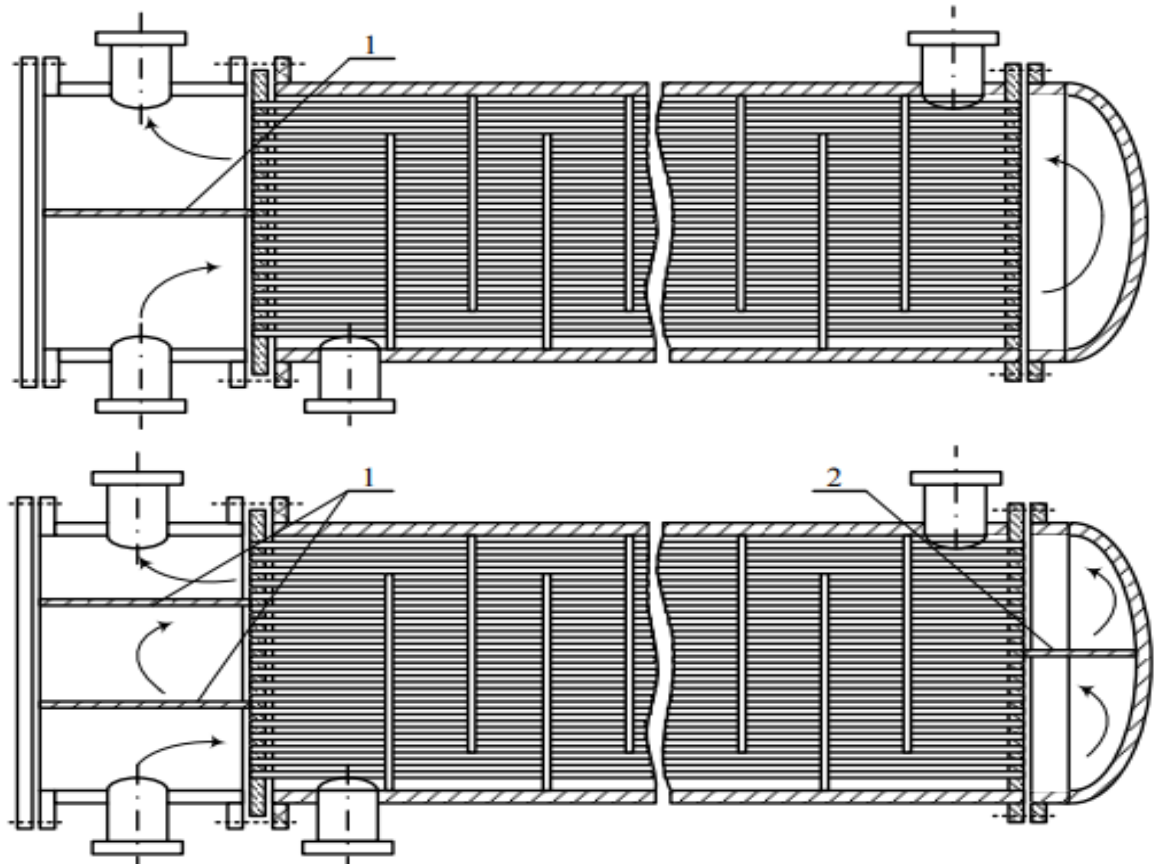


Fig. 5. Two-and four-pass shell- and- tube heat exchangers: 1, 2 - partitions in the pipe space [5, p. 106]

Let us pay attention to one more feature of heat exchangers. In winter severe frosts, we like it when the home heating radiator is very hot. And it is troubling if the battery is a little warm. In engineering terms, we would like a large temperature difference between hot (heating water) and cold (room air) flows. The situation is somewhat different with the industrial apparatus. If a cold stream enters the pipes and hot flows into the tube side (this is a typical case of steam condensation), then the casing will lengthen in comparison with the pipes. The reason is thermal expansion of the metal. In this case, there may be a violation of the tightness of the pipe and tube side – the pipe can be pulled out of the tube sheets. As a result, a mixture of hot and cold flows will occur, which is completely unacceptable.

If the cold stream is fed into the tube side and the hot stream into the pipes, then the pipes will be bent due to the elongation. The named phenomenon is called thermal



deformation, temperature play, etc. There is a task to somehow “untie” the casing from the tube bundle. This could be done in three ways [6, p. 44]:

1. installation of lens compensators on the casing;
2. the use of a floating head;
3. use of U-shaped tube bundle tubes.

In the first instance, the casing is likely cut, and so-called lenses are welded to it (one or several, depending on the required elongation). The casing becomes a little like an accordion (Figure 6).

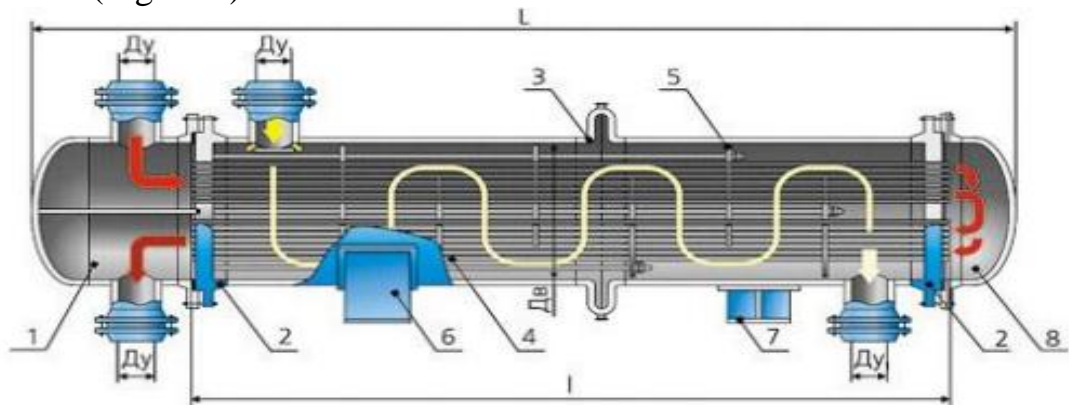


Fig. 6. Lens compensator on the casing [6, p. 45]: 1 - distribution chamber; 2 - pipe grate; 3 - lens compensator; 4 - pipes; 5 - a partition; 6 - motionless support; 7 - movable support; 8 - camera

In the second case when compensation is achieved using a floating head, the tube bundle has its own inner cover, which is not connected to the casing (Figure 7).

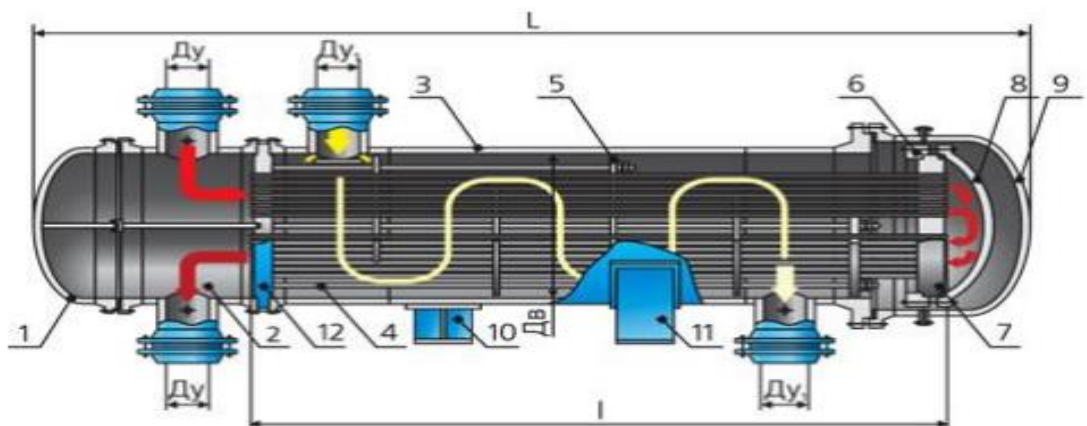


Fig. 7. Shell-and-tube heat exchanger with a floating head [6, p. 47]: 1 - cover of the casing; 2 - distribution camera; 3 - a casing; 4 - tube bundle pipes; 5 - a partition; 6 - a half ring of a floating head; 7 - movable tube sheet; 8 - inner cover of the floating head; 9 - outer cover; 10 - sliding support; 11 - fixed support



Some generalized physicochemical characteristics of gas condensates are given in table. 1 [10, 9]. From the data in this table it can be seen that gas condensates begin to boil in the temperature range from 25 to 210 ° C, i.e. their fractional composition is diverse.

Table 1. Quality indicators of gas condensates in Russia

| Characteristic                                   | Value |        |
|--|-------|--------|
|  | Min.  | Max.   |
| Density at 20° C, kg/m <sup>3</sup>              | 661   | 811.20 |
| Kinematic viscosity at 20° C, mm <sup>2</sup> /s | 0.60  | 2.90   |
| Pour point, ° C                                  | -60   | -2     |
| Percentage, % :                                  |       |        |
| • total sulfur                                   | 0.01  | 1.37   |
| • paraffins                                      | 0.00  | 5.90   |
| • silica gel resins                              | 0.00  | 6.00   |
| • asphaltenes                                    | 0.00  | 0.40   |
| • vanadium                                       | 0.10  | 0.20   |
| Fractional composition, ° C:                     |       |        |
| • start of boil                                  | 25    | 210    |
| • 10%  | 43    | 233    |
| • 50%  | 95    | 254    |
| • 90%  | 190   | 345    |
| • end of boil                                    | 197   | 360    |
| Group chemical composition, % :                  |       |        |
| • aromatic                                       | 1     | 46     |
| • naphthenic                                     | 20    | 60     |
| • paraffin                                       | 25    | 61     |

In comparison with light fractions of oil, gas condensates have a unique composition. In condensates, the percentage of distillation of individual ten-degree fractions increases significantly as their boiling points increase, reaching a maximum at 80 - 130 ° C, after which its value first sharply decreases and then does it more slowly. In addition, there is a residue with a wide fractional composition.

The composition of gas condensates are diverse and differ from the light fractions of oil. There are also such condensates in which naphthenic and aromatic hydrocarbons are contained in significant quantities.

From the Table 1 it is seen that the sulfur content in the condensates varies widely - from 0.01 to 1.37% of the mass. As you know, sulfur compounds are a harmful impurity in the composition of motor fuels; therefore, in the case when the amount of sulfur in gasolines derived from condensates does not meet the standards, their preliminary treatment is required.

The data of the same table on silica gel resins shows that they can reach up to 6% of the mass in condensate; therefore, measures must be taken to prevent them from entering the distillation target products (diesel fuel).

Thus, gas condensate is significantly different from oil, and therefore its processing technology is also must be different.

Gas condensates are subjected to primary processing in three main ways: on small-sized stationary and mobile units; together with oil at atmospheric tubular (AT) and atmospheric vacuum tubing (ABT) installations at refineries; independently at gas condensate distillation plants with a capacity of up to 4 million tons per year for raw materials [1, 14, 15].

The first method is used in hard-to-reach and low-yield fields to produce gasoline and diesel fuels used in the fields themselves. The productivity of small-sized installations for gas condensate does not exceed 50-100 thousand tons per year.

The units consist of one, two or three distillation packed columns with the corresponding pumping, heat exchange and capacitive equipment, which allows separating gas condensate into gasoline, diesel and residual fractions [16, 13, 18-20, 19, 12, 23, 1 P - 113, 15, 116, 145, 154]. Installations have the simplicity of technological and structural design, the comparative ease of manufacture and maintenance, and in the mobile version - mobility and transportability. However, they have low productivity, high specific energy costs and low withdrawals from the potential content of the target fractions in the raw material, not exceeding 75 - 85% [4].

The second method is used in refineries in the vicinity of gas condensate fields or to fill the oil shortage. Typically, gas condensate is either introduced into the lines of sharp or circulating irrigation of distillation columns of AT and ABT plants, or mixed with oil [7, 8]. With optimal mixing, in particular, an extreme decrease in viscosity and an increase in light selection are observed [6]. This technology of

processing gas condensates, despite its prevalence, has a number of significant disadvantages, namely:

- steam loads in the reinforcing sections of the columns increase, which requires significant reduction in their productivity in existing plants;
- the chemical composition of the obtained fractions changes, which requires adjustment of the technological regime in subsequent processes of their processing;
- the percentage of residual (fuel oil) fractions in the feedstock of the column decreases, which changes the conditions of vapor – liquid equilibrium in the nutrient and lower strengthening sections and often leads to a deterioration in the clarity of separation.

With large volumes of gas condensate production, it is advisable to separate it by the third method separately from crude oil in special distillation plants.

The analysis of the scientific and technical literature and the actual data from the survey of gas condensate primary processing plants showed that ignoring the design and operation of such plants of the specific features of the fractional composition of gas condensates leads to the following negative consequences, namely:

- to low reflux numbers at the bottom of the rectifying section of the column – the small amount of fuel oil fraction and a high proportion of distillate feedstock that ultimately leads to inadequate selection of diesel fuel from its potential content in gas condensate;
- to deterioration of the clarity of separation due to high pressure in the column, especially in the lower reinforcing section, where this negative effect is enhanced by low reflux numbers;
- to large column diameters due to large steam loads.

#### **1.4 Rectification of hydrocarbons**

In rectification, the most efficient process has the greatest impact on its proper organization, aimed at reducing the sources of thermodynamic losses, choosing the most efficient distribution of material and heat flows, i.e. the choice of the separation scheme [25, 16, 17, 18, 14, 13]. One way to reduce energy consumption is to select the optimal connection scheme for simple columns [23, 13]. According to many researchers [20, 17, 8, 108], the most economical were schemes for the separation of mixtures in complex columns with fully coupled heat and material flows. In this case, heat is supplied and removed only at two points (one evaporator and one reflux

condenser). Such schemes provide for preliminary rectification of the mixture in the fuzzy separation sections, followed by isolation of the final products in the sections for clear separation [3, 4, 8, 9, 20, 2]. These schemes are characterized by a large number of connected sections and an extremely large total number of plates. Initially, the inherent relationship between material flows, taking hydraulic resistance into account, necessitates the separation of high-boiling components at higher pressures than low-boiling ones. This is practically unacceptable in the separation of gas condensates, which are wide boiling mixtures, for which more economical conditions for condensation of the distillation column distillate are provided at increased pressure in the upper section, and heat is supplied to the cube of the column at lower pressure in the lower section [11]. In addition, complex columns have a number of significant drawbacks, namely:

- heat input only to the bottom of one section and its removal from the top of another worsens the conditions of irrigation heat recovery, excludes the possibility of using heat from intermediate separation products [15];
- unlike the simple column scheme, a complex column with completely connected flows has more sections, which is explained by the presence of a section for preliminary fuzzy separation of the feedstock and intermediate products [11, 16]. When the mixture is divided into three products, these sections include two sections adjacent to the input zone of the feedstock into the column. This leads to an increase in the total number of plates in a complex column, which significantly hinders the industrial use of these columns when dividing the mixture into a large number of products;
- it is also difficult to resolve the issues of controlling such columns because of the complexity of regulation between the sections of different columns of the required flow rate of the steam stream [21].

In recent years, a direction has been intensively developed for the search for intermediate solutions - the use of columns with partial connection for material and heat fluxes [5, 9, 6, 7, 23, 13]. This is achieved by simplifying complex columns with fully connected flows or by complicating the system of simple columns [11, 18, 25, 15, 16]. At the same time, it is possible to take into account the real restrictions that the practice imposes on the process - by the real number of plates in the connected sections, by the distribution of hydraulic resistances, by the distribution of material flows and

pressures among individual sections of the complex, etc. The use of such solutions to improve industrial separation schemes during reconstruction is especially effective, which is especially important for such a large-tonnage industry as oil and gas processing [13, 15, 21, 23, 6, 7, 5, 12, 17]. In the studies it was found that columns circuit with partially coupled flows and circuits separation of multicomponent mixtures of simple to Olonne at the registration of the obvious practical iCal limits given above, may - be even more economical than complicated column with fully bound streams.

One of the main indicators of these columns is the accuracy of rectification. Most often, in practice, the accuracy of distillation in a column is estimated by overlying the boiling points at standard 95 and 5% distillates from inter-petroleum products [36, 1]. Many authors [15, 17 - 19, 12] note very low definition in a distillation column. Thus, it was noted in [19] that the highest clarity of separation is observed in gasoline (upper) sections of atmospheric columns. The lowest clarity of rectification is in the lower sections of atmospheric columns. In the paper [12] it is said about the under-selection of light by 3 - 5% abs. due to the very low definition of rectification of diesel fractions and fuel oil during atmospheric distillation.

This worsens the quality of oil products and leads to irretrievable losses of light oil products and reduces the technical and economic performance of the separation plants as a whole.

The authors of the works [17, 18, 12] point out the feasibility of modernization and increasing the accuracy of distillation in a distillation column, as well as give ways to solve this problem.

However, on the whole, the literature data on ways to increase the distillation distillation in a distillation column are incomplete and mainly for oil separation, and in most cases they are aimed at partial modernization of these columns of specific atmospheric vacuum distillation units.

To ensure the normal operation of the distillation column, it is necessary to remove a certain amount of heat at the top to condense part of the vapor and form a reflux stream, and also by controlling the thermal operation of the plates to maintain the desired temperature profile along the height of the column. The solution to this problem is the use of irrigation, which, in addition to having a great influence on the distillation distillation in the column, also allows to increase the column's raw material productivity, create a more even distribution of liquid irrigation in the column sections and increase the degree of heat recovery in the installation.

In works [15, 16, 24] and others, it is proposed to use intermediate circulation irrigation (PCO) in them to uniformly remove excess heat, increase the productivity and clarity of distillation in a distillation column. However, these works give recommendations for a specific type of raw material.

Based on the literature review and conclusions made, it can be considered that improvement of industrial separation processes is necessary for rectification of gas condensates. It should take into account modern ideas about the directions of thermodynamic improvement of separation processes (the use and simplification of complex columns, the organization of recovery and beneficial use of heat of product flows, the organization of connections in the system for heat and material flows), use modern achievements in the field of mass transfer processes, the use of technologies that reduce emissions of harmful impurities into the environment.

It is necessary to optimize the conditions for rectification of gas condensates in order to achieve maximum product withdrawals with their specified quality and reduce energy costs for fractionation. At the same time, technical solutions for optimizing the operation of distillation plants must satisfy strict economic criteria (low or moderate investment costs, short payback period).

### References

1. Adzhiev A.Yu., Boyko SI., Gudkov SV. et al. The market determines production development priorities // Gas industry. - 2001.-№11.-p 23-25.
2. Gritsenko A.I., Aleksandrov I.A., Galanin I.A. Physical methods of gas processing and use. - M.: Nedra, 1981. - 224 p.
3. Gritsenko A. I., Ostrovskaya T. D., Yushkin V. V. Hydrocarbon condensates of natural gas fields. - M.: Nedra, 1983. 263 p.
4. Manovyan A.K. The technology of primary processing of oil and natural gas: Textbook for universities - M.: Chemistry, 1999. - 568 p., Ill.
5. Chulkov P, V., ChulkoB I.P. Fuels and lubricants: assortment, quality, application, economy, ecology: Ref., Ed. - M.: 1995.-302 p.
6. Demidenko K. A., Barsukova V. V., Krylova S. M. Gas condensates of Russia // Science and technology of hydrocarbons. - 1999. - No. 4. - P. 86-93.
7. Adzhiev A.Yu., Boyko SI., Gudkov SV. et al. The market determines production development priorities // Gas industry. - 2001.-№11.-P.23-25.



8. Churakova S.K., Kostyuchenko V.P., Bogatykh K.F. et al. Improving the technology for the precise rectification of a wide gasoline fraction based on the intensification of the operation of the column equipment of Unit 22-4 of Orsknefteorgsintez OJSC. In: Theory and Practice of Mass Transfer Processes of Chemical Technology (Marushka Readings): Materials of the II International Scientific. conf. - Ufa. - UGNTU, 2001.-P. 8-17.

9. Energy-saving technologies in the processing of gas and gas condensate // Analytical album edited by A. Gritsenko. - M.: VNIIGaz, 1996. - P. 86 - 91.

10. Eleferenko A.P., Paley B. S, Chernyshev V.V. Design and manufacture of small-sized process plants with full readiness for example, a condensate distillation unit designed for Vasilkovsky gas condensate field // Chemical and Petroleum Engineering. - 1995. - No. 12. - P. 12 - 14.

11. Gelman MN Russian "Klondike" of motor fuels // Market of CIS oil and gas equipment. - 1996. - No. 1. - P. 72 - 75.

12. Gorislavets S. P., Ilyenko B. K., Levchenko V. P. et al. Mobile small-sized installation for the processing of gas condensate into motor fuel // Gas industry. - 1992. - No. 7. - P. 21 23.

13. Gromovykh S.A. Oil refining at small-sized plants in the fields of the Krasnoyarsk Territory. - In the book: Chemistry of oil and gas // Proceedings of the IV International Conference. - Tomsk. STT. -2000. -T.2. -WITH. 489-491.

14. Bergo B.G., Mamaev A.V. Oil and condensate distillation plants using fractionated heat exchangers. - In the book: The rational use of oil gas and other types of light hydrocarbons // Collection of materials of the All-Russian Intersectoral Meeting. - M.: 000 IRC Gazprom, 1999.- P. 121 - 125.

15. Pak D.A., Mayorov V.I. Gas condensate - raw materials for the production of motor fuels // Gas industry. - 1984. - No. 2. - P. 24 26.

16. Pat. 2118337 Russia, IPC <sup>A</sup> C10G7 / 02. A method of processing gas condensate under field conditions / Yu. M. Basarygin, V.F. Budnikov, Yu. G. Myasishev et al. (Russia). - No. 97101246/04; Application 24.1.97; Publ. 27.7.98, Bull. Number 24. -2p.: ill.

17. A. p. 1249060 USSR, MKI C 10 G 7/00. A method of obtaining oil fractions / G.P. Pikalov, F.B. Petlyuk, M.Kh. Yampolskaya, Yu.M. Sverdlova, A.S. Gnatyuk (USSR). - No. 3831362/23 - 04; Application 12/28/84; Publ. 08/07/86, Bull. No. 29. - 2p.: Ill.

18. A. p. 1249061 USSR, MKI C 10 G 7/00. A method of producing fuel fractions from gas condensate / G.P. Pikalov, V.I. Mayorov, F.B. Petlyuk, B.I. Fuki, M.H. Yampolskaya (USSR). No. 3831371/23 04; Application 12/28/84; Publ. 08/07/86, Bull. No. 29. -2p.: ill.

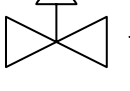


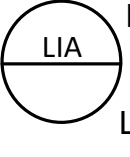

19. Berseneva L.D. Intensification of industrial processes for the separation of hydrocarbon mixtures of unsaturated nature based on a system analysis of complex schemes: Abstract. dis. ... cand. tech. sciences. Kazan, 1985.-16P.

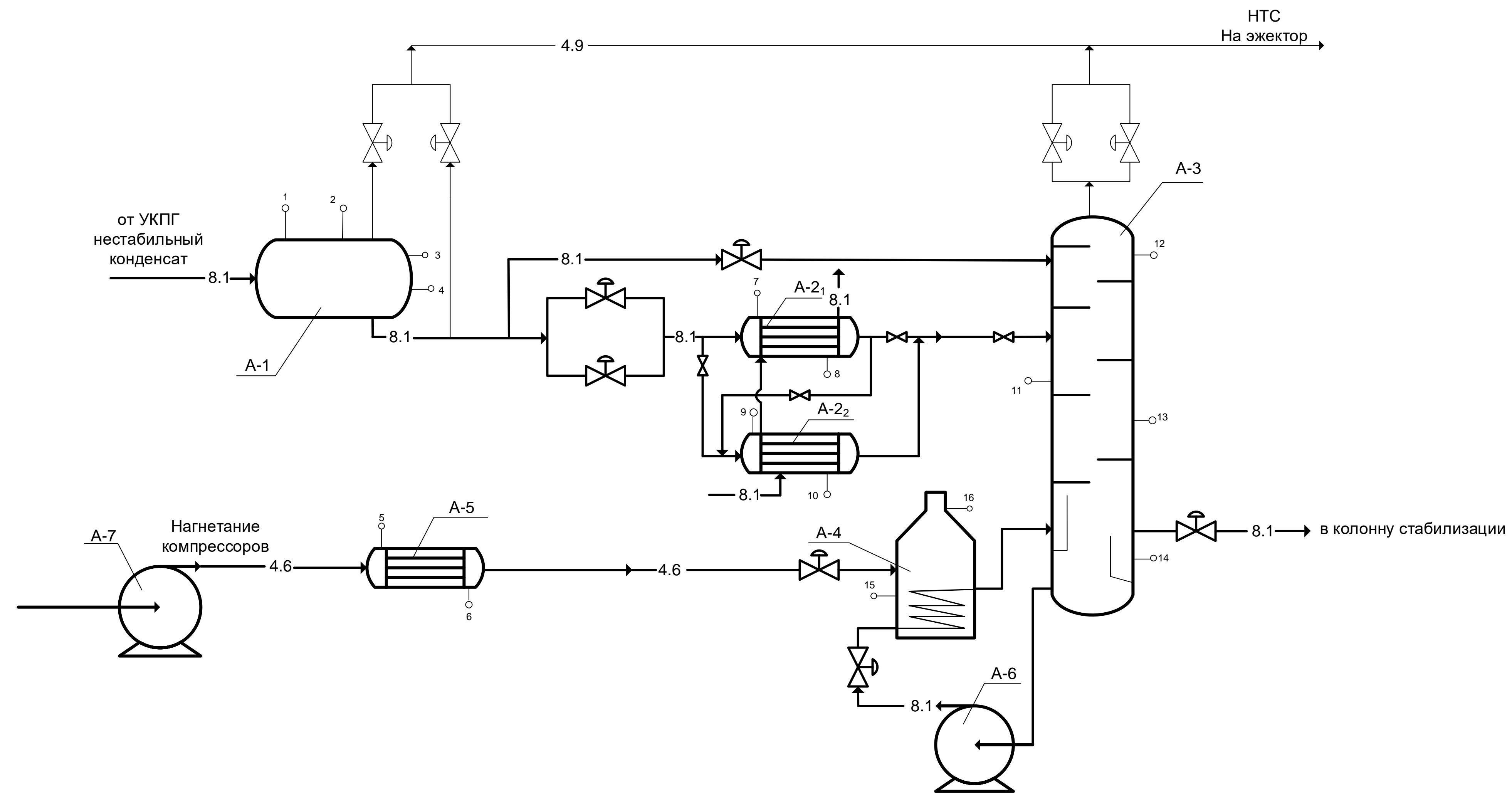
20. Kievsky V.Ya. Determination of the possibility of options for the separation of multicomponent a zeotropic mixture on a computer. - Abstract. the bottom. ... cand. tech. Sciences. - M, 1981. – 24P.
21. Kondratiev A.A. To the calculation of incomplete double-feed columns for rectification of a binary system // Tr. in-ta / Ufa oil institute - Ufa.: Bashkino publishing house. - 1958. - Issue. 2.- - P. 241 - 250.
22. Kondratiev A.A. Calculation of the rectification of a continuous mixture in a column with several feed inputs and selections // Theoretical Foundations of Chemical Technology. - 1972. - T. 6. - No. 3. - P, 477 - 479.
23. Kondratiev A.A., Frolova L.N. Computer study of the rectification of oil in columns with multiple power inputs. - In the book. Oil and gas technology. Fractionation issues. - Ufa.: Bashkino publishing house. - 1975. - Vol. 4. - P. 26 - 32.
24. Naduzhkina SI. Development of technology for low-boiling hydrocarbon solvents: Dis. ... cand. tech. sciences. - Ufa, 1988.-269p.

Таблица 1 - Перечень элементов схемы

| ПОЗ. обозначение   | Наименование                  | Техническая характеристика                        | Количество |
|--------------------|-------------------------------|---|------------|
| A-1                | Пробкоуловитель               | Давление МПа-2,3÷2,4<br>Температура °С +15 ÷+30   | 1          |
| A-2 <sub>1,2</sub> | Теплообменник кожухотрубчатый | Давление МПа-2,0÷2,2<br>Температура °С +80 ÷+100  | 2          |
| A-3                | Колонна ректификации          | Давление МПа-2,0÷2,2<br>Температура °С +90 ÷+120  | 1          |
| A-4                | Печь трубчатая двух потоочная | Давление МПа-2,2÷2,4<br>Температура °С +125 ÷+145 | 1          |
| A-5                | Теплообменник кожухотрубчатый | Давление МПа-0,6÷1,9<br>Температура °С +20 ÷+50   | 1          |
| A-6                | Насос                         | Давление МПа-2,0÷2,2<br>Температура °С +80 ÷+100  | 1          |
| A-7                | Компрессор                    | Давление МПа-6,0÷9,8<br>Температура °С +15 ÷+40   | 1          |

Условные обозначения

- 4.6 — углеводороды и их производные
- 4.9 — прочие виды горючих газов
- 8.1 — жидкости категории А (t<sub>вп</sub> < 28°С)
-  — клапан регулирующий
-  — клапан запорный
-  ТЕ — прибор для измерения температуры
-  Н — прибор для измерения уровня (Н-высокий, L-низкий)
-  РТ — прибор для измерения давления



| Приборы на щите | 1  | 2  | 3,4                                  | 5  | 6  | 7  | 8  | 9  | 10 | 11 | 12 | 13,14                                | 15 | 16 |
|-----------------|----|----|--------------------------------------|----|----|----|----|----|----|----|----|--------------------------------------|----|----|
| Приборы местные | PT | TE | LIA <sup>H</sup><br>LIA <sup>L</sup> | PT | TE | PT | TE | PT | TE | TE | PT | LIA <sup>H</sup><br>LIA <sup>L</sup> | TE | PT |

|          |               |         |       | Приложение Б |   |      |      |                                |
|----------|---------------|---------|-------|--------------|---|------|------|--------------------------------|
| Изм.     | Лист          | №докум. | Подп. | Дата         | Установка деэтанзации и стабилизации конденсата | Лит. | Лист | Листов                         |
| Разраб.  | Кириллов А.М. |         |       |              |   | Д    |      |                                |
| Пров.    | Зиякаев Г.Р.  |         |       |              |   |      |      |                                |
| Н.контр. |               |         |       |              |   |      |      |                                |
| Утв.     |               |         |       |              |   |      |      | НИ ТПУ<br>ИШПР<br>группа 25М84 |