РЕФЕРАТ

Пояснительная записка: 91 л., 13 рисунков, 14 таблиц, 12 использованных источников.

ТЕПЛООБМЕННИК, КОЖУХ, ПУЧОК ТРУБНЫЙ, РЕШЕТКА ТРУБНАЯ, ОПОРА, КАМЕРА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ, ФЛЕНЦЕВОЕ СОЕДИНЕНИЕ, ШТУЦЕР

Объектом дипломного проектирования является блок регенерации метилдиэтаноламина (МДЭА), установки очистки газов от сернистых соединений и компримирования газов цеха № 8 НПЗ ОАО "Газпром нефтехим Салават".

Цель проекта – повышение долговечности теплообменного оборудования и уменьшение затрат на ремонт.

Результат реконструкции достигается посредством замены действующих теплообменных аппаратов Х-8/1,2 на современные теплообменники с плавающей головкой из нержавеющей стали.

Степень внедрения - результаты работы предлагается использовать на установке очистки газов от сернистых соединений и компримирования газов цеха № 8 НПЗ ОАО "Газпром нефтехим Салават" для повышения надежности и экономичности.

Эффективность реконструкции блока регенерации МДЭА установки очистки газов от сернистых соединений и компримирования газов.

СОДЕРЖАНИЕ

С.

Нормативные ссылки

Введение.....7

1 Литературный обзор.....8

1.1 Коррозия теплообменников.....8

1.2 Классификация теплообменного оборудования.....9

1.3 Выбор конструкции теплообменных аппаратов.....15

2 Обоснование темы дипломного проекта.....18

3 Технологическая часть.....19

3.1 Описание технологической схемы.....19

3.2 Определение поверхности теплопередачи внедряемого теплообменного аппарата Х-8/1,2.....21

4 Конструирование и расчет элементов оборудования.....25

4.1 Выбор основных расчётных параметров.....25

4.2 Прибавки к расчетной толщине конструктивных материалов.....28

4.3 Расчёт на прочность и устойчивость узлов и деталей корпуса аппарата от расчётного давления.....28

4.4 Расчёт укрепления отверстий.....31

4.5 Расчет фланцевых соединений.....32

4.6 Расчет весовых характеристик аппарата.....50

4.7 Расчет опоры теплообменника.....54

5 Монтаж, ремонт и эксплуатация теплообменника.....55

5.1 Подготовка теплообменников Х-8-1,2 к монтажу.....55

5.2 Монтаж теплообменников.....55

5.3 Подготовка теплообменников Х-8-1,2 к эксплуатации.....57

5.4 Эксплуатация теплообменников Х-8-1,2.....57

5.5 Ремонт теплообменников Х-8-1,2.....58

6 Автоматизация.....63

6.1 Выбор и обоснование параметров контроля, регулирования и сигнализации.....63

6.2 Выбор и обоснование схем контроля и регулирования.....64
6.3 Выбор и обоснование средств автоматизации.....65
6.4 Описание работы схем автоматического контроля и регулирования.....66
7 Безопасность жизнедеятельности и экологичность.....68
7.1 Основные опасности производства.....68
7.2 Характеристика вредных веществ, учавствующих в производстве.....69
7.3 Индивидуальные и коллективные средства защиты.....69
7.4 Пожаро-взрывобезопасность.....70
7.5 Электробезопасность и защита от статического электричества, молниезащита.....71
7.6 Характеристика пожаро-взрывоопасности технологического блока.....71
7.7 Экологичность.....72
7.8 Гражданская оборона и чрезвычайные ситуации.....73
7.9 Расчет вентиляции насосной объекта 454.....74
8 Экономическая часть.....76
8.1 Расчет единовременных капитальных затрат на реконструкцию.....76
8.2 Определение источника экономического эффекта от реконструкции.....77
8.3 Расчет мощности и материального баланса установки.....77
8.4 Расчет изменения эксплуатационных затрат и себестоимости продукции в результате проведения реконструкции.....79
8.5 Расчет основных технико-экономических показателей.....83
8.6 Расчет экономической эффективности реконструкции.....86
Заключение.....89
Список использованных источников.....91
Приложение А Расчет на прочность эллиптического днища
Приложение Б Расчёт укрепления отверстий
Приложение В Расчет опоры теплообменника
Приложение Г Характеристика вредных веществ установки и их токсичность
Приложение Д Монтаж, ремонт и эксплуатация теплообменника
Приложение Е Расчёт эффективности инвестиционного проекта на пять лет

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В пояснительной записке использованы ссылки на следующие стандарты:

– ГОСТ Р 21.1101–2009. Основные требования к проектной и рабочей документации. – М.: Стандартинформ, 2009. – 47 с;

– ГОСТ Р 53677–2009. Нефтяная и газовая промышленность. Теплообменные аппараты. – М.: Стандартинформ, 2011. – 35 с;

– ГОСТ Р 52630–2006. Сосуды и аппараты стальные сварные. – М.: Стандартинформ, 2006. – 68 с;

– ГОСТ Р 52857.1-2007. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Общие требования. – М.: Стандартинформ, 2008. – 28 с;

– ГОСТ Р 52857.2-2007. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет цилиндрических и конических обечаек, выпуклых и плоских днищ и крышек. – М.: Стандартинформ, 2008. – 45 с;

– ГОСТ Р 52857.3-2007. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Укрепление отверстий в обечайках и днищах при внутреннем и внешнем давлениях. Расчет на прочность обечаек и днищ при внешних статических нагрузках на штуцер. – М.: Стандартинформ, 2008. – 30 с;

– ГОСТ Р 52857.4-2007. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет на прочность и герметичность фланцевых соединений. – М.: Стандартинформ, 2008. – 40 с;

– ГОСТ Р 52857.5-2007. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет обечаек и днищ от воздействия опорных нагрузок. – М.: Стандартинформ, 2008. – 26 с;

– ГОСТ Р 52857.7-2007. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Теплообменные аппараты. – М.: Стандартинформ, 2008. – 30 с.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время нефтехимическая промышленность представляет собой мощную отрасль, большей частью сконцентрированную на крупных химических и нефтехимических комбинатах. Ее отличительные черты - огромное разнообразие получаемых продуктов, реакций их синтеза и процессов разделения веществ. Крупные масштабы производства определяют широкое распространение совершенно непрерывных и автоматизированных технологических процессов, оснащенных разнообразным высокопроизводительным оборудованием.

В качестве объекта реконструкции выбран блок регенерации МДЭА, установки очистки газов от сернистых соединений и компримирования газов, цеха № 8, НПЗ, ОАО "Газпром нефтехим Салават". Блок регенерации МДЭА предназначен для компримирования жирного газа АВТ, кислого газа висбрекинга и жирного газа АГФУ, а также очистка от сероводорода водным раствором МДЭА.

Установка очистки газов от сернистых соединений и компримирования газов введена в эксплуатацию в декабре 1982 года.

В настоящее время планируется увеличить производительность установки. В связи с этим возникает потребность замены части оборудования. Теплообменное оборудование установки физически изношено. Износ теплообменного оборудования снижает надежность, работоспособность установки в целом и увеличивает затраты на ремонт.

Холодильники Х – 8/1,2 предназначены для охлаждения сероводородного газа, поступающего из регенератора Р-1. Замена этих холодильников на более производительные и современные позволит повысить эффективность работы блока регенерации МДЭА, снизить потребление энергоресурсов и уменьшить затраты на текущий и капитальный ремонт.

В дипломном проекте рассматривается целесообразность замена холодильников Х – 8/1,2, с целью повышения эффективности и экономии энергоресурсов.

1 Литературный обзор

1.1 Коррозия теплообменников

Коррозия металлов – физико-химическое или химическое взаимодействие между металлом (сплавом) и средой, приводящее к ухудшению функциональных свойств металла, среды или включающей их технической системы.

Коррозия теплообменников вызывается химической реакцией металла с веществами окружающей среды, протекающей на границе металла и среды. Чаще всего это окисление металла кислородом.

Агрессивность атмосферы сильно зависит от влажности. Для углеродистой стали теплообменников есть некоторая критическая относительная влажность, ниже которой он не подвергается атмосферной коррозии. Для железа она составляет 50–70%. Агрессивность промышленной атмосферы определяется, в основном продуктами сгорания топлива. Уменьшению потерь от коррозии способствует предотвращение кислотных дождей и устранение вредных газовых выбросов.

Проблема защиты металлов от коррозии на сегодняшний день является актуальной. В настоящее время борьбу с коррозией ведут сразу в нескольких направлениях – пытаются изменить среду, в которой работает металлическое изделие, повлиять на коррозионную устойчивость самого материала, предотвратить контакт между металлом и агрессивными веществами внешней среды.

Проблема предотвращения коррозии наиболее актуальна для нефтяной и газовой промышленности, отказы объектов которой часто связаны с взрывами, возгоранием, выбросом углеводородного сырья, что наносит значительный экономический и экологический ущерб, а в ряде случаев сопровождается человеческими жертвами. Борьба с коррозией представляет собой комплекс задач, включающих коррозионный мониторинг, создание оборудования в коррозионностойком исполнении и поддержание его надежности при эксплуатации.

Эффективность того или иного направления борьбы с коррозией определяется, в первую очередь, объективным диагностированием причин повреждения

конструкции в агрессивных средах, являющимся основным предметом коррозионного мониторинга.

Одной из основных причин выхода из строя теплообменного оборудования на объектах добычи, подготовки, переработки и хранения нефти является коррозия металла. Наиболее подвержена коррозии внутренняя поверхность теплообменного оборудования, находящегося в постоянном контакте с нефтепродуктами, подтоварной водой.

1.2 Классификация теплообменного оборудования

Теплообменник – это устройство, в котором осуществляется передача теплоты от горячего теплоносителя к холодному. Использовать теплообменники можно как нагреватель, и как охладитель. Теплоносителями могут быть газы, пары, жидкости. Применяется он в технологических процессах нефтеперерабатывающей, нефтехимической, химической, газовой, энергетике и других отраслей промышленности.

В большинстве процессов нефтеперерабатывающей промышленности используется нагрев исходного сырья, а также применяемых при его переработке растворителей, реагентов, катализаторов. Полученные в результате того или иного технологического процесса целевые продукты или полуфабрикаты обычно требуется охлаждать до температуры, при которой возможны их хранение и транспортировка.

На современном нефтеперерабатывающем заводе, где осуществляется глубокая переработка нефти, на изготовление аппаратов, предназначенных для нагрева и охлаждения, затрачивается до 30 % общего расхода металла на все технологические установки. Высокая эффективность работы подобных аппаратов позволяет сократить расход топлива и электроэнергии, затрачиваемым на тот или иной технологический процесс, и оказывает существенное влияние на его технико-экономические показатели.

Теплообменная аппаратура составляет весьма значительную часть техноло-

гического оборудования в химической и смежных отраслях промышленности. Удельный вес теплообменного оборудования на предприятиях химической промышленности, где почти все основные процессы химической технологии (выпаривание, ректификация, сушка и др.) связаны с необходимостью подвода или отвода теплоты, составляет в среднем от 15 до 18 %, в нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности – 50 %.

В аппаратах, где идет нагрев или охлаждение, происходит теплообмен между двумя потоками, при этом один из них нагревается, другой охлаждается. Поэтому их называют теплообменными аппаратами вне зависимости оттого, что является целевым назначением аппарата: нагрев или охлаждение, какие потоки обмениваются теплом, происходит ли при этом только нагрев и охлаждение или же теплообмен сопровождается испарением или конденсацией.

Применительно к нефтеперерабатывающей промышленности теплообменные аппараты классифицируются по таким основным признакам, как способ передачи тепла и назначение.

В зависимости от способа передачи тепла аппараты делятся на следующие группы.

Поверхностные теплообменные аппараты, в которых передача тепла между теплообменивающимися средами осуществляется через поверхность, разделяющую эти среды.

Аппараты смешения, в которых передача тепла между теплообменивающимися средами происходит путем их соприкосновения. Для изготовления теплообменных аппаратов смешения требуется, как правило, меньше металла; кроме того, во многих случаях они обеспечивают более эффективный теплообмен. Однако, несмотря на эти преимущества, аппараты смешения часто нельзя использовать вследствие недопустимости прямого соприкосновения теплообменивающихся потоков.

В зависимости от назначения аппараты делятся на следующие группы.

Теплообменники, в которых один поток нагревается за счет использования тепла другого, получаемого в процессе и подлежащего охлаждению. В таких теп-

лообменниках нагрев одного и охлаждение другого потока позволяет сократить расход подводимого извне тепла (сократить расход топлива, греющего водяного пара и т.д.) и охлаждающего агента.

Нагреватели, испарители, кипятильники, в которых нагрев или нагрев и частичное испарение осуществляется за счет использования высокотемпературных потоков нефтепродуктов и специальных теплоносителей (водяной пар, пары даутерма и др.).

Холодильники и конденсаторы, предназначенные для охлаждения жидкого потока или конденсации и охлаждения паров с использованием специального охлаждающего агента (вода, воздух, испаряющийся аммиак, пропан и др.). Охлаждение и конденсация в этих аппаратах являются целевыми процессами, а нагрев охлаждающего агента — побочным. К таким аппаратам относятся холодильники и конденсаторы любой нефтеперерабатывающей установки, предназначенные для охлаждения и конденсации получаемых продуктов.

Кристаллизаторы, предназначенные для охлаждения соответствующих жидких потоков, сопровождающегося выделением кристаллов вещества. В зависимости от температурного режима кристаллизации в этих аппаратах в качестве охлаждающего агента используются вода и специальные хладагенты в виде охлажденных рассолов, испаряющихся аммиака, пропана и др.

Кожухотрубчатые теплообменники - наиболее распространенная конструкция теплообменной аппаратуры.

По ГОСТ 9929 – 82, стальные кожухотрубчатые аппараты изготовляют следующих типов: Н – с неподвижными трубными решетками; К – с температурным компенсатором на кожухе; П – с плавающей головкой; У – с U-образными трубами; ПК – с плавающей головкой и компенсатором на ней.

Поверхностные теплообменные аппараты классифицируют в зависимости от их конструкции.

Кожухотрубчатые аппараты с неподвижными трубными решетками (рисунок 1.1). Такие аппараты имеют цилиндрический кожух, в котором расположен трубный пучок; трубные решетки с развальцованными трубками крепятся к кор-

пусу аппарата. С обоих концов теплообменный аппарат закрыт крышками. Аппарат оборудован штуцерами для теплообменивающих сред; одна среда идет по трубкам, другая проходит через межтрубное пространство.

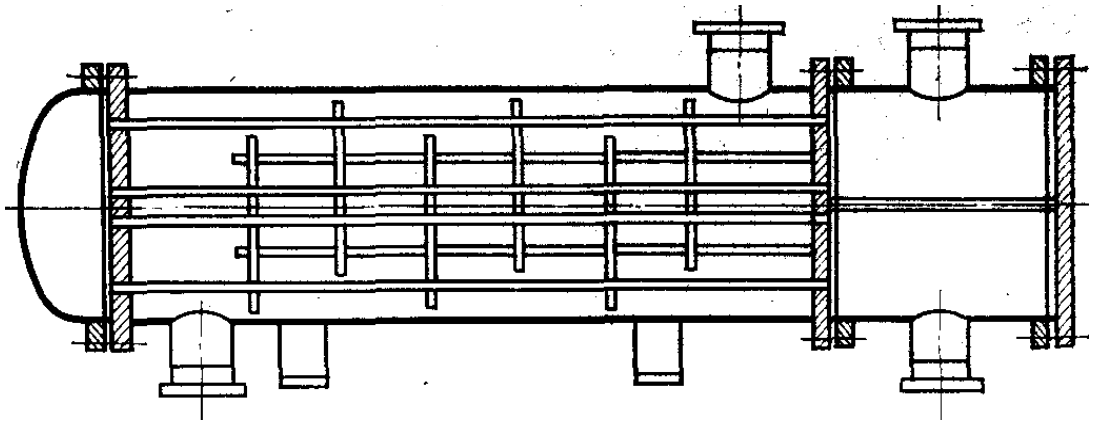


Рисунок 1.1- Кожухотрубчатый теплообменник жесткого типа

Теплообменные аппараты с температурным компенсатором имеют неподвижные трубные решетки и снабжены устройствами в виде линз для компенсации различия в удлинении кожуха и труб, возникающего вследствие различия их температур.

Теплообменные аппараты с плавающей головкой (с подвижной трубной решеткой) являются наиболее распространенным типом поверхностных аппаратов (рисунок 1.2). Подвижная трубная решетка позволяет трубному пучку свободно перемещаться независимо от корпуса. В аппаратах этой конструкции температурные напряжения могут возникать лишь при существенном различии температур трубок. В теплообменных аппаратах подобного типа трубные пучки сравнительно легко могут быть удалены из корпуса, что облегчает их ремонт, чистку или замену.

Горизонтальный двухходовый конденсатор типа П состоит из кожуха 10 и трубного пучка. Левая трубная решетка 1 соединена фланцевым соединением с кожухом и распределительной камерой 2, снабженной перегородкой 4 и закрытой плоской крышкой 3. Правая, подвижная, трубная решетка установлена внутри ко-

жуха свободно и образует вместе с присоединенной к ней крышкой 8 плавающую головку. При нагревании и удлинении трубок плавающая головка перемещается внутри кожуха. С правой стороны к корпусу крепится, как правило, эллиптическая крышка 7.

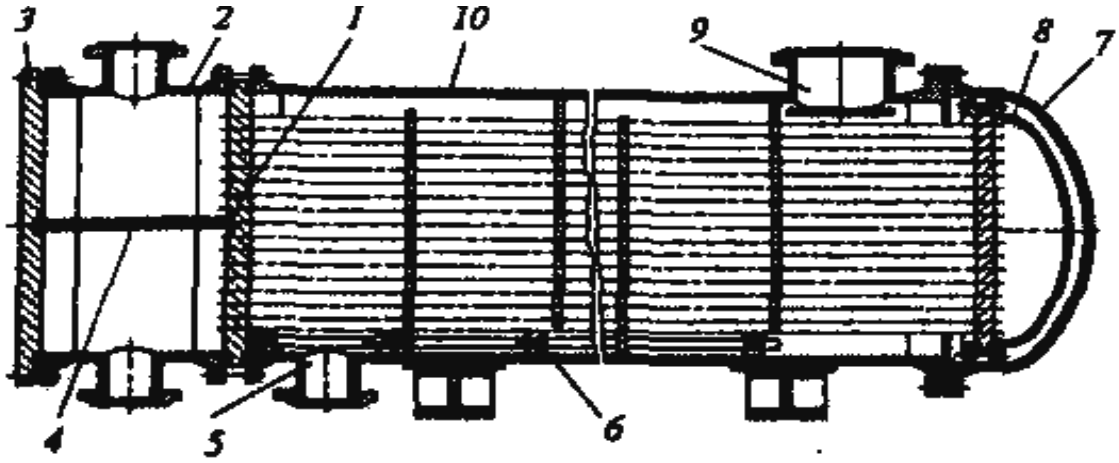


Рисунок 1.2 – Горизонтальный двухходовый конденсатор с плавающей головкой

Теплообменники с U-образными трубками имеют одну трубную решетку, в которую ввальцованы оба конца U-образных трубок, что обеспечивает свободное удлинение трубок при изменении их температуры. Недостатком таких аппаратов является трудность чистки внутренней поверхности труб, вследствие которой они используются преимущественно для чистых продуктов.

Теплообменные аппараты с двойными трубками. В таких аппаратах имеются две трубные решетки, размещенные с одной стороны аппарата. В одной трубной решетке развальцованы трубы меньшего диаметра, верхние концы которых открыты, в другой — трубы большего диаметра, нижние концы которых заглушены. Такая конструкция обеспечивает независимое удлинение труб [2].

В зависимости от условий работы предусмотрены различные варианты материального исполнения аппаратов. Так, корпус, распределительная камера, крышки теплообменника, трубные решетки могут быть изготовлены монометаллическими и биметаллическими из сталей ВСт3сп, I6ГС, I2XI8H10T, 10XI7HI3-

М2Т. Применяют трубы из сталей углеродистых 10 и 20, хромоникелевых 08ХI8Н10Т и 08ХI7НI3М2Т, а также из сталей с пониженным содержанием никеля, например 08Х22Н6Т.

В теплообменниках с плавающей головкой трубки размещают по вершинам равносторонних треугольников или шестиугольников с минимально возможным шагом. Это позволяет разместить на площади трубной решетки большее число труб и обеспечить большие скорости среды в межтрубном пространстве. Шаг труб обычно принимают в зависимости от их наружного диаметра. Наиболее часто в кожухо-трубчатых теплообменниках применяют трубы наружным диаметром 25 мм с толщиной стенки от 1,6 до 3,0 мм и трубы наружным диаметром 20 мм с толщиной стенки от 1,6 до 2,0 мм.

Трубы соединяют с трубной решеткой на развальцовке. Развальцовочное соединение должно обеспечить необходимые прочность и плотность. Прочность соединения оценивают усилием вырывания трубы из гнезда, плотность - давлением среды, до которого сохраняется герметичность.

В зависимости от типа и числа перегородок, описанные выше кожухотрубчатые теплообменные аппараты, делятся на одноходовые, двухходовые, многоходовые как в трубном, так и в межтрубном пространстве, аппараты с продольными и поперечными перегородками в межтрубном пространстве, аппараты с перегородками сегментными, секторными, кольцевыми и др.

В зависимости от расположения теплообменных труб различают теплообменные аппараты горизонтального и вертикального типа.

Эффективность кожухотрубчатых теплообменных аппаратов повышается с увеличением скорости движения теплообменивающихся потоков и от степени их турбулентности. Для повышения скорости потоков теплообменивающихся сред, лучшей обтекаемости поверхности теплообмена и создания большей турбулентности потоков в кожухотрубчатых теплообменных аппаратах применяют специальные перегородки. Увеличение скорости движения жидкости в трубках при неизменной производительности достигается размещением перегородок в крышках распределительной камеры теплообменного аппарата, в связи, с чем изменяет-

ся число ходов потока жидкости, проходящей через трубки.

Таким путем могут быть созданы аппараты с любым числом ходов. При помощи продольных перегородок можно изменять число ходов теплоносителя в межтрубном пространстве, тем не менее такие перегородки не получили широкого распространения, так как трудно обеспечить герметичность между перегородками и корпусом [1].

В зависимости от характера направлёния потоков, теплообменные аппараты делятся на прямоточные, противоточные, смешанного и перекрестного тока .

В теплообменных аппаратах с плавающей головкой обеспечивается хорошая компенсация температурных деформаций, но она не является полной, поскольку различие температурных расширений самих трубок приводит к короблению трубной решетки. В связи с этим в многоходовых теплообменниках типа П диаметром более 1000 мм. при значительной разности температур входа и выхода среды в трубном пучке, как правило, устанавливают разрезную по диаметру плавающую головку.

Наиболее важный узел теплообменников с плавающей головкой – соединение плавающей трубной решетки с крышкой, которое должно обеспечивать возможность легкого извлечения трубного пучка из кожуха аппарата, а также минимальный зазор между кожухом и пучком труб.

При размещении плавающей головки внутри крышки, диаметр которой больше диаметра кожуха, зазор уменьшается, но усложняется демонтаж аппарата, так как плавающую головку нельзя извлечь из кожуха теплообменника [7].

1.3 Выбор конструкции теплообменных аппаратов

Конкретная задача нагревания или охлаждения данного продукта может быть решена с помощью различных теплообменников. Конструкцию теплообменника следует выбирать, исходя из следующих основных требований, предъявляемых к теплообменным аппаратам.

Важнейшим требованием является соответствие аппарата технологическому

процессу обработки данного продукта; это достигается при таких условиях:

- поддержание необходимой температуры процесса, обеспечение возможности регулирования температурного режима;

- соответствие рабочих скоростей продукта минимально необходимой продолжительности пребывания продукта в аппарате;

- выбор материала аппарата в соответствии с химическими свойствами продукта;

- соответствие аппарата давлениям рабочих сред [4].

Вторым требованием является высокая эффективность (производительность) и экономичность работы аппарата, связанные с повышением интенсивности теплообмена и одновременно с соблюдением оптимальных гидравлических сопротивлений аппарата. Эти требования обычно выполняются при соблюдении следующих условий:

- достаточные скорости однофазных рабочих сред для осуществления турбулентного режима;

- благоприятное относительное движение рабочих сред (обычно лучше противоток);

- обеспечение оптимальных условий для отвода конденсата и неконденсирующихся газов (при паровом обогреве);

- достижение соизмеримых термических сопротивлений по обеим сторонам стенки поверхности нагрева;

- предотвращение возможности загрязнения и легкая чистка поверхности нагрева, микробиологическая чистота и др.

Существенными требованиями являются также компактность, малая масса, простота конструкции, удобство монтажа и ремонта аппарата. С этой точки зрения оказывают влияние следующие факторы; конфигурация поверхности нагрева; способ размещения и крепления трубок в трубных решетках; наличие и тип перегородок, уплотнений; устройство камер, коробок, днищ; габаритные размеры аппарата и др.

Для ориентировки при выборе теплообменников приведем следующие сооб-

ражения. Из парожидкостных подогревателей наиболее рациональным является многоходовой по трубному пространству - трубчатый теплообменник жесткой конструкции (к подвижным трубным решеткам прибегают, в крайнем случае). Этот же теплообменник с успехом применим в качестве газового или жидкостного при больших расходах рабочих тел и небольшом числе ходов в межтрубном пространстве. При малых расходах жидкостей или газов лучше применять элементные аппараты без подвижных трубных решеток [3].

Путем анализа частных термических сопротивлений можно выбрать наилучший способ повышения интенсивности теплообмена в зависимости от типа теплообменника и характера рабочих тел. Так, например, в жидкостных теплообменниках поперечные перегородки имеет смысл устанавливать только при нескольких ходах в трубном пространстве. Перегородки не всегда необходимы; при вертикальном расположении трубок и нагреве паром последний подается в межтрубное пространство; поперечные перегородки будут мешать стеканию конденсата. При теплообмене газа с газом или жидкости с жидкостью количество протекающей через межтрубное пространство жидкости может оказаться настолько большим, что скорость ее достигнет тех же значений, что и внутри трубок; следовательно, установка перегородок теряет смысл.

Интенсификация теплообмена является одним из основных направлен развития и усовершенствования тепловой аппаратуры пищевых производств. При этом широко используются положительные эффекты в интенсификации теплообмена, обнаруженные и исследованные в других областях химической техники и энергетики. За последние годы выполнен ряд работ по промышленному испытанию активных «режимных» методов интенсификации теплообмена в аппаратах химических и пищевых производств. К ним относятся изменение режимных характеристик течения, дополнительная турбулизация потока за счет пульсации, вдувания воздуха и др. Намечены пути комплексной интенсификации теплообмена, достигаемой при совместном воздействии различных эффектов [1].

2 Обоснование темы дипломного проекта

В дипломном проекте рассматривается блок регенерации МДЭА, установки очистки газов от сернистых соединений и компримирования газов, цеха № 8, НПЗ, ОАО "Газпром нефтехим Салават".

Процесс очистки газов является непрерывным и состоит из следующих стадий:

I стадия – компримирование жирного газа атмосферно-вакуумной трубчатки (АВТ), кислого газа висбрекинга и жирного газа АГФУ;

II стадия – очистка от сероводорода водным раствором МДЭА: газа после компримирования, газа факельного компримированного; компримированных на I каскаде жирного газа АВТ, АГФУ, кислого газа висбрекинга.

Очистка газа МДЭА – обратимый сорбционный процесс. Сероводород поглощается из газа раствором МДЭА в абсорбере и выделяется из раствора в регенераторе.

Холодильники Х-8/1,2 предназначены для охлаждения сероводородного газа, поступающего из регенератора Р-1. Среда является коррозионно-активной, износ холодильников снижает надежность его работы и увеличивает затраты на ремонт.

В связи с коррозионным износом холодильников Х-8/1,2 , предлагается заменить действующие холодильники Х8/1,2 изготовленные из углеродистой стали на теплообменники с плавающей головкой из нержавеющей стали, и произвести их расчет.

Эти мероприятия позволят: снизить скорость коррозии; повысить долговечность теплообменного оборудования и снизить затраты на ремонт.

Таким образом, вышеизложенное позволило сформулировать тему дипломного проекта в следующей редакции: «Проект реконструкции теплообменного оборудования абсорбционно-газофракционирующей установки».

3 Технологическая часть

3.1 Описание технологической схемы

Технологическая схема блока регенерации МДЭА установки очистки газов от сернистых соединений и компримирования газов представлена на рисунке 3.1

Сырье в блок регенерации МДЭА поступает из блока сероочистки.

Насыщенный сероводородом раствор МДЭА с низа А-1 под собственным давлением поступает в сепаратор С-1о для дегазации МДЭА от углеводородов.

ШФЛУ из сепаратора С-1о перепускается в ёмкость Е-1о.

ШФЛУ из Е-1о по мере накопления перепускается в Е-3. Поддавливание сепаратора С-1о осуществляется газом из С-2а. Регулирование давления в С-1о производится автоматически, путём подачи очищенного газа из сепаратора С-2а. Далее сбрасываемый из С-1о газ совместно с газом из Е-30-II поступает в буферную ёмкость I-го каскада Е-1к, затем на всас компрессоров ПК-1÷4.

Раствор МДЭА с низа сепаратора С-1о поступает в трубное пространство теплообменников Т-2-1/3,2,1, где нагревается до 105°С регенерированным раствором МДЭА, после чего подается на регенерацию в регенератор Р-1.

Накопившийся на «глухой» тарелке регенератора Р-1 раствор МДЭА самотёком поступает в Т-4 для нагрева водяным паром 0,7 МПа. Нагретый парожидкостной раствор МДЭА возвращается в Р-1 под «глухую» тарелку, в регенерированный слой жидкой фазы МДЭА.

Регенерированный раствор МДЭА с низа регенератора Р-1 поступает в межтрубное пространство теплообменников Т-2-1/1,2,3, затем поступает в холодильники Х-6-1/2,1, охлаждается оборотной водой до 50 °С и насосами Н-7-1а,б,в подается в абсорбер А-1.

Выделившийся сероводородный газ вместе с парами флегмы с верха регенератора Р-1 поступает в конденсаторы-холодильники Х-8/I,II, охлаждается оборотной водой и далее поступает в сепаратор С-9-II.

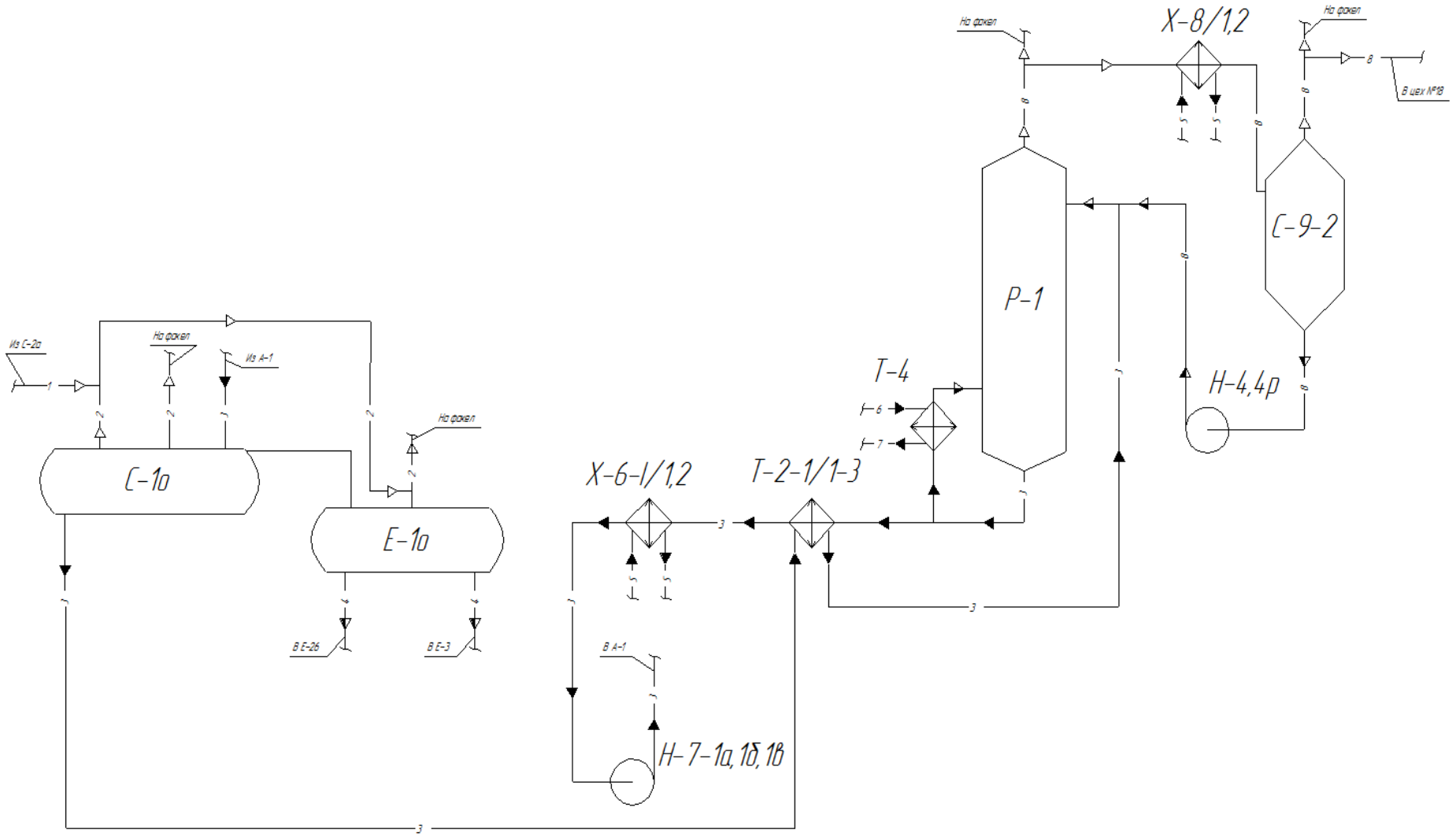


Рисунок 3.1 – Технологическая схема блока регенерации МДЭА

Сероводородный газ, проходя через каплеотбойную сетку сепаратора С-9-2, дополнительно отделяется от флегмы и направляется на установку получения элементарной серы в цех № 18.

Отделившаяся в сепараторе С-9-II флегма насосами Н-4, 4р подается в линию насыщенного сероводородом МДЭА в регенератор Р-1.

Сбор парового конденсата после кипятильника Т-4 и пароспутников производится в сборник парового конденсата Е-21.

При необходимости освобождения от МДЭА, имеется возможность сдренировать в сливной сборник Е-24: абсорбер А-1 и уровнемерную колонку А-1, регенератор Р-1 и уровнемерную колонку Р-1, сепаратор С-1о, кипятильник Т-4 (трубное пространство), насосы Н-7-1а, Н-7-1б, Н-4, Н-4р. Из сливного сборника Е-24 раствор МДЭА может быть направлен на прием насосов Н-7-1а,б,в или Н-18, 20 для закачки в систему.

3.2 Определение поверхности теплопередачи внедряемого теплообменного аппарата Х-8/1,2

Холодильники Х-8/1,2 предназначены для охлаждения сероводородного газа, поступающего из регенератора Р-1. Среда является коррозионно-активной, износ холодильников снижает надежность его работы и увеличивает затраты на ремонт.

В связи с коррозионным износом холодильников Х-8/1,2 происходят частые остановки на текущий ремонт. Ремонт связан с заглушкой поврежденных трубок теплообменников, что ведет к уменьшению площади теплообмена. Предлагается заменить действующие холодильники, изготовленные из углеродистой стали 09Г2С на теплообменники с плавающей головкой из нержавеющей стали, и произвести их расчет.

Исходные данные для расчета холодильников Х-8/1,2 представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные данные

Параметр	Горячий теплоноситель	Холодный теплоноситель
	Сероводород	Вода оборотная
Массовый расход G, кг/с	1,1	2,5
Начальная температура $t_н$, °С	130	25
Конечная температура $t_к$, °С	не более 40	40
Теплоемкость С, кДж/кг·К	1,573	4,232

В дальнейшем параметры в таблице 3.1 с индексом 1 будут использоваться для горячего теплоносителя, с индексом 2 – для холодного.

Определим тепловую нагрузку по формуле

$$Q = G_2 \cdot C_2 (t_{2н} - t_{2к}); \quad (3.1)$$

$$Q = 2,5 \cdot 4232 \cdot (40 - 25) = 158700 \text{ Вт.}$$

Определим конечную температуру охлаждаемого сероводорода

$$t_{1к} = t_{1н} - \frac{Q}{G_1 \cdot C_1}; \quad (3.2)$$

$$t_{1к} = 130 - \frac{158700}{1,1 \cdot 1573} = 39\,^{\circ}\text{C}.$$

Определим среднелогарифмическую разность температур

$$\Delta t_{ср.лог.} = \frac{(t_{1н} - t_{1к}) - (t_{2к} - t_{2н})}{\ln\left(\frac{(t_{1н} - t_{1к})}{(t_{2к} - t_{2н})}\right)}; \quad (3.3)$$

$$\Delta t_{ср.лог.} = \frac{(130 - 39) - (40 - 25)}{\ln\left(\frac{(130 - 39)}{(40 - 25)}\right)} = 42 \text{ град.}$$

В нашем случае горячий теплоноситель целесообразно применить в межтрубном пространстве, а холодный – в трубном, для того, чтобы выровнять скорости движения теплоносителей и соответствующие коэффициенты теплоотдачи, увеличивая, таким образом, коэффициент теплопередачи.

Принимаем ориентировочное значение коэффициента теплопередачи $K_{ор.}$= 80 Вт/(м^{2}К) [4].

Определим ориентировочное значение поверхности теплообмена

$$F_{ор.} = \frac{Q}{\Delta t_{ср.лог.} \cdot K_{ор.}}; \qquad (3.4)$$

$$F_{ор.} = \frac{156700}{42 \cdot 80} = 47 \text{ м}^2.$$

Для ведения технологического процесса принимаем кожухотрубчатый теплообменник 600ТПГ-2,5-25-2 по ГОСТ 15118 – 79. Параметры теплообменника представлены в таблице 3.2

Конструкция холодильников Х-8/1,2 представлена на рисунке 3.1.

Основные технологические размеры представлены в таблице 3.2.

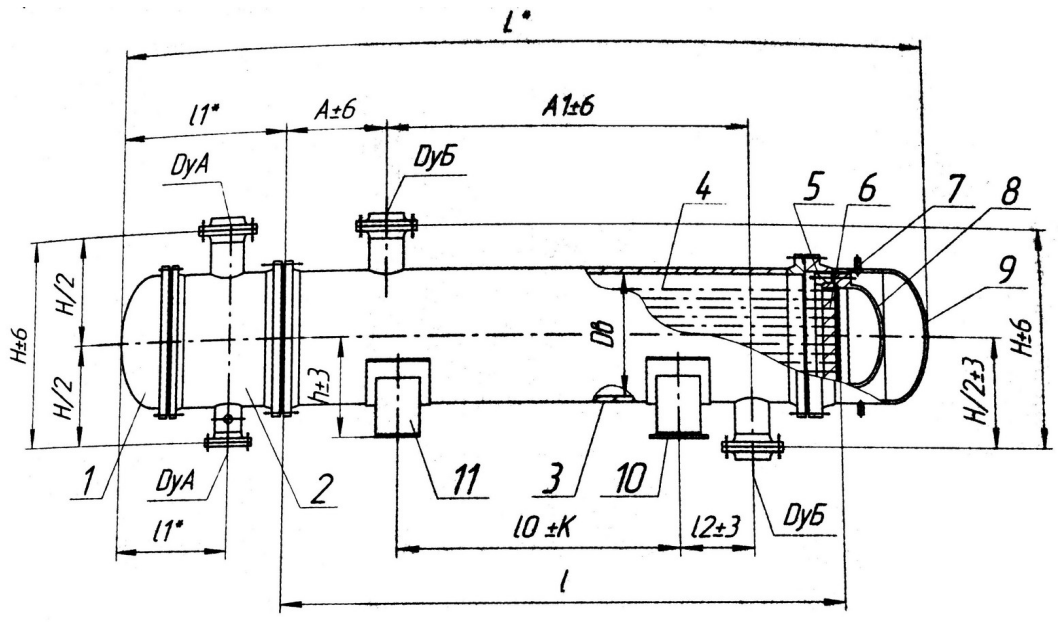


Рисунок 3.1 – Конструкция теплообменника Т-2/1

Таблица 3.2 – Параметры кожухотрубчатого теплообменника

Диаметр кожуха D, мм	Диаметр труб d x s, мм	Число труб n	Число ходов z	Длина труб l, м	Поверхность теплообмена F, мм^2
600	25 x 2,0	158	2	6,0	64

Определим коэффициент запаса поверхности теплообмена по формуле

$$\Delta = \frac{F_{op.} - F}{F} \cdot 100\ \%; \qquad (3.5)$$

$$\Delta = \frac{64 - 47}{47} \cdot 100\ \% = 36\ \%$$

Выбранный теплообменный аппарат имеет коэффициент запаса поверхности теплообмена 36 %. Расчеты показали, что холодильники Х-8/1,2 подобраны, верно.

4 Конструирование и расчет элементов оборудования [11]

4.1 Выбор основных расчётных параметров

4.1.1 Техническая характеристика.

Исходные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные

№	Пространство аппарата	Рабочая температура, ^{0}C	Рабочее давление, МПа	Среда
1	Межтрубное	40	0,2	Вода оборотная
2	Трубное	130	1,2	Сероводород

Группа аппарата. С целью определения объема контрольных операций для сварных соединений по межтрубному пространству аппарат относится к I группе.

Так как аппарат относится к 2 группе, то объем контроля для этого аппарата составляет 50% для всех сварных швов.

Выбор конструкционного материала и допускаемых напряжений. По условиям работы аппарата, как в рабочих условиях, так и в условиях монтажа, ремонта и нагрузок от веса принимаем сталь 12МХ. Область применения от минус 200 ˚С до +530˚С, в соответствии с ГОСТ 14782-86. Трубы выбираем из стали 12Х18Н10Т.

Допускаемые напряжения для стали 12МХ с толщиной стенки до 32 мм, для 20 °С и 200 °С равны: $[\sigma]^{20}$ = 147 МПа; $[\sigma]^{200}$ = 141 МПа, [11].

Допускаемые напряжения для стали 12Х18Н10Т, соответственно для 20 °С и 200 °С равны: $[\sigma]^{20}$ = 184 МПа; $[\sigma]^{200}$ = 148 МПа, [11].

Рабочая и расчетная температура. Расчетная температура t_R – это температура для определения физико-механических характеристик конструкционного материала и допускаемых напряжений. Она определяется на основании теплового расчета или

результатов испытаний. Если при эксплуатации температура элемента аппарата может повыситься до температуры соприкасающейся с ним среды, то расчетная температура принимается на порядок больше, чем рабочая, но не менее 20 ˚С. Таким образом за расчетную температуру принимаем t_p = 200 °С.

Рабочее, расчетное и условное давление. Рабочее давление р – максимальное избыточное давление среды в аппарате при нормальном протекании технологического процесса без учета допустимого кратковременного повышения давления во время действия предохранительных устройств.

Расчетное давление p_R – максимальное допускаемое рабочее давление, на которое производится расчет на прочность и устойчивость элементов аппарата при максимальной их температуре. Расчетное давление для элементов сосуда или аппарата принимают, как правило, равным рабочему давлению или выше.

Поскольку аппарат работает с рабочим давлением Р > 0,07 МПа, то расчетное давление будет равно:

- для межтрубного и трубного пространства

$$p_R = p_{раб} + 0{,}1 = 1{,}3 \text{ МПа}.$$

Условное давление для выбора узлов и фланцевых соединений определим по формуле

$$p_{усл} = p_R \cdot \frac{[\sigma]^{20}}{[\sigma]^{t_R}}, \qquad (4.1)$$

Подставив числовые значения в формулу (4.1), получим:

- для межтрубного пространства

$$p_{усл} = 1{,}3 \cdot \frac{147}{141} = 1{,}4 \text{ МПа};$$

- для трубного пространства

$$p_{усл} = 1{,}3 \cdot \frac{184}{148} = 1{,}6 \text{ МПа}.$$

Принимаем $p_{усл} = 1{,}6$ МПа для межтрубного пространства и $p_{усл} = 1{,}6$ МПа для трубного пространства.

Пробное давление для испытания аппарата определим по формуле

$$p_{проб} = 1{,}25 \cdot p_R \cdot \frac{[\sigma]^{20}}{[\sigma]^{t_R}}. \qquad (4.2)$$

Подставляя числовые значения, получим:

- для межтрубного пространства

$$p_{проб} = 1{,}25 \cdot 1{,}3 \cdot \frac{147}{141} = 1{,}69 \text{ МПа};$$

- для трубного пространства

$$p_{проб} = 1{,}25 \cdot 1{,}3 \cdot \frac{184}{148} = 2{,}02 \text{ МПа}.$$

Определяем модуль продольной упругости материала. Принимаем модуль продольной упругости для стали 12МХ при максимальной температуре 200 °С $E = 1{,}9 \cdot 10^5$ МПа.

Принимаем модуль продольной упругости для стали 12Х18Н10Т при температуре 200 °С $E = 1{,}9 \cdot 10^5$ МПа.

Определяем коэффициент температурного расширения материала. Принимаем расчетное значение коэффициента линейного расширения для стали 12МХ при температуре 200°С

$$\alpha = 13{,}2 \cdot 10^6 \frac{1}{^\circ C}.$$

Принимаем расчетное значение коэффициента линейного расширения для стали 12Х18Н10Т при температуре 200°С

$$\alpha = 18{,}0 \cdot 10^6 \frac{1}{^\circ C}.$$

Коэффициенты прочности сварных швов. Корпус имеет продольные и кольцевые сварные швы.

Коэффициент прочности сварных швов с длиной контроля сварных швов 50%, выполненных автоматической сваркой с двусторонним сплошным проваром, принимаем равным $\varphi = 0{,}9$.

4.2 Прибавки к расчетной толщине конструктивных материалов

Прибавка на коррозию и эрозию c_1 при проницаемости П = 0,04 мм/год равна 2 мм.

Прибавка на минусовое значение предельного отклонения по толщине листа c_2, из которого изготавливается элемент аппарата, принимаем по соответствующему стандарту на сортамент.

Технологическая прибавка c_3 учитывается в зависимости от принятой технологии изготовления и не включает в себя округление расчётной толщины элемента до номинальной толщины по стандарту.

4.3 Расчёт на прочность и устойчивость узлов и деталей корпуса аппарата от расчётного давления

4.3.1 Расчёт на прочность цилиндрической обечайки, нагруженной внутренним давлением межтрубного пространства.

Целью расчета является определение расчетной толщины стенки цилиндрической обечайки, нагруженной внутренним избыточным давлением, удовлетворяющая условиям прочности.

Исходные данные:

– расчётное давление p_R = 1,3 МПа;

– внутренний диаметр обечайки D = 600 мм;

– коэффициент прочности сварных швов φ = 0,9;

– допускаемое напряжение $[\sigma]^{200}$ = 141 МПа.

На рисунке 4.1 представлена расчётная схема обечайки.

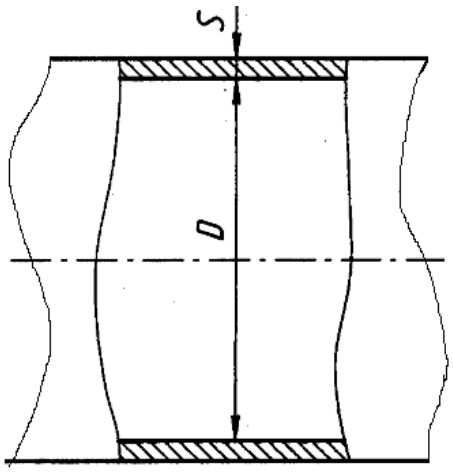


Рисунок 4.1 – Расчетная схема обечайки

Определим расчетную толщину стенки по формуле

$$s_p = \frac{p_R \cdot D}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi_p - p_R}. \qquad (4.3)$$

Подставим числовые значения и получим

$$s_p = \frac{1{,}3 \cdot 600}{2 \cdot 141 \cdot 0{,}9 - 1{,}3} = 3{,}09 \text{ мм}.$$

Примем прибавку на коррозию $c_1 = 2$ мм, так как скорость коррозии менее 0,05 мм/год.

Прибавку на минусовой допуск примем равной $c_2 = 0{,}8$ мм.

Так как обечайка имеет цилиндрическую форму, то технологическую прибавку примем $c_3 = 0$.

Рассчитаем прибавку к толщине стенки по формуле:

$$c = c_1 + c_2 + c_3 \qquad (4.4)$$

$$c = 2{,}0 + 0{,}8 + 0 = 2{,}8 \text{ мм}.$$

Определим исполнительную толщину стенки:

$$s \geq s_p + c; \qquad (4.5)$$

Подставив числовые значения, получим

$s \geq 3{,}09 + 2{,}8 = 5{,}89$ мм.

Округлим толщину стенки до стандартного значения, примем s = 12 мм.

Определим допускаемое внутреннее избыточное давление по формуле

$$[p] = \frac{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi_R \cdot (s - c)}{D + (s - c)}. \qquad (4.6)$$

Подставив числовые значения, получим

$$[p] = \frac{2 \cdot 141 \cdot 0{,}9 \cdot (12 - 2{,}8)}{600 + (12 - 2{,}8)} = 3{,}83 \text{ МПа}.$$

Проверим условие применимости расчётных формул (для обечаек с внутренним диаметром более 200 мм)

$$\frac{s - c}{D} \leq 0{,}1. \qquad (4.7)$$

Подставив числовые значения, получим

$$\frac{12 - 2{,}8}{600} = 0{,}02 < 0{,}1.$$

Условие выполняется.

4.3.2 Расчёт на прочность гладкой цилиндрической обечайки, нагруженной внутренним давлением трубного пространства.

Целью расчета является определение расчетной толщины стенки цилиндрической обечайки, нагруженной внутренним избыточным давлением, удовлетворяющая условиям прочности.

Исходные данные:

– расчётное давление p_R = 1,3 МПа;

– внутренний диаметр обечайки D = 600 мм;

– коэффициент прочности сварных швов φ = 0,9;

– допускаемое напряжение $[\sigma]^{200}$ = 148 МПа.

Определим расчетную толщину стенки по формуле (4.3)

$$s_p = \frac{1{,}3 \cdot 600}{2 \cdot 148 \cdot 0{,}9 - 1{,}3} = 2{,}94 \text{ мм.}$$

Примем прибавку на коррозию c = 2,8.

Определим исполнительную толщину стенки по формуле (4.5)

$$s \geq 2{,}94 + 2{,}8 = 5{,}74 \text{ мм.}$$

Округлим толщину стенки до стандартного значения, примем s = 12 мм.

Определим допускаемое внутреннее избыточное давление по следующей формуле (4.6)

$$[p] = \frac{2 \cdot 148 \cdot 0{,}9 \cdot (12 - 2{,}8)}{600 + (12 - 2{,}8)} = 4{,}02 \text{ МПа.}$$

Проверим условие применимости расчётных формул (4.7) (для обечаек с внутренним диаметром более 200 мм)

$$\frac{12 - 2{,}8}{600} = 0{,}02 < 0{,}1.$$

Условие выполняется.

4.3.3 Расчёт на прочность эллиптического днища, нагруженного внутренним давлением трубного пространства.

Расчёт на прочность эллиптического днища представлен в приложении А.

4.4 Расчёт укрепления отверстий

Цель расчета: определение размеров укрепляющих элементов.

Расчёт укрепления отверстий представлен в приложении Б.

4.5 Расчет фланцевых соединений

Цель расчёта: подбор конструкции фланцевого соединения для разъема корпуса, его расчет и определение напряжений во фланцевом соединении.

Исходные данные:

D = 600 мм – диаметр аппарата;

p_R = 1,3 МПа – расчётное давление в аппарате;

t_R = 200 °С – расчётная температура;

s = 12 мм – толщина стенки обечайки;

$[\sigma]^{300}$ = 148 МПа – допускаемое напряжение при 300°С;

$[\sigma]^{20}$ = 184 МПа – допускаемое напряжение при 20°С.

4.5.1 Выбор конструкции фланца.

Для разъема корпуса конденсатора подбираем фланец с гладкой уплотнительной поверхностью ОСТ 26-427-79. Схема фланцевого соединения приведена на рисунке 4.2.

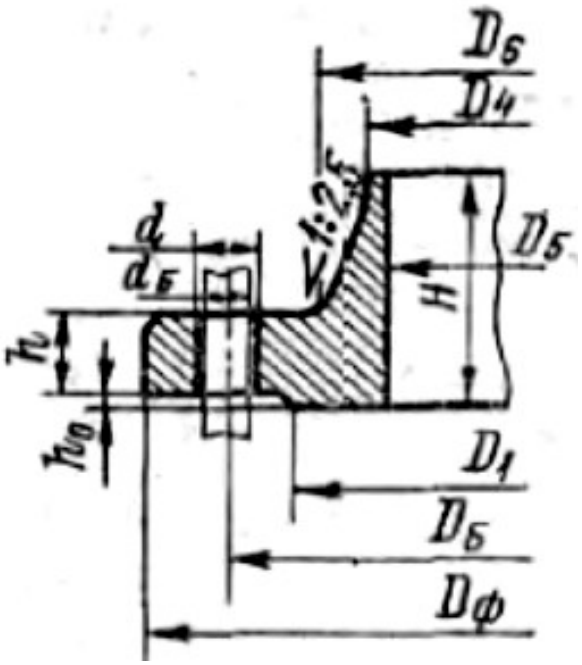


Рисунок 4.2 – Схема фланцевого соединения

Основные размеры фланцев представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Основные размеры фланцев

D мм	$P_{усл.}$ МПа	$D_ф$ мм	$D_Б$ мм	D_1 мм	h мм	H мм	s_1 мм	d мм	n шт
600	1,6	740	700	664	50	85	12	23	32

В качестве конструкционного материала фланцев принимаем сталь 12Х18Н10Т. Материал болтов – сталь 35Х.

По справочной таблице подбираем прокладку для фланцевого соединения. Принимаем прокладку из неметаллических материалов. Материал прокладок: паронит по ГОСТ Р 52857.4.2007. Толщина прокладки $s_п$ = 3 мм.

Конструкция рассматриваемой прокладки представлена на рисунке 4.3.

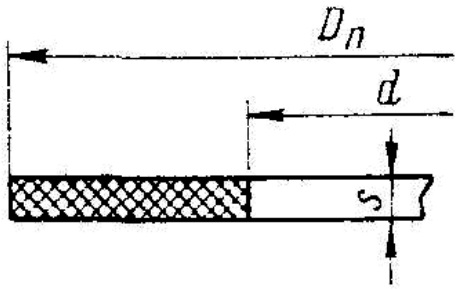


Рисунок 4.3 – Конструкция плоской прокладки из паронита

4.5.2 Усилие, необходимое для смятия прокладки и обеспечения герметичности фланцевого соединения.

Определим эффективную ширину прокладки при $b_п \le 15$ мм по формуле:

$$b_0 = b_п; \quad (4.8)$$

$b_0 = 12$ мм.

Определим расчетный диаметр плоских прокладок:

$$D_{сп} = D_{нп} - b_0; \quad (4.9)$$

$$D_{сп} = 0{,}640 - 0{,}012 = 0{,}628 \text{ м}.$$

Определим усилие необходимое для смятия прокладки

$$P_{обж.} = 0{,}5 \cdot \pi \cdot D_{сп} \cdot b_0 \cdot q_{обж.}, \quad (4.10)$$

где $q_{обж.}$ - удельное обжатие прокладки, $q_{обж.} = 20$ МПа.

Подставив числовые значения в формулу (4.10), получим

$$P_{обж.} = 0{,}5 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}628 \cdot 0{,}012 \cdot 20 = 0{,}237 \text{ МН}.$$

Определим усилие на прокладке в рабочих условиях необходимое для обеспечения герметичности фланцевых соединений

$$R_п = \pi \cdot D_{сп} \cdot b_0 \cdot m \cdot p, \quad (4.11)$$

где m – прокладочный коэффициент, m = 2,5

Подставив числовые значения в формулу (4.11), получим

$$R_п = 3{,}14 \cdot 0{,}628 \cdot 0{,}012 \cdot 2{,}5 \cdot 1{,}3 = 0{,}083 \text{ МН}.$$

4.5.3 Усилие в болтах фланцевого соединения при затяжке и в рабочих условиях.

Определим суммарную площадь сечения болтов по формуле

$$A_б = n \cdot f_б, \quad (4.12)$$

где $f_б$ - площадь поперечного сечения болта, $f_б = 281{,}5$ мм^2;

n – число болтов, n = 32.

Подставив числовые значения в формулу (4,12), получим

$A_б = 32 \cdot 281{,}5 = 9008$ мм^2.

Определим равнодействующую нагрузку от давления:

$$Q_Д = 0{,}785 \cdot D_{сп}^2 \cdot p, \qquad (4.13)$$

$Q_Д = 0{,}785 \cdot 0{,}628^2 \cdot 1{,}3 = 0{,}43$ МН.

Приведенная нагрузка, вызванная воздействием внешней силы и изгибающего момента, определяется по формуле

$$Q_{FM} = F \pm \frac{4 \cdot |M|}{D_{сп}}, \qquad (4.14)$$

где F, |M| приравниваем к нулю.

Подставив числовые значения в формулу, получим

$$Q_{FM} = 0 \pm \frac{4 \cdot 0}{0{,}628} = 0 \text{ МН}.$$

Определим нагрузку, вызванную стесненностью температурных деформаций

$$Q_t = \gamma \cdot \left[\alpha_{ф1} \cdot h_1 \cdot (t_{ф1} - 20) + \alpha_{ф2} \cdot h_2 \cdot (t_{ф2} - 20) - \alpha_б \cdot (h_1 + h_2) \cdot (t_б - 20)\right], \qquad (4.15)$$

где $\alpha_{ф1}, \alpha_{ф2}$ - температурный коэффициент линейного расширения материала фланца; выбирается из справочных данных $\alpha_{ф1} = \alpha_{ф2} = 18{,}0 \cdot 10^6 \frac{1}{^0C}$;

h_1, h_2 - толщина тарелки фланца;

$t_{ф1}, t_{ф2}$ - расчетная температура фланцев;

γ - жесткость фланцевого соединения.

Определим расчетные температуры неизолированных фланцев:

$$t_{ф1} = t_{ф2} = 0{,}96 \cdot t; \quad (4.16)$$

$$t_{ф1} = t_{ф2} = 0{,}96 \cdot 200 = 192\ ^{o}C.$$

Определим расчетную температуру болтов

$$t_{б} = 0{,}85 \cdot t; \quad (4.17)$$

$$t_{б} = 0{,}85 \cdot 200 = 170\ ^{o}C.$$

Определим жесткость фланцевого соединения

$$y = \frac{1}{Y_{п} + Y_{б} \cdot \frac{E_{б}^{20}}{E_{б}} + \left(Y_{ф1} \cdot \frac{E_{1}^{20}}{E_{1}} + Y_{ф2} \cdot \frac{E_{2}^{20}}{E_{2}} \right) \cdot b^{2}}, \quad (4.18)$$

где $Y_{п}$ – податливость прокладки;

$Y_{б}$ – податливость болтов;

$Y_{ф1}$, $Y_{ф2}$ – угловая податливость фланцев при затяжке;

E – модуль упругости;

$E_{б}^{20} = 1{,}99 \cdot 10^{-5}$ МПа, $E_{б} = 1{,}76 \cdot 10^{-5}$ МПа;

$E_{1}^{20} = E_{2}^{20} = 1{,}99 \cdot 10^{-5}$ МПа, $E_{1} = E_{2} = 1{,}9 \cdot 10^{-5}$ МПа;

b – плечо усилий в болтах.

Определим податливость прокладки

$$Y_{п} = \frac{h_{п} \cdot K_{обж}}{E_{п} \cdot \pi \cdot D_{сп} \cdot b_{п}} \quad (4.19)$$

где $K_{обж}$ – коэффициент обжатия, $K_{обж} = 0{,}9$;

$h_{п}$ – толщина прокладки, $h_{п} = 3$ мм;

$E_{п}$ – модуль продольной упругости, $E_{п} = 0{,}02 \cdot 10^{-5}$ МПа.

Подставив числовые значения в формулу (4.19), получим

$$Y_{п} = \frac{0,003 \cdot 0,9}{0,02 \cdot 10^{-5} \cdot 3,14 \cdot 0,628 \cdot 0,012} = 5,71 \cdot 10^{-5} \frac{М}{МН}.$$

Определим податливость болтов

$$Y_{б} = \frac{L_{б}}{E_{б}^{20} \cdot f_{б} \cdot n}, \qquad (4.20)$$

где $L_{б}$ – длина болта, $L_{б} = 0,0992$ м.

Подставив числовые значения в формулу (4.20), получим

$$Y_{б} = \frac{0,12}{1,99 \cdot 10^{-5} \cdot 2,815 \cdot 10^{-4} \cdot 32} = 6,69 \cdot 10^{-5} \frac{М}{МН}.$$

Определим угловую податливость фланцев при затяжке

$$Y_{ф} = \frac{0,91 \cdot \beta_{v}}{E^{20} \cdot \lambda \cdot s_{0}^{2} \cdot l_{0}}, \qquad (4.21)$$

где β_{v}- расчетный коэффициент, зависящий от размеров соотношения размеров втулки фланца, $\beta_{v} = 2,6$;

l_{0} - параметр длины втулки;

λ - коэффициент;

s_{0} - толщина втулки, $s_{0} = 0,01$ м.

Определим параметр длины втулки:

$$l_{0} = \sqrt{D \cdot s_{1}}; \qquad (4.22)$$

$$l_{0} = \sqrt{0,6 \cdot 0,012} = 0,085 \text{ м}.$$

Определим коэффициент λ

$$\lambda = \frac{\beta_{F} \cdot h + l_{0}}{\beta_{T} \cdot l_{0}} + \frac{\beta_{V} \cdot h^{3}}{\beta_{U} \cdot l_{0} \cdot s_{0}^{2}}, \qquad (4.23)$$

где $\beta_F, \beta_T, \beta_V, \beta_U$ - коэффициенты зависящие от соотношения размеров тарелки фланца, $\beta_F = 0{,}875$, $\beta_T = 1{,}85$, $\beta_V = 2{,}6$, $\beta_U = 14$.

Подставив числовые значения в формулу (4.23), получим

$$\lambda = \frac{0{,}785 \cdot 0{,}05 + 0{,}085}{1{,}85 \cdot 0{,}085} + \frac{2{,}6 \cdot 0{,}05^3}{1{,}4 \cdot 0{,}085 \cdot 0{,}01^2} = 28{,}1$$

Подставив числовые значения в формулу (4.21), получим

$$Y_ф = \frac{0{,}91 \cdot 2{,}6}{1{,}9 \cdot 10^{-5} \cdot 28{,}1 \cdot 0{,}01^2 \cdot 0{,}085} = 0{,}05 \frac{1}{МН \cdot м}.$$

Определим плечо усилий в болтах по формуле

$$b = 0{,}5 \cdot (D_б - D_{сп}); \qquad (4.24)$$

$$b = 0{,}5 \cdot (0{,}7 - 0{,}628) = 0{,}036 м.$$

Подставим в формулу (4.18), найденные значения

$$y = \frac{1}{5{,}71 \cdot 10^{-5} + 6{,}69 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{1{,}99 \cdot 10^{-5}}{1{,}81 \cdot 10^{-5}} + \left(0{,}05 \cdot \frac{1{,}99 \cdot 10^{-5}}{1{,}9 \cdot 10^{-5}} + 0{,}05 \cdot \frac{1{,}99 \cdot 10^{-5}}{1{,}9 \cdot 10^{-5}}\right) \cdot 0{,}036^2} = П$$

$$= 0{,}036 \cdot 10^5 \frac{МН}{м}.$$

одставим в формулу (4.15), найденные значения

$$Q_t = 3{,}6 \cdot 10^3 \cdot [18{,}0 \cdot 10^{-6} \cdot 0{,}05 \cdot (192 - 20) + 18{,}0 \cdot 10^{-6} \cdot 0{,}05 \cdot (192 - 20) - 13{,}2 \cdot 10^{-6} \times$$
$$\times (0{,}05 + 0{,}05) \cdot (170 - 20)] = 0{,}11 МН.$$

Определим расчетную нагрузку на болты фланцевых соединений

$$P_б^м = \max\{P_{б1}; P_{б2}\}, \qquad (4.25)$$

где $P_{б1}$ – расчетная нагрузка на болты при затяжке, необходимая для обеспечения в рабочих условиях давление на прокладку, достаточного для герметизации фланцевого соединения;

$P_{б2}$ – расчетная нагрузка на болты при затяжке, необходимая для обеспечения обжатия прокладки минимального начального натяжения болтов.

Определим $P_{б1}$ по формуле

$$P_{б1} = \max\left[\begin{array}{l} \alpha \cdot (Q_д + F) + R_n + \dfrac{4 \cdot \alpha \cdot |M|}{D_{сп}} \\ \alpha \cdot (Q_д + F) + R_n + \dfrac{4 \cdot \alpha \cdot |M|}{D_{сп}} - Q_t \end{array}\right], \quad (4.26)$$

где α - коэффициент жесткости фланцевого соединения, определяется по следующей формуле

$$\alpha = 1 - \frac{Y_п - (Y_{ф1} \cdot e_1 + Y_{ф2} \cdot e_2) \cdot b}{Y_п + Y_б + (Y_{ф1} + Y_{ф2}) \cdot b^2}, \quad (4.27)$$

где e – плечо усилия от действия давления на фланец.

Определим плечо усилия e по формуле

$$e = 0{,}5 \cdot (D_{сп} - D - s_э), \quad (4.28)$$

где $s_э$ – эквивалентная толщина втулки фланца.

Определим $s_э$ по формуле

$$s_э = \xi \cdot s_0, \quad (4.29)$$

где ξ - коэффициент, зависящий от соотношения размеров конической втулки фланца.

Определим коэффициент ξ по формуле

$$\xi = 1 + (\beta - 1) \cdot \frac{x}{x + \frac{1+\beta}{4}}, \qquad (4.30)$$

где β, x – вычисляются по следующим формулам:

$$\beta = \frac{s_1}{s_0}; \qquad (4.31)$$

$$x = \frac{1}{\sqrt{D \cdot s_0}}. \qquad (4.32)$$

Подставив числовые значения в формулы (4.31), (4.32), получим:

$$\beta = \frac{0,012}{0,01} = 1,2;$$

$$x = \frac{1}{\sqrt{0,6 \cdot 0,01}} = 12,91.$$

Подставив в формулу (4.30) найденные значения, получим

$$\xi = 1 + (1,2 - 1) \cdot \frac{12,91}{12,91 + \frac{1+1,2}{4}} = 1,19.$$

Подставив в формулу (4.29) найденные значения, получим

$$s_э = 1,19 \cdot 0,01 = 0,012 \text{ м}.$$

Подставив в формулу (4.28) найденные значения, получим

$$e_1 = e_2 = 0,5 \cdot (0,628 - 0,6 - 0,012) = 0,008 \text{ м}.$$

Подставив в формулу (4.27) найденные значения, получим

$$\alpha = 1 - \frac{5,71 \cdot 10^{-5} - (0,05 \cdot 0,008 + 0,05 \cdot 0,008) \cdot 0,036}{5,71 \cdot 10^{-5} + 6,69 \cdot 10^{-5} + (0,05 + 0,05) \cdot 0,036^2} = 0,89.$$

Подставив в формулу (4.26) найденные значения, получим

$$P_{б1} = \max \left\{ \begin{array}{l} 0,89 \cdot 0,43 + 0,083 \\ 0,89 \cdot 0,43 + 0,083 - 0,11 \end{array} \right\} = 0,47 \text{ МН}.$$

Определим $P_{б2}$ по формуле

$$P_{б2} = \max\left\{ P_{обж}; 0,4 \cdot A_{б} \cdot [\sigma]^{б}_{н} \right\}. \quad (4.33)$$

$$P_{б2} = \max\left\{ 0,237; 0,4 \cdot 0,09008 \cdot 107 \right\} = 3,86 \text{ МН}.$$

Подставив в формулу (4.25) найденные значения, получим

$$P^{м}_{б} = \max\left\{ 0,47; 3,86 \right\} = 3,86 \text{ МН}.$$

Определим расчетную нагрузку на болты рабочих условиях

$$P^{р}_{б} = P^{м}_{б} + (1 - \alpha) \cdot (Q_{д} + F) + Q_{t} + \frac{4 \cdot (1 - \alpha_{м}) \cdot |M|}{D_{сп}}. \quad (4.34)$$

$$P^{р}_{б} = 3,86 + (1 - 0,89) \cdot 0,43 + 0,11 = 4,02 \text{ МН}.$$

4.5.4 Проверка прочности болтов и прокладок.

Определим расчетное напряжение на болтах при затяжке

$$\sigma_{б1} = \frac{P^{м}_{б}}{A_{б}}, \quad (4.35)$$

$$\sigma_{б1} = \frac{3,86}{0,09008} = 42,85 \text{ МПа}.$$

Определим расчетное напряжение в болтах в рабочих условиях

$$\sigma_{б2} = \frac{P^{р}_{б}}{A_{б}}, \quad (4.36)$$

$$\sigma_{б2} = \frac{4,02}{0,09008} = 44,63 \text{ МПа}.$$

Определим условие прочности болтов при затяжке

$$\sigma_{б1} < [\sigma]^{б}_{м}, \quad (4.37)$$

где $[\sigma]^{б}_{м}$ - допускаемое напряжение для болтов при затяжке.

Определим $[\sigma]^{б}_{м}$ по формуле

$$[\sigma]^{б}_{м} = \xi \cdot K_{у.р.} \cdot K_{у.з.} \cdot K_{у.т.} \cdot [\sigma]^{б}_{н}, \quad (4.38)$$

где коэффициенты $\xi, K_{у.р.}, K_{у.з.}, K_{у.т.}$ выбираются из ГОСТ Р 52857.4-2007 Приложения Г

Подставив в формулу (4.38) найденные значения, получим

$[\sigma]^{б}_{м} = 1{,}2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 107 = 128{,}4$ МПа.

Подставив числовые значения в условие (4.48), получим

$42{,}85$ МПа $<$ $128{,}4$ МПа, условие выполняется.

Определим условие прочности болтов в рабочих условиях

$$\sigma_{б2} < [\sigma]^{б}_{р}, \quad (4.39)$$

где $[\sigma]^{б}_{р}$ - допускаемое напряжение для болтов в рабочих условиях.

Определим $[\sigma]^{б}_{р}$ по формуле:

$$[\sigma]^{б}_{р} = K_{у.р.} \cdot K_{у.з.} \cdot K_{у.т.} \cdot [\sigma]^{б}_{н}; \quad (4.40)$$

$[\sigma]^{б}_{р} = 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 107 = 107$ МПа.

Подставив числовые значения в условие (4.50), получим

$44{,}63$ МПа $<$ 107 МПа, условие выполняется.

Определим условие прочности прокладки

$$q = \frac{\max\left\{ P_б^M ; P_б^P \right\}}{\pi \cdot D_{сп} \cdot b_п} \le [q], \qquad (4.41)$$

где $[q]$ - допускаемое удельное давление; $[q] = 130$ МПа из Приложения Н ГОСТ Р 52857.4-2007.

Подставив числовые значения в условие (4.52), получим:

$$q = \frac{4,02}{3,14 \cdot 0,628 \cdot 0,012} \le 430 \text{ МПа};$$

$170 \text{ МПа} < 430 \text{ МПа}$.

Условие выполняется.

4.5.5 Расчет фланцев на статическую прочность.

Определим расчетный изгибающий момент, действующий на фланец при затяжке

$$M^M = C_F \cdot P_б^M \cdot b, \qquad (4.42)$$

где C_F - коэффициент учитывающий изгиб тарелки фланца между болтами.

Определим C_F по формуле:

$$C_F = \max\left\{ 1; \sqrt{\frac{\frac{\pi \cdot D_б}{n}}{2 \cdot d + \frac{6 \cdot h}{m + 0,5}}} \right\}; \qquad (4.43)$$

$$C_F = \max\left\{ 1; \sqrt{\frac{\frac{3,14 \cdot 0,7}{32}}{2 \cdot 0,03 + \frac{6 \cdot 0,05}{2,5 + 0,5}}} \right\};$$

$C_F = \max\{ 1; 0,7 \} = 1$.

Подставив числовые значения в формулу (4.53), получим

$$M^{M} = 1 \cdot 3{,}86 \cdot 0{,}012 = 0{,}05 \text{ МН} \cdot \text{м}$$

Определим расчетный изгибающий момент, действующий на фланец в рабочих условиях

$$M^{P} = C_{F} \cdot \max\left\{ \left| P_{б}^{P} \cdot b + (Q_{Д} + Q_{FM}) \cdot e \right|; \left| Q_{Д} + Q_{FM} \right| \cdot e \right\}; \qquad (4.44)$$

$$M^{P} = 1 \cdot \max\left\{ \left| 4{,}02 \cdot 0{,}012 + 0{,}43 \cdot 0{,}008 \right|; 0{,}43 \cdot 0{,}008 \right\};$$

$$M^{P} = \max\left\{ 0{,}052; 0{,}0034 \right\} = 0{,}052 \text{ МН} \cdot \text{м}.$$

Определим расчетное напряжение во фланце при затяжке в сечении s_1

$$\sigma_{1}^{M} = \frac{M^{M}}{\lambda \cdot (s_{1} - c)^{2} \cdot D^{*}}, \qquad (4.45)$$

где D^{*} - приведенный диаметр фланца.

Определим D^{*} по формуле:

$$D^{*} = D + s_{0}; \qquad (4.46)$$

$$D^{*} = 0{,}6 + 0{,}01 = 0{,}61 \text{ м}.$$

Подставив числовые значения в формулу (4.56), получим

$$\sigma_{1}^{M} = \frac{0{,}05}{28{,}1 \cdot (0{,}012 - 0{,}0028)^{2} \cdot 0{,}61} = 34{,}7 \text{ МПа}$$

Определим расчетное напряжение во фланце в сечении s_0:

$$\sigma_{0}^{M} = f \cdot \sigma_{1}^{M}; \qquad (4.47)$$

$$\sigma_{0}^{M} = 3{,}2 \cdot 34{,}7 = 111{,}04 \text{ МПа}.$$

Определим напряжение в тарелке приварного встык фланца в условиях затяж-

ки:

- радиальное напряжение:

$$\sigma_R^M = \frac{(1{,}33 \cdot \beta_F \cdot h \cdot l_0)}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M^M; \qquad (4.48)$$

$$\sigma_R^M = \frac{1{,}33 \cdot 0{,}875 \cdot 0{,}05 \cdot 0{,}085}{28{,}1 \cdot 0{,}05^2 \cdot 0{,}085 \cdot 0{,}6} \cdot 0{,}05 = 0{,}07 \text{ МПа};$$

- окружное напряжение:

$$\sigma_T^M = \frac{\beta_Y \cdot M^M}{h \cdot D} - \beta_Z \cdot \sigma_R^M, \qquad (4.49)$$

где коэффициенты β_Y, β_Z определяются из ГОСТ Р 52857.4-2007 Приложения К; $\beta_Y = 12, \beta_Z = 6$.

Подставив числовые значения в формулу (5.41), получим

$$\sigma_T^M = \frac{12 \cdot 0{,}05}{0{,}05 \cdot 0{,}6} - 6 \cdot 0{,}07 = 19{,}58 \text{ МПа}.$$

Определение расчетных напряжений во фланце в рабочих условиях. Меридиональные изгибные напряжения во втулке приварной встык определяются по формуле:

- в сечении s_1:

$$\sigma_1^P = \frac{M^P}{\lambda \cdot (s_1 - c)^2 \cdot D^*}; \qquad (4.50)$$

$$\sigma_1^P = \frac{0{,}052}{28{,}1 \cdot (0{,}012 - 0{,}0028)^2 \cdot 0{,}61} = 35{,}84 \text{ МПа};$$

- в сечении s_0:

$$\sigma_0^P = f \cdot \sigma_1^P; \qquad (4.51)$$

$\sigma_0^P = 3{,}2 \cdot 35{,}84 = 114{,}69$ МПа .

Определим мембранное меридиональное напряжение для приварных встык фланцев в рабочих условиях:

- в сечении s_1 :

$$\sigma_{1м.м.}^P = \frac{Q_Д + F \pm \frac{4 \cdot |M|}{D_{сп}}}{\pi \cdot (D + s_1) \cdot (s_1 - c)}; \quad (4.52)$$

$$\sigma_{1м.м.}^P = \frac{0{,}43}{3{,}14 \cdot (0{,}6 + 0{,}012) \cdot (0{,}012 - 0{,}0028)} = 24{,}32 \text{ МПа};$$

- в сечении s_0 :

$$\sigma_{0м.м.}^P = \frac{Q_Д + F \pm \frac{4 \cdot |M|}{D_{сп}}}{\pi \cdot (D + s_0) \cdot (s_0 - c)}; \quad (4.53)$$

$$\sigma_{0м.м.}^P = \frac{0{,}43}{3{,}14 \cdot (0{,}6 + 0{,}01) \cdot (0{,}01 - 0{,}0028)} = 31{,}18 \text{ МПа}.$$

Определим окружные мембранные напряжения от действия давления во втулке приварного встык фланца в сечении s_0 :

$$\sigma_{0м.о.}^P = \frac{p \cdot D}{2 \cdot (s_0 - c)}; \quad (4.54)$$

$$\sigma_{0м.о.}^P = \frac{1{,}3 \cdot 0{,}6}{2 \cdot (0{,}01 - 0{,}0028)} = 58{,}33 \text{ МПа}.$$

Определим напряжение в тарелке приварного встык фланца в рабочих условиях:

- радиальное напряжение:

$$\sigma_R^P = \frac{(1{,}33 \cdot \beta_F \cdot h \cdot l_0)}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M^P; \qquad (4.55)$$

$$\sigma_R^P = \frac{1{,}33 \cdot 0{,}875 \cdot 0{,}05 \cdot 0{,}085}{28{,}1 \cdot 0{,}05^2 \cdot 0{,}085 \cdot 0{,}6} \cdot 0{,}052 = 0{,}07 \text{ МПа};$$

- окружное напряжение:

$$\sigma_T^P = \frac{\beta_Y \cdot M^P}{h^2 \cdot D} - \beta_Z \cdot \sigma_R^P; \qquad (4.56)$$

$$\sigma_T^P = \frac{12 \cdot 0{,}052}{0{,}05^2 \cdot 0{,}6} - 6 \cdot 0{,}07 = 415{,}58 \text{ МПа}.$$

Условие статической прочности фланцев. Для нержавеющей стали из которой изготовлен фланец определим допускаемое значение суммарных мембранных и изгибных напряжений , а также общих и местных условных упругих мембранных и изгибных напряжений:

$$[\sigma]_M = 1{,}5 \cdot [\sigma]; \qquad (4.57)$$

$$[\sigma]_R = 3 \cdot [\sigma]. \qquad (4.58)$$

Подставив числовые значения, получим

$[\sigma]_M = 1{,}5 \cdot 157 = 235{,}5$ МПа;

$[\sigma]_R = 3 \cdot 157 = 471$ МПа.

Определим условие статической прочности для фланцев в сечении s_1.

При затяжке:

$$\max\left\{ \left| \sigma_1^M + \sigma_R^M \right|; \left| \sigma_1^M + \sigma_T^M \right| \right\} \le K_т \cdot [\sigma]_M, \qquad (4.59)$$

где $K_т = 1{,}3$ – при расчете с учетом стесненности температурных деформаций.

Подставив числовые значения в формулу (4.60), получим

$$\max\left\{\left|34{,}7+0{,}07\right|;\left|34{,}7+19{,}58\right|\right\}\le 1{,}3\cdot 235{,}5;$$

$$54{,}28\ \text{МПа} < 306{,}15\ \text{МПа}.$$

Условие выполняется.

В рабочих условиях:

$$\max\left\{\left|\sigma_1^P-\sigma_{1\text{м.м.}}^P+\sigma_R^P\right|;\left|\sigma_1^P-\sigma_{1\text{м.м.}}^P+\sigma_T^P\right|;\left|\sigma_1^P+\sigma_{1\text{м.м.}}^P\right|\right\}\le K_т\cdot[\sigma]_R; \qquad (4.60)$$

$$\max\left\{\left|35{,}84-24{,}32+0{,}07\right|;\left|35{,}84-24{,}32+415{,}58\right|;\left|35{,}84+24{,}32\right|\right\}\le 1{,}3\cdot 471;$$

$$427{,}37\ \text{МПа} < 612{,}3\ \text{МПа}.$$

Условие выполняется.

Определим условие статической прочности для фланцев в сечении s_0:

- при затяжке:

$$\sigma_0^M \le 1{,}3\cdot[\sigma]_M; \qquad (4.61)$$

$$111{,}04\ \text{МПа} < 306{,}15\ \text{МПа},$$

Условие выполняется.

- в рабочих условиях:

$$\max\left\{\left|\sigma_0^P+\sigma_{0\text{м.м.}}^P\right|;\left|0{,}3\cdot\sigma_0^P+\sigma_{0\text{м.о.}}^P\right|;\left|0{,}7\cdot\sigma_0^P+\left(\sigma_{0\text{м.м.}}^P-\sigma_{0\text{м.о.}}^P\right)\right|\right\}\le 1{,}3\cdot[\sigma]_R; \qquad (4.62)$$

$$\max\left\{\left|114{,}69+31{,}18\right|;\left|0{,}3\cdot 114{,}69+58{,}33\right|;\left|0{,}7\cdot 114{,}69+\left(31{,}18-58{,}33\right)\right|\right\}\le 1{,}3\cdot 471;$$

$$145{,}87\ \text{МПа} < 612{,}3\ \text{МПа}.$$

Условие выполняется.

Для фланцев в сечении s_0 должно выполняться условие:

$$\max\left\{\left|\sigma_{0\text{м.о.}}^P\right|;\left|\sigma_{0\text{м.м.}}^P\right|\right\}\le K_т\cdot[\sigma]; \qquad (4.63)$$

$58{,}33\ \text{МПа} < 204\ \text{МПа}.$

Условие выполняется.

Для тарелок фланцев должно выполняться следующее условие:

- при затяжке

$$\max\left\{\left|\sigma_R^M\right|;\left|\sigma_T^M\right|\right\} \le K_т \cdot [\sigma]_M; \qquad (4.64)$$

$$\max\left\{\left|0{,}07\right|;\left|19{,}58\right|\right\} \le 1{,}3 \cdot 235{,}5;$$

$19{,}58\ \text{МПа} < 306{,}15\ \text{МПа}.$

Условие выполняется;

- в рабочих условиях

$$\max\left\{\left|\sigma_R^P\right|;\left|\sigma_T^P\right|\right\} \le K_т \cdot [\sigma]_R; \qquad (4.65)$$

$$\max\left\{\left|0{,}07\right|;\left|415{,}58\right|\right\} \le 1{,}3 \cdot 471;$$

$415{,}58\ \text{МПа} < 612{,}3\ \text{МПа}.$

Условие выполняется.

Проверка угла поворота фланцев. Определим угол поворота приварного встык фланца в рабочих условиях

$$\theta = M^P \cdot Y_Ф \cdot \frac{E_{20}}{E} \le K_\theta \cdot [\theta], \qquad (4.66)$$

Где $K_\theta = 1$ в рабочих условиях;

$[\theta]$ - допустимый угол поворота фланца определяется путем линейной интерполяции по ГОСТ Р 52857.4-2007, $[\theta] = 0{,}08$.

Подставив числовые значения в условие (5.58), получим:

$$\theta = 0{,}052 \cdot 0{,}05 \cdot \frac{1{,}99 \cdot 10^{-5}}{1{,}9 \cdot 10^{-5}} \le 1 \cdot 0{,}008;$$

$0{,}003\,\text{рад} < 0{,}008\,\text{рад}$, условие выполняется.

4.6 Расчет весовых характеристик аппарата

Цель расчёта: расчет веса аппарата в рабочих условиях и в условиях монтажа

Исходные данные:

D = 600 мм – внутренний диаметр аппарата;

V_A = 1,16 м^3 – номинальный объём аппарата;

s = 12 мм – толщина стенки обечайки;

$s_{дн}$ = 12 мм – толщина стенки днища;

$F_{дн}$ = 0,44 м^2 – площадь внутренней поверхности днища;

$\rho_м$ = 7850 кг/м^3 – плотность материала аппарата;

$\rho_{м.в.}$ = 300 кг/м^3 – плотность минеральной ваты.

Вес аппарата в рабочих условиях рассчитывается по формуле

$$G_A = G_K + G_{ИЗ} + G_{В.У} + G_{Н.У} + G_Ж, \quad (4.67)$$

где G_K - вес корпуса аппарата;

$G_{ИЗ}$ - вес изоляции;

$G_{В.У}$ - вес внутренних устройств;

$G_{Н.У}$ - вес наружных устройств;

$G_Ж$ - вес жидкости.

Вес корпуса аппарата определяется по формуле

$$G_K = G_{об} + 2 \cdot G_{дн}, \quad (4.68)$$

где $G_{об}$ - вес обечайки;

$G_{дн}$ - вес днища.

Вес обечайки определяется по формуле

$$G_{об} = \pi \cdot (D + s) \cdot h_{об} \cdot s \cdot \rho_м \cdot g, \quad (4.69)$$

где D - внутренний диаметр аппарата;

$h_{об}$ - высота обечайки;

s – толщина стенки обечайки;

$\rho_м$ – плотность материала обечайки.

Вес днища определяется по формуле

$$G_{дн} = F_{дн} \cdot s_{дн} \cdot \rho_м \cdot g, \quad (4.70)$$

где $F_{дн}$ - площадь внутренней поверхности днища;

$s_{дн}$ – толщина стенки днища.

Подставляя числовые значения в формулы (4.69) и (4.70) получим:

$G_{об} = 3,14 \cdot (0,6 + 0,012) \cdot 6,0 \cdot 0,012 \cdot 7850 \cdot 9,81 = 10,7$ кН;

$G_{дн} = 0,44 \cdot 0,012 \cdot 7850 \cdot 9,81 = 0,4$ Н.

Подставив числовые значения в формулу (4.68), получим

$G_К = 10,7 + 2 \cdot 0,8 = 12,3$ кН.

Найдем вес минеральной ваты, применяемой для изоляции аппарата, подставляя плотность ваты и толщину изоляции в формулы (4.69) и (4.70):

$G_{об.м.в.} = 3,14 \cdot (0,6 + 2 \cdot 0,012 + 0,08) \cdot 2,8 \cdot 0,08 \cdot 300 \cdot 9,81 = 3,1$ кН;

$G_{дн.м.в.} = 0,44 \cdot 0,08 \cdot 300 \cdot 9,81 = 0,1$ кН.

Найдем общий вес изоляции аппарата

$G_{ИЗ} = 3,1 + 2 \cdot 0,1 = 3,3$ кН.

Вес внутренних устройств определяется по формуле

$$G_{В.У.} = G_{тр.р.} + G_т, \quad (4.71)$$

где $G_{тр.р.}$ - вес трубной решетки;

$G_т$ – вес труб.

Определим вес трубной решетки по формуле

$$G_{тр.р.} = \frac{\pi}{4}\left(D^2_{тр.р.} - n \cdot d^2_т\right) \cdot s_{тр.р.} \cdot \rho_м \cdot g, \quad (4.72)$$

где $D_{тр.р.}$ - диаметр трубной решетки;

$d_т$ - диаметр труб трубной решетки;

n – число труб.

Подставив числовые значения, получим

$$G_{тр.р.} = \frac{3{,}14}{4}\left(0{,}6^2 - 158 \cdot 0{,}025^2\right) \cdot 0{,}065 \cdot 7850 \cdot 9{,}81 = 1{,}1 \text{ кН}.$$

Определим вес труб по формуле

$$G_т = \pi \cdot (d_т + s_т) \cdot h_т \cdot s_т \cdot \rho_м \cdot g \cdot n, \quad (4.73)$$

$$G_т = 3{,}14 \cdot (0{,}025 + 0{,}002) \cdot 6 \cdot 0{,}002 \cdot 7850 \cdot 9{,}81 \cdot 158 = 12{,}4 \text{ кН}.$$

Подставив числовые значения в формулу (4.71), получим

$$G_{В.У.} = 1{,}1 + 12{,}4 = 13{,}5 \text{ кН}.$$

Определим вес наружных устройств по формуле

$$G_{Н.У.} = 0{,}1 \cdot G_К, \quad (4.74)$$

где $G_К$ - вес корпуса аппарата.

$$G_{Н.У.} = 0{,}1 \cdot 12{,}3 = 1{,}3 \text{ кН}.$$

Вес жидкости в рабочих условиях определяется по формуле

$$G_Ж = V_{тр} \cdot \rho_н \cdot g + V_{мтр} \cdot \rho_{в.п.} \cdot g, \quad (4.75)$$

где $V_{тр}$ - объем трубного пространства аппарата;

$\rho_н$ – плотность рабочей среды;

$V_{мтр}$ - объем межтрубного пространства аппарата;

$\rho_т$ – плотность теплоносителя.

Подставляя числовые значения, получим

$$G_ж = 0{,}36 \cdot 910 \cdot 9{,}81 + 0{,}8 \cdot 820 \cdot 9{,}81 = 7{,}3 \text{ кН}.$$

Определяем вес аппарата в рабочих условиях, подставляя найденные значения в формулу (4.67)

$$G_A = 12{,}3 + 3{,}3 + 13{,}5 + 1{,}3 + 7{,}3 = 37{,}7 \text{ кН}.$$

Определяем вес аппарата при монтаже:

$$G_{A\,монт} = G_К + G_{В.У} + G_{Н.У}; \quad (4.76)$$

$$G_{A\,монт} = 12{,}3 + 13{,}5 + 1{,}3 = 27{,}1 \text{ кН}.$$

Определяем максимальный вес аппарата при гидроиспытании

$$G_{A\,max} = G_{A\,монт} + G_В. \quad (4.77)$$

Вес воды в аппарате найдем по формуле

$$G_В = V_A \cdot \rho_в^{20} \cdot g, \quad (4.78)$$

где V_A – объем аппарата;

$\rho_в^{20}$ – плотность воды при 20 °С.

Подставляя числовые значения, получим

$$G_В = 1{,}16 \cdot 1000 \cdot 9{,}81 = 8{,}5 \text{ кН}.$$

Подставляя числовые значения в формулу (4.77), получим

$$G_{A.max} = 27{,}1 + 8{,}5 = 35{,}6 \text{ кН}$$

4.7 Расчет опоры теплообменника

Расчет опоры теплообменника представлен в приложении В.

5 Монтаж, ремонт и эксплуатация теплообменника

5.1 Подготовка теплообменников Х-8-1,2 к монтажу

Строповка теплообменников Х-8-1,2 производится в соответствии со схемой строповки, указанной на сборочном чертеже в паспорте аппаратов. На корпусах теплообменников указываются места строповки и центр масс.

Запрещается:

- стропить теплообменник за штуцеры, люки и другие выступающие части изделия, не предназначенные для этой цели;

- сбрасывать с платформ ящики с комплектующими деталями;

- транспортировка волоком, разгрузка скатыванием или опрокидыванием. Перед монтажом теплообменников производится:

- распаковка всех транспортных ящиков с деталями;

- проверка комплектности аппаратов по комплектовочной ведомости или упаковочному листу;

- расконсервация (при необходимости) и осмотр всех сборочных единиц и деталей, на отсутствие вмятин, поломок, трещин, и т.п.

- проверка соответствия прокладок условиям эксплуатации;

- проверка наличия у штуцеров заглушек с прокладками, которыми они должны быть закрыты во избежание попадания атмосферных осадков, грязи и т.д. [5].

5.2 Монтаж теплообменников

Монтаж теплообменников проводится в соответствии с проектом производства работ, разработанным специализированной проектной организацией.

Приварка площадок для обслуживания и других элементов к теплообменникам допускается только к специально предусмотренным для них накладкам и планкам.

Теплообменники устанавливаются на металлическом фундаменте при этом

обеспечивается возможность свободного скольжения подвижной опоры при температурных расширениях и сжатиях теплообменников [5].

Подбор строп для монтажа теплообменников Х-8-1,2

Исходные данные: поднимаемый груз – теплообменники Х-8-1,2; вес теплообменника Q = 27,1 кН.

Определим усилие, действующее на одну ветвь стропа по формуле

$$S = \frac{k \cdot Q}{n \cdot \cos\alpha}, \qquad (5.1)$$

где k – коэффициент перегрузки, при использовании двух ветвей k = 1;

n – число строп, n = 2;

α – угол наклона ветвей стропа, принимаем $\alpha = 30^{o}$.

$$S = \frac{1 \cdot 27,1}{2 \cdot \cos 30^{o}} = 18,5$$

Определим разрывное усилие для троса по условию прочности

$$R \geq k_3 \cdot S, \qquad (5.2)$$

где k_3 – коэффициент запаса прочности, принимаем $k_3 = 6,0$.

R = 6 · 18,5 = 111 кН.

По ГОСТ 7668–80 выбираем трос ЛК–РО 6 × 36 (1–7–7/7–14)–1 о.с., для которого: разрывное усилие троса $R_{табл}$ = 138,0 kH; расчетная масса одного метра смазанного троса $m_{тр}$ = 1,04 кг; диаметр каната d = 16,5 мм; временное сопротивление разрыву троса σ_B = 1600 МПа.

Работы по монтажу теплообменников Х-8-1,2.

Работы по монтажу теплообменников производятся в следующей технологической последовательности:

– устанавливается кран КС 55713-1 «Галичанин» со стрелой 15,7 метра согласно чертежу ОПНН-240801.65-03.00.00 С5;

– стропится монтируемый теплообменник на крюк крана, на вылете до 7,0 метров;

– подъемом крюка поднимается теплообменник на 1,0 метр выше его опоры и поворотом стрелы против часовой стрелки с одновременным изменением вылета крюка до 8,0 метров, наводится на существующие опоры. Перемещение вниз крюка опускается теплообменник на опоры, и производится расстроповка от крюка крана;

- прицеп тяжеловес выезжает с монтажной площадки и завозит на это же место новый теплообменный аппарат.

Грузовые характеристики крана приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Грузовые характеристики крана КС 55713-1 «Галичанин», стрела 15,7 метра

Вылет, м	Грузоподъемность, кН	Высота подъема крюка, м
4,0	250,0	15,0
5,0	215,0	14,7
6,0	180,0	14,1
7,0	165,0	13,5
8,0	140,0	12,8
9,0	105,0	11,7
10,0	70,0	10,8
11,0	55,0	9,5
12,0	30,0	8,6
13,0	15,0	6,5

5.3 Подготовка теплообменников Х-8-1,2 к эксплуатации

Подготовка теплообменников Х-8-1,2 к эксплуатации представлена в приложении Д.

5.4 Эксплуатация теплообменников Х-8-1,2

Эксплуатация теплообменников Х-8-1,2 представлена в приложении Д.

5.5 Ремонт теплообменников Х-8-1,2

В процессе длительной работы теплообменник подвергается загрязнению и износу. Поверхность покрывается накипью, маслом, отложениями солей и смол, окисляется и т.п. С увеличением отложений возрастает термическое сопротивление стенки и ухудшается теплообмен.

Износ теплообменников Х-8-1,2 выражается в следующем:

- уменьшение толщины стенки корпуса, днища, трубных решеток;
- выпучины и вмятины на корпусе и днищах;
- свищи, трещины, прогары на корпусе, трубках и фланцах;
- увеличение диаметра отверстий для труб в трубной решетке;
- прогиб трубных решеток и деформация трубок;
- заклинивание плавающих головок и повреждение их струбцин;
- повреждение линзовых компенсаторов;
- повреждение сальниковых устройств, катковых и пружинных опор;
- нарушение гидро- и термоизоляции.

Подготовка к ремонту включает выполнение следующих мероприятий:

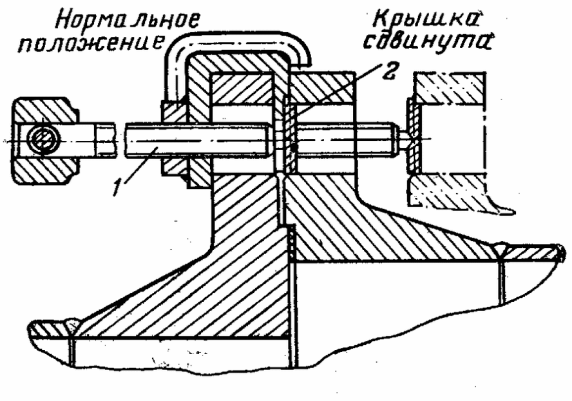
- снижается избыточное давление до атмосферного и теплообменник освобождается от продукта;
- отключается арматура, и ставятся заглушки на всех подводящих и отводящих трубопроводах;
- проводиться продувка азотом или водяным паром с последующей промывкой водой и продувкой воздухом;
- выполняется анализ на наличие ядовитых и взрывоопасных химических продуктов;
- составляется план и получается разрешение на огневые работы;
- составляется акт сдачи в ремонт.

Резьбовые соединения трубопроводов разбалчиваются вручную ключами или гайковертами, стропят и снимают обвязочные трубопроводы с применением ручной тали и монорельса. Трубопроводы складируются на площадке перекрытия.

Демонтаж резьбовых соединений крышек и распределительной камеры осуществляется вручную ключами или с применением пневматических и гидравлических гайковертов. Снимаются и опускаются крышки аппарата на монтажную площадку с помощью тали и передвижного монорельса или крана. Если на корпусе теплообменного аппарата установлены поворотные кронштейны, то крышки и распределительная камера не снимаются, а после разбалчивания отводятся в сторону.

Перед началом работ после снятия крышек трубное и межтрубное пространство теплообменника продувается паром. При сильном “прикипании” уплотнительных поверхностей фланцев крышек аппарата и распределительной камеры производится первоначальный сдвиг фланцевого соединения с помощью специальных приспособлений (отжимных болтов). Приспособление для сдвига крышек представлено на рисунке Д.2.

Выявляются дефектные трубки при гидравлическом испытании межтрубного пространства рабочим давлением. Для этого со стороны плавающей головки на место крышки устанавливается сальниковое приспособление, предназначенное для создания герметичности между корпусом и плавающей головкой. Появление воды в любой из трубок или в местах вальцовки трубок в трубной решетке указывает на наличие дефектов. Дефектные трубки отмечаются краской и подлежат ремонту или замене [7].



1 - винт, 2 - упорная шайба

Рисунок Д.2 - Приспособление для первоначального сдвига крышек и трубных пучков теплообменников

Выемка трубного пучка является наиболее трудоемкой операцией и выполняется с помощью средств малой механизации и различных грузоподъемных механизмов. Перед выемкой производится предварительный сдвиг трубного пучка с помощью специальных приспособлений, т.к. при сильном “прикипании” пучка возможен отрыв аппарата от опорных конструкций.

Демонтаж трубного пучка предусматривает частичное извлечение трубного пучка лебедкой, подвешивание его к крюку грузоподъемного механизма при помощи хомутов и стропов, окончательное извлечение трубного пучка лебедкой и опускание его автокраном и транспортировку на место ремонта и очистки.

Для извлечения трубных пучков теплообменных аппаратов, расположенных горизонтально на различных высотах, применяются пневмоколесные или гусеничные краны соответствующей грузоподъемности и экстракторы. Экстрактор поднимается краном к теплообменнику, закрепляется на корпусе при помощи опорной рамы и извлекается трубный пучок. Затем экстрактор вместе с трубным пучком опускается на нулевую отметку.

Очистка трубок от отложений включает обработку как внутренних, так и наружных поверхностей. Используются химические, абразивные (для нерастворимых отложений) и специальные.

Химическая очистка выполняется без вскрытия и разборки теплообменника. Для очистки от накипи применяют 5…15 % раствор соляной кислоты с добавками ингибиторов. Для очистки от органических отложений используются углеводородные растворители. Очистка от твердых отложений оказывается эффективной при заполнении теплообменника на сутки 5 % раствором соляной кислоты с добавкой жидкого стекла. Твердый осадок разрыхляется в этом растворе, а затем легко смывается водой.

К абразивным методом очистки относятся: механический, гидропневма-тический, гидромеханический (струей воды высокого давления) и пескоструйный. Механическая очистка осуществляется при помощи шомполов, сверл, щеток, шарошек, резцов, буров с подачей воды или воздуха для удаления продуктов очистки. Простейшим приспособлением является стальной пруток с приваренным к нему ершом

из стальной проволоки.

Гидропневматическая очистка трубок происходит при одновременной подаче в трубку воды и воздуха и осуществляется при помощи воздушного пистолета. Воздух под давлением 0,7…0,8 МПа и вода давлением 0,5…0,6 МПа при соотношении 1:1 подаются шлангами.

При гидромеханической очистке насосом высокого давления по напорным шлангам вода подается в полую штангу, на конце которой установлено сопло с несколькими отверстиями. Струя воды выходит из сопла под большим давлением, режет и отрывает отложения от стенок очищаемых поверхностей. Этим методом возможна очистка внутренней и наружной поверхности трубок, а также корпуса, непосредственно на месте установки аппарата. При этом достигаемая степень очистки значительно выше, чем при других методах.

К специальным методам относится ультразвуковая очистка. Ультразвуковые преобразователи через посредство головок с вибраторами, устанавливаемыми в жидкости внутри очищаемого объема, позволяют полностью удалить твердые отложения, разрушаемые под действием ультразвуковых колебаний и вымываемые звукопередающей средой.

При осмотре аппарата особое внимание обращается на наличие вмятин на корпусе и днищах, свищей, трещин. Проверяется состояние штуцеров и резьбовых соединений. При работе с сильнокоррозионными средами производится зачистка точек под УЗД и замер толщин стенки кожуха.

При ремонте трубного пучка дефектные теплообменные трубы, имеющие свищи и трещины отглушаются: концы дефектной трубы зачищаются и забиваются конусные металлические пробки с обеих сторон трубы. Трубы, у которых в процессе гидроиспытания выявлена неплотность соединения с трубной решеткой подвальцовываются с применением пневмомашины.

Фланцевые соединения кожуха, крышек и распределительной камеры зачищаются от старых прокладок. Забоины и риски устраняются шлифованием наждачной пастой. Крепежные детали отбраковываются и заменяются новыми. Годные шпильки прогоняются плашкой на всю длину нарезанной части.

Поднятие на высотную отметку и установка трубного пучка в корпус теплообменника производится аналогично демонтажу в обратной последовательности. При установке распредкамеры и крышек производится замена прокладок.

Гидравлическое испытание аппарата по трубному и межтрубному пространствам пробным давлением проводится в соответствии с “Методическими указаниями по гидравлическому испытанию сосудов, работающих под давлением”, по инструкции, разработанной с учетом требований технического проекта и инструкции по монтажу и эксплуатации аппарата предприятия-изготовителя. Выявленные дефекты устраняют. По результатам гидравлического испытания оформляется акт. При необходимости проводится пневматическое испытание аппарата на герметичность воздухом или инертным газом давлением, равным рабочему. При сдаче аппарата из ремонта в эксплуатацию оформляется соответствующий акт [9].

6 Автоматизация

Современные нефтеперерабатывающие и нефтехимические производства характеризуется все возрастающей сложностью и многообразием операций и оборудования. Управление такими производствами возможно лишь при широком использовании методов и средств автоматизации.

Особое значение придается вопросам автоматизации процессов химической технологии в связи с взрыво- и пожароопасностью перерабатываемых веществ, их агрессивностью и токсичностью, с необходимостью предотвращения вредных выбросов в окружающую среду. Указанные особенности, высокая чувствительность к нарушениям заданного режима, наличие большого числа точек контроля и управления процессом, а также необходимость своевременного и соответствующего сложившейся в данный момент обстановке воздействия на процесс в случае отклонения от заданных по регламенту условий протекания не позволяют даже опытному оператору обеспечить качественное ведение процесса вручную. Поэтому в настоящее время в нефтеперерабатывающей и в нефтехимической промышленности максимально используют автоматические устройства для ведения технологического процесса.

Автоматизация приводит к улучшению основных показателей эффективности производства: повышению производительности труда, улучшению качества и уменьшению себестоимости выпускаемой продукции. Внедрение автоматических устройств регулирования технологического процесса обеспечивает высокое качество продукции. уменьшение численности основных рабочих, уменьшение браков и отходов. Способствует безаварийной работе оборудования, исключает случаи травматизма.

6.1 Выбор и обоснование параметров контроля, регулирования и сигнализации

Автоматизация процесса регенерации МДЭА позволяет получать продукты заданного качества, увеличивает производительность и безопасность труда обслуживающего персонала.

Основными регулируемыми параметрами блока регенерации МДЭА в регенераторе Р-1 являются уровень жидкости в кубе, расход и температура орошающей жидкости на выходе из холодильников. Превышение уровня в регенераторе Р-1 приведет к его захлебыванию и нарушению нормального протекания процесса регенерации. Понижение уровня может вызвать остановку центробежного насоса. Поэтому регулируем уровень Р-1 изменением расхода жидкости. Также контролируем уровень в сепараторах С-1о, С-9-2 и в емкости Е-1о. Ввиду важности технологических параметров процесса, который также сигнализируются и блокируются.

Основной регулируемой величиной в кипятильнике Т-4 является расход горячего теплоносителя. Изменение количества теплоносителя может привести к колебаниям объёма образующейся паровой фазы, поступающей в колонну, и нарушению стабильности процесса регенерации.

Регистрируемыми параметрами в регенераторе являются температура вводимого сырья, температуры верха и низа регенератора, давление верха. Значительное изменение этих параметров приводит к нарушению режима технологического процесса.

6.2 Выбор и обоснование схем контроля и регулирования

Поскольку сепаратор С-1о являются объектами с большим временем запаздывания и большой инерционностью, то для регулирования уровня выбираем двухконтурную схему регулирования. Регулируем расход балансового избытка с коррекцией по уровню.

В остальных случаях в технологической схеме применены одноконтурные схемы регулирования, которые обеспечивают необходимые качество и безопасность ведения технологического процесса на установке.

6.3 Выбор и обоснование средств автоматизации

Уровень в регенераторе Р-1, сепараторах С-1о, С-9-2 и емкости Е-1о измеряется первичным прибором УБ-П, вторичным служит пневматический прибор ПР-3.31М со встроенным ПИ - регулятором. Для работы в стабилизирующем контуре выбран пневматический пропорционально-интегральный регулятор ПВ 3.31, как работающий без статической ошибки и обладающий удовлетворительными динамическими свойствами, в качестве вторичного прибора в стабилизирующем контуре выбран прибор ПВ10.1Э . Для сигнализации о значениях, превышающих заданные, служит электроконтактный манометр ЭКМ-1У. В качестве исполнительных механизмов выбран регулирующий клапан с пневмоприводом типа 25С36НЖ (НЗ)

Для измерения температуры в регенераторе использована термопара ТХК 0083 (предел измерения температур от 0 до 300 ^{o}С). Унифицированный электросигнал от термопары ТХК 0083 подается на вторичный прибор КСП-4.

Для определения давления в регенераторе служит первичный пневматический прибор типа 13ДД11 сигнал, от которого передается на вторичный прибор РПВ-4.3Э, предназначенный для регистрации полученного значения.

В качестве первичного преобразователя расхода в трубопроводе на линии подачи орошающей жидкости выбираем диафрагму ДКС. В качестве измерительного преобразователя разности давления используем пневматический прибор 13ДД11. В качестве вторичного прибора выбран вторичный прибор пневматический ПВ10.1Э для непрерывной записи и показания величины регулируемого параметра. В качестве регулирующего прибора используем пропорционально-интегральное регулирующее устройство ПР3.31М1

На выходе дистиллята из регенератора в качестве датчиков температур выбраны термопары типа ТХК 0083. Для преобразования э.д.с. термопары в унифицированный электрический сигнал служит преобразователь Ш-78. Для преобразования унифицированного электрического сигнала в унифицированный пневматический служит преобразователь ЭПП-63. В качестве вторичного прибора в стабилизирующем контуре выбран пневматический вторичный прибор ПВ10.1Э. В качестве вторичного прибора в корректирующем контуре использован электронный прибор

КСП-3П с встроенным пропорционально-интегральным регулятором. Для работы в стабилизирующем контуре выбран пневматический пропорционально-интегральный регулятор ПР3.31М. В качестве исполнительного механизма служит нормально открытый клапан 25с38нж.

6.4 Описание работы схем автоматического контроля и регулирования

Расход орошения на входе в регенератор Р-1 измеряется первичным прибором 13ДД11 поз. 13б. Пневмосигнал подается на вход вторичного прибора ПВ10.1Э поз. 13в и одновременно на вход стабилизирующего ПИ-регулятора ПР.3.31 поз. 13г. Управляющий сигнал с выхода регулятора подается на исполнительный механизм поз. 13д, установленный на линии подачи сырья.

Стабилизирующий регулятор поз. 8д поддерживает постоянную температуру верха регенератора Р-1. При отклонении температуры от заданного значения он с помощью исполнительного механизма поз. 8е изменяет подачу пара в кипятильник Т-4. Сигнал от термопары ТХК поз. 8а последовательно преобразуется в преобразователях Ш-78 поз. 105б и ЭПП-63 поз. 8в и подаётся на вход вторичного прибора ПВ 10.1Э поз 8г и одновременно на вход регулятора в качестве задания.

Регистрация температуры регенератора Р-1 происходит термопарой ТХК поз. 7а. Сигнал от термопары ТХК подается на приборы устройства контроля и регистрации температуры по месту и на щите поз. 7б.

Уровень в регенераторе Р-1 измеряется прибором УБ-П поз. 9а. Сигнал от датчика уровня поступает на вход прибора ПР3.31М поз. 9б со встроенным регулятором. Сигнал регулятора является заданием на клапан поз. 9е. При повышении уровня выше 70 % шкалы вторичного прибора или понижении уровня ниже 20 % шкалы прибора сигнал от датчика уровня УБ-П поз. 9а замыкает контакты ЭКМ-1У поз. 9б. и в схемы звуковой и световой сигнализации поступает сигнал.

Уровень в сепараторе С-1о измеряется прибором УБ-П поз. 2а. Сигнал от датчика уровня поступает на вход прибора ПР3.31М поз. 2б со встроенным регулятором. Управляющий сигнал с выхода корректирующего регулятора подаётся на вход

стабилизирующего ПИ-регулятора ПР3.31 поз. 3в в качестве задания. Сигнал регулятора является заданием на клапан поз. 3д. При повышении уровня выше 70 % шкалы вторичного прибора или понижении уровня ниже 20 % шкалы прибора сигнал от датчика уровня УБ-П поз. 3а замыкает контакты ЭКМ-1У поз. 3б. и в схемы звуковой и световой сигнализации поступает сигнал.

7 Безопасность жизнедеятельности и экологичность

7.1 Основные опасности производства

Процесс газофракционирования связан с применением веществ, которые:

– обладают высокой токсичностью и оказывают вредное воздействие на окружающую среду и организм человека;

– имеют низкие температуры вспышки, концентрационные пределы воспламенения и взрываемости.

Всё это определяет следующие особенности технологического процесса:

– при пуске в работу недостаточная продувка от остаточного содержания кислорода может привести к образованию взрывопожароопасных смесей в аппаратах и трубопроводах, взрыву образовавшейся смеси, сооружений и травмированию работающих;

– наличие аппаратов, работающих при повышенном давлении и температуре и содержащих большое количество продуктов в газообразном и парообразном состоянии, нарушение норм технологического режима обслуживающим персоналом может привести к выводу из строя технологического оборудования и его разгерметизации;

– при разгерметизации оборудования возникает опасность загазованности производственных помещений и аппаратного двора, разлива продукта, что может привести к отравлению работающих, нарушению экологической обстановки, разлива продукта, взрыву и пожару;

– падение давления оборотной воды, поломка электродвигателей насосов может привести к проскоку паров продукта через конденсаторы-холодильники в ёмкости, что может привести к разгерметизации последних;

– превышение давления азота в системе азотного дыхания может привести к загазованности промышленной площадки;

– при работе при минусовых температурах возможна кристаллизация продуктов, применяемых в производстве, с последующей разгерметизацией оборудования, разливом продукта, загазованности промышленной площадки.

7.2 Характеристика вредных веществ, учавствующих в производстве

Характеристика вредных веществ установки и их токсичность приведена в приложении Г.

7.3 Индивидуальные и коллективные средства защиты

Средствами коллективной защиты работающих от воздействий вредных и опасных производственных факторов на установке являются приточная и вытяжная вентиляция в помещениях.

Во избежании ожогов обслуживающего персонала все поверхности горячих трубопроводов заизолированы.

Все вращающиеся части ограждены специальными кожухами.

Вертикальные лестницы выше 1,5 м ограничены перильными шатрами из полосового железа. Для обслуживания аппаратов, арматуры предусмотрены специальные площадки. Все лотки укрыты легкосъемными огнестойкими плитами, в местах перехода через трубопровод установлены мостики.

Ведение режима производится из отдельного изолированного помещения. Установка укомплектована медицинской аптечкой с необходимым набором медикаментов для оказания пострадавшему первой помощи.

Применение на установке жидких и газообразных углеводородов, сероводорода, отрицательно влияющих на организм человека, вызывают необходимость применения защитных средств. Все виды ремонтных работ должны производиться в спецодежде, спецобуви и каске, в соответствии с действующими нормами.

Спецодежду, пропитанную нефтепродуктами следует регулярно сдавать согласно графика в химчистку.

Индивидуальные средства защиты:

- фильтрующий противогаз марки БКФ для защиты органов дыхания от паров кислых газов и органических веществ;

- шланговый противогаз марки ПШ-1, ПШ-2 для работы в заглубленных ме-

стах и аппаратах, где возможно скопление газов.

7.4 Пожаро-взрывобезопасность

На установке разработан ряд мероприятий, направленных на предотвращение пожаров и взрывов.

Для предотвращения образования горючих и взрывоопасных смесей при подготовке установки к ремонту аппараты и трубопроводы пропариваются, а перед пуском продуваются азотом. Кроме этого, постоянно осуществляется контроль за состоянием воздушной среды в помещениях установки, процесс ведется в герметически закрытых аппаратах, в помещениях, где возможно образование горючей и взрывоопасной смеси (насосные), предусмотрено применение рабочей и аварийной вентиляции. В этих же целях ограничивается количество горючих веществ на складах, организуется безопасный способ их хранения, а также проводится максимальная механизация и автоматизация процессов.

Ремонт аппаратуры и коммуникаций, содержащих аммиак, следует производить только после их промывки водой и продувки паром или азотом. Содержание кислорода в продувочном азоте не должно превышать 3 об. %, присутствие горючих газов в нем недопустимо.

На пожарных щитах по установке устанавливаем:

а) огнетушители типа ОХП - 10, ОУ - 2, ОУ - 5, ОПУ - 10;

б) пожарный инвентарь и ящики с песком;

в) асбестовые одеяла или кошму.

Для предотвращения распространения огня устанавливаем:

а) паротушение в топке печей пиролиза;

б) наружную систему паротушения печей пиролиза;

в) для тушения насосной трубопровод, по которому подается раствор пенообразователя.

7.5 Электробезопасность и защита от статического электричества, молниезащита

В трубопроводах и технологической аппаратуре установки при нормальной работе исключена возможность взрыва, так как вся система герметизирована и находится под избыточным давлением, поэтому скорости движения по трубопроводам и истечение их в аппараты проектом не ограничивается.

Все трубопроводы и аппараты, по которым транспортируется продукты, изготовлены из углеродной и легированной стали.

Для предупреждения возможности возникновения искровых разрядов статического электричества с поверхности оборудования, где возможно образование статического электричества, вентиляторы и короба приточной и вытяжной вентиляции, внутрицеховые коммуникации, кожуха термоизоляции трубопроводов и аппаратов, заземлены.

Сопротивление заземляющего устройства технологического оборудования и коммуникаций цеха должно быть не более 10 Ом. Возможно объединение заземляющего устройства технологического оборудования с заземляющим устройством электрического оборудования, тогда не более 40 Ом.

Чтобы установить формирование воспламеняющих разрядов с человека, нужно обеспечить быструю утечку зарядов. Для этого уменьшают либо сопротивление утечки, либо сопротивление обуви и пола. Обслуживающий персонал установки должен носить спецобувь и спецодежду.

7.6 Характеристика пожаро-взрывоопасности технологического блока

Общий энергетический потенциал взрывоопасности: $E=2{,}07\cdot10^{-8}$ кДж.

Относительный энергетический потенциал: Qв=16,62.

Категория взрывоопасности – 2. Поражающий фактор наиболее опасной аварийной ситуации (разрушение регенератора Р-1) – ударная волна взрыва, тепловое излучение, токсическое поражение.

Количество вещества, участвующего в создании поражающего фактора при разрушении регенератора поз. Р-1 – ударной волны взрыва (жирная головка, газовый конденсат) – 0,045 т;

– токсическим поражением (сероводород) – 0,169 т.

– радиусы зон интенсивного воздействия ударной волны взрыва:

– радиус зоны полных разрушений (ΔР=100 кПа) –4,3 м;

– радиус зоны тяжелых разрушений (ΔР=70 кПа) – 6,3 м;

– радиус зоны средних разрушений (ΔР=28 кПа) –10,8 м;

– радиус зоны умеренных разрушений (ΔР=14 кПа) –31,5 м;

– радиус зоны расстекления (ΔР=2 кПа) – 63,1 м;

Размеры зон действия тепловым излучением пожара пролива:

– площадь пролива – 40,0 $м^2$;

– интенсивность теплового излучения на границе пролива – 42,4 кВт/ $м^2$;

– расстояние от границы пролива до зоны воздействия с q=17 кВт/$м^2$–3,7 м;

– расстояние от границы пролива до зоны воздействия с q=10,5 кВт/$м^2$ – 7,1м;

– расстояние от границы пролива до зоны воздействия с q=7 кВт/ $м^2$–10,5 м;

– расстояние от границы пролива до зоны воздействия с q=4,2кВт/$м^2$– 15,7 м;

– безопасное расстояние от границы пролива (q=1,4 кВт/ $м^2$) – 31,3 м.

7.7 Экологичность

В блок регенерации МДЭА образуются стоки и происходят выбросы вредных веществ в атмосферу.

Согласно указанным данным, количество выбросов в атмосферу ниже установленных норм, т.е. фактически влияние производства на окружающую среду незначительное. В процессе реконструкции будет ориентирование на снижение выбросов вредных веществ в атмосферу и более тщательную очистку стоков в соответствии с нормами.

7.8 Гражданская оборона и чрезвычайные ситуации

Краткая оценка возможной обстановки на территории объекта при возникновении крупных производственных аварий, катастроф и стихийных бедствий.

Схема эвакуации рабочих в загородную зону на случай аварии представлена на рисунке 7.1

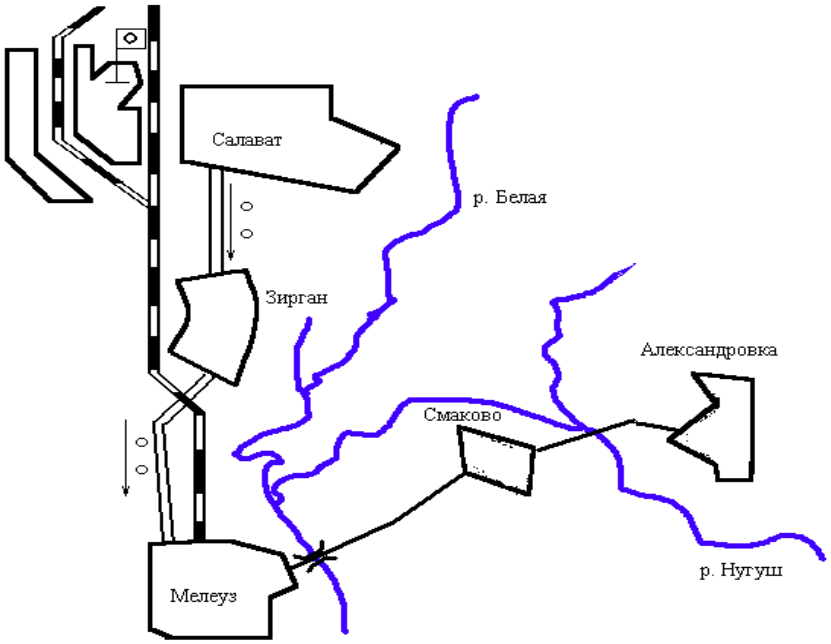


Рисунок 7.1 – Схема эвакуации в загородную зону

Прогноз возможной обстановки в результате производственной аварии требует в первую очередь проведения мероприятий, предупреждающих возможность аварийной ситуации, а в случае их возникновения – принятия мер к ликвидации в сжатые сроки.

В случае возникновения аварии на производстве, наводнений, пожара, циклона диспетчеру завода произвести оповещение цехов попадающих в зону поражения.

Производственные объекты переводятся на режим циркуляции или останавливаются. Для выполнения этой работы остается минимальное количество людей, которые осуществляют остановку установки в средствах защиты органов дыхания. Остальные рабочие и служащие кратчайшим путем под руководством начальников

установок, мастеров и бригадиров выводятся за территорию промышленной площадки на сборные пункты.

Защитные сооружения гражданской обороны предназначены для защиты людей от современных средств поражения.

Убежища обеспечивают наиболее надежную защиту людей от ударной волны, светового излучения, проникающей радиации и радиоактивного заражения при ядерных взрывах, от отравляющих веществ и бактериальных средств, а также от высоких температур и вредных газов в зонах пожаров. Убежище состоит из оспомещения, шлюзовых камер, фильтровентиляционной камеры, санитарного узла. Входы оборудуются защитно-герметическими дверями.

7.9 Расчет вентиляции насосной объекта 454

Цель: Рассчитать количество подаваемого свежего воздуха и подобрать необходимый вентилятор, тип и мощность эл. двигателя и указать основные конструктивные решения.

Помещение насосной объекта 454 содержит 2 рабочих центробежных насоса и 4 центробежных насоса в резерве.

Определяем расход воздуха необходимого для ликвидации паров регенерированного раствора МДЭА из помещения

$$Q_{пр} = \frac{G \cdot V_t \cdot (100 - НП)}{\alpha \cdot \mu \cdot НП}, \qquad (7.1)$$

где V_t = 22,4 л – объём одного моля пара;

НП = 4,0 - нижний предел взрываемости паров, %;

μ – молекулярная масса паров, г/моль;

α = 0,05 – коэффициент.

Определим количество вредного вещества, поступившего в помещение насосной через уплотнение насосов по формуле

$$G = 1{,}5 \cdot K_{д} \cdot V \cdot \sqrt{\frac{\mu}{T}}, \qquad (7.2)$$

где $K_д = 1{,}3$ – коэффициент;

V – объём помещения, $м^3$;

T – температура в помещении, K.

Подставив числовые значения в формулы, получим

$$G = 1{,}5 \cdot 1{,}3 \cdot 75 \cdot \sqrt{\frac{30}{40 + 273}} = 45{,}3 \text{ г/ч};$$

$$Q_{пр} = \frac{45{,}3 \cdot 22{,}4 \cdot (100 - 4{,}0)}{0{,}05 \cdot 30 \cdot 4{,}0} = 1623{,}5 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

На основании расхода определяем по справочнику необходимые параметры вентиляционной сети.

По результатам расчётов принимаем вентилятор типа ВЦ9-57-5, n = 1500 об/мин, η = 0,63, окружная скорость 14,6 м/с, производительность 1832 $м^3/ч.$. Для вентилятора принимаем двигатель тип АИР132М41, n = 1500 об/мин, N = 11 кВт.

8 Экономическая часть

8.1 Расчет единовременных капитальных затрат на реконструкцию

Капитальные вложения определяются следующим образом

$$K = K_{об} + K_{тз} + K_{с} + K_{м} + K_{д} + K_{кип}, \quad (8.1)$$

где $K_{об}$ – затраты на приобретение технологического оборудования, руб.;

$K_{тз}$ – транспортно-заготовительные расходы, руб.;

$K_{с}$ – затраты на строительные работы (возведение зданий, строительство трубопроводов, резервуаров, эстакад, дорог, мостов, канализации, фундаментов под оборудование и так далее), руб.;

$K_{м}$, $K_{д}$ – затраты на монтаж, демонтаж оборудования, руб.;

$K_{кип}$ – затраты на контрольно-измерительные приборы и их монтаж, руб.

Подставив числовые значения в формулу, получим

$$K = 6250000 + 634000 + 2536000 + 1268000 + 951000 + 90000 = 11729000 \text{ руб.}$$

Расчет капитальных вложений представлен в таблице 8.1

Таблица 8.1 – Расчет капитальных затрат

Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость, руб.	
			единицы	всего
1	2	3	4	5
1 Теплообменник D = 0,6 м ; L = 7,088 м. 2 КиП	шт. шт.	2 1	3125000 90000	6250000 90000
Итого:				6340000
Транспортные расходы Затраты на строительные работы Затраты на монтаж Затраты на демонтаж				634000 2536000 1268000 951000
Всего:				11729000

8.2 Определение источника экономического эффекта от реконструкции.

Источниками образования экономического эффекта являются:

- увеличение производительности установки очистки газов от сернистых соединений и компримирования газов за счет сокращения остановок на текущий ремонт изношенных теплообменников;

- снижение затрат на ремонт.

Стоимость основных фондов до реконструкции составляет

$Ф_1 = 250000000$ рублей.

Стоимость основных фондов после реконструкции составит

$$Ф_2 = Ф_1 + \Delta К; \quad (8.2)$$

$Ф_2 = 250000000 + 11729000 = 261729000$ руб.

8.3 Расчет мощности и материального баланса установки

Анализ работы оборудования приведен в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Анализ работы оборудования

Показатель	Нормативное	Фактическое
1 Время календарное, ч.	8760	8760
2 Время работы, ч.	8160	8280
3 Простои	600	480
в том числе:		
- капитальный ремонт	480	384
- текущий ремонт	120	94
- отсутствие сырья	-	-
- аварии	-	-
- резерв	-	-

Производственная мощность установки – это максимально возможный объем переработки сырья или выпуска продукции за год при полном использовании оборудования во времени и по производительности.

Производственная мощность установки до проведения реконструкции рассчитывается по формуле

$$M_1 = E \cdot П \cdot (t_{кал} - t_{н.пр.}), \quad (8.3)$$

где Е - количество однотипных аппаратов, агрегатов;

П - фактическая производительность установки в сутки, т;

$t_{кал}$ - календарное время работы установки, ч;

$t_{норм.пр}$ - время нормативных простоев, ч.

Подставив числовые значения, получим

$M_1 = 1 \cdot 15 \cdot 8280 = 101720$ т.

В результате внедрения современного оборудования снизится время, затрачиваемое на ремонт. В связи с этим предполагается увеличение мощности установки до $M_2 = 111892$ т.

Определяем расходные нормы сырья, используя отчетные данные:

Газ жирный АВТ $Q_р = 55455 : 95617 = 0,57997$ т/т;

Жирный газ АГФУ $Q_р = 1401 : 95617 = 0,01465$ т/т;

Газ кислый висбрекинга $Q_р = 16146 : 95617 = 0,15873$ т/т;

Газ после компремир. $Q_р = 47569 : 95617 = 0,46765$ т/т.

Количество сырья в тоннах до реконструкции составляет:

Газ жирный АВТ $Q_р = 101720 \cdot 0,57997 = 58995$ т;

Жирный газ АГФУ $Q_р = 101720 \cdot 0,01465 = 1490$ т;

Газ кислый висбрекинга $Q_р = 101720 \cdot 0,15873 = 16146$ т;

Газ после компремир. $Q_р = 101720 \cdot 0,46765 = 47569$ т.

Количество сырья в тоннах после реконструкции составляет:

Газ жирный АВТ $Q_р = 111892 : 0,57997 = 64895$ т;

Жирный газ АГФУ $Q_р = 111892 : 0,01465 = 1639$ т;

Газ кислый висбрекинга $Q_р$ = 111892 : 0,15873 = 17761 т;

Газ после компремир. $Q_р$ = 111892 : 0,46765 = 52325 т.

Производственная программа установки рассчитывается на основе годового объема готовой продукции и исходных данных об отборе основной и побочной продукции. По форме производственная программа представляет собой материальный баланс установки (таблица 8.2).

На основе анализов сырья, полупродуктов и продуктов, учета их количеств и других данных составляют материальный баланс. На основе материального баланса вычисляют практический выход продукта в процентах от теоретического или в тоннах на 1 т сырья.

Таблица 8.2 - Материальный баланс установки очистки газов

Показатель	До реконструкции		После реконструкции	
	т	в % к итогу	т	в % к итогу
Взято в переработку:				
Газ жирный АВТ	58995	47,5	64895	47,5
Жирный газ АГФУ	1490	1,2	1639	1,2
Газ кислый висбрекинга	16146	13,0	17761	13,0
Газ после компремир.	47569	38,3	52325	38,3
Итого:	124200	100	136620	100
Получено из переработки:				
Углеводородный газ	101720	81,9	111892	81,9
Сероводородный газ	6707	5,4	7377	5,4
Потери	15773	12,7	17351	12,7
Итого:	124200	100	136620	100

8.4 Расчет изменения эксплуатационных затрат и себестоимости продукции в результате проведения реконструкции

Себестоимость продукции – важнейший экономический показатель работы установки. Расчет себестоимости единицы продукции производится путем составления калькуляции себестоимости.

Расчёт себестоимости до реконструкции сведём в таблицу 8.3.

Таблица 8.3 – Расчёт себестоимости до реконструкции

Статьи затрат	Единица измерения	Норма расхода	На весь объём		
			Количество	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	2	3	4	5	6
1 Сырье и материалы					
Газ жирный АВТ	тн		58995	4526,43	267036737,85
Жирный газ АГФУ	тн		1490	4669,54	6957614,60
Газ кислый висбрекинга	тн		16146	4638,07	74886278,22
Газ после ком-премир.	тн		47569	6116,31	290946750,39
Итого по ст.1:					639827381,06
2 Вспомогательные материалы					
МДЭА	тн	0,00015	15,26	68684,1	1048119,37
Итого по ст.2:	тн				1048119,37
3 ТЭП					
Пар	гк	0,21	21361,2	597,52	12763744,22
Вода	$тм^3$	0,015	1525,8	1479,34	2257176,97
Эл.энергия	т.квт ч	0,054	5899,76	1428,81	8429636,09
Сжатый воздух	$т.нм^3$	0,015	1525,8	820	1251156,00
Азот	$т.нм^3$	0,00016	16,28	1380,71	22477,96
Пар на ремонт	гк	0,001	101,72	1359,65	138303,60
Итого по ст.3:					24862494,84
4 Постоянные затраты					
Зарплата					4554044
Отчисл. на со-ц.страх.					1639456
Амортизац.					12851469
Кап. ремонт					3363345
Тек. Ремонт					1957986
Тех. обслуж. оборудования					342345

Продолжение таблицы 8.3

1	2	3	4	5	6
Цеховые расходы					10466187
Услуги лаборатории					302766
Итого по ст.4:					35477598
Полная себест.					701215593,3
5 Некалькулируемая продукция					
Сероводородный газ Газ СН	тн тн		6707 101720	768,25 4565,97	5152652,75 464450468,40
Итого по ст.5					469603121,2
Себестоим. продукции до реконстр.					231612472,1

На установке увеличивается мощность до 136620 т. За счет внедрения нового оборудования с более высокой производительностью.

Изменение амортизационных отчислений определяем, по формуле

$$A_2 = A_1 + \frac{\Delta K \cdot N_a}{100}, \qquad (8.4)$$

$$A_2 = 12851469 + \frac{11729000 \cdot 10}{100} = 14024369 \text{ руб.}$$

Себестоимость продукции после реконструкции приведена в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расчёт себестоимости после реконструкции

Статьи затрат	Единица из-	Норма рас- хода	На весь объём		
			Количество	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	2	3	4	5	6
1 Сырье и материалы					
Газ жирный АВТ	тн		64895	4526,43	293742674,85
1	2	3	4	5	6
Жирный газ АГФУ	тн		1639	4669,54	7653376,06
Газ кислый висбрекинга	тн		17761	4638,07	82376761,27
Газ после ком-премир.	тн		52325	6116,31	320035920,75
Итого по ст.1:					703808732,93
2 Вспомогательные материалы					
МДЭА	тн	0,00015	16,78	68684,1	1152519,20
Итого по ст.2:	тн				1152519,20
3 ТЭП					
Пар	гк	0,21	23497,32	597,52	14040118,65
Вода	$тм^3$	0,015	1678,38	1479,34	2482894,67
Эл.энергия	т.квт ч	0,054	6042,17	1428,81	8633112,92
Сжатый воздух	$т.нм^3$	0,015	1678,38	820	1376271,60
Азот	$т.нм^3$	0,00016	17,90	1380,71	24714,71
Пар на ремонт	гк	0,001	111,89	1359,65	152131,24
Итого по ст.3:					26709243,78
4 Постоянные затраты					
Зарплата					4554044
Отчисл. на со-ц.страх.					1639456
Амортизац.					14024369
Кап. ремонт					3363345
Тек. Ремонт					1957986
Тех. обслуж. оборудования					342345

Продолжение таблицы 8.4

Цеховые расходы					10466187
Услуги лаборатории					302766
Итого по ст.4:					36650498
Полная себест.					768320993,9
5 Некалькулируемая продукция					
Сероводородный газ Газ СН	тн тн		7377 111892	768,25 4565,97	5667380,25 510895515,25
Итого по ст.5					516562895,5
Себестоим. продукции до реконстр.					251758098,4

$$C_1 = \frac{C_{полн.1}}{M_1} = \frac{231612472,1}{101720} = 2,28 \text{ тыс.руб;} \quad (8.5)$$

$$C_2 = \frac{C_1}{M_2} = \frac{251758098,4}{111892} = 2,25 \text{ тыс.руб.} \quad (8.6)$$

8.5 Расчет основных технико-экономических показателей

Рассчитываем показатели для двух периодов. Обозначим значения до и после реконструкции индексами 1 и 2 соответственно.

Абсолютные показатели принимаем по данным предыдущих расчетов.

Рассчитаем относительные показатели.

Уровень фондоотдачи до и после реконструкции определяем по формуле

$$Ф_0 = \frac{Q}{Ф} \cdot Ц, \quad (8.7)$$

где Q – объем производства, тыс.руб,

Ф – среднегодовая стоимость основных производственных фондов.

Подставив числовые значения в формулу, получим

$$Ф_{01.} = \frac{101720 \cdot 1{,}05 \cdot 2280}{250000000} = 0{,}98 \frac{руб}{руб};$$

$$Ф_{02} = \frac{111892 \cdot 1{,}05 \cdot 2250}{261729000} = 1{,}01 \frac{руб}{руб}.$$

Определим фондоемкость по формуле:

$$Ф_{е} = \frac{1}{Ф_{0}}; \qquad (8.8)$$

$$Ф_{е1} = \frac{1}{0{,}98} = 1{,}02 \text{ руб/руб};$$

$$Ф_{е1} = \frac{1}{1{,}01} = 0{,}99 \text{ руб/руб}.$$

Определим фондовооруженность по формуле

$$Ф_{в} = \frac{Ф}{r}. \qquad (8.9)$$

На одного рабочего получим

$$Ф_{В1} = \frac{250000000}{18} = 13888{,}9 \text{ тыс. руб/чел};$$

$$Ф_{В2} = \frac{261729000}{18} = 14540{,}5 \text{ тыс. руб/чел}.$$

На одного работника получим

$$Ф_{В1} = \frac{250000000}{20} = 12500 \text{ тыс. руб/чел};$$

$$Ф_{В2} = \frac{261729000}{20} = 13086{,}5 \text{ тыс. руб/чел}.$$

Определим прибыль по формуле:

$$П = (Ц – С) \cdot Q; \quad (8.10)$$

$П_1 = (2394 - 2280) \cdot 101720 = 11596080$ руб;

$П_2 = (2394- 2250) \cdot 111892 = 16112448$ руб.

Определим валовую прибыль по формуле

$$\Delta П = П_2 - П_1; \quad (8.11)$$

$$\Delta П = П_2 - П_1 = 16112448 - 11596080 = 4516368 \text{ руб.}$$

Рентабельность производства определим по следующей формуле:

$$R = \frac{П}{С \cdot Q} \cdot 100\%; \quad (8.12)$$

$$R_1 = \frac{11596080}{2280 \cdot 101720} \cdot 100\% = 5{,}0\%;$$

$$R_2 = \frac{16112448}{2250 \cdot 111892} \cdot 100\% = 6{,}4\%.$$

Уровень производительности труда определяем следующим образом

$$t = \frac{Q}{Ч}, \quad (8.13)$$

где Ч – численность работников, чел.

$$t_1 = \frac{101720}{20} = 5086 \frac{т}{чел};$$

$$t_2 = \frac{111892}{20} = 5595 \frac{т}{чел}.$$

Определим удельные капитальные вложения по формуле

$$k = \frac{K}{Q_2}; \quad (8.14)$$

$$k = \frac{11729000}{111829} = 104{,}9.$$

Определим условную годовую экономию:

$$Э_{уг} = (C_2 - C_1) \cdot Q_2; \qquad (8.15)$$

$$Э_{уг} = (2280 - 2250) \cdot 111892 = 3356760 \text{ тыс. руб.т.}$$

8.6 Расчет экономической эффективности реконструкции

Оценка сравнительной экономической эффективности позволяет решить вопрос о целесообразности реконструкции установки.

Предполагается, что затраты и доходы по проекту, который мы рассматриваем сегодня, при реализации проекта будут обесцениваться. И степень обесценивания пропорциональна ставке банковского процента и уровню инфляции. Уровень обесценивания называется ставкой дисконта. Основные критерии, используемые для оценки эффективности инвестиционных проектов:

- чистый доход (ЧД, NV);
- чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV);
- внутренняя норма доходности (ВНД, IRR);
- срок окупаемости инвестиций (обычный – $Т_п$, дисконтированный – $Т_д$);
- индексы доходности инвестиций.

Чистый доход – накопленный доход за расчетный период, определяется как

$$ЧД = \Sigma ДП_i, \qquad (8.16)$$

где ДП – денежный поток, определяемый как

$$ДП = ЧП + А – К, \qquad (8.17)$$

где ЧП – чистая прибыль, руб;

А – амортизация, руб;

К – капитальные затраты, руб.

Чистый дисконтированный доход – это накопленный дисконтированный эффект за период времени. Для признания проекта эффективным необходимо, чтобы ЧДД > 0

$$ЧДД = \sum (ДП_i \cdot K_i), \quad (8.18)$$

где K_i – коэффициент дисконтирования

$$K = \frac{1}{(1+r)^t}, \quad (8.19)$$

где r – ставка дисконта;

t – число лет, отделяющих год вложения от года приведения.

Внутренняя норма доходности - характеризует рентабельность проекта (доходность), а также показывает ставку, при которой чистый дисконтированный доход проекта равен нулю

$$ВНД = r, \text{ при } ЧДД = 0. \quad (8.20)$$

Внутренняя норма доходности показывает верхнюю границу допустимого уровня банковского процента, превышение которого делает проект убыточным

$$IRR(ВНД) = r_1 + \frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} \cdot (r_2 - r_1), \quad (8.21)$$

где r_1 – значение выбранной ставки дисконтирования, при котором $NVP_1 > 0$;

r_2 – значение выбранной ставки дисконтирования, при котором

$NVP_2 < 0$.

Для дальнейшего анализа отбираются те инвестиционные проекты, которые имеют IRR не ниже некоторого порогового значения. За величину порогового значения, как правило, принимается ставка банковского процента (13 - 15%) или ставка рефинансирования ЦБ.

Срок окупаемости (простой) показывает продолжительность периода от начального момента до момента, когда накопленный денежный поток становится неотрицательным. Простой срок окупаемости рассчитывается как

$$T_{п} = t^{-} + \frac{НДП^{-}}{НДП^{-} - НДП^{+}}, \qquad (8.22)$$

где НДП - накопленный денежный поток;

t^{-} - количество периодов с отрицательным значением НДП;

$НДП^{-}$ - последнее отрицательное значение НДП;

$НДП^{+}$ - первое положительное значение НДП.

Дисконтированный срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента времени до момента, когда накопленный дисконтированный денежный поток становится неотрицательным и определяется как

$$T_{Д} = t^{-} + \frac{НДДП^{-}}{НДДП^{-} - НДДП^{+}}, \qquad (8.23)$$

где НДДП - накопленный дисконтированный денежный поток;

t^{-} - количество периодов с отрицательным значением накопленного дисконтированного денежного потока;

$НДДП^{-}$ - последнее отрицательное значение накопленного дисконтированного денежного потока;

$НДДП^{+}$ - первое положительное значение накопленного дисконтированного денежного потока.

Показатели эффективности инвестиционного проекта представлены в таблице

Е.1 приложения Е.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте разработаны мероприятия, направленные на реконструкцию блока регенерации МДЭА установки очистки газов от сернистых соединений и компримирования газов цеха № 8 НПЗ ОАО "Газпром нефтехим Салават".

Рассматривается целесообразность замена холодильников Х – 8/1,2, с целью снижения аварийных ситуаций из-за коррозийного износа, повышения эффективности и экономии энергоресурсов.

Рассмотрены и описаны конструкции различных типов теплообменных аппаратов, рассмотрены их достоинства, недостатки, преимущества и область применения.

Приведено описание технологической схемы блока очистки газа от сероводорода. А также выполнены расчеты технологических параметров предлагаемых теплообменных аппаратов. В результате, расчетов были определены параметры теплообменников, получены размеры: D = 600 мм – внутренний диаметр аппарата, d = 25 мм – наружный диаметр трубок, δ = 2 мм – толщина стенок труб, H = 6000 мм – длина труб.

Выполнены расчёты с целью создания наиболее надёжного и компактного аппарата; все проверочные расчёты показали что, прочность и устойчивость аппарата при эксплуатации его в заданных условиях обеспечены.

Рассмотрены: технология монтажа; основные виды неисправностей теплообменников; способы их устранения; последовательность ремонта.

Произведен выбор и обоснование параметров, схем, приборов автоматического контроля и регулирования.

Разработаны мероприятия по безопасности жизнедеятельности и экологии: приведен перечень основных опасностей производства, приведена характеристика веществ, обращающихся на производстве, указаны средства защиты работающих, а также положения по пожарной безопасности и электробезопасности. Произведен расчет вентиляции насосной объекта 454.

Рассчитаны затраты на реконструкцию блока регенерации МДЭА установки очистки газов от сернистых соединений и компримирования газов 11729000 руб., проведен расчет себестоимости продукции до и после реконструкции, произведен расчет основных технико-экономических показателей. В результате реконструкции узла себестоимость 1т продукции снизилась на 30 руб., срок окупаемости с начала реализации проекта составил 3,11 года. Проделанный расчет показывает экономическую целесообразность предложенной реконструкции.

В соответствии с заданием разработаны необходимые чертежи.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Процессы и аппараты химической и нефтехимической технологии: Плановский, А. Н., Николаев, П. И. – М.: Химия, 2002. – 495 с.

2 Справочник конструктора-машиностроителя: в 3 т. / под ред. В.И. Анурьева,. Москва: Машиностроение, 2001. - Т. 1. - 914 с.

3 Бондаренко, Е.В. Фаскиев, Р.С. Основы проектирования и эксплуатации технологического оборудования. – М.: Академия, 2011. – 304 с.

4 Умергалин, Т. Г., Галиаскаров Ф. М. Методы расчетов основного оборудования нефтепереработки и нефтехимии: учеб. пособие. – Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело», 2007. – 236 с.

5 Тимонин, А. С. Основы конструирования и расчета химико-технологического и природоохранного оборудования: Справочник. Т. 1 – Калуга: Издательство Н. Бочкаревой, 2002. – 852 с.

6 Поникаров, И.И. Машины и аппараты химических производств и нефтегазопереработки – М.: Химия, 2006. – 599 с.

7 Лащинский, А. А., Толчинский А. Р. Основы конструирования и расчета химической аппаратуры. Справочник. Изд.3 – изд. Альянс, 2008 – 752 с.

8 Дытнерский, Ю. И. Процессы и аппараты химической технологии – М.: Химия, 2005. – 401.

9 Беляев, В. М., Миронов В. М. Конструирование и расчет элементов оборудования. Ч. I: Учеб. Пособие/Том. политех. ун-т. – Томск, 2003. – 168 с.

10 Газиев, Р.Р. Расчетно-проектировочные работы по монтажу оборудования МАХП. Методическое пособие по выбору и решению расчетных работ. – Уфа, 2000. – 43 с.

11 ГОСТ 52857-2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность.–М.: Издательство стандартов, 2007.–309 с.

12 Технологический регламент цеха №8, НПЗ, ОАО «Газпром нефтехим Салават».