

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа  
Кафедра Технологические машины и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Э.А. Петровский

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

направление 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»  
профиль 15.03.02.01 «Проектирование технических и технологических  
КОМПЛЕКСОВ»

**Разработка технологии ремонта кожухотрубных теплообменников  
центрального пункта сбора нефти**

Руководитель \_\_\_\_\_ к.т.н., доцент Е.А. Соловьёв

Выпускник \_\_\_\_\_ Р.С. Шалауров

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа  
Кафедра Технологические машины и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Э. А. Петровский  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
в форме бакалаврской работы**

Красноярск 2017

Студенту Шалаурову Роману Сергеевичу

Группа НБ 13-02

Направление подготовки 15.13.02 «Технологические машины и оборудование»

Профиль 15.03.02.01 «Проектирование технических и технологических комплексов»

Тема выпускной квалификационной работы «Разработка технологии ремонта кожухотрубных теплообменников центрального пункта сбора нефти»

Утверждена приказом по университету № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Руководитель ВКР Е.А. Соловьёв, доцент кафедры ТМиОНГК, Институт нефти и газа Сибирского федерального университета

Исходные данные для ВКР: Объектом ВКР является кожухотрубный теплообменный аппарат, применяемый на центральном пункте сбора нефти. Предметом ВКР является технология ремонта данных теплообменников. В задачи ВКР входят: расчёт геометрических параметров теплообменника, разработка технического регламента по ремонту, а также руководства по безопасной эксплуатации и техническому обслуживанию. Рабочее давление трубного пространства: 8,5 МПа. Рабочее давление межтрубного пространства: 1,6 МПа. Рабочая температура среды трубного пространства: 30-45°C. Рабочая температура среды межтрубного пространства: 120-150°C. Состав рабочей среды трубного пространства: нефть 100%. Состав рабочей среды межтрубного пространства: смесь ТЭГ (58%) и воды (42%).

### **Перечень рассматриваемых вопросов (разделов ВКР):**

Введение - Актуальность темы и современное состояние проблемы.

Раздел 1 – Литературный обзор. Аналитический обзор литературы, в том числе патентных источников и научных статей по существующим способам и соответствующего оборудования для ремонта кожухотрубных теплообменников, предназначенных для подогрева нефти на центральном пункте сбора нефти. Сравнительный анализ существующих конструкций кожухотрубных теплообменников для подогрева нефти, выявление их достоинств и недостатков. Заключение к литературному обзору, постановка задач на проектирование. Отчёт о патентных исследованиях выполнить в соответствии с ГОСТ Р 15.011-96 и оформить отдельным приложением к бакалаврской работе.

Раздел 2 – Конструкторско-технологический раздел. Выбор конструкции аппарата для нагрева нефти при использовании в качестве греющего теплоносителя смеси ТЭГ-вода. Расчёт основных параметров теплообменника (технологический расчёт, механический расчёт). Разработка мероприятий по антикоррозионной защите аппарата. Выбор и обоснование вспомогательного

оборудования (насосы, запорная и регулирующая арматура, клапаны, средства обеспечения безопасности).

Раздел 3 – Эксплуатация и ремонт. Разработка технологии ремонта теплообменника. Разработка руководства по техническому обслуживанию и безопасной эксплуатации аппарата.

Заключение. Выводы по результатам выполненной работы.

Перечень графического и иллюстративного материала: Сборочный чертеж кожухотрубного теплообменника (1 лист формата А1), чертеж детали (1 лист формата А3), презентация (12 –16 страниц).

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_ Е.А. Соловьёв

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_ Р.С. Шалауров

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка технологии ремонта кожухотрубных теплообменников центрального пункта сбора нефти» содержит 107 страниц текстового документа, 29 рисунков, 1 таблицу, 3 приложения, 27 использованных источников, 3 листа графического материала.

**КОЖУХОТРУБНЫЙ ТЕПЛООБМЕННИК, ПОДОГРЕВ НЕФТИ, ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТА, РАСЧЕТ ТЕПЛООБМЕННИКА, БЕЗОПАСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ, АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА.**

Цель работы:

Провести анализ конструкций типовых кожухотрубных теплообменных аппаратов. Выбрать приемлемую конструкцию теплообменника для подогрева нефти центрального пункта сбора нефти и обосновать свой выбор. Для выбранного аппарата разработать свод мероприятий по антикоррозионной защите. Разработать технологию ремонта кожухотрубного теплообменного аппарата. Разработать руководство по техническому обслуживанию и безопасной эксплуатации кожухотрубного теплообменного аппарата.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- анализ типовых конструкций кожухотрубных теплообменных аппаратов и выбор наиболее приемлемой конструкции теплообменника для эксплуатации на центральном пункте сбора нефти;
- проектирование кожухотрубного теплообменного аппарата;
- разработка мероприятий по антикоррозионной защите теплообменного аппарата;
- разработка технологии ремонта кожухотрубного теплообменника;
- разработка руководства по техническому обслуживанию и безопасной эксплуатации кожухотрубного теплообменного аппарата.

В ходе выполнения выпускной работы была проанализирована информация о конструкциях кожухотрубных теплообменников. Был спроектирован кожухотрубный теплообменник с U-образными трубками для центрального пункта сбора нефти. Разработана методика его ремонта исходя из его назначения и эксплуатационных особенностей. А также разработано руководство по техническому обслуживанию и безопасной эксплуатации.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	8
1 Литературный обзор.....	9
1.1 Существующие конструкции кожухотрубных теплообменников для нагрева нефти.....	9
1.1.1 Общие сведения.....	9
1.1.2 Теплообменник с неподвижными трубными решетками.....	9
1.1.3 Теплообменник с температурным компенсатором на кожухе.....	11
1.1.4 Теплообменник с плавающей головкой.....	13
1.1.5 Теплообменник с U-образными трубами.....	16
1.2 Теплоносители для нагрева нефти.....	19
1.2.1 Общие сведения.....	19
1.2.2 Газообразные теплоносители.....	20
1.2.3 Капельные теплоносители.....	21
1.3 Существующие технологии ремонта теплообменников.....	21
1.3.1 Способы ремонта теплообменников.....	23
1.3.2 Оборудование и приспособления, применяемые для ремонта теплообменников.....	23
1.4 Заключение к литературному обзору.....	29
2 Конструкторско-технологический раздел.....	30
2.1 Выбор конструкции теплообменника.....	30
2.2 Расчёт кожухотрубного теплообменника для нагрева нефти.....	30
2.2.1 Исходные данные.....	30
2.2.2 Расчет основных размеров теплообменника.....	31
2.2.2.1 Предварительное определение поверхности теплообмена.....	31
2.2.2.2 Выбор теплообменных труб.....	32
2.2.2.3 Определение числа ходов в теплообменнике и числа труб.....	32
2.2.2.4 Размещение труб в трубной решётке.....	32
2.2.2.5 Диаметр корпуса теплообменника.....	33

2.2.3	Тепловой расчёт.....	34
2.2.3.1	Тепловой баланс.....	34
2.2.3.2	Коэффициент теплоотдачи со стороны водного раствора ТЭГ.....	34
2.2.3.3	Коэффициент теплоотдачи со стороны нефти.....	35
2.2.3.4	Коэффициент теплопередачи.....	36
2.2.4	Расчет элементов корпуса на прочность.....	38
2.2.4.1	Обечайка корпуса.....	38
2.2.4.2	Температурные напряжения.....	42
2.2.4.3	Крышки и днища.....	45
2.2.4.4	Фланцевое соединение корпуса.....	46
2.2.4.4.1	Прокладки фланцевого соединения.....	46
2.2.4.4.2	Геометрические характеристики фланцевого соединения.....	47
2.2.4.4.3	Усилия во фланцевом соединении и проверка болтов.....	49
2.2.4.4.4	Определение толщины фланцев.....	52
2.2.4.4.5	Проверка прокладок на прочность.....	53
2.2.4.5	Трубная решетка.....	53
2.2.4.6	Присоединительные патрубки.....	55
2.3	Разработка мероприятий по антикоррозионной защите аппарата.....	56
2.3.1	Общие положения.....	56
2.3.2	Условия проведения окрасочных работы.....	56
2.3.3	Подготовка металлической поверхности перед нанесением антикоррозионного покрытия.....	57
2.3.4	Подготовка лакокрасочного материала к применению.....	58
2.3.5	Нанесение и отверждение антикоррозионного покрытия.....	59
2.3.6	Устранение дефектов антикоррозионного покрытия.....	59

2.3.7	Выводы по разработке мероприятий по антикоррозионной защите аппарата.....	60
2.4	Выбор и обоснование вспомогательного оборудования.....	60
3	Эксплуатация и ремонт.....	62
3.1	Разработка технологии ремонта теплообменника.....	62
3.1.1	Подготовка к ремонту.....	62
3.1.2	Разборка аппарата.....	63
3.1.3	Диагностика и дефектовка аппарата.....	63
3.1.4	Проведение ремонтных работ.....	66
3.1.5	Сборка аппарата.....	68
3.1.6	Гидравлическое испытание аппарата.....	68
3.1.7	Консервация аппарата.....	71
3.1.8	Правила приемки аппарата из ремонта.....	71
3.1.9	Ввод аппарата в эксплуатацию.....	72
3.2	Разработка руководства по техническому обслуживанию и безопасной эксплуатации аппарата.....	73
3.2.1	Общие требования безопасности.....	73
3.2.2	Арматура, Кип и предохранительные устройства.....	73
3.2.3	Запорная и запорно-регулирующая арматура.....	74
3.2.4	Манометры.....	74
3.2.5	Предохранительные устройства.....	75
3.2.6	Указатели уровня жидкости.....	76
3.2.7	Техническое освидетельствование аппарата.....	76
3.2.8	Требования по безопасной эксплуатации аппарата.....	78
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	80
	Список использованных источников.....	82
	Приложение А. Диаграмма для определения коэффициента K2 при расчёте обечаек на устойчивость.....	84
	Приложение Б. Отчёт о патентных исследованиях.....	85
	Приложение В. Графические материалы.....	107



## ВВЕДЕНИЕ

Теплообменники получили большое распространение на все отрасли промышленности, где так, или иначе протекают тепло-массообменные процессы. Они могут протекать между парами, жидкостями и газами, как с переходом агрегатного состояния, так и без. Особое внимание теплообменной аппаратуре уделяется в химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности, где доля теплообменной аппаратуры среди всего оборудования – максимальная. Только в нефтеперерабатывающей промышленности доля теплообменной аппаратуры составляет порядка 50 % от всего металла предприятия. Стоит отметить, что тенденция снижения доли теплообменников отсутствует, поэтому теплообменные аппараты на сегодняшний день очень актуальны.

По своему непосредственному назначению теплообменники могут быть:

- подогревателями;
- конденсаторами;
- испарителями;
- паропреобразователями;
- и другими.

Главными проблемами, с которыми сталкиваются при работе с теплообменниками являются:

- Повышение тепло-массообменных характеристик аппарата;
- Оптимизация ремонтных мероприятий и продление срока эксплуатации аппарата.

Данная выпускная квалификационная работа направлена на изучение и предоставление своего видения решения представленных проблем.

## **1 Литературный обзор**

### **1.1 Существующие конструкции кожухотрубных теплообменников для нагрева нефти**

#### **1.1.1 Общие сведения**

Кожухотрубные теплообменники - это наиболее распространенный вид теплообменного оборудования. Способность теплопередачи таких аппаратов бывает совершенно разной и способна достигать до десятков тысяч квадратных метров. Поверхность теплообмена может быть представлена, как прямыми, так и изогнутыми трубами.

Первой буквой в маркировке обозначают технологическое назначение теплообменника: испарители И, конденсаторы К, холодильники Х и теплообменники Т. Также существует четыре типа конструктивного исполнения трубной решетки в кожухотрубных теплообменниках, тип исполнения отвечает за вторую букву в маркировке теплообменника:

- Н - теплообменник с неподвижными трубными решетками (жесткого типа), не компенсирует температурные напряжения;
- К - аппарат с температурным компенсатором на кожухе;
- П - с плавающей головкой;
- У - с U-образными трубками.

Стоит отметить, что на теплообменники жесткого исполнения часто устанавливают компенсатор, чтобы компенсировать температурные напряжения в теплообменнике.

#### **1.1.2 Теплообменник с неподвижными трубными решетками**

Теплообменник с неподвижными трубными решетками является наиболее простейшим типом теплообменников. Их используют, если температурные напряжения нивелируются параметрами труб и обечайки. Либо предусматривается наличие компенсатора на корпусе.

Этот тип теплообменника отличается простотой конструкции, однако не рекомендуется для эксплуатации, где происходит отложение и загрязнение в межтрубном пространстве. Ввиду невозможности механической очистки наружной поверхности труб должна быть возможность отложения и загрязнения устранить химическим путем.

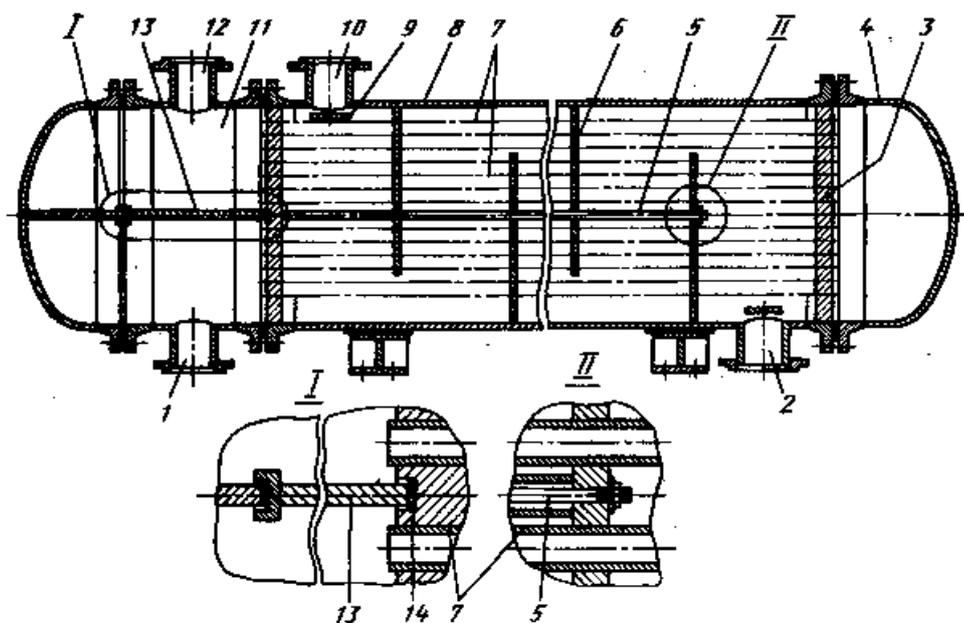


Рисунок. 1 - Двухходовой теплообменник с неподвижными трубными решетками

Двухходовой горизонтальный теплообменник с неподвижными трубными решетками представленный на рисунке 1 и состоит из цилиндрической обечайки 8, камеры распределения 11 и двух крышек 4. Пучок труб образован трубами 7, закрепленными в двух трубных решетках 3. Трубные решетки приварены к кожуху. Крышки, распределительная камера и обечайка соединены фланцами. В кожухе и распределительной камере имеются штуцера для ввода и вывода теплоносителей из трубного (штуцера 1, 12) и межтрубного (штуцера 2, 10) пространств. Перегородка 13 в распределительной камере образует ходы теплоносителя по трубам (рисунок 1). Для герметизации узла соединения продольной перегородки с трубной решеткой используется прокладка 14, уложенная в паз решетки 3.

Теплообменные аппараты жесткой конструкции рассчитываются под давление в пределах 6-40 атмосфер и диаметром до 1,2 метра, поверхность теплообмена может достигать 960 м<sup>2</sup> с длиной корпуса до 10 метров и массой до 20 тонн. Рабочие температуры в таком теплообменнике ограничены 350 °С

Главная особенность аппаратов ТН заключается в том, что трубы находятся в жестком соединении с трубными решетками, а решетки – с кожухом. Поэтому исключается вероятность перемещения труб и кожуха с этим исключена возможность взаимных перемещений труб и кожуха.

Так, как зависимость теплоотдачи при поперечном взаимодействии теплоносителя с трубами будет выше, чем при продольном, то межтрубные поперечные перегородки 6 аппарата фиксируются стяжками 5 (рисунок 1). Поперечные перегородки нужны для придания зигзагообразности межтрубному потоку теплоносителя.

В теплообменнике имеется отбойник 9, выполненный в виде круглой или прямоугольной пластины цель которого защищать пучок труб от эрозии.

Главное достоинство аппаратов в исполнении ТН заключается в простоте конструкции из которой следует меньшая стоимость аппарата.



Рисунок 2 – Трубный пучок

Но простота конструкции и низкая стоимость не исключает недостатков теплообменников типа ТН. Главным недостатком является сложность очистки межтрубного пространства из-за жесткой конструкции аппарата. Поэтому следует контролировать среду межтрубного теплоносителя, чтобы он был максимально чистым и не агрессивным.

Вторым, но не менее значимым недостатком является, большая разность температур пучка труб и обечайки, что способствует значительному расширению труб в трубном пучке в сравнении с корпусом, тем самым создавая напряжения в трубной решетке 5 (рисунок1), а это приводит к нарушению плотности вальцовки трубок и приводит к смешиванию теплообмениваемых сред. Поэтому целесообразно использовать данные теплообменники, когда различие температур рабочей среды и теплоносителя составляет не более 50 °С и при сравнительно небольшой длине аппарата.

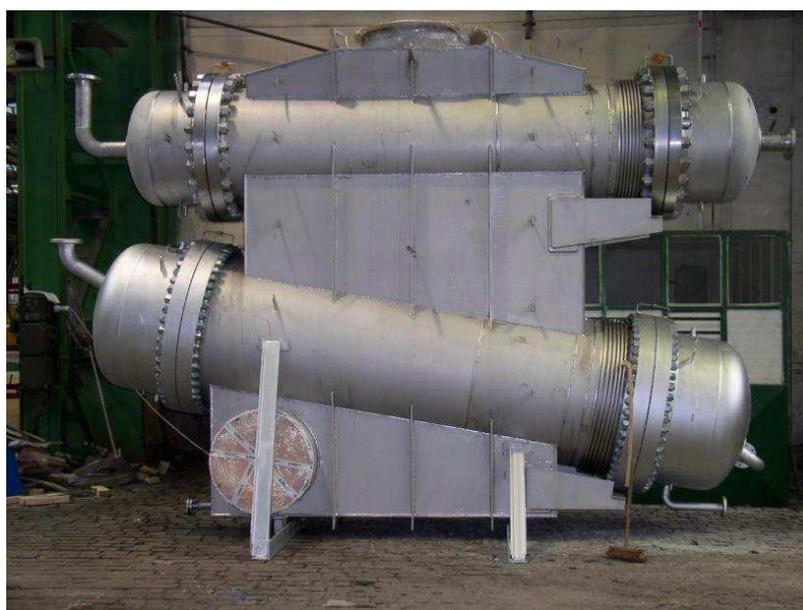


Рисунок. 3 Сдвоенные теплообменники с неподвижными трубными решетками и с компенсатором

### 1.1.3 Теплообменник с температурным компенсатором на кожухе

Теплообменник типа ТК, то есть с температурным компенсатором на кожухе, представлен на рисунке 4. В таких аппаратах трубная решетка неподвижна, а корпус оборудован, так называемыми гибкими элементами предназначенные для гашения разницы температур между трубным пучком и корпусом теплообменника, что приводит к их равномерному удлинению и тем самым нивелирует температурные напряжения в трубной решетке. Вертикальный кожухотрубный теплообменный аппарат с температурным компенсатором на кожухе (рисунок 4) отличается от теплообменника жесткой конструкции (ТН) присутствием вваренного промеж двух частей копуса 1 линзового компенсатора 2 и обтекателя 3 (рисунок 4). Обтекатель служит для уменьшения гидравлического сопротивления межтрубной зоны аппарата; обтекатель устанавливают на корпус путем заварки его к корпусу со стороны входа теплоносителя в межтрубное пространство.

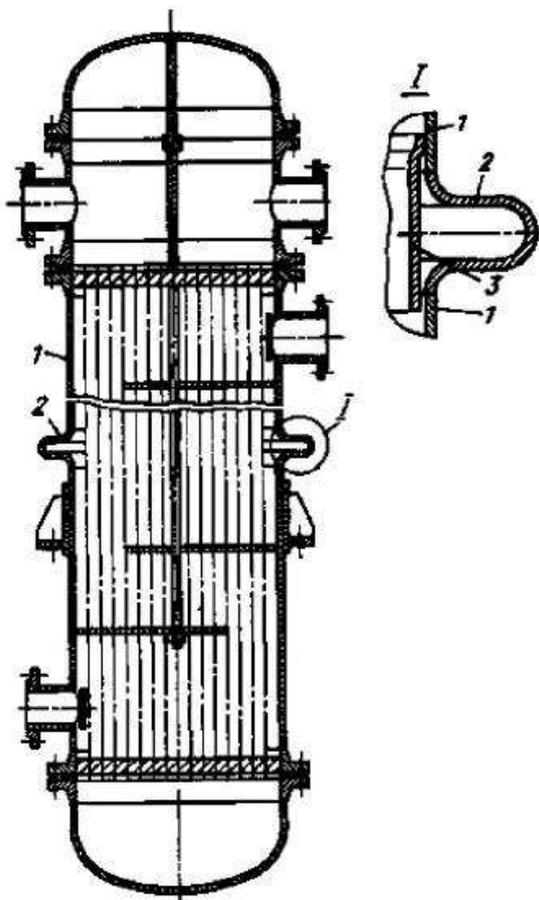


Рисунок 4 – Вертикальный кожухотрубный теплообменник типа ТК

Способность к компенсации у линзового компенсатора считают пропорционально количеству его линзовых элементов, но использовать компенсаторы с количеством линз более четырех не рационально, потому что ощутимо падает сопротивление корпуса к изгибающим усилиям. Линзовый компенсатор в процессе сборки могут сжимать (при работе на растяжение)

или растягивать (при работе на сжатие), что дает повышение компенсирующих свойств. На рисунке 5 представлены виды компенсаторов.

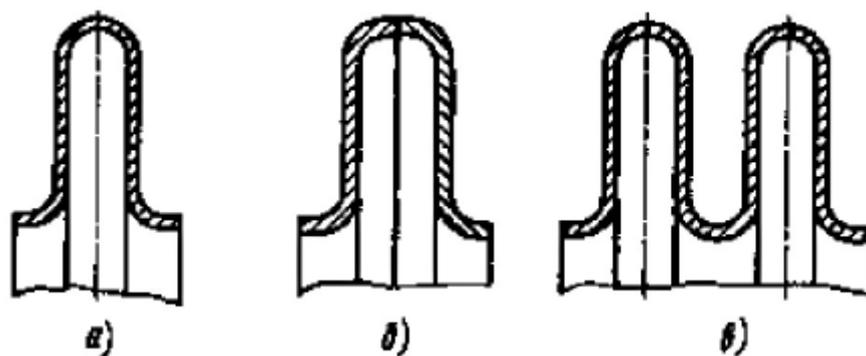


Рисунок 5 – Компенсаторы: а – однолинзовый, б – сваренный из двух полулинз, в – двухлинзовый

Для горизонтального аппарата в нижней части каждой линзы линзового компенсатора просверливают дренажные отверстия с заглушками, которые предназначены для слива воды после гидравлических испытаний аппарата.

#### 1.1.4 Теплообменник с плавающей головкой

Теплообменные аппараты с плавающей головкой (рисунок 6) используются там, где имеет место быть большой разнице температур между корпусом и трубами, а материал не компенсирует температурные напряжения, возникающие в трубной решетке. Благодаря этому, данная конструкция теплообменных аппаратов является широко используемой поверхностной аппаратурой. Трубчатая решетка может передвигаться тем самым позволяя трубному пучку свободно двигаться независимо от обечайки.

Также данный тип теплообменника рекомендуется для работы с отложением и загрязнением межтрубного пространства, потому что после демонтажа трубного пучка можно без проблем механически очистить внешнюю поверхность труб и внутреннюю часть обечайки.

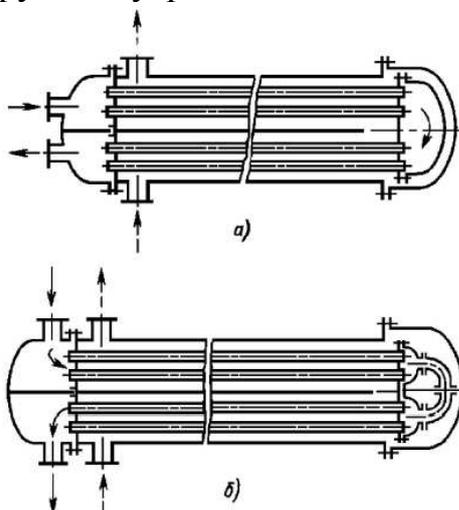


Рисунок 6 – Двухходовой теплообменный аппарат типа ТП с плавающей головкой: а – цельной; б - разрезной

Теплообменные аппараты типа ТП являются стандартизованными по условному давлению, в пределах 16 – 64 атмосфер, по диаметру кожуха 325–1400 мм и поверхностью теплообмена до 1200 м<sup>2</sup> с длиной труб 3–9 м. Масса может достигать до 35 тонн. Теплообменные аппараты используют до рабочих температур в 450 °С.

В кожухотрубных теплообменниках типа ТП мероприятия по демонтажу пучка труб уже не такое трудозатратное мероприятие, что является безусловным плюсом при техническом обслуживании аппаратов, их ремонте, чистке и замене.

На рисунке 7 представлен двухходовой теплообменный конденсатор типа ТП горизонтального расположения, который состоит из обечайки 10 и трубного пучка. Левая трубная решетка 1 соединена фланцевым соединением с корпусом и камерой распределения 2, которая снабжена перегородкой 4. Камера закрыта плоской крышкой 3. Правая, подвижная, трубная решетка установлена внутри корпуса свободно и составляет вместе с присоединенной к ней крышкой 8 «плавающую головку». Со стороны плавающей головки аппарат закрыт крышкой 7. Плавающая головка нужна для компенсации удлинения трубок при нагреве, когда трубки удлиняются, то плавающая головка передвигается внутри корпуса.

В аппаратах, диаметр которых более 800 мм, для беспрепятственного перемещения трубного пучка внутри корпуса устанавливают опорную платформу 6. Верхний штуцер 9 служит для ввода пара (в случае конденсатора на рисунке 7) и, следовательно, у него должно быть большее поперечное сечение; чем у нижнего штуцера 5, который служит для вывода образовавшегося конденсата.

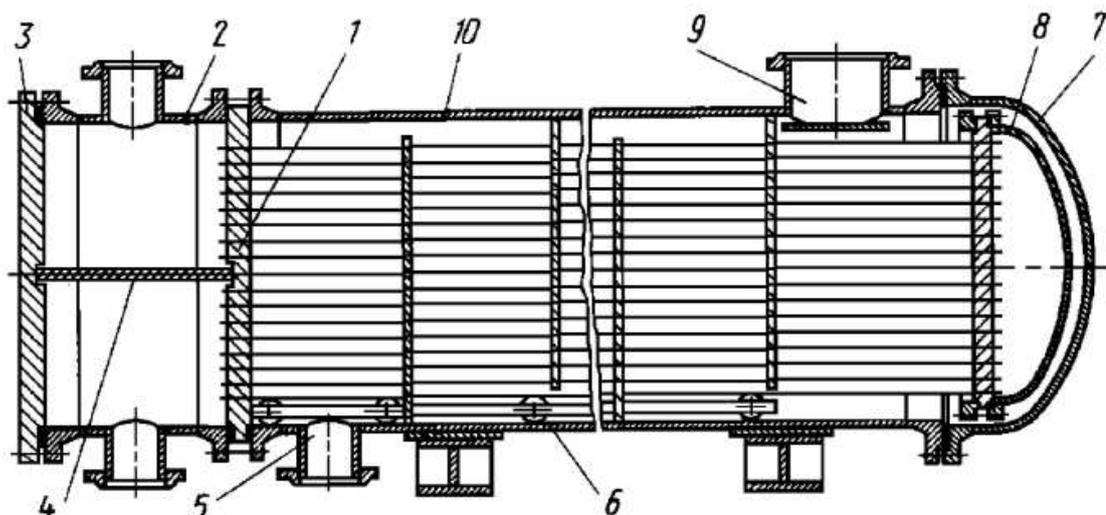


Рисунок 7 – Горизонтальный двухходовой кожухотрубный конденсатор с плавающей головкой

Поперечные перегородки выполняют две функции: первая из которых - поддержание труб и обеспечение жесткости трубного пучка; а вторая –

увеличение коэффициента теплоотдачи за счет ограничения движения межтрубной среды.

За счет плавающей головки теплообменные аппараты типа ТП имеют отличную компенсацию температурных деформаций, но все же она не абсолютная, так как разница расширений самих труб приводит к короблению трубчатой решетки. Чтобы этого избежать (для теплообменников диаметр которых более 1м и при разнице температур в пучке более 100°С) используют разрезную по диаметру плавающую головку (рисунок 6, б).

Наиважнейший узел теплообменного аппарата с плавающей головкой – соединение плавающей трубной решетки с крышкой. Данное соединение обеспечивает легкий демонтаж пучка из корпуса аппарата, а также наименьший зазор  $\Delta$  (рисунок 8) между корпусом и пучком труб. Вариант, изображенный на рисунке 8, а, также дает возможность демонтировать трубный пучок, но при этом зазор  $\Delta$  выходит больше на ширину фланца плавающей головки. Зато крепление по такому монтажу самое простое; оно получило широкое распространение в испарителях с паровым пространством.

Расположение плавающей головки внутри крышки, диаметр которой больше диаметра корпуса, уменьшает зазор  $\Delta$ ; но также осложняются работы по демонтажу аппарата, потому что плавающую головку не получится достать из корпуса теплообменника (рисунок 8, б).

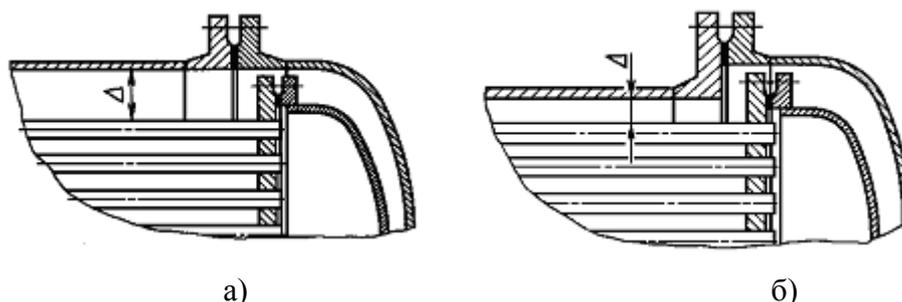


Рисунок 8 – Варианты размещения плавающей головки: а) в кожухе большего диаметра; б) в кожухе меньшего диаметра

Трубы теплообмена кожухотрубных теплообменных аппаратов являются серийно выпускаемыми трубами из углеродистых, коррозионно-стойких сталей и латуни. Диаметр труб сильно влияет на скорость теплоносителя, коэффициент теплоотдачи в трубном пространстве и геометрические характеристики аппарата; чем меньше диаметр труб, тем большее их число можно разместить по окружностям в корпусе данного диаметра. Но при этом трубы меньшего диаметра быстрее засоряются при эксплуатации с загрязненными теплоносителями и сталкиваются со сложностями при механической чистке и сложностями при креплении труб развальцовкой. Поэтому наиболее рационально использовать стальные трубы с наружным диаметром 20 или 25 мм. Трубы с большим диаметром используют при работе с загрязненными или вязкими жидкостями.

Стоит отметить, что при увеличении длины труб и уменьшении диаметра аппарата его стоимость будет уменьшаться. Исходя из данной тенденции наиболее дешевый теплообменный аппарат будет при длине труб 5–7 м.

### 1.1.5 Теплообменник с U-образными трубами

Теплообменные аппараты типа ТУ с U-образными трубами используют, где имеет место быть высокой разнице температур между корпусом и трубами, а материальное исполнение не позволяет компенсировать температурную разницу.

Теплообменники типа ТУ также рекомендуются к работе, где межтрубное пространство постоянно загрязняется. После изъятия трубного пучка из корпуса возможна механическая чистка внешней поверхности трубок.

Кожухотрубные теплообменные аппараты типа ТУ изготавливают горизонтальными и вертикальными. Диаметр колеблется в пределах 325–1400 мм с трубами длиной 6–9 м, с давлением до 64 атмосфер и для рабочих температур до 450 °С. Масса теплообменных аппаратов может достигать 30 тонн. На рисунке 9 представлен теплообменник типа ТУ.

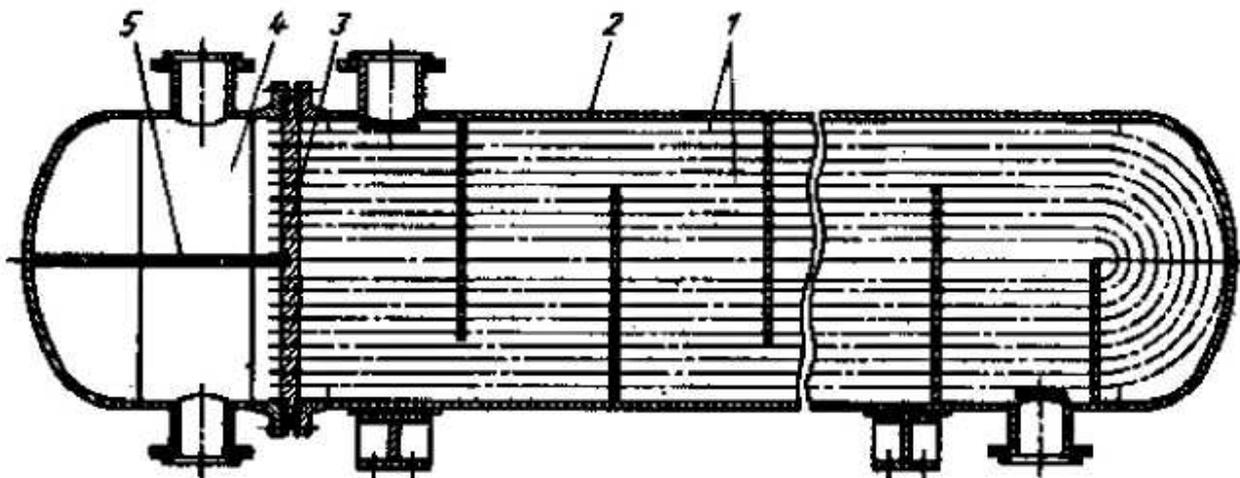


Рисунок 9 – Теплообменник типа ТУ с U-образными трубами

Данный теплообменник (рисунок 9) состоит из корпуса 2 и трубного пучка, имеющий одну трубную решетку 3 и U-образные трубки 1. Трубная решетка вместе с распределительной камерой 4 крепится к кожуху аппарата на фланце. Для разделения ввода и вывода теплоносителя в распределительной камере установлена перегородка 5.

Теплообменные аппараты с U-образными трубками являются двухходовыми по трубному пространству и одно- или двухходовыми по межтрубному пространству. Двухходовые аппараты (рисунок 10) оснащены продольной перегородкой 2, которая извлекается из кожуха 1 вместе с трубным пучком. Для нивелирования течи теплоносителя в зазорах между корпусом аппарата и перегородкой 2 у стенки корпуса ставят гибкие

металлические пластины 3 (рисунок 11, а) или прокладку 3 (рисунок 11, б) из прорезиненного асбестового шнура, уложенную в паз перегородки 2.

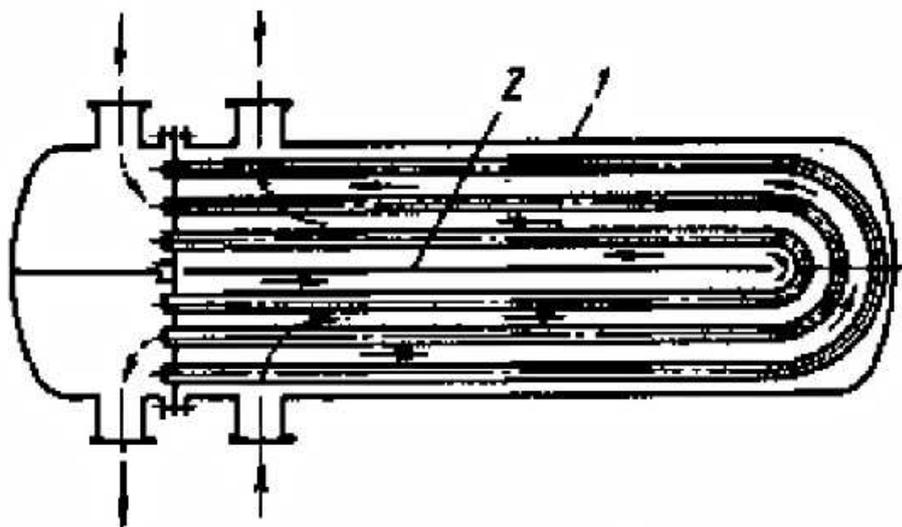


Рисунок 10 – Двухходовой теплообменника типа ТУ

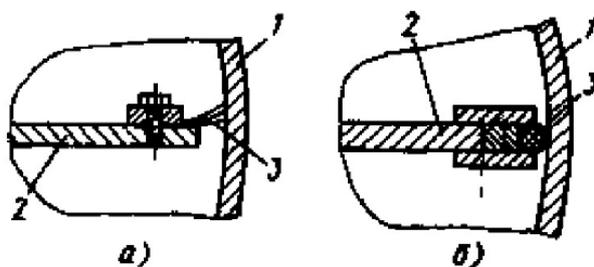


Рисунок 11 – Уплотнения пространства между перегородкой и корпусом: а – гибкой металлической пластиной; б – шнуром.

В аппаратах с исполнением ТУ расширение любой трубы из пучка возможно независимо от кожуха и других труб по соседству. Разность температур стенок труб по ходам в таких аппаратах не должна превышать 100 °С. Иначе возникают опасные температурные напряжения в трубной решетке.

Важное преимущество такой конструкции аппарата заключается в возможности периодического демонтажа трубного пучка для очистки наружной поверхности труб или полной замены пучка, а также чистки внутренней поверхности кожуха. Но не стоит забывать, что наружная поверхность труб в аппаратах типа ТУ неудобна для механической очистки.

Механическая чистка внутренней поверхности труб на полную длину невозможна, поэтому в трубное пространство аппарата направляют среду, которая не образует отложения требующие механическую очистку.

Чистку внутренней поверхности труб в аппаратах типа ТУ производят с помощью воды, водяного пара, горячих нефтепродуктов или химических реагентов. Также имеет место быть гидромеханической чистке, в трубное пространство направляют жидкость содержащая абразив, например, твердые шарики.

Часто, дефекты кожухотрубного теплообменного аппарата типа ТУ связаны с нарушением герметичности узла соединения труб с трубной

решеткой из-за больших изгибающих напряжений, которые возникают от массы труб и среды, которая в них течет. Поэтому аппараты типа ТУ диаметром более 800 мм оборудуют роликовыми опорами для удобства монтажа и уменьшения изгибающих напряжений в трубном пучке

Ко всему прочему к недостаткам теплообменного аппарата с U-образными трубками в трубном пучке следует отнести не самое выгодное заполнение корпуса трубами из-за ограничений этих самых труб (изгиб труб). Как правило U-образные трубы получают гибкой труб в холодном или нагретом состоянии.

Еще одним недостатком является невозможность замены труб (за исключением наружных труб) при выходе их из строя, а также сложность размещения труб, особенно при большом их числе.

Из-за указанных недостатков теплообменные аппараты этого типа не нашли широкого применения.



Рисунок 12 - Пучок U-образных труб

## 1.2 Теплоносители для нагрева нефти

### 1.2.1 Общие сведения

Теплообмен и результативность работы теплообменного аппарата по большей части зависит от рода и физических свойств теплоносителя.

К теплоносителям предъявляются определенные требования, если обобщить, то они должны соответствовать следующим требованиям:

- обладать термостойкостью;
- быть доступными и удобными для хранения и транспортировки;
- обеспечивать интенсивный и стабильный теплообмен в аппарате при относительно малых затратах энергии на циркуляцию;
- иметь высокую температуру кипения и низкую температуру плавления;
- иметь малую химическую активность относительно обслуживающего персонала и оборудования;
- не вызывать коррозии конструкционных материалов;
- обладать устойчивостью при радиоактивном облучении.

Универсальных теплоносителей не существует, поэтому в реальности теплоноситель выбирают, если он удовлетворяет лишь основным свойствам и требованиям для конкретного типа теплообменного аппарата.

Теплоносители могут выступать в качестве газа и капельных жидкостей, но как таковой разницы нет, если исходить из расчетов конвективного теплообмена, так как обе среды являются однофазными. Главное различие между газами и капельными жидкостями определяют их физические свойства, такие как сжимаемость и плотность, что влияет на их докритическое состояние в эксплуатации. Но стоит отметить, что при достижении закритического состояния разница между ними полностью пропадает.

Из соображения процесса теплообмена, а также надежности работы аппарата, выбирают какой теплоноситель направлять в теплообменные трубы, а какой в межтрубное пространство корпуса аппарата. В случае возможного появления коррозии и механических повреждений от определенного теплоносителя, его следует направлять внутрь теплообменных труб, так как дешевле изготовить более дорогие теплообменные трубы из материала, который будет нивелировать коррозию и механические повреждения, вызываемые теплоносителем, нежели корпус теплообменника. Чтобы не делать толстый корпус теплообменника, то в теплообменные трубы направляют теплоноситель под большим давлением, чем в межтрубном пространстве корпуса. Также в трубы направляют более загрязненный теплоноситель, потому что трубы чистить проще, чем межтрубное пространство теплообменника. Например, дымовые газы обычно проходят в трубах, что уменьшает засорение аппарата золой и сажей, а пар и воздух — в межтрубном пространстве.

Далее рассмотрим наиболее распространенные теплоносители, которые используют для подогрева нефти центрального пункта сбора нефти.

### 1.2.2 Газообразные теплоносители

Воздух является ярким примером газообразного теплоносителя, имеет ряд преимуществ, может служить первичным теплоносителем и применяться для отвода тепла в энергетическом цикле. В достаточной мере воздух удовлетворяет и перечисленным требованиям, предъявляемым к теплоносителям: имеется в неограниченном количестве, во многих случаях его применение способствует облегчению конструкций теплообменников, делает их транспортабельными; воздух не оставляет разных солевых отложений на теплообменных поверхностях, может применяться в открытых системах. Основным недостатком являются его невысокий коэффициент теплопередачи, окислительная способность по отношению к конструкционным материалам.

Наиболее удобным теплоносителем является водяной пар. Его легко транспортировать к месту потребления. Достоинствами водяного пара как теплоносителя являются высокий коэффициент теплоотдачи при его конденсации, большие значения скрытой теплоты конденсации, возможность использования конденсата и другие.

Также часто в качестве теплоносителя используется насыщенный водяной пар, так как расход перегретого водяного пара вследствие его малой теплоемкости высок, а коэффициент теплоотдачи от перегретого пара к теплообменной поверхности мал. К недостаткам водяного пара как теплоносителя относится сравнительно низкая температура его при высоком давлении. Так, при абсолютном давлении  $P=0,98$  МПа температура конденсации пара равна  $179$  °С, и, следовательно, использовать его можно при нагреве до температуры не выше  $160—170$  °С. Для нагрева среды до  $200$  °С требуется насыщенный пар подавать под давлением  $2,5—3,0$  МПа.

При нагреве до высоких температур значительного снижения давления в теплообменной аппаратуре можно достигнуть, применяя конденсирующийся теплоноситель с более высокой температурой кипения.

Стоит отметить, что область применения газообразных теплоносителей, расширяется с повышением уровня температур.

Наряду с воздухом широкое распространение в качестве теплоносителя получили такие газы как:

- дымовые газы;
- азот;
- углекислый газ;
- двуокись серы;
- водород;
- гелий;

- пары воды и других веществ.

Газы отличаются большой сжимаемостью и малой плотностью, поэтому при помещении в сосуд они заполняют весь его объем и не проявляют свойственного жидкостям поверхностного натяжения.

Физические свойства газов в основном изменяются с изменением температуры и давления. Молекулы газов двигаются хаотично и непрерывно.

### **1.2.3 Капельные теплоносители**

Из жидких теплоносителей наиболее широко распространена вода. Процессы теплообмена в потоке воды происходят относительно интенсивно, а компактность используемых теплообменников высока. Вместе с тем вода вызывает коррозию и дает солевые отложения.

Все шире применяются такие органические теплоносители, как дифенил, трифенил, изопропилдифенил, глицерин, триэтиленгликоль, дваэтиленгликоль и другие, которые имеют относительно высокую температуру кипения и не вызывают коррозии конструкционных материалов. Следует отметить, что процессы теплообмена в потоках органических теплоносителей характеризуются относительно высокими коэффициентами теплоотдачи (они лишь несколько ниже, чем у воды), что обуславливает компактность теплообменников. Основными недостатками органических теплоносителей является невысокая термостойкость, горючесть, а также токсичность некоторых из них, что усложняет условия их эксплуатации.

## **1.3 Существующие технологии ремонта теплообменников**

### **1.3.1 Способы ремонта теплообменников**

Под технологией ремонта понимается технический способ выполнения ремонта с определенной последовательностью операций. При этом можно выделить способы восстановления, общие для всех деталей, и способы восстановления типовых деталей и сборочных единиц. Восстановление деталей применяется при отсутствии запасных частей. В качестве восстановительных операций используют:

- Сварку;
- Наплавку;
- Металлизацию;
- Электролитическое восстановление детали;
- Восстановление пластмассами.

На всех химических и нефтехимических предприятиях существует система планово-предупредительного ремонта (ППР) оборудования, в том числе и кожухотрубных теплообменников центрального пункта сбора нефти. Система планово-предупредительного ремонта (ППР) предупреждает износ

оборудования, создает необходимые предпосылки для увеличения времени бесперебойной работы и повышения качества ремонтных работ.

В процессе длительной эксплуатации теплообменные аппараты подвергаются загрязнению и износу. Поверхность их покрывается накипью, маслом, отложениями солей и смол, окисляется и так далее. С увеличением отложений возрастает термическое сопротивление стенки и ухудшается теплообмен.

Износ теплообменного аппарата выражается в следующем:

- Уменьшением 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.

Из вышесказанного следует, что способ ремонта напрямую зависит от конкретных последствий износа аппарата в процессе его эксплуатации. Далее остановимся поподробней на каждом дефекте, которые представлены выше и подберем соответствующие ремонтные операции для его устранения.

Изношенные участки корпуса фиксируют с помощью гидравлической опрессовки или ультразвуковой дефектоскопии.

Выпучины и вмятины на корпусе и днище выправляются ударами кувалды по медной подкладке во избежание образования искры во время удара. Если дефекты невозможно устранить ударами, то поврежденные части удаляются или на них ставятся накладки.

Дефектные штуцера и трубные решетки при достижении макси-мальных величин износа и прогиба заменяются.

Свищи и трещины устраняются путем заварки или постановкой накладок с предварительным удалением дефектного участка.

При помощи цветной дефектоскопии определяют протяженность и положение концов трещин, обнаруженных в корпусе. Эти концы до заварки засверливают сверлами диаметром 3 – 4 мм. Несквозные трещины глубиной не более 0,4 толщины стенки раз-дельваются под заварку односторонней вырубкой на максималь-ную глубину трещины со снятием кромок под углом 50 – 60°. При трещине более 100 мм сварку проводят обратноступенчатым методом. Сквозные и несквозные трещины глубиной более 0,4 толщины стенки разделяют на всю толщину вырубкой зубилом или газорезкой. При появлении гнездообразных трещин повре-ждённые места вырезаются и закрываются заплатами без острых углов. Заплаты свариваются заподлицо с

основным металлом. Площадь заплаты не должна превышать 1/3 площади листа аппарата.

При частичной замене корпуса аппарата необходимо выполнять следующие требования:

1) материал для изготовления новых частей корпуса по механическим и химическим свойствам должен быть одинаковым с материалом ремонтируемого корпуса;

2) толщина листа заменяемой части должна быть не меньше проектной;

3) электроды должны соответствовать свариваемому материалу;

4) замыкающие обечайки должны быть шириной не менее 400 мм;

5) продольные швы в горизонтальных аппаратах не должны быть в нижней части аппарата;

6) кромки поверхности обечайки и основного металла на ширине 10 мм необходимо зачистить перед сваркой до чистого металла;

7) продольные швы в отдельных обечайках цилиндрической части аппарата, а также меридиональные или хордовые швы днищ, примыкающие к обечайкам, должны быть смещены относительно друг друга не менее чем на 100 мм;

8) расстояние между продольными швами в отдельных обечайках должно быть не менее 200 мм;

9) при сварке стыков необходимо предусмотреть плавный переход от одного элемента к другому.

### **1.3.2 Оборудование и приспособления, применяемые для ремонта теплообменников**

В процессе ремонта теплообменной аппаратуры применяется различное оборудование, которое проектируется конкретно под определенные технологические операции. Наиболее распространенным видом технологического оборудования для ремонта теплообменников является оборудование, предназначенное чистки теплообменника и для извлечения пучка теплообменных труб из корпуса обечайки теплообменного аппарата. Поэтому в данном подразделе в основном будет рассмотрен именно данный тип технологического оборудования для ремонта теплообменных аппаратов.

Наименее механизированным способом извлечения трубных пучков из теплообменников - извлечение с помощью лебедок и домкратов. Более технологичным способом, для извлечения трубного пучка, является извлечение трубного пучка с помощью экстракторов. Экстракторы, это приспособления, которые крепятся на фланце теплообменника и с помощью домкрата или лебедки выталкивают трубный пучок. Извлекаемый пучок движется вместе с тележкой, на которой крепится его передняя часть.

Довольно часто в качестве экстракторов применяют приспособления для захвата трубного пучка в сочетании с грузоподъемным механизмом.

Доставаемый из горизонтальных теплообменников трубный пучок находится в горизонтальном положении автомобильным краном, с помощью тали и передвижного монорельса или тележки.

Схема извлечения трубного пучка с помощью лебедки и автокрана представлена на рисунке 13.

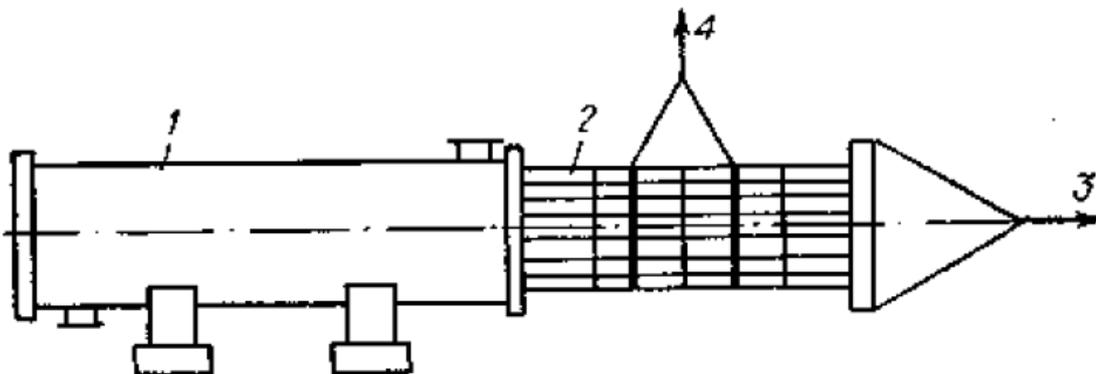


Рисунок 13 – Извлечение трубного пучка при помощи лебедки и автокрана:  
1 – корпус теплообменника; 2 – трубный пучок; 3 – строп к лебедке; 4 – строп к автокрану.

На рисунке 14 представлен способ демонтажа трубного пучка с помощью стационарного монорельса с лебедкой. На монорельсе помещается два тельфера, что позволяет без затруднений проводить демонтаж и монтаж трубочатки. Демонтаж трубочатки происходит отводным блоком 5 и полиспадом 6. Для этого может также применяться передвижной монорельс (рисунок 15).

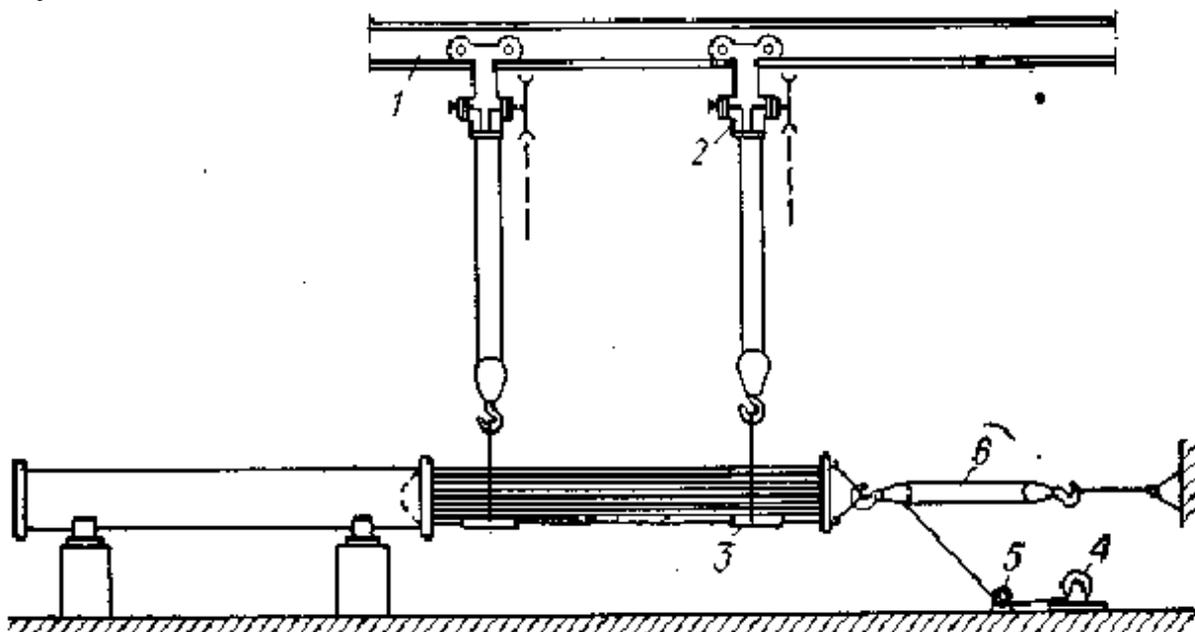


Рисунок 14 – Приспособление для смены пучков теплообменников:  
1 – направляющая балка; 2 – тельфер; 3 – подкладка под пучок; 4 – лебедка; 5 – отводной блок; 6 – полиспад.

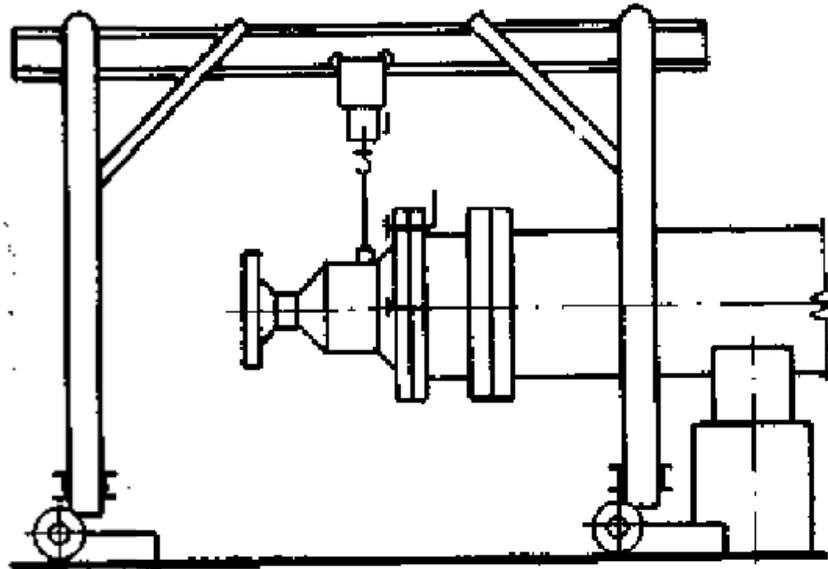


Рисунок 15 – Передвижной монорельс

Извлечение трубчатki с помощью передвижной тележки показано на рисунке 16. Тележка 6 жестко крепится к фланцу трубного пучка с помощью соединительной планки 4 и болтов 3. Для этой цели на плите 8 установлен опорный сухарь 7. Для регулировки высоты трубного пучка опорная плита 8 соединяется с платформой тележки с помощью четырех винтовых домкратов 9. Извлечение трубчатki производится лебедкой 1, при этом усилие лебедки прилагается к тележке.

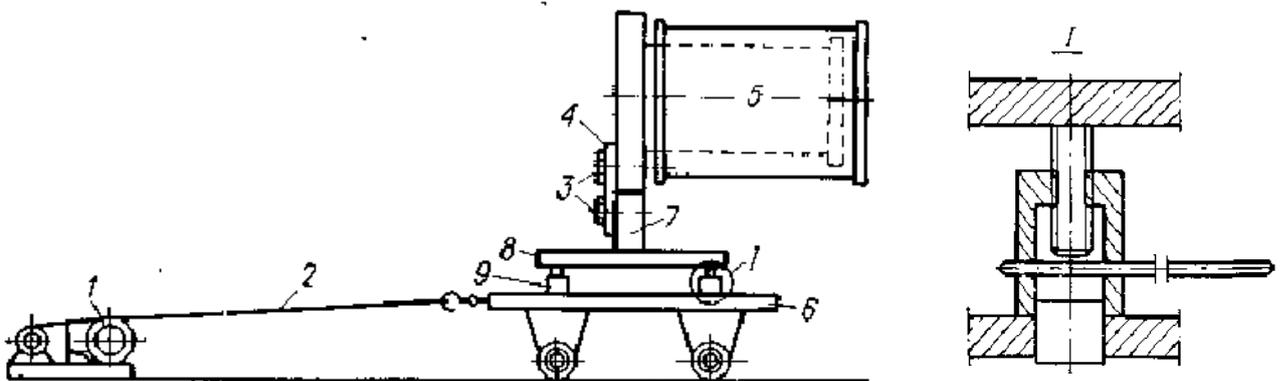


Рисунок 16 – Приспособления для извлечения трубчатki из горизонтального теплообменника: 1 – лебедка; 2 – трос; 3 – болты; 4 – соединительная планка; 5 – теплообменник; 6 – тележка; 7 – опорный сухарь; 8 – плита; 9 – домкрат для подъема опорной плиты.

Для теплообменной аппаратуры, находящейся на высоте, более приемлемо использование автомобильного крана. Стоит отметить, что демонтаж трубного пучка из вертикальных теплообменников проще, чем из горизонтальных, и осуществляется, обычно аналогичными способами.

Для монтажа трубного пучка в обечайку корпуса помимо описанных выше вариантов, также используется специальное монтажное

приспособление, используемое вместо лебедки (рисунок 17). Оно состоит из корпуса 3 с фланцем и привода. В привод с редуктором установлен барабан 5 для намотки стального троса. В корпусе 3 для направления троса установлены два ролика 4. Приспособление крепится к корпусу теплообменника вместо крышки (рисунок 18). Установка труб происходит при поддержке тельферами или тележкой.

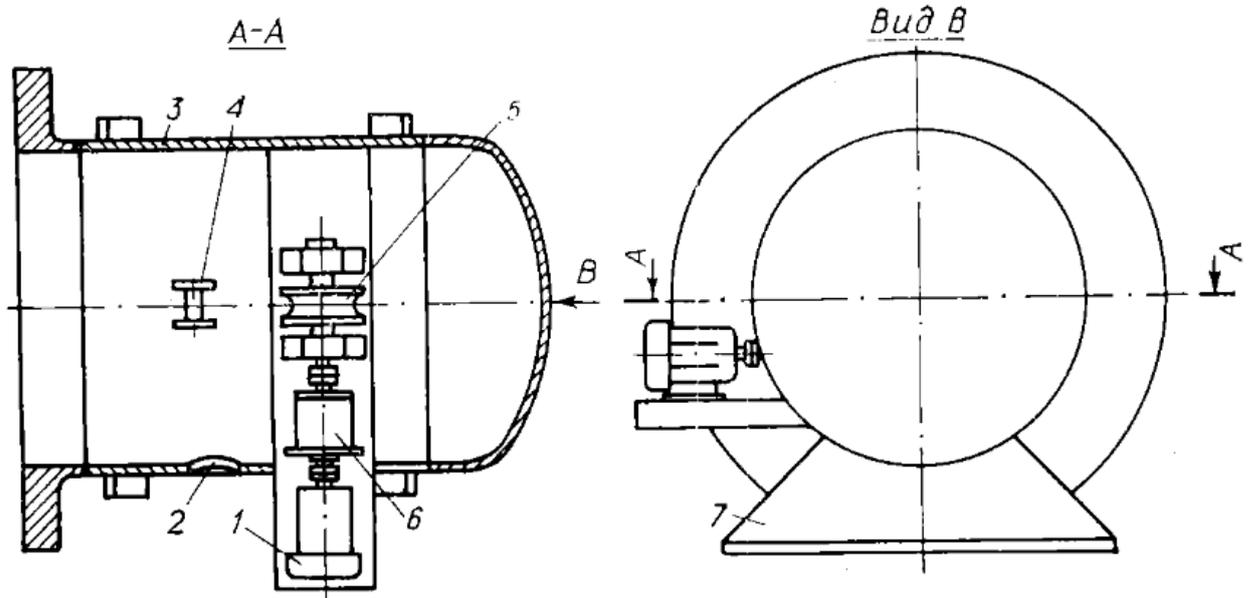


Рисунок 17 – Переносное устройство: 1 – электродвигатель; 2 – окно; 3 – корпус; 4 – ролики; 5 – барабан; 6 – редуктор; 7 – опоры.

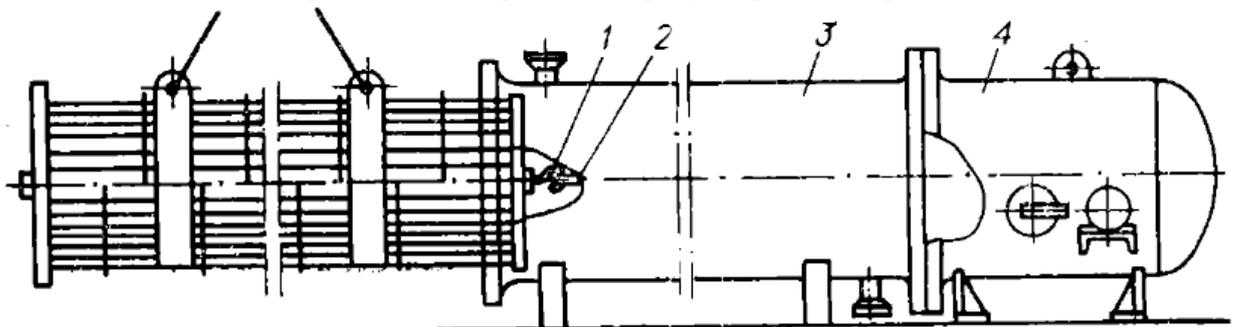


Рисунок 18 – Установка трубного пучка в корпус теплообменника: 1 – крюк; 2 – трос; 3 – теплообменник; 4 – переносное устройство.

Приспособление для механической чистки трубок показано на рисунке 19. Оно состоит из пневмодрели 1, используемой в качестве привода, конуса Морзе 2 и трубки 3 с закрепленным на ней держателем резцов 5. Держатель имеет два отверстия, в которые вставляются шпильки, служащие для свободного закрепления двух симметрично расположенных резцов 6 с напаянными победитовыми наконечниками 7. На трубку 3 насажена трубка 4 большего диаметра, которая служит для удержания приспособления во время работы. Резцы к стенкам очищаемых трубок прижимаются с помощью пружины 8, а также центробежной силой и при вращении очищают осадок со стенок. После первичной обработки трубок резцом их подвергают окончательной чистке стальным ершом.

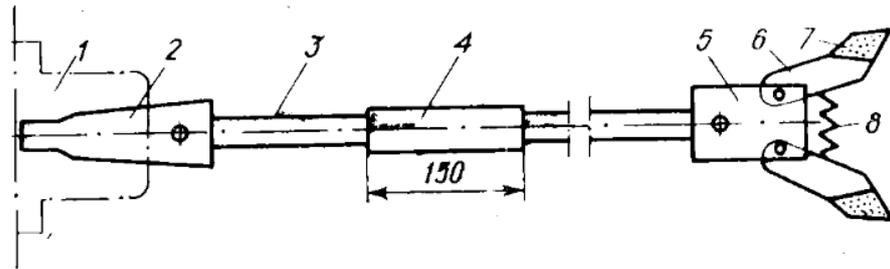


Рисунок 19 – Приспособление для чистки труб: 1 – пневмодрель; 2 – конус Морзе; 3 – трубка; 4 – трубка-держатель; 5 – держатель резцов; 6 – резец; 7 – победитовый наконечник; 8 – пружина.

Обычно при механическом способе чистка происходит благодаря приводным или ручным инструментам. Крышки теплообменного аппарата при этом снимаются. Приспособление для удаления твердых и хрупких отложений накипи, кокса, солей с внутренних поверхностей горизонтальных и вертикальных трубок теплообменников, представлено на рисунке 20. К тали 6 подвешивается сверлильная машина, которая состоит из бура 1, полого вала 2, распределительного золотника 3, электро- или пневмопривода 4 и упора 5. Таль располагается на кран-балке, помещаемой на двух треногах 7. При вращении и поступательном движении бура 1 происходит разрыхление отложений на внутренней поверхности трубки. Вода, подаваемая через золотниковое устройство 3, вымывает грязь. Также возможна подача воздуха и водяного пара.

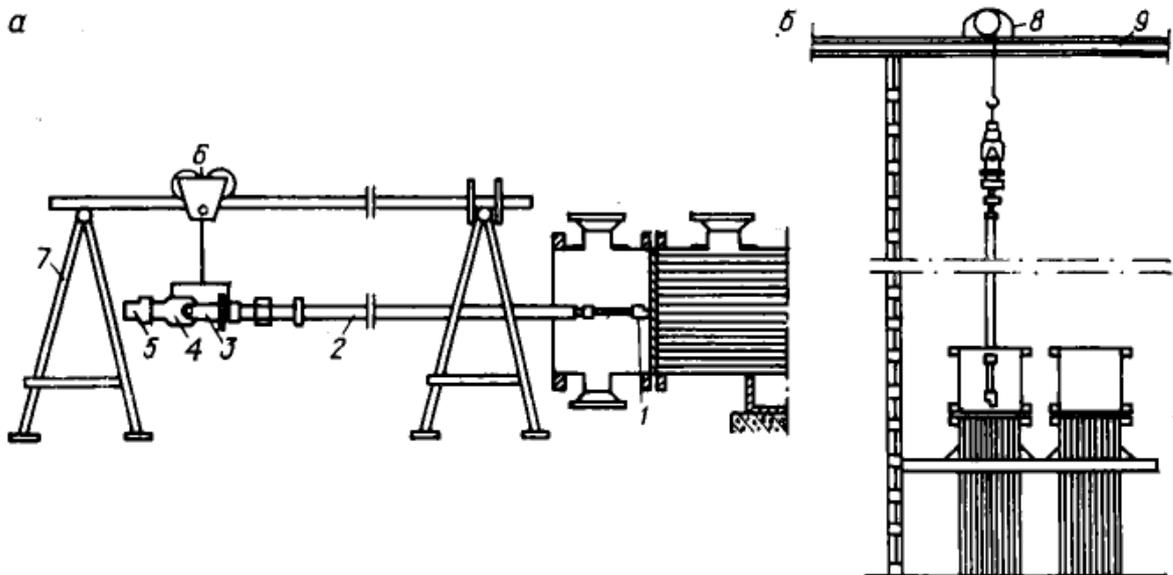


Рисунок 20 – Приспособление для механической чистки теплообменника: а – горизонтального, б – вертикального; 1 – бур; 2 – полый вал; 3 – распределительный золотник; 4 – привод; 5 – упор; 6 – таль; 7 – тренога; 8 – лебедка; 9 – подкрановые пути.

Правка вмятин в трубах осуществляется с помощью приспособления, изображенного на рисунке 21. Штанга 2 продевается через трубу до упора оправки 1 во вмятину. После этого на штангу надеваются шайба 3 и гайка 4. При завинчивании гайки оправка выпрямляет вмятый участок.

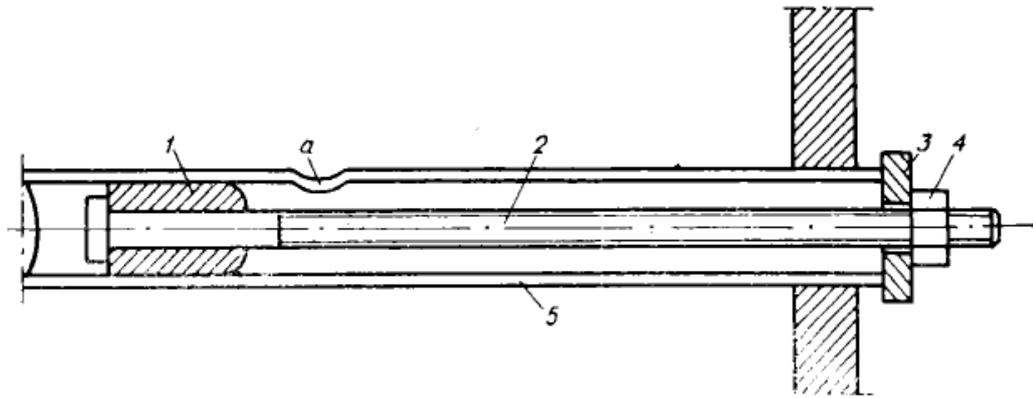


Рисунок 21 – Приспособление для правки вмятин в трубах: 1 – оправка; 2 – штанга с резьбой; 3 – шайба; 4 – гайка; 5 – труба; а – вмятина.

На рисунке 22 представлено сальниковое приспособление, которое используется при гидравлическом испытании аппарата, когда одна из крышек теплообменника снимается и на ее место монтируется данное сальниковое приспособление, предназначенное для обеспечения герметичности между корпусом и плавающей головкой.

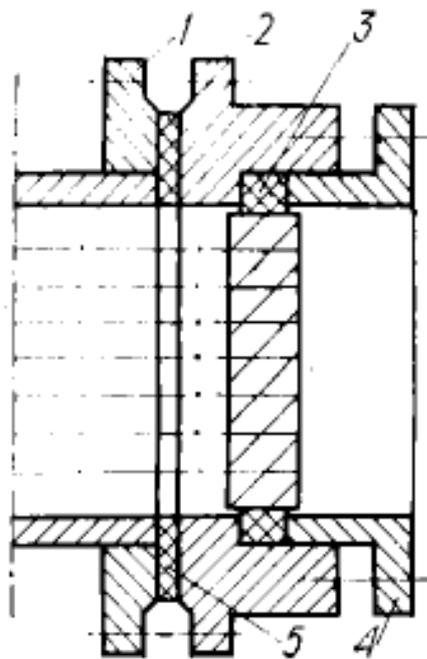


Рисунок 22 – Сальниковое приспособление для опрессовки: 1 – корпус; 2 – фланец; 3 – сальниковая прокладка; 4 – нажимная втулка; 5 – прокладка.

На рисунке 23 приведена уже другая конструкция такого приспособления, применяемая для широкого диапазона длин трубного пучка. Резиновый шнур, выполняющий роль сальниковой набивки, прижимается не к цилиндрической поверхности трубной решетки, а к ее торцовой поверхности. Фланец 3 крепится к корпусу теплообменника четырьмя болтами и обжимает резиновую прокладку 2. Для увеличения жесткости на фланце имеются ребра.

Для универсальности приспособления на его фланце проделываются по четыре отверстия для различных размеров болтов, равномерно расположенных по окружности.

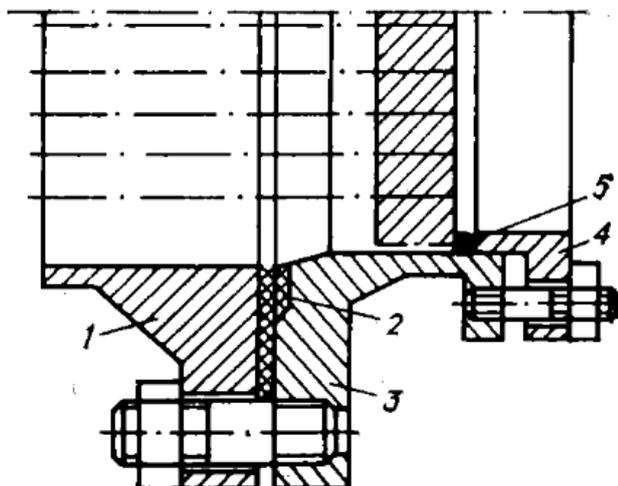


Рисунок 23 – Приспособление для опрессовки: 1 – корпус; 2 – резиновая прокладка; 3 – фланец; 4 – прижимная втулка; 5 – резиновый шнур.

#### 1.4 Заключение к литературному обзору

В ходе литературного обзора я подробно изучил и провел анализ различных конструкций кожухотрубных теплообменных аппаратов для нагрева нефти. Выявил плюсы и минусы каждого типа исполнения аппарата.

Проанализировал, какие теплоносители используют для нагрева нефти.

Привел примеры способов ремонта кожухотрубных теплообменников, а также оборудования, которое применяют для ремонта кожухотрубных теплообменников.

## 2 Конструкторско-технологический раздел

### 2.1 Выбор конструкции теплообменника

Объектом ВКР является кожухотрубный теплообменный аппарат, применяемый на центральном пункте сбора нефти. Расход нефти: 20 т/ч. Рабочее давление трубного пространства: 8,5 МПа. Рабочее давление межтрубного пространства: 1,6 МПа. Рабочая температура среды трубного пространства: 30-45°C. Рабочая температура среды межтрубного пространства: 120-150°C. Состав рабочей среды трубного пространства: нефть 100%. Состав рабочей среды межтрубного пространства: смесь ТЭГ (58%) и воды (42%).

Роль теплообменника в технологическом процессе заключается в поддержании установленных параметров, которые позволяют минимизировать образование парафинистых отложений на стенках трубопровода и других факторов, осложняющих транспортировку товарной нефти по магистральному нефтепроводу.

Основываясь на литературный обзор и личный опыт, полученный на производственной и преддипломной практике в разных компаниях и на разных месторождениях, выбор пал на конструкцию кожухотрубного теплообменника с U-образными трубами в трубной решетке (ТУ) и двухходовым по межтрубному пространству, тип расположения – горизонтальный.

В аппаратах типа У обеспечивается свободное температурное удлинение труб, каждая труба может расширяться независимо от кожуха и соседних труб. Также преимуществом аппаратов типа У является возможность периодического извлечения трубного пучка для очистки наружной поверхности труб или полной замены пучка.

### 2.2 Расчёт кожухотрубного теплообменника для нагрева нефти

#### 2.2.1 Исходные данные

$P_T = 1.6$  МПа – Рабочее давление в межтрубном пространстве;

$P_H = 8.5$  МПа – Рабочее давление в трубном пространстве;

$T_T = 150^\circ\text{C} = 423$  K – Рабочая температура водного раствора ТЭГ;

$T_H = 40^\circ\text{C} = 338$  K – Рабочая температура нефти;

$G_H = 20$  т/час – Расход нефти;

$t_1 = 20^\circ\text{C} = 293$  K – Начальная температура нефти;

$t_2 = 60^\circ\text{C} = 333$  K – Конечная температура нефти.

Все расчеты были произведены с помощью ЭВМ и системы автоматизированного проектирования MathCAD.

## 2.2.2 Расчет основных размеров теплообменника

### 2.2.2.1 Предварительное определение поверхности теплообмена

Для того чтобы определить основные конструктивные размеры элементов теплообменника, необходимые для расчёта, следует ориентировочно определить величину поверхности теплообмена  $F$ . Для этого ориентировочно определяют количество тепла, передаваемого в теплообменнике как

$$Q = G_H \cdot c_H \cdot (t_2 - t_1), \quad (1)$$

где  $G_H$  - расход нефти;

$c_H = 1.88 \cdot 10^3 \frac{\text{Дж}}{\text{кг}\cdot\text{К}}$  – удельная теплоёмкость нефти при средней ее температуре;

$t_2$  – конечная температура нефти;

$t_1$  – начальная температура нефти.

Посчитаем количество теплоты  $Q$  по формуле (1).

$$Q = \frac{20 \cdot 10^3}{3600} \cdot 1.88 \cdot 10^3 \cdot (333 - 293) = 4.178 \cdot 10^5 \text{ Вт.}$$

Площадь теплопередающей поверхности аппарата определяется как

$$F = \frac{Q}{k \cdot \Delta t_{\text{cp}}}, \quad (2)$$

где  $k = 120 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$  - коэффициент теплопередачи;

$\Delta t_{\text{cp}}$  - средняя разность температур между теплоносителями.

Средняя разность температур между теплоносителями  $\Delta t_{\text{cp}}$  определяется по формуле

$$\Delta t_{\text{cp}} = \frac{\Delta T_B - \Delta T_M}{\ln\left(\frac{\Delta T_B}{\Delta T_M}\right)}, \quad (3)$$

где  $\Delta T_B = T_H - t_1$  - наибольшая разность температур;

$\Delta T_M = T_H - t_2$  - наименьшая разность температур.

Посчитаем среднюю разность температур между теплоносителями  $\Delta t_{\text{cp}}$  по формуле (3).

$$\begin{aligned} \Delta T_B &= T_H - t_1 = 338 - 293 = 45 \text{ K}, \\ \Delta T_M &= T_H - t_2 = 338 - 333 = 5 \text{ K}, \\ \Delta t_{\text{cp}} &= \frac{45 - 5}{\ln\left(\frac{45}{5}\right)} = 18.205 \text{ K}. \end{aligned}$$

Определим величину поверхности теплообмена  $F$  по формуле (2).

$$F = \frac{4.178 \cdot 10^5}{120 \cdot 18.205} = 191.24 \text{ м}^2.$$

### 2.2.2.2 Выбор теплообменных труб

Обычно в кожухотрубных теплообменниках применяют металлические трубы. В теплообменниках используют цельнотянутые бесшовные трубы из сталей в соответствии с коррозионной активностью среды. Для теплообменников с подвижной трубной решеткой (ТП, ТС и ТУ) используют трубы ( $d_{\text{нар}} \times S_{\text{ст}}$ ): 20×2, 25×2, 25×2.5, 38×3 мм и длиной  $L = 3.0, 6.0, 9.0$  м.

Предварительно выбираем размеры труб:

- наружный диаметр  $d_{\text{нар}} = 25$  мм;
- внутренний диаметр  $d_{\text{внутр}} = d_{\text{нар}} - 2S_{\text{ст}} = 21$  мм;
- толщина стенки  $S_{\text{ст}} = 2$  мм;
- длина труб  $L = 3$  м.

### 2.2.2.3 Определение числа ходов в теплообменнике и числа труб

Так как конструкция теплообменного аппарата представляет собой трубную решетку с U-образными трубами, то соответственно число ходов труб  $z = 2$ . Далее определяем общее количество труб в теплообменнике по формуле

$$n = \frac{F}{\pi \cdot d_{\text{нар}} \cdot L}, \quad (4)$$

где  $F$  - то же, что и в формуле (2);

$d_{\text{нар}}$  - наружный диаметр труб;

$L$  - длина труб.

Посчитаем общее количество труб в теплообменнике по формуле (2).

$$n = \frac{191.24}{\pi \cdot 0.025 \cdot 3} = 811.647.$$

Округляем и принимаем общее количество труб  $n = 900$ .

### 2.2.2.4 Размещение труб в трубной решетке

Обычно в теплообменниках трубы размещают по вершинам равносторонних треугольников или квадратов с минимально возможным шагом. Трубы в трубных решётках крепят развальцовкой, сваркой, пайкой и, иногда, клеей. Для труб диаметром  $16 \leq d_{\text{нар}} \leq 60$  мм шаг труб  $t$

ориентировочно можно определить, как  $t = (1.3 \div 1.5) \cdot d_{\text{нар}}$  мм. Для того чтобы трубная решётка не деформировалась при креплении труб, шаг между трубами должен быть не менее:

при развальцовке  $t \geq d_{\text{нар}} + 5$  мм;

при пайке  $t \geq d_{\text{нар}} + 4$  мм;

при сварке  $t \geq d_{\text{нар}} + 6$  мм, если толщина  $\delta_T \leq 2$  мм ;

$t \geq d_{\text{нар}} + 3 \cdot \delta_T$  мм, если толщина  $\delta_T \geq 2$  мм.

При разметке трубной решётки трубы располагают, по возможности, заполняя всю площадь круга, предусматривая места для размещения перегородок, формирующих ходы в многоходовых теплообменниках.

Выбираем тип размещения труб по вершинам треугольников с шагом  $t = d_{\text{нар}} + 5$  мм = 30 мм так , как крепление труб в решетке происходит с помощью развальцовки.

### 2.2.2.5 Диаметр корпуса теплообменника

Примерный внутренний диаметр корпуса теплообменника можно посчитать по формуле

$$D = k_1 \cdot t \cdot \sqrt{\frac{n}{k_2}}, \quad (5)$$

где  $k_1 = 1.05$  – при размещении труб в трубной решетке по вершинам треугольников;

$t$  – шаг между трубами;

$n$  – общее количество труб;

$k_2 = 0.85$  – коэффициент заполнения трубной решетки.

Произведем вычисления примерного внутреннего диаметра корпуса теплообменника по формуле (5).

$$D = 1.05 \cdot 0.03 \cdot \sqrt{\frac{900}{0.85}} = 1.025 \text{ м.}$$

$D$  - диаметр круга, на котором размещаются трубы (обычно принимают равным внутреннему диаметру корпуса теплообменника). Принимается ближайшее большее значение внутреннего диаметра из стандартного ряда  $D[\text{м}]$ : 0.159; 0.273; 0.325; 0.4; 0.6; 0.8; 1.0; 1.2; 1.4; 1.6; 2.4; 2.6; 2.8.

Принимаем  $D = 1.2$  м.

Следует оценить, как выглядит теплообменник. Если диаметр теплообменника близок к его длине, следует выбрать большую длину труб, при этом уменьшится и число ходов. Если теплообменник длинный и малого диаметра – следует принять меньшую длину труб. Обычно отношение длины труб к диаметру теплообменника выбирают в пределах:  $\frac{L}{D} = 2 \div 6$ .

Проверяем отношение длины труб к диаметру  $\frac{L}{D} = \frac{3}{1.2} = 2.5$ , данное значение попадает в пределы  $\frac{L}{D} = 2 \div 6$ , поэтому оставляем значения диаметра корпуса и длины труб без изменений.

### 2.2.3 Тепловой расчет

Тепловой расчёт теплообменника проводится для определения основной характеристики теплообменника - площади поверхности теплообмена.

#### 2.2.3.1. Тепловой баланс

Найдем количество теплоты, расходуемое на нагрев нефти по формуле (1).

$$Q = \frac{20 \cdot 10^3}{3600} \cdot 1.88 \cdot 10^3 \cdot (333 - 293) = 4.178 \cdot 10^5 \text{ Вт.}$$

Уравнение теплового баланса имеет вид

$$G_{\text{ТЭГ}} \cdot r \cdot (1 - \chi) = G_{\text{н}} \cdot c_{\text{н}} \cdot (t_2 - t_1), \quad (6)$$

где  $G_{\text{ТЭГ}}$  – расход водного раствора ТЭГ;

$r = 914 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$  – теплота фазового перехода;

$\chi = 0.03$  – доля тепла, теряемая в окружающую среду;

$G_{\text{н}}$  – то же, что и в формуле (1);

$c_{\text{н}}$  – то же, что и в формуле (1);

$t_2$  – то же, что и в формуле (1);

$t_1$  – то же, что и в формуле (1).

Из уравнения (6) выражаем расход водного раствора ТЭГ ( $G_{\text{ТЭГ}}$ ) и считаем его численное значение.

$$G_{\text{ТЭГ}} = \frac{G_{\text{н}} \cdot c_{\text{н}} \cdot (t_2 - t_1)}{r \cdot (1 - \chi)} = \frac{\frac{20 \cdot 10^3}{3600} \cdot 1.88 \cdot 10^3 \cdot (333 - 293)}{914 \cdot 10^3 (1 - 0.03)} = 1.696 \frac{\text{т}}{\text{ч}}.$$

#### 2.2.3.2 Коэффициент теплоотдачи со стороны водного раствора ТЭГ

Для определения коэффициента теплоотдачи на наружной поверхности труб можно использовать зависимость

$$\alpha_1 = A_1 \cdot \varepsilon \cdot \lambda_{\text{ТЭГ}} \cdot \sqrt[3]{\frac{\rho_{\text{ж}} \cdot L_1 \cdot n}{\mu_{\text{ТЭГ}} \cdot G_{\text{ТЭГ}}}}, \quad (7)$$

где  $A_1 = 2.02$  – для горизонтальных труб (горизонтальные теплообменники);  
 $\varepsilon = 0.6$  – для  $n \geq 100$ ;

$\lambda_{ТЭГ} = 0.34 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$  – коэффициент теплопроводности водного раствора ТЭГ;

$\mu_{ТЭГ} = 1.736 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$  – динамический коэффициент вязкости водного раствора ТЭГ;

$L_1 = d_{\text{нар}}$  – наружный диаметр трубы;

$n$  – то же, что и в формуле (4);

$G_{ТЭГ}$  – то же, что и в формуле (6);

$\rho_{\text{ж}}$  – плотность 42% водного раствора ТЭГ.

Как видно из (7), коэффициент теплоотдачи со стороны наружной поверхности труб  $\alpha_1$  зависит от геометрических характеристик поверхности теплообмена  $d_{\text{нар}}$  и  $n$ , которые определены выше из оценочных расчётов.

Посчитать плотность водного раствора ТЭГ можно по данной формуле

$$\rho_{\text{ж}} = (0.58 \cdot \rho_{ТЭГ} + 0.42 \cdot \rho_{\text{вода}}), \quad (8)$$

где  $\rho_{ТЭГ} = 1120 \text{ кг/м}^3$  – плотность ТЭГ;

$\rho_{\text{вода}} = 998.2 \text{ кг/м}^3$  – плотность воды.

Подставляем значения плотностей воды и ТЭГ в формулу (8) и получаем плотность раствора.

$$\rho_{\text{ж}} = (0.58 \cdot 1120 + 0.42 \cdot 998.2) = 1069 \text{ кг/м}^3.$$

Теперь можем посчитать коэффициент теплоотдачи на наружной поверхности труб по формуле (7).

$$\alpha_1 = 2.02 \cdot 0.6 \cdot 0.34 \cdot \sqrt[3]{\frac{1069 \cdot 0.025 \cdot 900}{1.736 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{1.696 \cdot 10^3}{3600}}} = 127.181.$$

### 2.2.3.3 Коэффициент теплоотдачи со стороны нефти

Теплообмен между стенкой канала (трубы) и движущейся в нём сплошной средой описывается критериальным уравнением

$$Nu = 0.021 \cdot Re^{0.8} \cdot Pr^{0.43}, \quad (9)$$

где  $Re$  – число Рейнольдса (гидродинамический критерий);

$Pr$  – число Пандтля (критерий теплофизических свойств);

Число Рейнольдса и число Пандтля можно определить по формулам

$$Re = \frac{w_H \cdot (d_{нар} - 2 \cdot S_{ст}) \cdot \rho_H}{\mu_H}, \quad (10)$$

$$Pr = \frac{\mu_H \cdot c_H}{\lambda_H}, \quad (11)$$

где  $w_H = 2$  м/с – скорость нефти в трубах;

$d_{нар}$  – то же, что и в формуле (4)

$S_{ст} = 2$  мм – толщина стенки трубы;

$\rho_H = 880$  кг/м<sup>3</sup> – плотность нефти;

$\mu_H = 85 \cdot 10^{-3}$  Па · с – динамический коэффициент вязкости нефти;

$c_H$  – то же, что и в формуле (1);

$\lambda_H = 0.15$  Вт/(м · К) – коэффициент теплопроводности нефти.

Подставляем соответствующие значения в формулы (10), (11) и получаем число Рейнольдса и число Пандтля.

$$Re = \frac{2 \cdot (0.025 - 2 \cdot 0.002) \cdot 880}{85 \cdot 10^{-3}} = 434.824,$$

$$Pr = \frac{85 \cdot 10^{-3} \cdot 1.88 \cdot 10^3}{0.15} = 1065.$$

Теперь можем посчитать число Нуссельта  $Nu$  по формуле (9).

$$Nu = 0.021 \cdot 434.824^{0.8} \cdot 1065^{0.43} = 54.286.$$

Найдем коэффициент теплоотдачи со стороны нефти по формуле

$$\alpha_2 = \frac{\lambda_{ст20} \cdot Nu}{d_{нар} - 2 \cdot S_{ст}}, \quad (12)$$

где  $\lambda_{ст20} = 51$  Вт/м · К – коэффициент теплопроводности материала стенки;

$Nu$  – то же, что и в формуле (9);

$d_{нар}$  – то же, что и в формуле (4);

$S_{ст}$  – то же, что и в формуле (11);

Подставим все переменные в формулу (12) и получим значение коэффициента теплоотдачи со стороны нефти.

$$\alpha_2 = \frac{51 \cdot 54.286}{0.025 - 2 \cdot 0.002} = 1.318 \cdot 10^5 \text{ Вт/(К} \cdot \text{м}^2\text{)}.$$

### 2.2.3.4 Коэффициент теплопередачи

Полный коэффициент теплопередачи от водного раствора ТЭГ к нагреваемой нефти определяется коэффициентами теплоотдачи со стороны

водного раствора ТЭГ и нефти, теплопроводностью стенки и термическим сопротивлением загрязнения поверхности стенки

$$k_1 = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{ст20}}{\lambda_{ст20}} + R_1 + R_2 + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (13)$$

где  $\alpha_1$  – тоже, что и в формуле (7);

$$\delta_{ст20} = \frac{d_{нар} - d_{внутр}}{2} = 0.002 \text{ м} - \text{толщина стенки трубы};$$

$\lambda_{ст20}$  – то же, что и в формуле (12);

$R_1 = 5800 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$  – тепловое сопротивление слоя загрязнений на трубе со стороны водного раствора ТЭГ;

$R_2 = 2900 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$  – тепловое сопротивление загрязнений со стороны нефти;

$\alpha_2$  – то же, что и в формуле (12).

Производим расчет коэффициента теплопередачи по формуле (13).

$$k_1 = \frac{1}{\frac{1}{127.181} + \frac{0.002}{51} + 5800 + 2900 + \frac{1}{1.318 \cdot 10^5}} = 118.668 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

Рассчитав коэффициенты теплоотдачи со стороны греющего водного раствора ТЭГ  $\alpha_1$ , со стороны нефти  $\alpha_2$ , коэффициент теплопередачи  $k_1$ , по формуле (2) следует определить второе, более точное приближение поверхности теплообмена  $F_1$  и по ней скорректировать длину труб в теплообменнике  $L_1$  по формуле

$$L_1 = \frac{F_1}{\pi \cdot \left( \frac{2d_{нар} - 2S_{ст}}{2} \right) \cdot n}, \quad (14)$$

где  $F_1$  - скорректированная поверхность теплообмена;

$d_{нар}$  – то же, что и в формуле (4);

$S_{ст}$  – то же, что и в формуле (11);

$n$  – то же, что и в формуле (4).

Посчитаем скорректированную поверхность теплообмена  $F_1$  по формуле (2).

$$F_1 = \frac{4.178 \cdot 10^5}{118.668 \cdot 18.205} = 193.386 \text{ м}^2.$$

Далее по скорректированному значению поверхности теплообмена  $F_1$  производим корректировку длины труб по формуле (14).

$$L_1 = \frac{193.386}{\pi \cdot \left( \frac{2 \cdot 0.025 - 2 \cdot 0.002}{2} \right) \cdot 900} = 2.931 \text{ м}.$$

## 2.2.4 Расчет элементов корпуса на прочность

### 2.2.4.1 Обечайка корпуса

Обечайка корпуса теплообменника воспринимает нагрузки от разницы давлений в межтрубном пространстве и атмосферным давлением, а также термические усилия, возникающие из-за разности температур корпуса и труб. При совместном действии этих усилий должно выполняться условие

$$\frac{P}{[P]} + \frac{N}{[N]} \leq 1, \quad (15)$$

где  $P$  – расчетное (рабочее) давление;

$[P]$  – допускаемое давление;

$N$  – осевое (растягивающее или сжимающее) усилие;

$[N]$  – допускаемое осевое усилие.

Для гладкой цилиндрической обечайки при давлении изнутри (давление в межтрубном пространстве теплообменника выше атмосферного) расчетная толщина стенки обечайки

$$S_p = \frac{P \cdot D}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi - P}, \quad (16)$$

где  $P = P - 1 \text{ atm} = 1.499 \text{ МПа}$  – избыточное давление внутри корпуса;

$D$  – внутренний диаметр обечайки;

$[\sigma] = 145 \text{ МПа}$  – допускаемое напряжение материала обечайки (12ХМ – низколегированная сталь)

$\varphi = 0.9$  – коэффициент прочности продольного сварного шва обечайки.

По формуле (16) считаем численное значение расчетной толщины стенки обечайки.

$$S_p = \frac{1.499 \cdot 10^6 \cdot 1.2}{2 \cdot 145 \cdot 10^6 \cdot 0.9 - 1.499 \cdot 10^6} = 6.93 \text{ мм.}$$

Действительная (принимаемая к исполнению) толщина обечайки считается по формуле

$$S_0 = S_p + c + c_0, \quad (17)$$

где  $S_p$  – расчетная толщина стенки обечайки;

$c = 1$  мм – поправка на коррозию;

$c_0 = 0.07$  мм – поправка на округление до стандартного значения толщин листов по ГОСТ 19903-74.

Учитываем поправки на коррозию и округление, получаем действительную толщину обечайки из формулы (17).

$$S_0 = 6.93 + 1 + 0.07 = 8 \text{ мм.}$$

Допускаемое давление при принятой толщине обечайки считается по формуле

$$[P] = \frac{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi \cdot (S_0 - c)}{D + (S_0 - c)}. \quad (18)$$

Находим допускаемое давление по формуле (18).

$$[P] = \frac{2 \cdot 145 \cdot 10^6 \cdot 0.9 \cdot (0.008 - 0.001)}{1.2 + (0.008 - 0.001)} = 1.514 \text{ МПа.}$$

Для гладкой цилиндрической обечайки при давлении снаружи, что имеет место, когда давление в межтрубном пространстве теплообменника ниже атмосферного, а также в аварийном режиме, который может возникнуть в случае внезапного прекращения подачи пара, а охлаждающая вода продолжает поступать. В этом случае в корпусе теплообменника может образоваться вакуум. Для аварийного случая при расчёте давление в корпусе примите равным  $P_p = 0.1$  атм, тогда расчётное давление снаружи будет  $P = 0.9$  атм. Расчетная толщина стенки обечайки при давлении снаружи выбирается большей из двух значений: из условий прочности

$$S_{\text{рп}} = \frac{1.1 \cdot P \cdot D}{2 \cdot [\sigma]}, \quad (19)$$

и условий устойчивости

$$S_{\text{ру}} = K_2 \cdot D \cdot 10^{-2}. \quad (20)$$

Коэффициент  $K_2$  выбирается по номограмме Приложения Б, в зависимости от коэффициентов  $K_1$  и  $K_3$

$$K_1 = \frac{n_y}{2.4} \cdot \frac{P}{10^{-6} \cdot E_k}, \quad (21)$$

где  $n_y = 2.4$  – коэффициент запаса устойчивости;

$E_k = 2.05 \cdot 10^5$  МПа – модуль упругости материала обечайки.

$$K_3 = \frac{L_p}{D}, \quad (22)$$

где  $L_p$  – расчетная длина обечайки;  
 $D$  – то же, что и в формуле (16).

Расчетная длина обечайки определяется по формуле

$$L_p = L_1 + h_1 + h_2, \quad (23)$$

где  $L_1$  – длина от плоскости фланца до сварного шва, соединяющего обечайку с крышкой,  $L_1 = 2.931$  м;

$h_1$  – высота цилиндрической отбортовки крышки;

$h_2$  – приведенная высота крышки, которая определяется для выпуклых днищ.

$h_1$  и  $h_2$  считаются по формулам

$$h_1 = \frac{H}{3}, \quad (24)$$

$$h_2 = \frac{D}{6 \operatorname{tg} \alpha}, \quad (25)$$

где  $H$  – высота днища, которая равна  $H = 0.25D = 0.3$  м;

$\operatorname{tg} \alpha$  – тангенс угла наклона образующей конуса к его оси, который равен  $\operatorname{tg} \alpha = \frac{D}{2H} = 2$ .

С помощью формул (25), (24), (23), (22), (21) производим расчеты.

$$h_2 = \frac{1.2}{6 \cdot 2} = 0.1 \text{ м},$$

$$h_1 = \frac{0.3}{3} = 0.1 \text{ м},$$

$$L_p = 2.931 + 0.1 + 0.1 = 3.131 \text{ м},$$

$$K_3 = \frac{3.131}{1.2} = 2.609,$$

$$K_1 = \frac{2.4}{2.4} \cdot \frac{0.091 \cdot 10^6}{10^{-6} \cdot 2.05 \cdot 10^{11}} = 0.445.$$

Выбираем коэффициент  $K_2$  по номограмме Приложения Б, с помощью коэффициентов  $K_1$  и  $K_3$ . И получаем  $K_2 = 0.48$ .

С помощью формул (20), (19) считаем толщину стенки обечайки из условий прочности и устойчивости.

$$S_{py} = 0.48 \cdot 1.2 \cdot 10^{-2} = 5.76 \text{ мм},$$

$$S_{pp} = \frac{1.1 \cdot 0.091 \cdot 10^6 \cdot 1.2}{2 \cdot 145 \cdot 10^6} = 0.415 \text{ мм}.$$

Для дальнейших расчетов принимается максимальное значение расчётной толщины из трех значений  $S_p$ ,  $S_{py}$ ,  $S_{pp}$ , максимальным значением является  $S_p = 6.93 \text{ мм}$ . Далее определяется исполнительная толщина обечайки по формуле (17).

$$S_0 = 6.93 + 1 + 0.07 = 8 \text{ мм}.$$

Из условий прочности и устойчивости расчётное давление  $P$  должно быть не более допускаемого давления  $[P]$ :  $P \leq [P]$ .

Допускаемое давление определяется по формуле

$$[P] = \frac{[P]_п}{\sqrt{1 + \frac{[P]_п^2}{[P]_E^2}}}, \quad (26)$$

где  $[P]_п$  – допускаемое давление из условия прочности, определяемое по формуле (18),  $[P]_п = 1.514 \text{ МПа}$ ;

$[P]_E$  – допускаемое давление из условия устойчивости.

Допускаемое давление из условия устойчивости определяется по формуле

$$[P]_E = \frac{20.8 \cdot 10^{-6} \cdot E_k}{n_y \cdot B_1} \cdot \frac{D}{L_p} \cdot \left( \frac{10^2 \cdot (s_0 - c)}{D} \right)^{2.5}, \quad (27)$$

где  $B_1 = 1$ .

Считаем допускаемое давление из условия устойчивости по формуле (27), определяем допускаемое давление по формуле (26).

$$[P]_E = \frac{20.8 \cdot 10^{-6} \cdot 2.05 \cdot 10^{11}}{2.4 \cdot 1} \cdot \frac{1.2}{3.131} \cdot \left( \frac{10^2 \cdot (0.008 - 0.001)}{1.2} \right)^{2.5} = 0.177 \text{ МПа},$$

$$[P] = \frac{1.514}{\sqrt{1 + \frac{1.514^2}{0.177^2}}} = 0.176 \text{ МПа}.$$

Расчетное давление равно  $P = 0.9 \text{ атм} = 0.091 \text{ МПа}$ , а допускаемое давление равно  $[P] = 0.176 \text{ МПа}$ , следовательно расчетное давление проходит проверку так, как  $P \leq [P]$  ( $0.091 \text{ МПа} \leq 0.176 \text{ МПа}$ ).

#### 2.2.4.2 Температурные напряжения

При креплении трубных решёток к корпусу при разных температурах труб и корпуса возникают температурные усилия в трубах и корпусе, что может привести к нарушению крепления труб в решётках.

Температурные усилия между корпусом и трубами описываются формулой

$$N_t = \frac{(\alpha_T \cdot t_T - \alpha_K \cdot t_K) \cdot E_T \cdot S_T \cdot E_K \cdot S_K}{E_T \cdot S_T + E_K \cdot S_K}, \quad (28)$$

где  $\alpha_T, \alpha_K$  – термические коэффициенты линейного расширения материала соответственно труб и корпуса,  $\alpha_T = 1.11 \cdot 10^{-6} \frac{1}{\text{К}}$ ,  $\alpha_K = 12 \cdot 10^{-6} \frac{1}{\text{К}}$ ;

$t_T, t_K$  – температура труб и корпуса,  $t_T = T_H = 338 \text{ К}$ ,  $t_K = T_T = 423 \text{ К}$ ;

$E_T, E_K$  – модули упругости материала соответственно труб и корпуса,  $E_T = 2.1 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ ,  $E_K = 2.05 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ ;

$S_T, S_K$  – площади поперечного сечения всех труб и корпуса.

Температуры корпуса  $t_K$  и трубок  $t_T$  определяются как среднеарифметические внутренней и внешней поверхности стенок, определяемых в тепловом расчёте. Ориентировочно можно принять температуру корпуса равной средней температуре теплоносителя в межтрубном пространстве, а температуру трубок – равной средней температуре теплоносителя в трубках, а точнее – равной средней температуре стенок трубы, определённых в тепловом расчёте.

Площади поперечного сечения всех труб и корпуса считаются по формулам

$$S_T = \pi \cdot (d_{\text{нар}} - S_{\text{ст}}) \cdot S_{\text{ст}} \cdot n, \quad (29)$$

$$S_K = \pi \cdot (D - S_0) \cdot S_0. \quad (30)$$

Производим необходимые вычисления по формулам (30), (29), (28).

$$S_K = \pi \cdot (1.2 - 0.008) \cdot 0.008 = 0.03 \text{ м}^2,$$

$$S_T = \pi \cdot (0.025 - 0.002) \cdot 0.002 \cdot 900 = 0.13 \text{ м}^2,$$

$$N_t = \frac{(1.11 \cdot 10^{-6} \cdot 338 - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 423) \cdot 2.1 \cdot 10^5 \cdot 0.13 \cdot 2.05 \cdot 10^5 \cdot 0.03}{2.1 \cdot 10^5 \cdot 0.13 + 2.05 \cdot 10^5 \cdot 0.03} = -6.712 \cdot 10^6 \text{ Н}.$$

Температурные напряжения в трубах и корпусе должны удовлетворять условиям

$$\sigma_T = \frac{-N_t + N_T}{S_T} \leq [\sigma_T], \quad (31)$$

$$\sigma_K = \frac{N_t + N_K}{S_K} \leq [\sigma_K], \quad (32)$$

где  $N_T, N_K$  – растягивающие усилия от внутреннего давления соответственно труб и корпуса;

$[\sigma_T], [\sigma_K]$  – допускаемые напряжения материала соответственно труб и корпуса;

$S_T, S_K$  – то же, что и в формулах (29) и (30).

Растягивающие усилия от внутреннего давления в трубах и корпусе определяются по формулам

$$N_T = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{(D^2 - n \cdot d_{\text{нар}}^2) \cdot P_T + n \cdot (d_{\text{нар}} - S_{\text{ст}})^2 \cdot P_H}{1 + \frac{S_K E_K}{S_T E_T}}, \quad (33)$$

$$N_K = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{(D^2 - n \cdot d_{\text{нар}}^2) \cdot P_T + n \cdot (d_{\text{нар}} - S_{\text{ст}})^2 \cdot P_H}{1 + \frac{S_T E_T}{S_K E_K}}. \quad (34)$$

Определяем величины растягивающих усилий от внутреннего давления в трубах и корпусе по формулам (33), (34).

$$N_T = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{(1.2^2 - 900 \cdot 0.025^2) \cdot 1.6 \cdot 10^6 + 900 \cdot (0.025 - 0.002)^2 \cdot 85 \cdot 10^6}{1 + \frac{0.03 \cdot 2.05 \cdot 10^{11}}{0.13 \cdot 2.1 \cdot 10^{11}}} = 3.486 \cdot 10^6 \text{ Н},$$

$$N_K = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{(1.2^2 - 900 \cdot 0.025^2) \cdot 1.6 \cdot 10^6 + 900 \cdot (0.025 - 0.002)^2 \cdot 85 \cdot 10^6}{1 + \frac{0.13 \cdot 2.1 \cdot 10^{11}}{0.03 \cdot 2.05 \cdot 10^{11}}} = 7.945 \cdot 10^5 \text{ Н}.$$

Для учета осевых усилий следует определить допускаемые осевые усилия для выбранной толщины стенки обечайки. Для осевых растягивающих усилий, возникающих, когда температура труб выше температуры обечайки

$$[N] = \pi \cdot (D + S_0 - c) \cdot (S_0 - c) \cdot [\sigma]. \quad (34)$$

Для осевых сжимающих усилий (температура обечайки выше температуры труб)

$$[N] = \frac{[N]_{\text{п}}}{\sqrt{1 + \left(\frac{[N]_{\text{п}}}{[N]_{\text{Е}}}\right)^2}}. \quad (35)$$

где  $[N]_{\text{п}}$  – допускаемое усилие из условий прочности, определяется по формуле (34);

$[N]_{\text{Е}}$  – допускаемое усилие из условий устойчивости, выбирается минимальное из двух значений  $[N]_{\text{Е}} = \min\{[N]_{\text{Е1}}; [N]_{\text{Е2}}\}$ , из условия местной устойчивости и из условия общей устойчивости соответственно.

Допускаемое усилие из условия местной устойчивости определяется по формуле

$$[N]_{\text{Е1}} = \frac{310 \cdot 10^{-6} \cdot E_{\text{к}} \cdot D^2}{n_{\text{у}}} \cdot \left(\frac{100 \cdot (S_0 - c)}{D}\right). \quad (36)$$

Допускаемое усилие из условия общей устойчивости определяется по формуле

$$[N]_{\text{Е2}} = \frac{\pi \cdot (D + S_0 - c) \cdot (S_0 - c) \cdot E_{\text{к}}}{n_{\text{у}}} \cdot \left(\frac{\pi}{\lambda}\right)^2, \quad (37)$$

где  $\lambda$  – гибкость обечайки.

Гибкость обечайки определяется по формуле

$$\lambda = \frac{2.83 \cdot L_1}{D + S_0 - c}. \quad (38)$$

Подставляем все значения в формулы (38), (37), (36), (35), (34) и считаем.

$$\lambda = \frac{2.83 \cdot 2.931}{1.2 + 0.008 - 0.001} = 6.872,$$

$$[N]_{\text{Е2}} = \frac{\pi \cdot (1.2 + 0.008 - 0.001) \cdot (0.008 - 0.001) \cdot 2.05 \cdot 10^{11}}{2.4} \cdot \left(\frac{\pi}{6.872}\right)^2 = 4.738 \cdot 10^8 \text{ Н},$$

$$[N]_{\text{Е1}} = \frac{310 \cdot 10^{-6} \cdot 2.05 \cdot 10^{11} \cdot 1.2^2}{2.4} \cdot \left(\frac{100 \cdot (0.008 - 0.001)}{1.2}\right) = 9.911 \cdot 10^6 \text{ Н}.$$

Допускаемое усилие из условия устойчивости принимаем  $[N]_{\text{Е}} = [N]_{\text{Е1}} = 9.911 \cdot 10^6 \text{ Н}$ , ( $9.911 \cdot 10^6 < 4.738 \cdot 10^8$ ).

$$[N]_{\text{п}} = \pi \cdot (1.2 + 0.008 - 0.001) \cdot (0.008 - 0.001) \cdot 145 \cdot 10^6 = 3.849 \cdot 10^6 \text{ Н},$$

$$[N] = \frac{3.849 \cdot 10^6}{\sqrt{1 + \left(\frac{3.849 \cdot 10^6}{9.911 \cdot 10^6}\right)^2}} = 3.588 \cdot 10^6 \text{ Н}.$$

Далее проверяется условие (15), но так, как мы используем U-образные трубы в трубном пучке, то температурные усилия в корпусе и в трубной решетке будут компенсироваться U-образной конструкцией труб.

### 2.2.4.3 Крышки и днища

Крышки и днища крепятся к корпусам теплообменников сваркой или на фланцевом соединении. По исполнению крышки и днища бывают плоскими и выпуклыми (эллиптическими, сферическими, тороидальными, коническими и другие). Наиболее распространённые типы днищ и крышек приведены на рисунке 24.

Для плоских и эллиптических крышек высота крышки  $H=0.25D$ , для тарельчатых  $H=0.14D$ ; радиус кривизны эллиптических и тарельчатых крышек  $R=0.5 D$ ; радиус сопряжения эллиптических крышек  $r=0.1D$ .

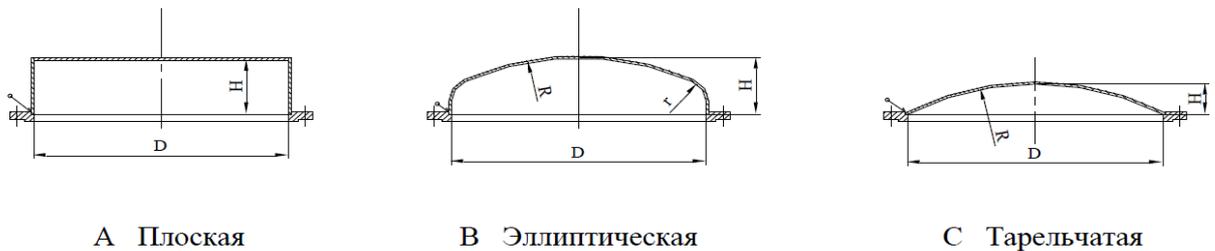


Рисунок 24 – Типы днищ и крышек

Для дальнейших расчетов выбираем эллиптический тип крышек и днищ:

- $H = 0.25D = 0.3 \text{ м};$
- $R = D = 1.2 \text{ м}.$

В общем случае исполнительная толщина днища

$$S_d = \max \left\{ \frac{k_3 \cdot R}{300} \cdot \sqrt{\frac{P}{10^{-6} \cdot E_k}}; \frac{P \cdot R}{2[\sigma] - 0.5P} \right\} + c + c_0, \quad (39)$$

где  $k_3 = 0.9$  – для эллиптических днищ и крышек;

$R = D = 1.2 \text{ м}$  – радиус кривизны эллиптических днищ и крышек;

$P = P_T$  – рабочее давление водного раствора ТЭГ.

Производим расчеты по формуле (39).

$$S_{д1} = \frac{0.9 \cdot 1.2}{300} \cdot \sqrt{\frac{1.6 \cdot 10^6}{10^{-6} \cdot 2.05 \cdot 10^{11}}} = 0.01 \text{ м.}$$

$$S_{д2} = \frac{1.6 \cdot 10^6 \cdot 1.2}{2 \cdot 145 \cdot 10^6 - 0.5 \cdot 1.6 \cdot 10^6} = 6.639 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Максимальное значение имеет  $S_{д1} = 0.01 \text{ м}$ , находим толщину днища с учетом коррозии и с поправкой на округление по формуле (39).

$$S_{д} = 0.01 + 0.001 + 0.001 = 0.012 \text{ м.}$$

Затем проверяют на допустимое давление. Если допустимое давление

$$[P] = \frac{2 \cdot [\sigma] \cdot (S_{д} - c)}{R + S_{д} - c}. \quad (40)$$

Должно выполняться условие  $P \leq [P]$ . Вычисляем численное значение допустимого давления по формуле (40) и сверяем его с рабочим давлением из формулы (39).

$$[P] = \frac{2 \cdot 145 \cdot 10^6 \cdot (0.012 - 0.001)}{1.2 + 0.012 - 0.001} = 2.41 \text{ МПа.}$$

Условие  $P \leq [P]$  выполняется так, как  $1.6 \text{ МПа} \leq 2.41 \text{ МПа}$ .

#### 2.2.4.4 Фланцевое соединение корпуса

Фланцевое соединение – плотно-прочное разъёмное соединение частей аппаратов, обеспечивающее герметичность. Отъёмные крышки, днища, крепятся к корпусам аппаратов при помощи фланцев. Соединение трубопроводов с аппаратами и трубопроводов между собой так же могут быть выполнены на фланцах. Фланцевое соединение включает в себя: фланцы, прокладку и болты.

Фланцы могут быть приварные и свободные (накидные). По конструкции фланцы бывают плоские и с шейкой (только приварные). Кроме того, фланцы различаются по конструкции уплотняющих поверхностей.

В кожухотрубных теплообменниках обычно фланцами соединяют крышки с корпусом. Один фланец приварен к крышке, другой – к обечайке корпуса и является частью трубной доски.

##### 2.2.4.4.1 Прокладки фланцевых соединений

Для обеспечения герметичности соединения между фланцами устанавливают прокладки. По конструкции прокладки бывают плоские неметаллические и металлические, плоские и гофрированные

неметаллические в металлической оболочке, металлические линзовые, овальные и многогранные, неметаллические шнуровые круглого и прямоугольного сечения. Прокладки выполняют из различных материалов в зависимости от области применения.

Основными характеристиками прокладок являются:

- прокладочный коэффициент (мера податливости прокладки)  $m$ ;
- минимальное усилие обжатия для обеспечения герметичности  $q_0$ , МПа ;
- максимально допускаемая нагрузка на прокладку  $[q]$ , МПа .

#### 2.2.4.4.2 Геометрические характеристики фланцевого соединения

Основные расчётные геометрические характеристики фланцевого соединения следующие:

Диаметр окружности болтов  $D_6$  определяется по формулам

$$D_6 = 1.2 \cdot D^{0.933}, \quad (41)$$

$$D_6 \geq D + 2 \cdot (S_0 + d_6 + u), \quad (42)$$

где  $D$  – внутренний диаметр корпуса;

$S_0$  – толщина стенки корпуса;

$d_6 = 48$  мм – диаметр болтов;

$u = 6$  мм – нормативный зазор между гайкой и обечайкой.

Производим соответствующие расчеты по формуле (41) и проверяем удовлетворяет ли условию (42).

$$D_6 = 1.2 \cdot 1.2^{0.933} = 1.423 \text{ м},$$

$$1.423 \text{ м} \geq 1.2 + 2 \cdot (0.008 + 0.048 + 0.006) \text{ м},$$

$$1.423 \text{ м} \geq 1.324 \text{ м}.$$

Условие (42) выполняется, поэтому  $d_6 = 48$  мм и  $u = 6$  мм оставляем без изменений.

Наружный диаметр фланца  $D_{\text{фн}}$  определяется по формуле

$$D_{\text{фн}} = D_6 + 2.4 \cdot d_6. \quad (43)$$

Подставляем в формулу (43) ранее подсчитанный диаметр окружности болтов  $D_6$ .

$$D_{\text{фн}} = 1.423 + 2.4 \cdot 0.048 = 1.538 \text{ м.}$$

Диаметр отверстия под болт  $d_{\text{об}}$  определяется по формуле

$$d_{\text{об}} = 1.15 \cdot d_6, \quad (44)$$

Считаем диаметр отверстия под болт  $d_{\text{об}}$  по формуле (44).

$$d_{\text{об}} = 1.15 \cdot 0.048 = 0.055 \text{ м.}$$

Наружный диаметр прокладки  $D_{\text{пн}}$  определяется по формуле

$$D_{\text{пн}} = D_6 - e, \quad (45)$$

где  $D_6$  – то же, что и в формуле (41);

$e$  – нормативный размер.

Нормативный размер  $e$  определяется по формуле

$$e = 1.3 \cdot d_6. \quad (46)$$

Производим расчеты по формулам (46) и (45).

$$e = 1.3 \cdot 0.048 = 0.062 \text{ м,}$$

$$D_{\text{пн}} = 1.423 - 0.062 = 1.361 \text{ м.}$$

Средний диаметр прокладки  $D_{\text{пс}}$  определяется по формуле

$$D_{\text{пс}} = D_{\text{пн}} - a, \quad (47)$$

где  $D_{\text{пн}}$  – то же, что и в формуле (45);

$a = 0.014$  м – ширина неметаллической плоской прокладки.

Считаем средний диаметр прокладки по формуле (47).

$$D_{\text{пс}} = 1.361 - 0.014 = 1.347 \text{ м.}$$

Расчётная ширина прокладки  $b$  определяется по формулам

$$b_0 = \frac{a}{2}, \quad (48)$$

$$b = 1.2 \cdot \sqrt{b_0}. \quad (49)$$

Находим расчётную ширину неметаллической плоской прокладки  $b$  по формулам (48) и (49).

$$b_0 = \frac{0.014}{2} = 7 \text{ мм},$$

$$b = 1.2 \cdot \sqrt{0.007} = 0.1 \text{ м}.$$

Толщина плоских неметаллических прокладок обычно  $\delta = 2 \text{ мм}$ .

#### 2.2.4.4.3 Усилия во фланцевом соединении и проверка болтов

Для обеспечения герметичности усилие во фланцевом соединении должно быть не менее усилия предварительного обжатия прокладки

$$Q_{\Pi} = \pi \cdot D_{\text{пс}} \cdot b \cdot q_0, \quad (50)$$

где  $D_{\text{пс}}$  – то же, что и в формуле (47);

$b$  – то же, что и в формуле (49);

$q_0 = 20 \text{ МПа}$  – минимальное давление обжатия прокладки.

Считаем усилие предварительного обжатия прокладки  $Q_{\Pi}$  по формуле (50).

$$Q_{\Pi} = \pi \cdot 1.347 \cdot 0.1 \cdot 20 \cdot 10^6 = 8.461 \cdot 10^6 \text{ Н}.$$

При эксплуатации во фланцевом соединении имеет место усилие  $Q_{\text{э}}$ , которое складывается из следующих составляющих

$$Q_{\text{э}} = R_{\Pi} + Q_{\text{д}} + Q_{\text{т}}, \quad (51)$$

где  $R_{\Pi}$  – сила осевого сжатия прокладки (реакция прокладки);

$Q_{\text{д}}$  – усилие от внутреннего давления;

$Q_{\text{т}}$  – усилие от разности температур болтов и фланца.

Сила осевого сжатия прокладки  $R_{\Pi}$ , усилие от внутреннего давления  $Q_{\text{д}}$  и усилие от разности температур болтов и фланца  $Q_{\text{т}}$  определяются по формулам

$$R_{\Pi} = 2 \cdot \pi \cdot D_{\text{пс}} \cdot b \cdot m_2 \cdot P_{\text{р}}, \quad (52)$$

$$Q_{\text{д}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{пс}}^2}{4} \cdot P_{\text{р}}, \quad (53)$$

$$Q_t = \gamma \cdot z_6 \cdot F_6 \cdot E_6 \cdot t_\phi \cdot (\alpha_\phi - 0.95\alpha_6), \quad (54)$$

где  $D_{nc}$  – то же, что и в формуле (47);

$b$  – то же, что и в формуле (49);

$m_2 = 2.5$  – модуль прокладки;

$P_p$  – рабочее давление;

$\gamma = 0.02$  – коэффициент, выбирается в зависимости от диаметра обечайки и рабочего давления;

$z_6$  – число болтов;

$F_6$  – минимальное поперечное сечение болта;

$E_6 = 1.99 \cdot 10^{11}$  Па – модуль упругости материала болта;

$t_\phi = T_T = 423$  К – температура фланца, которую можно принять равной температуры среды в корпусе (рабочей температуре);

$\alpha_\phi = \alpha_6 = 12 \cdot 10^{-6} \frac{1}{\text{К}}$  – коэффициенты линейного термического расширения материала фланца и болта;

0.95 – коэффициент, который учитывает разницу температур фланца и болта.

Рабочее давление  $P_p$ , число болтов  $z_6$  и минимальное поперечное сечение болта  $F_6$  определяются по формулам

$$P_p = 1.2P, \quad (55)$$

где  $P = 1.6$  МПа – давление корпуса.

$$z_6 = \frac{\pi \cdot D_6}{l_6}, \quad (56)$$

где  $l_6$  – шаг болтов, который считается, как :  $l_6 = 2.4 \cdot d_6 = 0.115$ м;

$D_6$  – то же, что и в формуле (41).

$$F_6 = \frac{0.7\pi \cdot d_6^2}{4}. \quad (57)$$

Сначала считаем рабочее давление  $P_p$ , число болтов  $z_6$  и минимальное поперечное сечение болта  $F_6$  по формулам (55), (56), (57), чтобы затем посчитать силу осевого сжатия прокладки  $R_p$ , усилие от внутреннего давления  $Q_d$  и усилие от разности температур болтов и фланца  $Q_t$  по формулам (52), (53), (54). После этого вычисляем суммарное усилие во фланцевом соединении  $Q_s$  по формуле (51).

$$P_p = 1.2 \cdot 1.6 \cdot 10^6 = 1.92 \text{ МПа},$$

$$z_6 = \frac{\pi \cdot 1.423}{0.115} = 38.806.$$

Количество болтов принимаем равным  $z_6 = 40$  шт.

$$F_6 = \frac{0.7\pi \cdot 0.048^2}{4} = 1.267 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2,$$

$$R_{\Pi} = 2 \cdot \pi \cdot 1.347 \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 1.92 \cdot 10^6 = 4.061 \cdot 10^6 \text{ Н},$$

$$Q_{\text{д}} = \frac{\pi \cdot 1.347^2}{4} \cdot 1.92 \cdot 10^6 = 2.734 \cdot 10^6 \text{ Н},$$

$$Q_t = 0.02 \cdot 40 \cdot 1.267 \cdot 10^{-3} \cdot 1.99 \cdot 10^{11} \cdot 423 \cdot (12 \cdot 10^{-6} - 0.95 \cdot 12 \cdot 10^{-6}) = 5.118 \cdot 10^4 \text{ Н},$$

$$Q_3 = 4.061 \cdot 10^6 + 2.734 \cdot 10^6 + 5.118 \cdot 10^4 = 6.847 \cdot 10^6 .$$

Для того чтобы обеспечить герметичность соединения при заданном давлении и податливости выбранной прокладки при монтаже затяжкой болтов необходимо создать определённое усилие. Усилие затяжки болтов при монтаже определяется по формуле

$$Q_{\text{м}} = \xi \cdot (\beta \cdot Q_{\text{д}} + R_{\Pi}), \quad (58)$$

где  $\xi$  – коэффициент прочности;

$\beta = 1.5$  – коэффициент жесткости соединения;

$Q_{\text{д}}$  – то же, что и в формуле (53);

$R_{\Pi}$  – то же, что и в формуле (52).

Коэффициент прочности определяется по формуле

$$\xi = \frac{[\sigma]_{620}}{[\sigma]_{6t}}, \quad (59)$$

где  $[\sigma]_{620} = 140$  МПа – допускаемое напряжение материала болта при температуре 20 градусов;

$[\sigma]_{6t} = 130$  МПа – допускаемое напряжение материала болта при рабочей температуре.

Считаем значения коэффициента прочности по формуле (59), а затем усилие затяжки болтов при монтаже по формуле (58).

$$\xi = \frac{140}{130} = 1.077 \text{ МПа},$$

$$Q_{\text{м}} = 1.077 \cdot 10^6 \cdot (1.5 \cdot 2.734 \cdot 10^6 + 4.061 \cdot 10^6) = 8.791 \cdot 10^6 \text{ Н}.$$

При расчёте болтов на прочность расчётное усилие болтов  $Q_6$  выбирают максимальное из трёх значений:  $Q_6 = \max\{Q_{п}; Q_{м}; Q_{э}\}$ . По расчётам максимальным значением получилось усилие затяжки болтов при монтаже  $Q_{м}$ , поэтому  $Q_6 = Q_{м} = 8.791 \cdot 10^6$  Н.

При этом нужно, чтобы болты удовлетворяли условию прочности

$$\sigma_6 = \frac{Q_6}{z_6 \cdot F_6} \leq [\sigma]_6, \quad (60)$$

где  $Q_6$  - расчётное усилие болтов;

$z_6$  - то же, что и в формуле (54);

$F_6$  - то же, что и в формуле (54);

$[\sigma]_6$  - допускаемое напряжение для болтов.

Допускаемое напряжение для болтов определяется по формуле

$$[\sigma]_6 = \frac{2.4 \cdot [\sigma]_{6t}}{n}, \quad (61)$$

где  $[\sigma]_{6t}$  - то же, что и в формуле (59)

$n = 1.7$  - коэффициент запаса прочности.

Производим необходимые расчеты по формулам (61) и (60).

$$\sigma_6 = \frac{8.791 \cdot 10^6}{40 \cdot 1.267 \cdot 10^{-3}} = 173.5 \text{ МПа} \leq [\sigma]_6,$$

$$[\sigma]_6 = \frac{2.4 \cdot 130 \cdot 10^6}{1.7} = 183.529 \text{ МПа},$$

Проверка выполняется  $\sigma_6 \leq [\sigma]_6$ ,  $173.5 \text{ МПа} \leq 183.529 \text{ МПа}$ .

#### 2.2.4.4.4 Определение толщины фланцев

Болты при затяжке создают изгибающий момент на фланце, и толщина фланца  $h$  должна быть достаточна, чтобы изгибающие напряжения во фланце были меньше допускаемых. По упрощенной методике расчёта условие обеспечения прочности фланца представлено в виде

$$\sigma = \frac{6 \cdot Q_{\phi} \cdot L_{и}}{\pi \cdot D_{\phi н} \cdot h^2} \leq [\sigma]_{\phi t}, \quad (62)$$

где  $Q_{\phi}$  - расчетное усилие на фланце;

$L_{и}$  - плечо изгибающего момента (расстояние от оси болтов до обечайки);

$D_{\phi н}$  - то же, что и в формуле (43);

$h$  - толщина фланца.

Расчетное усилие на фланце представлено формулой

$$Q_{\phi} = \frac{Q_{\phi} + z_{\phi} \cdot F_{\phi} \cdot [\sigma]_{\phi}}{2}, \quad (63)$$

Плечо изгибающего момента считается по формуле

$$L_{\text{и}} = \frac{D_{\phi} - (D + 2 \cdot S_0)}{2}, \quad (64)$$

Находим значения усилия  $Q_{\phi}$  и  $L_{\text{и}}$  по формулам (63), (64).

$$Q_{\phi} = \frac{8.791 \cdot 10^6 + 40 \cdot 1.267 \cdot 10^{-3} \cdot 183.529 \cdot 10^6}{2} = 9.045 \cdot 10^6 \text{ Н},$$

$$L_{\text{и}} = \frac{1.423 - (1.2 + 2 \cdot 0.008)}{2} = 0.103 \text{ м}.$$

Напряжения материала фланца при рабочей температуре равна  $[\sigma]_{\phi t} = 130$  МПа. Теперь выражаем из условия (62) толщину фланца  $h$  и считаем ее величину.

$$h = \sqrt{\frac{6 \cdot 9.045 \cdot 10^6 \cdot 0.103}{\pi \cdot 1.538 \cdot 130 \cdot 10^6}} = 94.557 \text{ мм}.$$

Округляем в большую сторону и получаем  $h = 95$  мм.

#### 2.2.4.4.5 Проверка прокладок на прочность

При слишком больших усилиях неметаллические прокладки могут быть раздавлены и разрушиться, поэтому прокладки следует проверять на предельно допустимое давление

$$[q] \geq \frac{Q_{\text{м}}}{\pi \cdot D_{\text{пс}} \cdot b}, \quad (65)$$

где  $[q] = 130$  МПа – допустимое давление на прокладку;

$D_{\text{пс}}$  – то же, что и в формуле (47);

$b$  – то же, что и в формуле (49);

$Q_{\text{м}}$  – то же, что и в формуле (58).

Считаем правую часть условия (65) и делаем проверку.

$$\frac{Q_{\text{м}}}{\pi \cdot D_{\text{пс}} \cdot b} = \frac{8.791 \cdot 10^6}{\pi \cdot 1.347 \cdot 0.1} = 20.78 \text{ МПа} \leq 130 \text{ МПа}.$$

Проверка оказалась положительной, перерасчетов по этому разделу не требуется.

### 2.2.4.5 Трубная решётка

Трубная решетка – перегородка в теплообменнике в виде пластины с отверстиями, в которых крепятся концы теплообменных труб. Толщина трубной решетки определяется в зависимости от типа конструкции теплообменника, которым соответствуют определённые типы трубных решеток: А, Б и В (рисунок 25).

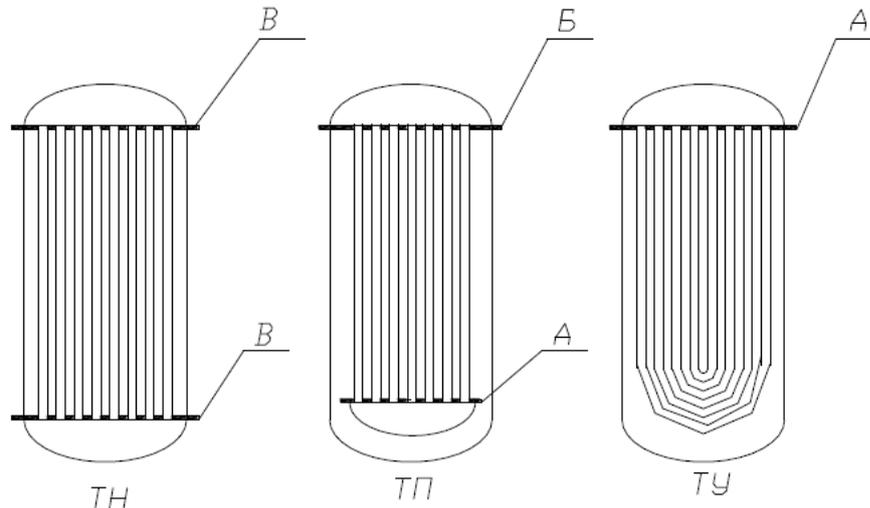


Рисунок 25 - Типы кожухотрубных теплообменников и трубных решеток:

ТН – теплообменник с неподвижными трубными решетками. ТК - теплообменник с неподвижными трубными решетками и компенсатором температурных напряжений. ТП – теплообменник с плавающей трубной решеткой. ТУ – теплообменник с U образными трубами.

При средней разности температур труб и кожуха более 15 °С и давлении  $P_k$  или  $P_T$  более 5 МПа расчётную толщину трубной решётки определяют, как:

$$S_{pp} = 0.525 \cdot a \cdot t \cdot \sqrt{\frac{p}{(1-0.7 \cdot \frac{d_{нар}}{a \cdot t}) \cdot [\sigma]}} \quad (66)$$

где  $a = 1.2$  – при расположении труб по вершинам треугольника;

$$p = \max\{P_T; P_k\};$$

$[\sigma] = 145$  МПа – допустимое напряжение материала решетки (Сталь 12ХМ);

$t$  – шаг труб в решётке;

$d_{нар}$  – наружный диаметр труб.

Тогда исполнительная толщина трубной решетки будет считаться по формуле

$$S_p = S_{pp} + 2C + C_0, \quad (67)$$

Производим расчеты по формулам (66) и (67).

$$S_{pp} = 0.525 \cdot 1.2 \cdot 0.03 \cdot \sqrt{\frac{8.5 \cdot 10^6}{\left(1 - 0.7 \cdot \frac{d_{нар}}{1.2 \cdot 0.03}\right) \cdot 145 \cdot 10^6}} = 6.383 \cdot 10^{-3} \text{ м},$$

$$S_p = 6.383 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0.001 + 0.000617 = 9 \text{ мм}.$$

Поверочный расчёт крепления труб в решётке следует из условий прочности крепления труб в трубной решетке

$$S_p \geq \frac{Q_p}{\pi \cdot d_{нар} \cdot n \cdot q_p}, \quad (68)$$

где  $Q_p$  – осевая сила в месте закрепления трубы (с учетом термических напряжений);

$q_p = 30$  МПа – удельная допускаемая нагрузка;

$n$  – количество труб в пучке;

$d_{нар}$  – то же, что и в формуле (66).

Осевая сила в месте крепления трубы (с учетом термических напряжений) находится из формулы

$$Q_p = P_T \cdot n \cdot \frac{\pi \cdot (d_{нар} - s_{ст})^2}{4} + P_K \cdot (D^2 - n \cdot d_{нар}^2) + N_t, \quad (69)$$

где  $P_T$  – рабочее давление в трубах;

$P_K$  – рабочее давление в корпусе;

$d_{нар}$  – то же, что и в формуле (66);

$D$  – внутренний диаметр корпуса;

$n$  – то же, что и в формуле (68);

$N_t$  – термическое усилие.

Производим расчеты осевой силы в месте крепления трубы по формуле (69), а затем проверяем выполняется ли условие (68).

$$Q_p = 8.5 \cdot 10^6 \cdot 900 \cdot \frac{\pi \cdot (0.025 - 0.002)^2}{4} + 1.6 \cdot 10^6 \cdot (1.2^2 - 900 \cdot 0.025^2) + 6.712 \cdot 10^6 = 1.099 \cdot 10^7 \text{ Н},$$

$$9 \text{ мм} \geq \frac{1.099 \cdot 10^7}{\pi \cdot 0.025 \cdot 900 \cdot 30 \cdot 10^6},$$

$$9 \text{ мм} \geq 5.184 \text{ мм},$$

Исполнительная толщина трубной решетки  $S_p$  проходит проверку на прочность условием (68). Но так, как трубная решетка толщиной менее 10 мм не рекомендуется, то принимаем ее  $S_p = 10$  мм .

#### 2.2.4.6 Присоединительные патрубки

Следует определить диаметры присоединительных патрубков:

- для входа и выхода водного раствора ТЭГ;
- Для входа и выхода нагреваемой нефти.

Диаметр патрубка определяется из уравнения неразрывности по формуле

$$d_{\Pi} = \sqrt{\frac{4 \cdot G}{\pi \cdot \rho \cdot w}}, \quad (70)$$

где  $G$  – массовый расход среды;

$\rho$  – плотность среды;

$w$  – скорость среды.

Определяем диаметры патрубков для входа и выхода водного раствора ТЭГ и нефти по формуле (70)

$$d_{\text{птэг}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0.471}{\pi \cdot 1069 \cdot 2}} = 16.753 \text{ мм},$$

Принимаем диаметры патрубков для смеси вода-ТЭГ  $d_{\text{птэг}} = 20$  мм.

$$d_{\text{пнефти}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 5.556}{\pi \cdot 880 \cdot 2}} = 63.396 \text{ мм},$$

Принимаем диаметры патрубков для нефти  $d_{\text{пнефти}} = 64$  мм .

### 2.3 Разработка мероприятий по антикоррозионной защите аппарата

#### 2.3.1 Общие положения

Антикоррозионная защита теплообменника может производиться, как на специально предусмотренных местах завода до монтажа, так и на производственном объекте после монтажа.

Разрешена поставка теплообменника только загрунтованным с дальнейшей покраской аппарата на месте эксплуатации.

Выполнение работ по антикоррозионной защите теплообменника происходит на основании проектно-сметной документации и ППР.

### **2.3.2 Условия проведения окрасочных работ**

При проведении окрасочных работ нужно производить контроль параметров окружающей среды (температуру и относительную влажность воздуха), а также температуру металлической поверхности и материала. Они должны соответствовать требованиям технической документации на используемый лакокрасочный материал.

Для нанесения качественного покрытия нужно контролировать отсутствие влаги на поверхности окраса. Конденсация влаги из окружающего воздуха на металлической поверхности не происходит, если температура подложки не менее чем на 3°C выше точки росы.

Лакокрасочный материал нужно наносить только на чистую и сухую поверхность. Нельзя красить по мокрой или отпотевшей поверхности. Если поверхность отпотеет, то нужно осушить ее нагретым очищенным воздухом до отсутствия влаги.

Нельзя наносить лакокрасочное покрытие при температуре окружающего воздуха ниже 5°C, если только свойства материала не позволяют нанесение его при такой температуре.

Окрас во время выпадения осадков запрещается.

В случае выпадения осадков до отверждения покрытия до отлипа необходимо предусмотреть защиту покрытия от попадания осадков на окрашенную поверхность.

### **2.3.3 Подготовка металлической поверхности перед нанесением антикоррозионного покрытия**

Подготовка металлической поверхности теплообменной аппаратуры включает операции:

- обезжиривание поверхности;
- очистка от окислов;
- обеспыливание;
- осушка.

Зажиренные участки определяют визуально. Обезжиривание участков выполняют органическими растворителями или моющими составами.

Очистку поверхности от окислов выполняют абразивоструйным методом, механизированной очисткой, механической очисткой ручным инструментом или травлением с целью удаления окалина и ржавчины, а также придания поверхности определенной шероховатости для получения максимальной адгезии покрытия к металлу. Очистку выполняют исходя из требований к лакокрасочному материалу. Шероховатость поверхности должна быть в пределах 30-80 мкм.

Для абразивоструйной очистки применяют материалы, которые удовлетворяют требованиям получения необходимой степени подготовки и

шероховатости защищаемой поверхности, и имеют санитарно-эпидемиологическое заключение.

Используемые абразивные материалы должны удовлетворять требованиям технической документации по твердости, фракционному составу, плотности и влажности.

Сжатый воздух, использующийся для абразивной обработки и окрашивания методом распыления, должен удовлетворять требованиям по содержанию (таблица 1).

Таблица 1 – Содержание сжатого воздуха

Группа сжатого воздуха	1	2	3
твердых частиц, мг/м <sup>3</sup> , не более	1	2	5
паров влаги, мг/м <sup>3</sup> , не более	100	700	1900
паров минерального масла, мг/м <sup>3</sup> , не более	1	3	5

Сжатый воздух не должен содержать влагу и масла.

Особое внимание обращается на очистку сварочных швов, раковин, оспин и труднодоступных мест, так как наносить лакокрасочный материал на эти места трудно. Работы по зачистке сварочных швов, раковин, оспин и труднодоступных мест производят с помощью металлической щетки или механизированными щетками.

Абразивоструйную очистку производят поэтапно. При этом обрабатываемая за один раз поверхность не должна превышать площадь, которая будет защищена (огрунтована) до ее окисления. Интервал между подготовкой поверхности и окрашиванием определяется технической документацией на конкретный лакокрасочный материал, но не превышает 6 часов.

Площадь обрабатываемой поверхности рассчитывают с учетом возможностей применяемого оборудования для проведения антикоррозионных работ, типа объекта и типа лакокрасочного материала.

По завершении абразивоструйной очистки, отработанный абразивный материал удаляют из рабочей зоны и производят обеспыливание поверхности посредством вакуумной системы отсоса пыли или с помощью напора воздуха.

Если на обработанной поверхности образовался конденсат или выпали осадки, то поверхность нужно осушить нагретым воздухом.

Как итог, поверхность, подготовленная к окрашиванию, должна быть сухой, обеспыленной, без загрязнений маслами, смазками, не иметь налета вторичной коррозии.

Подготовленную к окраске поверхность проверяют по следующим параметрам: степень очистки от окислов, шероховатость поверхности, степень обеспыливания и содержание солей на окрашиваемой поверхности.

#### 2.3.4 Подготовка лакокрасочных материалов к применению

Лакокрасочные материалы должны иметь технические данные. Технически данные лакокрасочного материала должны включать в себя рекомендации по нанесению материала и его толщине, жизнеспособности после смешивания, рекомендации по пистолетам и распылительным головкам, требования безопасности и другую важную для работы информацию. Перед нанесением лакокрасочного материала его подготавливают исходя из его нормативно-технической документации.

Двухкомпонентные материалы смешивают в заданном соотношении и тщательно перемешивают. Количество приготовленного состава рассчитывают с учетом жизнеспособности лакокрасочного материала, указанного в технической документации на материал, и площади, которую возможно защитить (загрунтовать) за это время.

### **2.3.5 Нанесение и отверждение антикоррозионного покрытия**

Нанесение лакокрасочного материала на поверхность аппарата и производят по недавно очищенной поверхности.

Метод нанесения лакокрасочного материала должен удовлетворять указанному в технической документации. Труднодоступные участки, кромки, углы, сварные швы предварительно окрашивают кистью или шпателем.

Покрытие должно наноситься равномерным слоем. В процессе работы необходимо следить за сплошностью покрытия (визуально) и толщиной каждого слоя с помощью инструмента для измерения толщины мокрой пленки.

Применяемые для разбавления лакокрасочного материала растворители должны удовлетворять требованиям, которые указаны в технической документации материала.

По завершении работ или при перерыве в работе более срока, определяемого временем гелеобразования, применяемого лакокрасочного материала, оборудование для нанесения нужно промыть и очистить растворителем.

На сварные швы, заклепки, винты и т.п. нужно нанести слой грунта кистью или валиком до общего грунтования поверхности.

Режим отверждения каждого слоя определяют в соответствии с технической документацией на применяемый лакокрасочный материал и зависит от условий окружающей среды.

Каждый последующий слой наносят только после отверждения предыдущего. Интервалы нанесения каждого последующих слоев не должны превышать время, указанное в технической документации лакокрасочного материала.

После полного отверждения покрытия в соответствии с технической документацией на применяемый лакокрасочный материал и условиями окружающей среды, производят контроль качества.

### **2.3.6 Устранение дефектов антикоррозионного покрытия**

В местах непрокраса повторно зачищают стальную поверхность механическим методом до металлического блеска. В местах пористости удаляют покрытие до стального основания, удаляют пыль и обезжиривают, а затем наносят лакокрасочный материал по технологии, соответствующей технологии нанесения основного покрытия.

После отверждения покрытия в местах исправления дефектов, повторно проводят осмотр данных участков и измеряют толщину покрытия. Толщины покрытия зон ремонта должны удовлетворять толщинам основного покрытия.

### **2.3.7 Выводы по разработке мероприятий по антикоррозионной защите аппарата**

Защита от коррозии заключается в нанесении антикоррозионных материалов на поверхность теплообменного аппарата, эксплуатирующийся в различных климатических зонах и различных категориях размещения.

Типовая технологическая схема мероприятий по антикоррозионной защите теплообменного аппарата включает в себя:

- подготовку аппарата к проведению работ по антикоррозионной защите;
- подготовку металлической поверхности аппарата перед окраской;
- подготовку лакокрасочного материала к применению;
- нанесение антикоррозионного покрытия на поверхность аппарата;
- отверждение покрытия;
- контроль качества покрытия;
- устранение дефектов покрытия.

На всех стадиях технологического процесса осуществляют пооперационный контроль.

## **2.4 Выбор и обоснование вспомогательного оборудования**

В зависимости от фазового состояния теплоносителя, нужно выбрать насос (для жидкого теплоносителя) или вентилятор (для газов). Также для теплообменника, где греющим теплоносителем является пар, должен быть конденсатоотводчик.

Дренаж теплоносителя из теплообменника должен осуществляться в специальную производственную емкость.

Для наших задач отличным вариантом является производственная емкость ( $V=16 \text{ м}^3$ ,  $L=5280 \text{ мм}$ ) с одним полупогружным насосом ( $Q=80 \text{ м}^3$ ,  $H=43 \text{ м}$ , электродвигатель -  $N=15 \text{ кВт}$ ,  $n=1500 \text{ об/мин.}$ ). Производственная емкость должна быть оснащена змеевиком, дыхательным клапаном типа КДС, сигнализатором уровня и замерным люком.

Стационарный змеевик служит для поддержания температуры 20...40 °С в производственной емкости. Подача теплоносителя (водного раствора ТЭГ) в теплообменник производственной емкости осуществляется по трубопроводу под давлением до 1,6 МПа и температурой до 150 °С. После емкости на линии отвода теплоносителя установлен клапан регулятор давления. Возврат теплоносителя из змеевика производственной емкости осуществляется при давлении 0,45-1,4 МПа.

Также теплообменник оборудуется запорными арматурами и предохранительными клапанами, которые в случае превышения давления будут сбрасывать его в закрытую дренажную емкость по выкидному трубопроводу. Предохранительные клапаны ставятся на трубопровод теплоносителя к теплообменнику и трубопровод нефти от теплообменника. Предохранительный клапан ставящийся на трубопровод нефти настроен на  $P=8,5$  МПа, а ставящийся на трубопровод теплоносителя настраивают на  $P=2$  МПа.

Закрытая дренажная емкость  $V=40$  м<sup>3</sup>,  $L=9026$  мм,  $D=2400$  мм оборудуется двумя полупогружными насосами  $Q=100$  м<sup>3</sup>,  $H=50$ м с электродвигателем  $N=30$ кВт,  $n=2940$  об/мин.. Дренажные емкости также оснащаются змеевиком, дыхательным клапаном типа КДС и сигнализатором уровня, а также замерным люком.

Запорные арматуры в обязательном порядке ставятся на входе и выходе теплообменника.

### 3 Эксплуатация и ремонт

#### 3.1 Разработка технологии ремонта теплообменника

##### 3.1.1 Подготовка к ремонту

Подготовка к ремонту включает в себя выполнение следующих мероприятий:

1. Уменьшают избыточное давление до атмосферного путем отключения теплообменного аппарата от коммуникаций, сливают теплоносители через штуцера в дренажную муфту на крышке корпуса (рисунок 26) или напрямую в дренажную емкость, если это предусмотрено конструкцией.

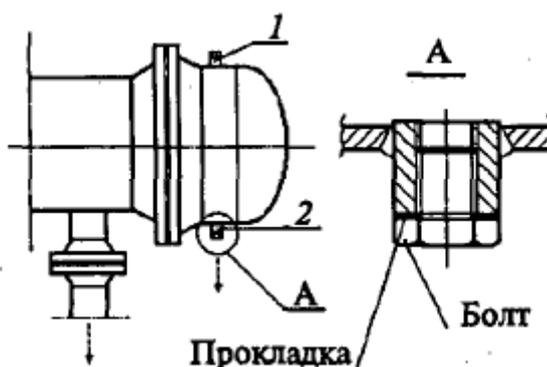


Рисунок 26 - Муфты: 1- для выхода воздуха при пуске аппарата; 2 - для дренажа продукта при подготовке аппарата к ремонту

2. Отключается арматура и ставятся заглушки на фланцевых соединениях всех подводящих и отводящих трубопроводов (рисунок 27). Толщина заглушки должна быть рассчитана на внутреннее давление в системе. Заглушка имеет выступающие указатели-хвостовики. Установка и снятие заглушек регистрируются в ремонтном журнале.

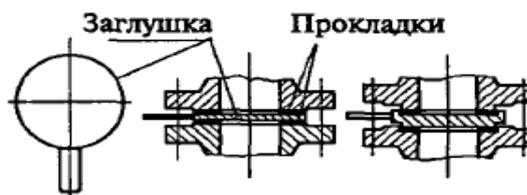


Рисунок 27 - Типы заглушек для отключения аппаратов от технологических трубопроводов

3. Для удаления взрывопожароопасных и токсичных веществ проводится продувка азотом или пропарка водяным паром с последующей промывкой водой и продувкой воздухом. Промывка, пропарка и продувка способствует удалению из аппарата остатков воды и рабочей среды. Время промывки и пропарки определяется физико-химическими свойствами

рабочей среды. Для пропарки в трубной обвязке предусматривается линия подвода пара, которая при работе аппарата заглушается.

4. Выполняется анализ на наличие ядовитых и взрывоопасных продуктов.

5. Составляется план и получается разрешение на огневые работы, если необходимы в процессе ремонта.

6. Составляется акт сдачи в ремонт.

### **3.1.2 Разборка аппарата**

После того, как слили теплоносители, поставили заглушки и промыли аппарат, что является подготовкой к ремонту, выполняется разборка кожухотрубного теплообменника в следующей последовательности:

1. Демонтаж обвязки линии, арматуры и предохранительных клапанов;
2. Демонтаж теплоизоляции кожуха;
3. Демонтаж крышек и люков обечайки теплообменника;
4. Демонтаж крышки распределительной камеры;
5. Демонтаж распределительной камеры;
6. Начальный сдвиг прикипевшего к кожуху трубного пучка;
7. Демонтаж трубной решетки;
8. Демонтаж затрубной перегородки.

Демонтаж трубного пучка происходит с помощью специальных установок и приспособлений, некоторые из них были рассмотрены в литературном обзоре.

Стоит отметить, что при демонтаже выгодно прибегать к пневматическим и гидравлическим гайковертам, которые позволяют уменьшить труд по монтажу и демонтажу, а также, что зачастую более важно, существенно сокращает время работы. Компенсирование труда на опускание и подъем тяжелой крышки достигается путем изготовления поворотных кронштейнов, позволяющие после разбалчивания отвести в сторону крышку и распределительную головку.

### **3.1.3 Диагностика и дефектовка аппарата**

Диагностика проводится для выявления дефектов, прежде всего, сварных соединений, основного металла аппарата, а также выявления дефектов вальцовки трубок и целостности трубок в трубной решетке.

Диагностика теплообменного аппарата включает в себя: внешний осмотр, снятие теплотехнических параметров (температуры, давления, расходы), анализ данных на соответствия их расчетным и разработку мероприятий по устранению выявленных неисправностей.

Целостность трубок проверяется с помощью гидравлического или пневматического испытания на рабочее давление. Выявленные при

испытаниях негерметичные трубки изолируют и выключают из работы с помощью пробок. Стоит отметить, что максимально допустимый процент изолируемых трубок в трубной решетке составляет 15% от общего количества трубок в трубной решетке.

Диагностика сварных соединений должна обеспечиваться, как минимум двумя методами неразрушающего контроля, один для диагностики поверхности, а другой – для диагностики дефектов внутри сварных соединений. То же самое относится и для диагностики основного металла теплообменного аппарата и его трубного пучка. Методы выбираются в зависимости от удобства использования, наличия необходимой точности и обеспечивающие заданный объем контроля в конкретном случае. Составляется индивидуальный маршрут диагностирования теплообменного аппарата, с упоминанием о зонах и объеме контроля.

Основные методы неразрушающего контроля, которые применяются для фиксации дефектов кожухотрубного теплообменного аппарата:

- визуально-измерительный;
- ультразвуковая дефектоскопия;
- радиографический контроль;
- капиллярная дефектоскопия или магнитопорошковый контроль;
- акустико-эмиссионный контроль;
- токовихревой метод контроля и другие, обеспечивающие требуемый объем контроля и точность выявления дефектов.

Ультразвуковой и радиографический методы направлены на поиск внутренних дефектов представленные в виде неметаллических включений, пор, трещин и непроваров. Для применения данных методов неразрушающего контроля должна быть аппаратура, обладающая достаточной чувствительностью для выявления дефектов аппарата.

При наличии вмятин, выпучин и гофров деформированную поверхность и ближайшую к ней зону шириной 100-150 мм по периметру нужно диагностировать на наличие трещин.

Если отсутствует возможность осмотра наружной и внутренней поверхности теплообменного аппарата, то объем контроля сварных соединений должен быть полным.

При наличии недопустимых дефектов для неполного контроля, объем контроля увеличивают, как минимум вдвое.

Также, после ультразвукового неразрушающего контроля, для уточнения серьезности дефектов при необходимости используют дополнительно радиографический метод, металлографический метод или метод послойного вскрытия.

Стоит отметить, что для проведения диагностики теплообменного аппарата, его диагностируемая поверхность сначала должна быть зачищена, чтобы шероховатость соответствовала нормативным требованиям контроля. Обычно для зачистки применяют различные щетки, шлифовальные машинки, а также проводят химическую и пескоструйную обработки.

Качество сварных соединений теплообменника считается неудовлетворительными, если посредством любого контроля были найдены внутренние или наружные дефекты, которые выходят за пределы допусков.

Диагностика магнитопорошковым методом неразрушающего контроля применяется для фиксации и определения размеров и ориентации наружных и внутренних трещин, а также расслоений. Диагностика магнитопорошковым методом используется по результату визуального осмотра в местах, где предположено имеется трещина, коррозионная язва и другие дефекты.

Метод акустико-эмиссионного неразрушающего контроля позволяет выявить только развивающиеся дефекты. Из этого следует, что акустико-эмиссионный метод дает представление по дефекту не по размеру, а по степени его опасности. Имеется возможность применения не одного, а нескольких преобразователей акустической эмиссии, поэтому данный метод может захватывать всю поверхность теплообменного аппарата.

Главная особенность метода заключается в проблематичном фиксировании дефекта из помех, когда дефект мал, но при этом его ориентация и положение никак не влияет на фиксацию. Акустико-эмиссионный метод хорошо обнаруживает дефект, который уже развился и размер которого подходит к критическому.

Исходя из этого акустико-эмиссионный метод используют только в сочетании с другими методами неразрушающего контроля.

Акустико-эмиссионный метод может применяться для слежки за развитием конкретного дефекта. Также данный метод используется при гидравлических и пневматических испытаниях теплообменника, для обеспечения безопасности проведения испытаний, так как будет предупреждать о разрушении аппарата в данный момент времени.

В целях контроля толщины стенки элементов теплообменника используют ультразвуковую толщинометрию. По результатам ультразвуковой толщинометрии определяют скорость износа стенки элемента теплообменника, а затем устанавливают допустимый эксплуатационный срок элемента или срок проведения восстановительного ремонта. Погрешность ультразвуковых толщиномеров должна быть не более 0,1 мм.

Толщинометрию используют, как по наружной поверхности аппарата, так и по внутренней. Измерению производятся по четырем образующим обечайки и четырем радиусам днищ через  $90^\circ$  по окружности элемента. Каждую царгу обечайки измеряют минимум три раза по каждой образующей.

В местах диагностики толщинометрией металл должен быть зачищен до блеска.

Вихревой метод основан на действии внешнего электромагнитного поля на электромагнитное поле вихревых токов, направленные на теплообменник. Данный метод используется для проявления поверхностных и подповерхностных трещин в ферромагнитных материалах. Главное

достоинство такого метода – его простота, а также большая производительность и чувствительность. Вихревой метод эффективный для обнаружения трещин коррозионного растрескивания и межкристаллитной коррозии, но при этом не следует его использовать для диагностики сварных швов. Исходя из этого вихревой метод часто используют в сочетании с ультразвуковым, радиографическим или акустико-эмиссионным методами.

Результатом диагностики является заключение или протокол, в котором отображается и описывается размер, форма и место найденных дефектов. Также составляется дефектная ведомость на последующий ремонт теплообменного аппарата.

Рекомендуемый маршрут диагностики кожухотрубного теплообменного аппарата выглядит так:

- анализ технической документации теплообменного аппарата;
- визуальный контроль;
- выдача задания на подготовку сварных соединений для дефектоскопии;
- магнитопорошковый или капиллярный контроль;
- ультразвуковой или радиационный контроль;
- устранение выявленных недопустимых дефектов;
- дефектоскопия ремонтируемых участков.

### **3.1.4 Проведение ремонтных работ**

Основной ремонт кожухотрубных теплообменников связан с трубным пучком. В нашем случае трубный пучок состоит из U-образных трубок.

Для чистки U-образных трубок применяется гибкий шланг. Очистка трубок с помощью воды и воздуха называется гидропневматической. В загрязненную трубку одновременно подаются вода и сжатый воздух. Сжатый воздух, расширяясь, резко увеличивает скорость движения воды, которая начинает перемещаться по трубке последовательными водяными “пробками” с интенсивными завихрениями. Совместное движение воды и воздуха быстро разрушает отложения на стенках трубок, очищая их.

Одновременная подача в трубку воды и воздуха осуществляется при помощи водовоздушного пистолета. Воздух под давлением 0.7 – 0.8 МПа и вода под давлением 0.5 – 0.6 МПа при соотношении 1:1 подаются с помощью шлангов.

Такая очистка трубок позволяет сократить время очистки по сравнению с механической около 8-10 раз, значительно сократить период меж чистки аппарата, повысить производительность труда.

Продолжительность очистки одной трубки колеблется от 10 до 20 секунд. Большой градиент создаваемого давления предоставляет возможности для очистки отложений практически любой твердости, что положительно сказывается на восстановлении заводского коэффициента теплопередачи трубок.

В процессе ремонта трубного пучка допускается отключение не более 15% трубок от общего количества трубок в пучке. Если проверка показала наличие более 15% дефектных труб, то в таком случае происходит полная замена дефектных труб, но стоит отметить, что монтаж бывших в эксплуатации труб допускается, если в процессе эксплуатации износ составляет не более 30% от начального веса трубы.

Ремонт вмятин в трубах происходит при помощи специального приспособления, рассмотренного в литературном обзоре.

Завальцованные трубы, не выступающие над трубной решеткой, при замене отрезают за трубной решеткой и демонтируют. Концы трубок, которые остались в гнездах трубной решетки сплющивают и выбивают.

На новые трубки оставляют запас 8-10 мм от длины трубного пучка. На толщину трубной решетки с прибавкой 10 мм с каждой стороны производят зачистку концов новых трубок до характерного блеска. Перед монтажом новых трубок отверстия в решетке продуваются и протираются насухо. Допускаемый зазор наружного диаметра трубки и отверстия решетки составляет 1,5% от диаметра самой трубки.

Новые трубки крепятся в трубную решетку с помощью развальцовки. Класс шероховатости отверстия в трубной решетке должен быть, как минимум седьмой. Края трубок должны выпирать на 3-5 мм у каждого торца решетки, а также быть отбортованными.

Корпусные детали теплообменного аппарата, которые имеют выпучины и вмятины, выправляют с помощью кувалды по медной подкладке. Также возможно устранение данных дефектов с помощью прогрева, но не более 3-4 мм по толщине. В случае, когда устранить данные дефекты представленными способами невозможно, то на поврежденные участки устанавливаются накладки или деталь заменяется новой из запаса.

Дефектные трубные решетки и штуцера при фиксировании предельного износа и прогиба заменяются.

Трещины и свищи, как правило ремонтируются путем заварки или установки заплаток с первоначальным удалением проблемной зоны.

Глубокие трещины сначала засверливают, а потом заваривают. Неглубокие трещины (менее 40% от толщины стенки) сначала разделяют односторонней вырубкой под углом 50-60°, а затем заваривают. Трещины, глубина которых более 40% от толщины стенки разделяют на всю толщину с помощью зубила или газорезки. Гнездообразные трещины вырезают и заваривают заплатками, которые должны быть вварены заподлицо с основным металлом аппарата. Стоит помнить, что заплатка не должна быть больше, чем 1/3 площади листа теплообменника.

Если ремонт требует частичной замены корпуса, то придерживаются следующих требований:

- Выбирают материал, который соответствует по механическим и химическим свойствам основному;
- Толщина листа должна быть не меньше исходной;

- Электроды выбирают исходя из свариваемого материала;
- Замыкающие обечайки должны быть не меньше 400 мм;
- Продольные швы должны быть в верхней части аппарата;
- Кромки поверхности аппарата зачищают до чистого металла на ширину 10 мм;
- Такие швы, как продольные, меридиональные и хордовые следует варить так, чтобы между ними было расстояние, как минимум 100 мм;
- Во время сварки стыков нужно делать плавный переход от одного элемента к другому.

### **3.1.5 Сборка аппарата**

Сборка трубного пучка с корпусом теплообменника происходит с помощью оборудования представленного в литературном обзоре. В основном тяговое усилие создается с помощью лебедки, но также применяют специальные механизированные установки, основой которых является толкатель.

Трубный пучок труб фиксируют, как правило, на тележке, а затем регулируют высоту тележки, чтобы трубный пучок был соосен толкателю или лебедке. Корпус ставят на роликоопоры так, чтобы фронтальный фланец был в зацеплении с устройством рамы и отверстия фланца совпадали с винтами зацепления. Далее используют толкатель (лебедку) и производят монтаж трубного пучка с корпусом теплообменника. Резьба шпилек и гаек должна смазываться для предотвращения заедания и дальнейшей защиты соединения. Фланцевые соединения затягивают равномерно попарно под углом 180°. На аппаратном фланце обечайки и трубной решетке аппарата должны быть нанесены метки. При монтаже трубного пучка метки должны совпадать.

Порядок сборки кожухотрубного теплообменного аппарата производится в следующей последовательности:

1. Монтаж затрубной перегородки;
2. Монтаж трубной решетки;
3. Монтаж распределительной камеры;
4. Монтаж крышки распределительной камеры;
5. Монтаж крышек и люков обечайки теплообменника;
6. Монтаж наружной теплоизоляции кожуха;
7. Обвязка арматуры линии, арматуры и предохранительных клапанов.

После полной сборки аппарата проводится гидравлическое испытание.

### **3.1.6 Гидравлическое испытание аппарата**

Для оценки качества и готовности теплообменного аппарата к дальнейшей безопасной эксплуатации проводится гидравлическое испытание теплообменного аппарата. Гидравлическое испытание аппарата представляет собой крайнюю стадию ремонта, так как по результатам испытания оценивается качество проведенных ремонтно-восстановительных работ над аппаратом.

Гидравлическое испытание проводится до установки теплоизоляционного кожуха на теплообменный аппарат.

Гидравлическое испытание теплообменного аппарата испытывается пробным давлением  $P_{пр}$  формула которого

$$P_{пр} = 1.25 \cdot P_p \quad (71)$$

где  $P_p$ - расчетное давление теплообменника.

Считаем пробное давление межтрубного пространства теплообменника по формуле (71), с учетом того, что расчетное давление межтрубного пространства равно  $P_{p1} = 1.6$  МПа .

$$P_{пр1} = 1.25 \cdot 1.6 \cdot 10^6 = 2 \text{ МПа} .$$

Также по формуле (71) нужно найти пробное давление для трубного пространства теплообменника, расчетное давление трубного пространства теплообменника равно  $P_{p2} = 8.5$  МПа.

$$P_{пр2} = 1.25 \cdot 8.5 \cdot 10^6 = 10.625 \text{ МПа} .$$

Для гидравлического испытания используется вода, температура которой составляет 5-40° выше нуля. Температура стенки корпуса аппарата и окружающего воздуха должна быть такой, чтобы исключить выделение влаги на поверхность стенок аппарата.

Гидравлическое испытание теплообменного аппарата происходит в 3 этапа:

- Испытание распределительной камеры в сборе с трубным пучком (без корпуса) и испытательным кольцом пробным давлением трубного пространства;
- Испытание корпуса в сборе с трубным пучком (без распределительной камеры) и испытательным кольцом пробным давлением межтрубного пространства;
- Испытание фланцевых соединений на герметичность (аппарат в сборе) пробными давлениями трубного и межтрубного пространств одновременно.

Испытательное приспособление для проведения гидравлического испытания аппарата представлено на рисунке 28. Оно включает в себя сальник и испытательное кольцо.

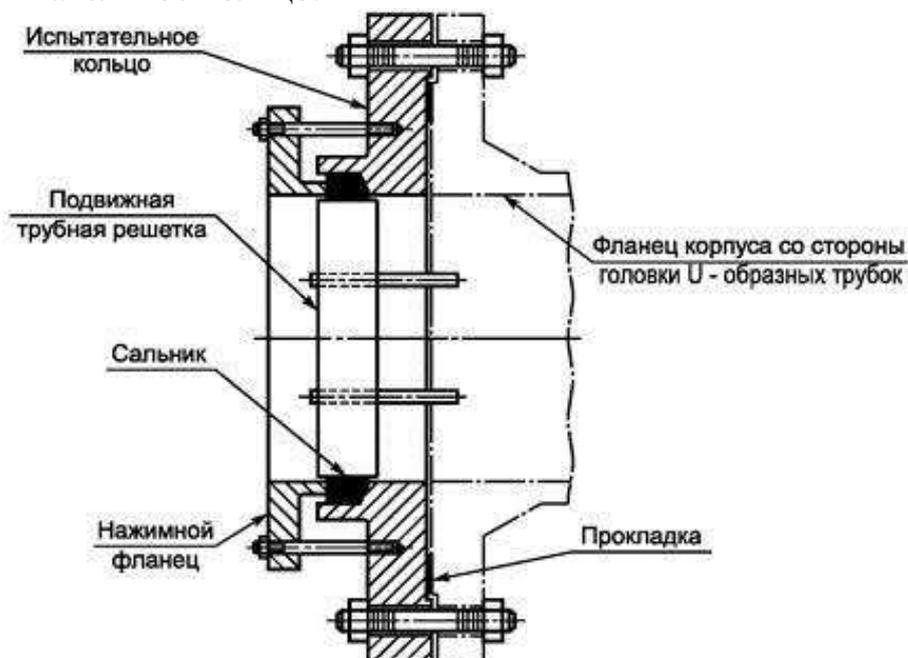


Рисунок 28 – испытательное приспособление для кожухотрубного аппарата с U-образным пучком труб

Повышение давления в аппарате должно происходить плавно. Использовать сжатый воздух или газ для создания давления запрещается.

Время нахождения межтрубного пространства аппарата под пробным давлением должно быть не менее 1 часа. Время пребывания трубного пространства под пробным давлением должно быть не менее 30 минут.

Величина давления должна контролироваться парой манометрами.

До начала каких-либо работ с теплообменником, а также перед внутренним осмотром теплообменник должен быть нейтрализован от газоопасных и вредных веществ.

Аппарат считается успешно прошедшим гидравлическое испытание, если:

- Не были обнаружены течи, следы, потение и трещины;
- Отсутствуют течи в разъемных соединениях.

Также гидравлическое испытание можно заменить пневматическим, если в ходе испытания будет использован метод акустической эмиссии.

Аппарат и его составляющие детали, которые при испытании выявили свои дефекты, после их ликвидации должны, быть подвержены повторным гидравлическим испытаниям.

Значение пробного давления и результаты гидравлического испытания записываются в паспорт теплообменного аппарата.

Не стоит забывать, что после гидравлического испытания в аппарате остается некоторое количество воды. Поэтому после гидравлического испытания аппарат подвергается сушке. Установка для сушки

теплообменного аппарата после гидравлического испытания представлена на рисунке 29.

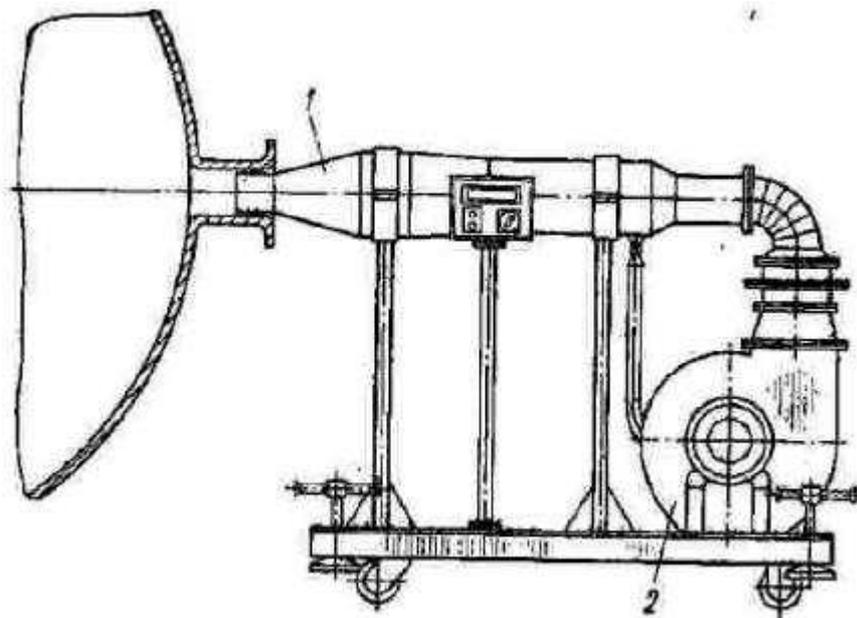


Рисунок 29 – установка для осушки аппарата после гидравлического испытания: 1 – газовый контактный нагреватель; 2 – компрессор.

### 3.1.7 Консервация аппарата

После успешного ремонта и гидравлического испытания теплообменный аппарат могут законсервировать на хранение или сразу ввести его в эксплуатацию. В случае, если после ремонта аппарат встает на консервацию, то аппарат должен иметь свидетельство о консервации, которое включает в себя, такие пункты как:

- дату консервации;
- марку материала аппарата;
- вариант внутренней упаковки;
- условия хранения;
- срок защиты без переконсервации;
- срок консервации;
- способы расконсервации.

Данное свидетельство вкладывается в паспорт аппарата.

### 3.1.8 Правила приемки аппарата из ремонта

Кожухотрубный теплообменный аппарат, его детали, а также комплектующие должны в обязательном порядке быть аттестованными комиссией технического контроля.

Порядок аттестации включает в себя проверку:

- габаритных и присоединительных размеров;
- прочности и герметичности;

- соответствия примененных материалов предусмотренным материалам в спецификации рабочей документации;
- качества сварных соединений;
- качества поверхности;
- качества покрытия;
- комплектности аппарата;
- комплектности сопроводительной документации;
- маркировки;
- консервации;
- упаковки.

### **3.1.9 Ввод аппарата в эксплуатацию**

Разрешение на ввод в эксплуатацию кожухотрубного теплообменного аппарата, подлежащего регистрации в органах Госгортехнадзора России, выдается инспектором после его регистрации на основании технического освидетельствования и проверки организации обслуживания и надзора, при которой контролируется:

- наличие и исправность в соответствии с требованиями для правил арматуры, контрольно-измерительных приборов и приборов безопасности;
- соответствие установки теплообменника правилам безопасности;
- правильность включения теплообменника;
- наличие соответствующего обслуживающего персонала и специалистов данному теплообменнику;
- наличие должностных инструкций;
- инструкции по режиму работы и безопасному обслуживанию, сменных журналов и другой документации.

Разрешение на ввод в эксплуатацию кожухотрубного теплообменного аппарата, не подлежащего регистрации в органах Госгортехнадзора России, выдается лицом, назначенным приказом организации для осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации аппарата, на основании документации после его технического освидетельствования и проверки организации обслуживания.

Разрешение на ввод теплообменного аппарата в эксплуатацию записывается в его паспорте.

После выдачи разрешения на эксплуатацию теплообменного аппарата на специальной табличке форматом не менее 200x150 мм должны быть отображены паспортные данные аппарата.

Аппарат включается в работу только после письменного распоряжения администрации, когда были выполнены выше перечисленные требования.

## **3.2 Разработка руководства по техническому обслуживанию и эксплуатации аппарата**

### **3.2.1 Общие требования безопасности**

К работе с кожухотрубным теплообменником могут быть допущены лица, только:

- достигшие своего совершеннолетия;
- прошедшие проверку знаний и обучение по профессии;
- допущенные по результатам медицинского освидетельствования;
- прошедшие инструктаж;
- положительно прошедшие стажировку.

На корпусе теплообменника на видном месте должна быть прикреплена специальная табличка со следующими паспортными данными:

- наименование завода-изготовителя;
- наименование или обозначение аппарата;
- порядковый номер аппарата по системе нумерации предприятия-изготовителя;
- год изготовления;
- рабочее давление, МПа (кгс/см<sup>2</sup>);
- расчетное давление, МПа (кгс/см<sup>2</sup>);
- пробное давление, МПа (кгс/см<sup>2</sup>);
- допустимая максимальная и (или) минимальная рабочая температура стенки;
- дата следующего наружного, внутреннего осмотров, а также гидравлического испытания;
- масса аппарата.

### **3.2.2 Арматура, КИП и предохранительные устройства**

Для безопасной работы теплообменника в зависимости от назначения нужно оснастить его:

- запорной или запорно-регулирующей арматурой;
- приборами для измерения давления;
- приборами для измерения температуры;
- предохранительными устройствами;
- указателями уровня жидкости.

Аппараты, конструкция которых предусматривает быстросъемные крышки, должны иметь предохранительные устройства, не допускающие включение теплообменника при неполном закрытии крышки, а также при открывании ее, когда в аппарате не стравлено давление.

### **3.2.3 Запорная и запорно-регулирующая арматура**

Запорную и запорно-регулирующую арматуру следует монтировать на штуцерах, непосредственно присоединенных к теплообменнику и отводящих из него рабочую среду.

Каждая арматура должна иметь специальную табличку с маркировкой, в которой указывается:

- наименование или товарный знак завода-изготовителя;
- условный проход, мм;
- условное давление, МПа (кгс/см<sup>2</sup>);
- направление потока среды;
- марка материала.

Если арматура не имеет паспорт, но имеет маркировку, то такую арматуру допускают к использованию только после проведения ревизии. Далее восстанавливается паспорт арматуры на основе маркировки.

На маховике запорной арматуры должно быть показано направление вращения при открывании или закрывании арматуры.

Аппарат должен иметь на подводящей линии от насоса обратный клапан. Обратный клапан устанавливается между насосом и запорной арматурой аппарата.

На отключенном аппарате арматура должна быть закрыта.

Шток арматуры должен систематически смазываться, а сама арматура легко открываться и закрываться.

Во избежание гидравлического удара арматуру нужно открывать и закрывать медленно.

### **3.2.4 Манометры**

На теплообменнике должны быть установлены манометры прямого действия. Манометр следует монтировать на штуцер обечайки аппарата или на трубопровод до запорной арматуры.

Допускается использовать манометры только с классом точности не ниже 2.5, а его шкала показаний должна быть такой, чтобы рабочее давление находилось на 2/3 его предельного показания. Также на шкале должна быть красная черта или красная металлическая стрелка, плотно прилегающая к корпусу манометра, которая показывает рабочее давление аппарата по паспорту.

Показания манометра должны быть отчетливо видны.

Величина диаметра корпуса манометра, установленного на высоте до 2 м от уровня площадки наблюдения за ним, должна быть не менее 100 мм, на высоте от 2-3 м - 160 мм и более. Монтаж манометра на высоте более 3 м от уровня смотровой площадки запрещается.

На штуцере теплообменника должен быть установлен тройник, благодаря которому возможно проводить контрольную проверку манометра с помощью контрольного манометра.

Эксплуатация манометра запрещена, если:

- отсутствует пломба или клеймо;
- просрочен срок проверки;
- стрелка манометра при его отключении не возвращается на нулевое значение;
- разбито стекло или имеются повреждения, которые могут отразиться на правильности его показаний.

Проверка манометров с их опломбированием или клеймением производится раз в год, а каждые 6 месяцев производится проверка манометров с помощью контрольного. Также возможна проверка проверенным исправным манометром, который является идентичным проверяемому по шкале показаний и классу точности.

### **3.2.5 Предохранительные устройства**

Ставятся такие предохранительные клапана, которые по расчету не будут позволять образоваться давлению в аппарате более 15% от рабочего давления.

При работоспособных предохранительных клапанах допустимо превышение давления в аппарате сверх 15%, но не более 25% от рабочего, при условии, что эта сверх норма предусмотрена проектом и имеется запись в паспорте теплообменника.

Конструкция пружинного клапана должна нивелировать вариант затяжки пружины более установленной величины, а пружина должна быть защищена от недопустимого нагрева и прямого действия среды. Конструкция пружинного клапана должна предусматривать механизм для проверки работоспособности клапана с помощью принудительного открывания (подрыва).

Проверка работоспособности клапана с помощью принудительного открывания производится в сроки, не реже 1 раза в 6 месяцев, при условии, что клапан стоит в помещении и нивелированы возможности замерзания, забивания или прикипания.

Время и дата проверки должны фиксироваться в вахтовом журнале.

Предохранительные клапана ставятся в местах, которые доступны для дальнейшего осмотра.

Монтаж арматуры между теплообменником и предохранительным клапаном, а также за предохранительным клапаном запрещается.

Нефть, выходящая из предохранительного клапана, отводится в специальную дренажную емкость. Взятие пробы нефти из патрубков, где стоят предохранительные устройства, запрещается.

Запрещается регулировать и заглушать предохранительный клапан, если в нем обнаруживается не герметичность. В этом случае нужно прекратить работу аппарата и оборудования, а клапан заменить. Замена клапана производится после подготовки аппарата и оборудования.

Не реже одного раза в два года предохранительные клапаны тарируются на специальном стенде с последующим опломбированием и оформлением соответствующей документации, отметкой в паспорте и т. п. На клапане устанавливается табличка с указанием номера клапана, давления сбрасывания и датой тарировки.

### **3.2.6 Указатели уровня жидкости**

На теплообменном аппарате должен быть установлен указатель уровня жидкости. Также возможна установка звуковой и световой сигнализации взамен указателя уровня жидкости.

При монтаже указателя уровня жидкости стоит помнить, чтобы обеспечивалась хорошая читаемость уровня жидкости. Указатель уровня жидкости должен иметь верхнюю и нижнюю границы уровня жидкости. Также должны быть предусмотрены прозрачные участки, которые на 25 мм ниже и выше допустимых уровней жидкости.

Указатели уровня жидкости оборудуются арматурой (кранами, вентилями) для того, чтобы была возможность их отключения от теплообменного аппарата или продувки.

### **3.2.7 Техническое освидетельствование аппарата**

Кожухотрубный теплообменный аппарат до запуска в эксплуатацию в обязательном порядке подвергается техническому освидетельствованию наружному и внутреннему осмотрам, а после монтажа еще и гидравлическому испытанию. Также техническое освидетельствование следует периодически проводить в процессе эксплуатации.

Периодичность наружного осмотра составляет 6 месяцев, а внутреннего 12 месяцев.

Объем и методы технических освидетельствований теплообменника устанавливаются лицом, которое является ответственным за работоспособное и безопасное состояние аппарата.

Если аппарат по каким-либо причинам не может быть предоставлен для технического освидетельствования в назначенную дату, то аппарат предъявляется заранее.

Техническое освидетельствование аппарата, не регистрируемого в органах Ростехнадзора России, проводится ответственным за исправное и безопасное состояние аппарата. Первичное и внеочередное технические освидетельствования аппарата, регистрируемого в органах Ростехнадзора России, проводится инспектором Ростехнадзора России. Периодическое

техническое освидетельствование аппарата, регистрируемого в органах Ростехнадзора, проводится специалистом организации, имеющей разрешение (лицензию) органов Ростехнадзора на выполнение технического освидетельствования.

Аппарат, зарегистрированный в органах Ростехнадзора, подлежит освидетельствованию:

- 1) Ответственным за исправное и безопасное состояние теплообменника:
  - на наружный и внутренний осмотры каждые 12 месяцев;
- 2) Специалистом организации, имеющей лицензию Ростехнадзора России:
  - на наружный и внутренний осмотры каждые 4 года;
  - на гидравлическое испытание пробным давлением каждые 8 лет.

Аппарат, нерегистрируемый в органах Ростехнадзора, подлежит освидетельствованию:

- на наружный и внутренний осмотры каждые 12 месяцев;
- на гидравлическое испытание пробным давлением каждые 8 лет.

Внеочередное освидетельствование теплообменного аппарата, находящегося в работе, следует проводить:

- если аппарат был демонтирован и установлен на новом месте;
- если аппарат подвергался корпусному ремонту выпучин, вмятин, реконструкции или сварке;
- перед нанесением футеровки на стенки аппарата;
- после аварии аппарата;
- по требованию инспектора Ростехнадзора России или ответственного за исправное и безопасное состояние аппарата.

Для проведения внутреннего осмотра, гидравлического испытания аппарат останавливают, охлаждают или отогревают в зависимости от конкретного случая, освобождают от рабочей среды, ставят заглушки на сопутствующие трубопроводы. Футеровку, изоляцию или другие виды коррозионной защиты следует частично или полностью убрать (демонтировать) в случае, если есть подозрение, что под защитным покрытием имеется дефект металла аппарата.

Результаты технического освидетельствования отмечаются в паспорте аппарата, также обозначаются разрешенные параметры дальнейшей эксплуатации аппарата и сроки следующего освидетельствования.

Если при освидетельствовании находятся дефекты, которые прямо влияют на прочность аппарата, то дальнейшая эксплуатация аппарата возможна только при заниженных параметрах (давление и температура).

Если по заключению технического освидетельствования получается, что аппарат опасен для дальнейшей работы, то его запрещают к эксплуатации.

При наружном и внутреннем осмотрах выявляются все дефекты, влияющие на прочность аппарата, а особое внимание уделяется дефектам на

поверхностях аппарата (трещин, надрывов, коррозии стенок, выпучин, раковин), в сварных швах (дефекты сварки), в заклепочных швах (трещины между заклепками, обрывы головок, следы пропусков и тд.) и разрушениям футеровки.

Гидравлическому испытанию подвергается аппарат только при положительном заключении наружного и внутреннего осмотров. Установленная на аппарате арматура также подвергается гидравлическому испытанию.

Гидравлическое испытание аппарата проводится исходя из разработанной выше технологии ремонта. Стоит отметить, что любое взаимодействие со стенками корпуса, сварными и разъемных соединениями аппарата во время испытания запрещается.

### **3.2.8 Требования по безопасной эксплуатации аппарата**

Рабочий персонал обязан соблюдать требования данного руководства и следить за работоспособностью арматуры, контрольно-измерительных приборов, предохранительных устройств.

Ремонт теплообменника и его элементов во время работы запрещается.

Увеличение давления и температуры в аппарате нужно производить плавно. В процессе скачка давления или температуры есть вероятность пропуска продукта, что может привести к воспламенению.

Если было зафиксировано выделение газа, пара или жидкости через неплотности аппарата необходимо:

- как можно скорее уменьшить давление и температуру;
- отключить аппарат от системы согласно плану ликвидации аварии;
- к месту выделения подвести пар, чтобы предупредить загорание выделившихся продуктов.

Рабочий персонал обязан каждую смену следить за исправностью контрольно-измерительных приборов, арматуры и предохранительных клапанов на рабочем аппарате и трубопроводах.

Работоспособность предохранительных клапанов контролируется рабочим персоналом с помощью принудительного открытия клапана специальным приспособлением во время работы аппарата.

Теплообменный аппарат должен быть отключен в случае:

- повышения давления выше разрешенного;
- обнаружения в основных элементах аппарата трещин, выпучин, значительного утончения стенок, пропусков или потения в сварных швах, течи в болтовых и заклепочных соединениях, разрыва прокладок;
- неисправности предохранительных клапанов;

- возникновения пожара, непосредственно угрожающего аппарату под давлением;
- неисправности манометра и невозможности определить давление по другим приборам;
- снижения уровня жидкости ниже допустимого в аппаратах с огневым подогревом;
- неисправности или неполном количестве крепежных деталей крышки и люка;
- неисправности указателя уровня жидкости;
- неисправности предохранительных блокировочных устройств;
- неисправности предусмотренных проектом контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной работы был проведен анализ типовых конструкций кожухотрубных теплообменников с последующим выбором определенной конструкции для дальнейшего проектирования. Для центрального пункта сбора нефти был спроектирован кожухотрубный теплообменник типа ТУ. К спроектированному теплообменнику была разработана нормативная документация: Технология ремонта аппарата, руководство по антикоррозионной защите, а также руководство по техническому обслуживанию и безопасной эксплуатации аппарата.

Все расчеты были произведены с помощью ЭВМ и системы автоматизированного проектирования MathCAD. Также, все геометрические параметры были округлены до сотых метра в большую сторону, с целью удобства построения общего вида теплообменника в графической части.

Параметры спроектированного кожухотрубного теплообменника:

Назначение аппарата – подогрев товарной нефти;

Конструкционное исполнение аппарата – ТУ (горизонтальный, двухходовой по межтрубному пространству и с U-образными трубами в трубном пучке);

Трубное пространство – нефть;

Межтрубное пространство – 42% водный раствор триэтиленгликоль (ТЭГ);

$P_T = 1.6$  МПа – Рабочее давление в межтрубном пространстве;

$P_H = 8.5$  МПа – Рабочее давление в трубном пространстве;

$T_T = 150^\circ\text{C} = 423\text{ K}$  – Рабочая температура водного раствора ТЭГ;

$T_H = 40^\circ\text{C} = 338\text{ K}$  – Рабочая температура нефти;

$G_H = 20$  т/час – Расход нефти;

$t_1 = 20^\circ\text{C} = 293\text{ K}$  – Начальная температура нефти;

$t_2 = 60^\circ\text{C} = 333\text{ K}$  – Конечная температура нефти;

$L = 3$  м – Длина труб в трубном пучке;

$d_{\text{нар}} = 25$  мм – Наружный диаметр труб в трубном пучке;

$S_{\text{ст}} = 2$  мм – Толщина труб в трубном пучке;

$n = 900$  шт – Общее количество труб в трубном пучке;

$t = 30$  мм – Шаг труб в трубном пучке (размещение по вершинам треугольников, с помощью развальцовки);

$G_{\text{ТЭГ}} = 1.696 \frac{\text{т}}{\text{ч}}$  – Расход водного раствора ТЭГ;

$\alpha_1 = 127.181$  Вт/(К·м<sup>2</sup>) – Коэффициент теплоотдачи на наружной поверхности труб;

$\alpha_2 = 1.318 \cdot 10^5$  Вт/(К·м<sup>2</sup>) – Коэффициент теплоотдачи со стороны нефти;

$k_1 = 118.668 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$  – Коэффициент теплопередачи;

$F_1 = 193.386$  м<sup>2</sup> – Поверхность теплообмена;

$L_1 = 2.94$  м – Уточненная длина труб;

$S_0 = 8$  мм – Толщина обечайки;  
 $H = 0.3$  м – Высота эллиптического днища;  
 $S_d = 12$  мм – Толщина днища;  
 $D = 1.2$  м – Внутренний диаметр обечайки;  
 $L_p = 3.14$  м – Длина обечайки;  
 $d_6 = 48$  мм – Диаметр болтов;  
 $z_6 = 40$  шт – Количество болтов;  
 $D_{фн} = 1.54$  м – Наружный диаметр фланца;  
 $D_{пн} = 1.37$  м – Наружный диаметр прокладки;  
 $b = 0.1$  м – Ширина прокладки;  
 $\delta = 2$  мм – Толщина прокладки;  
 $h = 95$  мм – Толщина фланца;  
 $S_p = 10$  мм – Толщина трубной решетки;  
 $d_{\text{нефти}} = 64$  мм – Диаметр патрубка под нефть;  
 $d_{\text{птэг}} = 20$  мм – Диаметр патрубка под смесь вода-ТЭГ.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ермаков, В.И. Технология ремонта химического оборудования / В.И. Ермаков, В.С. Шеин. – Л. : Химия, 1977. – 278с.
2. Ермаков, В.И. Ремонт и монтаж химического оборудования / В.И. Ермаков, В.С. Шеин. – Л. : Химия, 1981. – 368 с.
3. Ахметов С. А. и др. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа: Учебное пособие / С. А. Ахметов, Т.П. Сериков, И. Р. Кузеев, М.И. Баязитов; Под ред. С. А. Ахметова. — СПб.: Недра, 2006. — 868 с.
4. Владимиров А. И., Перемячкин В. И. Ремонт аппаратуры нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебное пособие. — М.: ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2001. — 120 с.
5. Паникаров И.И. и др. Машины и аппараты химических производств. М.: Машиностроение, 1989. 368 с.
6. Лебедев П. Д. Теплообменные, сушильные и холодильные установки. Учебник для студентов технических вузов. Изд. 2-е, перераб. М., «Энергия», 1972.
7. Ткаченко Г. П., Бриф В. М. Изготовление и ремонт кожухотрубной теплообменной аппаратуры. – М.: Машиностроение, 1980. – 160с.
8. Печенегов Ю. Я., Кузьмина Р. И.. Курсовое проектирование по процессам и аппаратам химической технологии. Теплообменные аппараты и ректификационные установки: Учеб. пособие / Ю. Я. Печенегов, Р. И. Кузьмина: Саратов. Гос. ун-т им. Н. Г. Чернышевского. Саратов, 2010, 110с.
9. Товажнянский Л. Л., Готлинская А. П. и др. Процессы и аппараты химической технологии. Учебник. В двух книгах. Книга 1 / Под общ. ред. Л. Л. Товажнянского. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2004. – 632 с.
10. Криворот А.С. Конструкция и основы проектирования машин и аппаратов химической промышленности. - М.: Машиностроение, 1976. - 376 с
11. Вихман Г.Л., Круглов С.А. Основы конструирования аппаратов и машин нефтеперерабатывающих заводов. - М.: Машиностроение, 1978. - 328 с.
12. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчёта на прочность. Фланцевые соединения. ОСТ 26-373-71. М.: Минхиммаш СССР, 1972. – 31 с.
13. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчёта на прочность. ГОСТ 14249-73. -М.: Изд. Стандартов, 1976. -102 с
14. Поляков А.А. Механика химических производств. – С-П.: Химия, 1995. -392 с.
15. Исаченко В.П., Осипова В.А., Сукомел А.С. Теплопередача. - Л.: Энергоиздат, 1981. - 417 с.

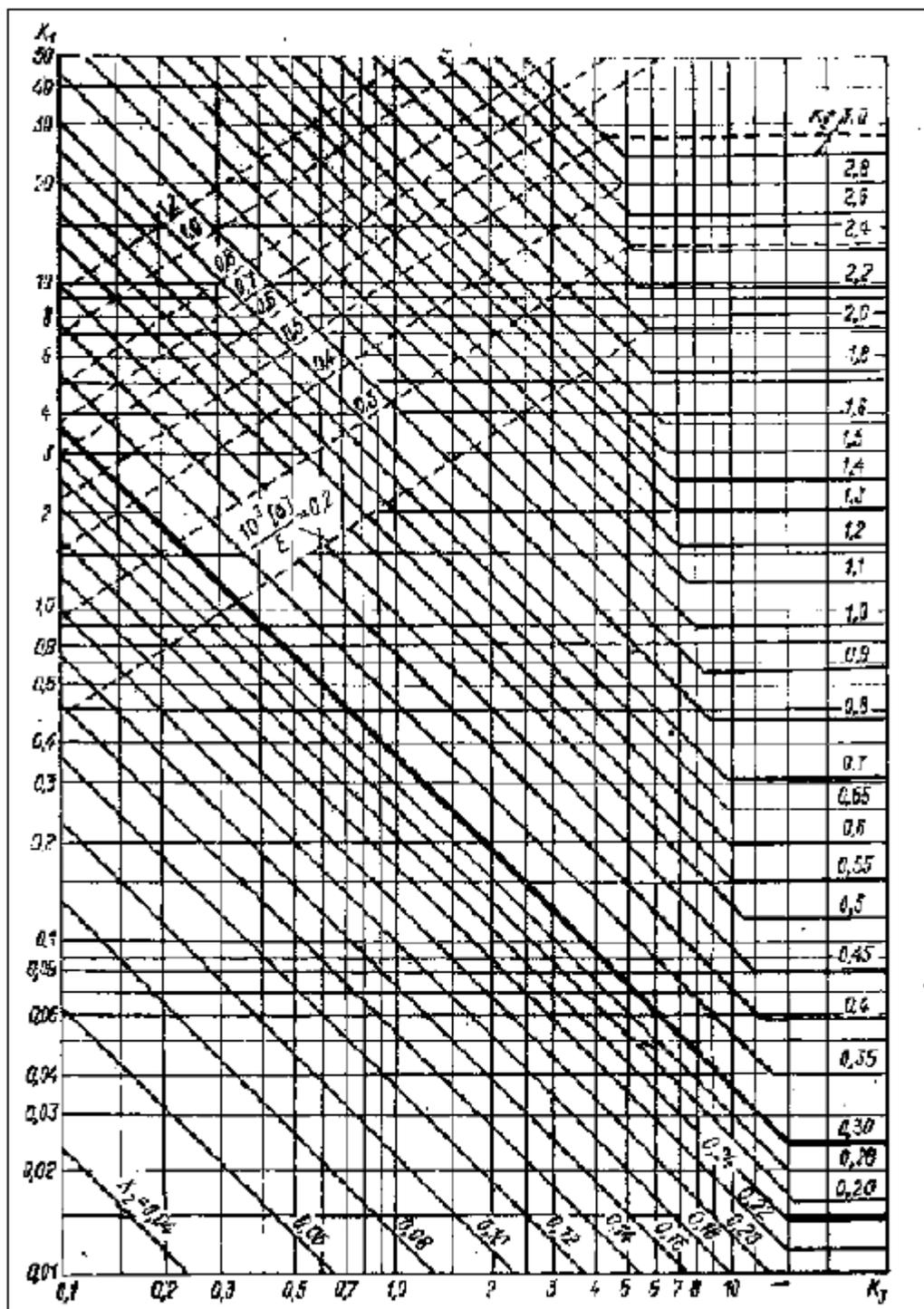
16. Михалёв М.Ф., Третьяков Н.П., Мильченко А.И., Зобнин В.В. Расчёт и конструирование машин и аппаратов химических производств / Под общ. ред. Михалёва М.Ф./ - Л.: Машиностроение, 1984. - 301 с.
17. ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
18. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
19. СНиП 2.03.11-85: Защита строительных конструкций от коррозии. - Взамен СНиП П-28-73, СН 65-76; введ. с 01.01.1986. -М.: Госстрой, ЦИТП, 1986. -48 с.
20. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
21. ГОСТ 12.2.085–82 Система стандартов безопасности труда. Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные.
22. ГОСТ 9.010-80 Единая система защиты от коррозии и старения. Воздух, сжатый для распыления лакокрасочных материалов. Технические требования и методы контроля.
23. ГОСТ 9.407-84 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Метод оценки внешнего вида.
24. ИСО 8501-1:2007 Подготовка стальной поверхности перед нанесением красок и относящихся к ним продуктов. Визуальная оценка чистоты поверхности. Часть 1. Степень ржавости и степени подготовки непокрытой стальной поверхности и стальной поверхности после полного удаления прежних покрытий.
25. ИСО 12944-2:1998 Краски и лаки. Антикоррозионная защита стальных конструкций с помощью защитных лакокрасочных систем. Часть 2. Классификация окружающих сред.
26. ГОСТ 19007-73 Материалы лакокрасочные. Метод определения времени и степени высыхания.
27. СТО 4.2-07-2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

к бакалаврской работе

«Разработка технологии ремонта кожухотрубных теплообменников  
центрального пункта сбора нефти»

Диаграмма для определения коэффициента  $K_2$  при расчёте обечаек на  
устойчивость



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### КОЖУХОТРУБНЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ

#### Отчет о патентных исследованиях

Выполненный в рамках выпускной квалификационной работы в форме бакалаврской работы по теме «Разработка технологии ремонта кожухотрубных теплообменников центрального пункта сбора нефти»

Руководитель \_\_\_\_\_ к.т.н., доцент Е.А. Соловьёв

Выпускник \_\_\_\_\_ Р.С. Шалауров

Красноярск 2017

## **Общие данные об объекте исследования**

Объектом исследования является кожухотрубный теплообменный аппарат. Область применения объекта – подогрев нефти на центральном пункте сбора нефти, нефте- нефтеперерабатывающая промышленность, химическая промышленность, пищевая и другие отрасли промышленности.

Поиск российских патентов проводился по базе данных Федерального института промышленной собственности ([www.fips.ru](http://www.fips.ru)) с использованием ключевых слов: озонатор, генератор озона.

Глубина патентного поиска – 16 лет. Начало поиска: январь 2001 г., окончание поиска: май 2017 г.

## **Введение**

Теплообменные аппараты – устройства, которые служат для передачи тепла от одних тел к другим. В теплообменном оборудовании могут “протекать” различные тепловые процессы, такие как: изменение температуры; испарение, конденсация, плавление, затвердевание, комбинированные процессы.

В данном отчёте представлен анализ патентов (по данным на май 2017 г.), описывающих назначение и конструкцию кожухотрубных теплообменников, которые можно использовать в качестве подогревателя нефти.

При проведении анализа патентных документов этом ставились следующие задачи:

- оценка технического уровня и тенденции развития объекта исследования;
- определение патентной чистоты разработанного в рамках выполнения патентного исследования конструкции кожухотрубного теплообменника для подогрева нефти на центральном пункте сбора нефти.

## Технический уровень и тенденции развития объекта исследования

Прежде всего, хотелось бы отметить, что исполнителем данного исследования, был спроектирован горизонтальные кожухотрубный теплообменный аппарат типа ТУ (с U-образными трубами в трубном пучке) предназначенный для подогрева нефти центрального пункта сбора нефти. Спроектированный аппарат рассчитан на рабочее давление 1,6 МПа по межтрубному пространству и 8,5 МПа по трубному пространству и имеет расход нефти 20 т/ч, а расход теплоносителя при этом составляет примерно 1,7 т/ч. Габаритные размеры теплообменника такие, диаметр обечайки составляет 1,2 м с толщиной стенки в 8 мм и длиной 3,14 м. Трубная решетка состоит из 900 труб диаметром 25 мм с толщиной стенки в 2 мм и длиной 2,94 м каждая. Поверхность теплообмена при этом составляет примерно 193 м<sup>2</sup>, что позволяет без проблем достигать расход нефти в 20 т/ч.

В качестве аналогов можно выделить несколько запатентованных теплообменных аппаратов.

1) Известен кожухотрубный теплообменник [1], содержащий кожух с пучком теплообменных труб закрепленных в трубной решетке, поперечными перегородками, создающими поперечные потоки в межтрубном пространстве, и патрубками ввода и вывода межтрубной среды, коллекторную камеру с продольной перегородкой, разделяющей входную и выходную полости, соединенную с одним из торцов кожуха, прилегающим к трубной решетке, и снабженную патрубками ввода и вывода трубной среды, отличающийся тем, что перед патрубком вывода в кожухе установлена сплошная поперечная перегородка, а за патрубком вывода дополнительные поперечные перегородки, создающие поперечные потоки в межтрубном пространстве, причем сплошная перегородка снабжена перепускными каналами, имеющими выход в последней перегородке перед трубной решеткой. Принципиальная конструкция теплообменника представлена на рисунке 1.

Теплообменник состоит из трубной решетки 1 с установленными в ней теплообменными трубами 2, составляющими пучок U-образных теплообменных труб. Пучок теплообменных труб заключен в кожух 3, имеющий крышку 4 с входным патрубком 5 и фланец 6. На цилиндрической части кожуха 3 смонтирован выходной патрубок 7. В кожухе с равномерным шагом установлены поперечные перегородки 8, создающие поперечные потоки в межтрубном пространстве, существенно повышающие эффективность теплообмена и удлиняющие путь межтрубной среды. Непосредственно перед выходным патрубком 7 установлена сплошная перегородка 9, снабженная перепускными каналами для межтрубной среды в виде труб 10. Эти трубы имеют выход в последней перегородке перед трубной решеткой. Трубная решетка 1 с пучком труб 2 установлена и уплотнена между фланцем 6 кожуха 3 и фланцем 11 коллекторной камеры 12

с помощью шпилек 13 с гайками 14. Продольная перегородка 15 разделяет коллекторную камеру на две полости - входную 16 и выходную 17, с патрубками соответственно входным 18 и выходным 19 для трубной среды. Перепускными каналами (трубами 10) целесообразно сообщать тупиковую зону перед сплошной перегородкой 9 с тупиковой зоной перед трубной решеткой 1, но эта задача технологически и конструктивно не всегда осуществима.

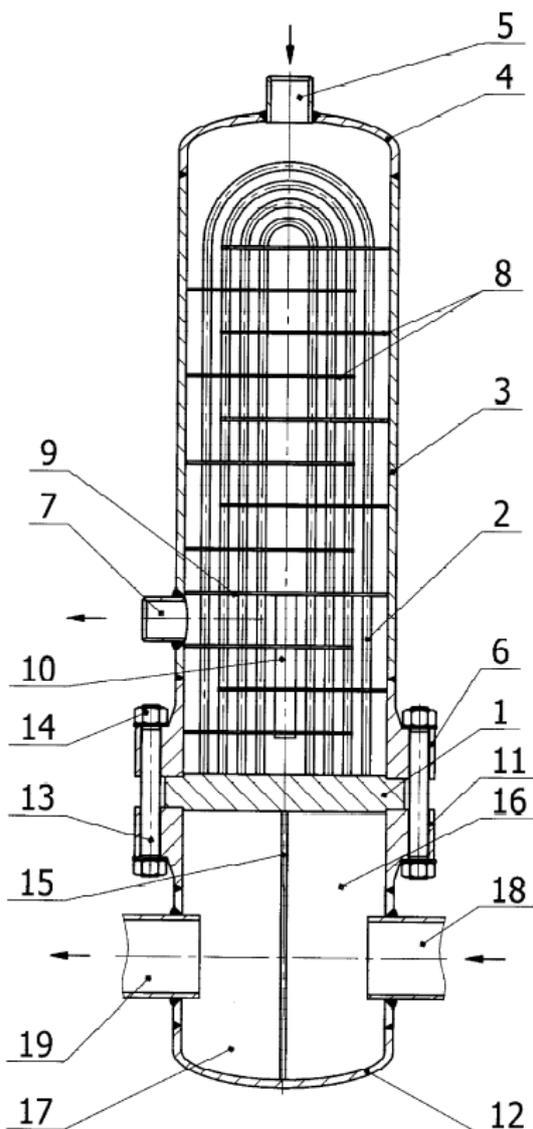


Рисунок 1 – Принципиальная конструкция теплообменника по изобретению [1]

Теплообменник работает следующим образом. Рабочая среда (трубная среда), например, подогреваемый природный газ, через патрубок 18 подается во входную полость 16 коллекторной камеры 12 и далее через трубную решетку 1 по теплообменным трубам 2, заполняющим полость кожуха 3, через другую половину трубной решетки поступает в выходную полость 17 коллекторной камеры 12, откуда через выходной патрубок 19 отводится, например, к газовому редуктору для понижения давления до заданного уровня. В процессе движения по теплообменным трубам 2 газ нагревается до необходимой температуры, исключая замерзание влаги на деталях

редуктора. Теплообменные трубы 2, по которым движется подогреваемый газ, нагреваются теплоносителем (межтрубной средой), поступающим через входной патрубок 5 при обтекании им трубок 2. Поток теплоносителя движется в полости кожуха 3 зигзагообразно между поперечными перегородками 8. Дойдя до сплошной перегородки 9, теплоноситель по трубам 10 устремляется к плоскости трубной решетки 1 и попадает в полость между последней перегородкой 8 и трубной решеткой 1. Из этой полости теплоноситель также зигзагообразно, но в противоположном направлении, движется к выходному патрубку 7. Процесс теплообмена между рабочим телом и теплоносителем идет интенсивно во всем объеме кожуха теплообменника, т.к., в отличие от известных решений, в полости под выходным патрубком установлены, как и в остальном объеме кожуха, поперечные перегородки, обеспечивающие движение теплоносителя поперек теплообменных трубок.

Технический результат известного теплообменника заключается в повышении интенсивности теплообмена за счет ликвидации застойных зон, достигается это путем установки сплошной поперечной перегородки перед патрубком вывода, а за патрубком вывода устанавливаются дополнительные поперечные перегородки, которые создают поперечные потоки в межтрубном пространстве, причем сплошная перегородка снабжена перепускными каналами, имеющие выход в последней перегородке перед трубной решеткой.

2) Известен теплообменный аппарат [2], включающий внешний корпус и, по крайней мере, одну внутреннюю теплообменную трубу с турбулизатором, отличающийся тем, что турбулизатор расположен вблизи входного отверстия теплообменной трубы и представляет собой цилиндрический корпус с отверстиями для входа и выхода сред, внутри которого по ходу движения среды последовательно расположены струеформирующая насадка и консольно закрепленная в цилиндрическом корпусе навстречу движению среды пластина-резонатор с двумя выступами, дугообразно загнутыми в противоположные стороны таким образом, что они вплотную примыкают к внутренней поверхности цилиндрического корпуса, образуя крепление пластины.

Предложенное изобретение [2] обладает универсальным характером и может быть реализовано в самых разнообразных типах трубных теплообменных аппаратов, которые выбираются из стандартного ассортимента в зависимости от характера и условий проведения протекающих процессов. Теплообменник может быть кожухотрубным (вертикальным или горизонтальным), трубы могут быть прямыми или U-образными. По назначению теплообменник может представлять собой конденсатор, испаритель, холодильник, подогреватель и т.п. Изобретение [2] может также быть использовано в теплообменниках типа «труба в трубе», а

также в теплообменниках, представляющих собой различные комбинации перечисленных конструкций.

Конструкции теплообменников представлены на рисунках 2 и 4.

В соответствии с рисунком 2 конденсационный теплообменник состоит из вертикального корпуса 1, камеры ввода сред 2 с патрубками ввода жидкого 3 и газообразного 4 реагентов, камеры вывода сред 5 с патрубками вывода жидких 6 и газообразных 7 продуктов реакции, патрубков ввода 8 и вывода 9 теплоносителя, распределительного устройства 10, теплообменных труб 11, закрепленных в трубных решетках 12, и турбулизаторов 13, присоединенных к теплообменным трубам 11 и расположенных в камере ввода сред 2.

В соответствии с рисунком 3 на входе в каждую теплообменную трубу 11 расположен турбулизатор 13. Турбулизатор включает цилиндрический корпус 14, внутри которого установлены струеформирующая насадка 15 и консольная пластина-резонатор 16, свободный конец которой направлен в сторону струеформирующей насадки 15. В стенке цилиндрического корпуса 14 между входным отверстием турбулизатора 17 и струеформирующей насадкой 15 расположены отверстия 18. Пластина-резонатор 16 изготовлена из плоской Т-образной заготовки путем дугообразного отгибания в противоположные стороны выступов 19 пластины, образующих перекладину буквы Т. Указанные выступы отогнуты таким образом, что в плане эта часть пластины образует контур, вписывающийся в окружность поперечного сечения цилиндрического корпуса 14. При этом диаметр контура в свободном состоянии должен незначительно превышать внутренний диаметр цилиндрического корпуса 14 с тем, чтобы пластину 16 можно было ввести в трубу, предварительно сжав отогнутые выступы 19. Введенная в цилиндрический корпус 14 пластина 16 удерживается в ней благодаря упругости сжатых при введении выступов 19. Корпус турбулизатора соединен с трубой с помощью резьбы; возможно соединение этих деталей другими известными способами (сварка, запрессовка, использование опорных решеток и т.п.).

В соответствии с рисунком 3 теплообменник состоит из горизонтального корпуса 1, камеры ввода сред 2 с патрубком ввода 3 жидкого теплоносителя, камеры вывода сред 5 с патрубками вывода 6 жидкого теплоносителя, патрубков ввода 8 и вывода 9 теплоносителя, теплообменных труб 11, закрепленных в трубных решетках 12. Изображенный на рисунке 5 участок теплообменной трубы 11, входящей в состав изображенного на рисунке 4 теплообменника, отличается от теплообменной трубы 11, изображенной на рисунке 2, а) , только ориентацией в пространстве и повернут относительно нее на 90°, а закрепленный на входе в теплообменную трубу 11 турбулизатор 13 не имеет отверстий 18. Работа данного теплообменника осуществляется аналогично предыдущему, с тем отличием, что вход жидкостного потока в трубы 11 осуществляется через турбулизатор 13 в горизонтальном направлении.

Техническим результатом изобретения [2] является повышение эффективности работы теплообменного аппарата. Получаемый технический результат состоит в увеличении турбулизации потока жидкой или содержащей жидкую фазу многофазной среды, повышении эффективности перемешивания фаз, что приводит к повышению коэффициентов тепло- и массопередачи и, в конечном итоге, к снижению металлоемкости, габаритных размеров аппарата и стоимости установки в целом.

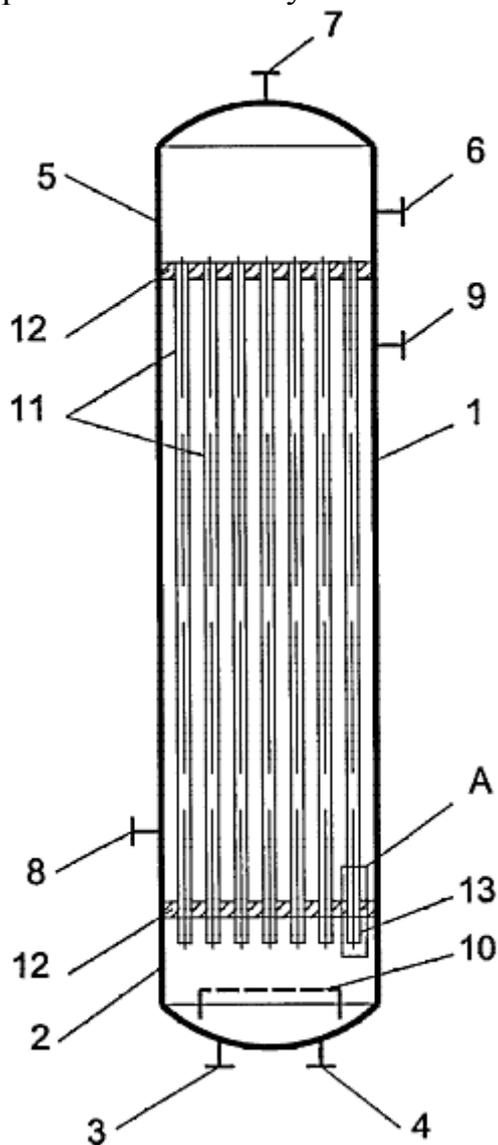


Рисунок 2 – Принципиальная схема теплообменника по изобретению [2] в вертикальном исполнении

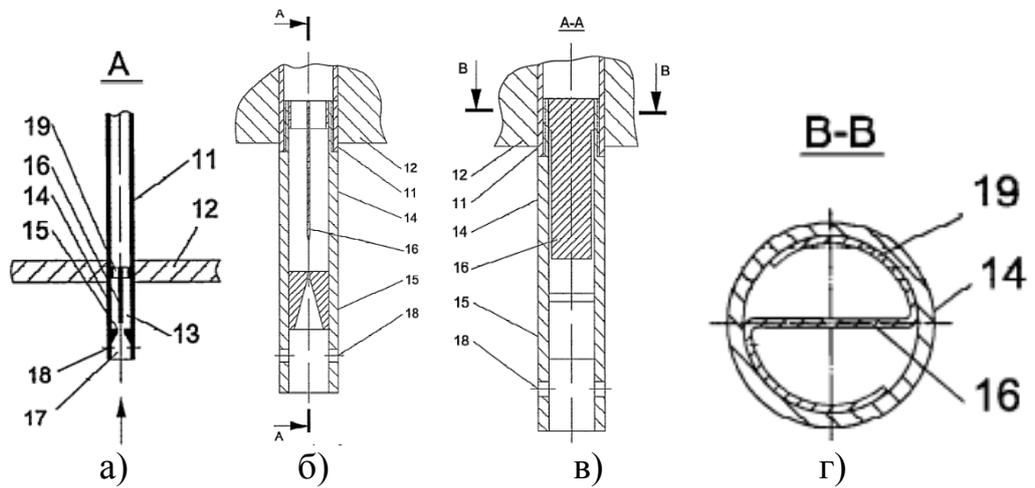


Рисунок 3 – а) теплообменная труба с турбулизатором; б) турбулизатор; в) турбулизатор в разрезе А-А; г) турбулизатор в разрезе В-В.

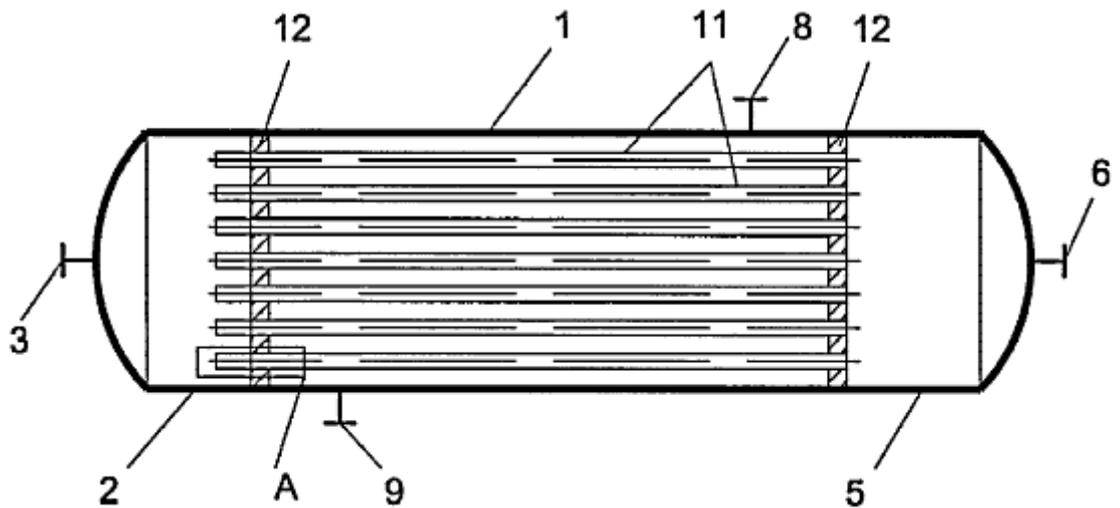


Рисунок 4 – Принципиальная схема теплообменника по изобретению [2] в горизонтальном исполнении

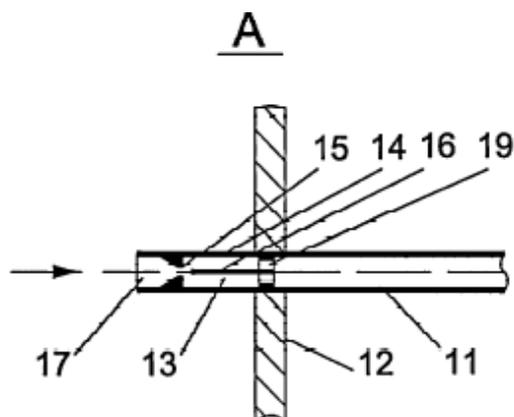


Рисунок 5 – Участок теплообменной трубы 11 рисунка 4.

3) Известен теплообменный аппарат [3], содержащий нижнюю часть - зону нагрева и испарения и верхнюю часть - зону охлаждения и конденсации, корпус с теплоизолированными стенками и патрубками для ввода и вывода обогреваемого раствора, отличающийся тем, что содержит продольно-

оребрённую трубу, находящуюся в смесительной камере топки, при этом оребрённая труба, выходя из топки, переходит в кожухотрубчатый теплообменник, который состоит из корпуса, выходящих из оребрённой трубы трех наклонных под углом  $15^\circ$  труб, переходящих в горизонтальные трубы, на каждом конце которых расположено по розетке, а из каждой розетки выходит по семь трубок одинакового диаметра, причем стенки корпуса теплоизолированы теплоизоляционным материалом, например пенофолом, а корпус имеет три патрубка для ввода и вывода обогреваемого раствора и патрубков для опорожнения емкости, при этом аппарат оснащен манометром, предохранительным клапаном и краном для залива теплоносителя и имеет линию компенсации избыточного давления для залива теплоносителя при работающем аппарате, которая оснащена вентилем, кроме того, в аппарате имеется обратная линия циркуляционного контура и расширитель с патрубком.

Изобретение [3] относится к кожухотрубным теплообменным аппаратам, которые могут использоваться в качестве теплообменников, холодильников, конденсаторов и испарителей в химической, нефтехимической и других отраслях промышленности.

Теплообменники предназначены для нагрева и охлаждения, а холодильники – для охлаждения (водой или другим нетоксичным, непожаро- и невзрывоопасным хладагентом) жидких и газообразных сред.

Теплообменный аппарат (рисунок 6), являясь герметично закрытым теплообменником, содержит нижнюю часть 1 - зону нагрева и испарения и верхнюю часть 2 – зону охлаждения и конденсации, корпус 3 с теплоизолированными стенками и патрубками 4 и 5 соответственно для ввода и вывода обогреваемого раствора. В нижней части 1 теплообменного аппарата размещена продольно оребрённая труба 6, находящаяся в смесительной камере 7 топки 8, при этом оребрённая труба 6, выходя из топки 8, переходит в кожухотрубчатый теплообменник, который состоит из корпуса 3, выходящих из оребрённой трубы 6 трех наклонных под углом  $15^\circ$  труб 9, переходящих в горизонтальные трубы 10, на каждом конце которых расположено по розетке 11, а из каждой розетки 11 выходит по семь трубок 12 одинакового диаметра, причем стенки корпуса 3 теплоизолированы теплоизоляционным материалом, например пенофолом. Корпус 3 имеет три патрубка: патрубок 4 - для ввода обогреваемого раствора и патрубки 13 и 14 - для вывода обогреваемого раствора, при этом патрубок 5 в нижней части корпуса 3 предназначен для опорожнения емкости корпуса 3. Кроме того, аппарат оснащен манометром 15, предохранительным клапаном 16 и краном 17 для залива теплоносителя и имеет линию 18 компенсации избыточного давления для залива теплоносителя при работающем аппарате, которая оснащена вентилем 19, кроме того, в аппарате имеется обратная линия циркуляционного контура (не показана) и расширитель 20 с патрубком 13. Кроме этого, верхняя часть оребрённой трубы 6 посредством двух врезных

патрубков 21 и 22, соответственно нижнего и верхнего, соединена с оребренной трубой 23.

Теплообменный аппарат представленный на рисунке 6 работает следующим образом.

Находящаяся в смесительной камере 7 топки 8, в зоне нагрева и испарения теплообменного аппарата, оребренная труба 6 заполняется водой выше нижнего врезного патрубка 21, таким образом, чтобы оребренная труба 23 работала на испарение воды, а не на перегрев пара. Под действием высоких температур (около 600°) в смесительной камере 7 топки 8 вода нагревается, закипает и превращается в пар (испаряется). При этом она поглощает большое количество теплоты (теплота преобразования), которое переносится паром к другой более холодной части 2 теплообменного аппарата в зону охлаждения и конденсации, где пар конденсируется и отдает поглощенную теплоту, обогреваемому раствору. Далее сконденсированная жидкость опять возвращается в зону нагрева и испарения. Благодаря тому, что трубы 9 расположены под наклоном, не создается застойных зон конденсата. Раствор непрерывно поступает в корпус 3 через патрубок 4 и далее либо отбирается в процесс через патрубок 14, либо возвращается в обратную линию циркуляционного контура через расширитель 20 и патрубок 13. Конструкция верхней части теплообменного аппарата позволяет равномерно обогревать раствор, не прибегая к принудительному перемешиванию, при этом теплообменный аппарат работает в экономичном режиме, перекрывая основной поток газа лишь на 3%, не создавая тем самым ощутимых препятствий для прохождения газа в сушилку и не влияя на расход газа.

Технический результат - повышение эффективности, надежности и экономичности работы аппарата. Поставленная задача достигается тем, что теплообменный аппарат, содержащий нижнюю часть - зону нагрева и испарения и верхнюю часть - зону охлаждения и конденсации, корпус с теплоизолированными стенками и патрубками для ввода и вывода обогреваемого раствора, содержит продольно оребренную трубу, находящуюся в смесительной камере топки, при этом оребренная труба, выходя из топки, переходит в кожухотрубчатый теплообменник, который состоит из корпуса, выходящих из оребренной трубы трех наклонных под углом 15° труб, переходящих в горизонтальные трубы, на каждом конце которых расположено по розетке, а из каждой розетки выходит по семь трубок одинакового диаметра, причем стенки корпуса теплоизолированы теплоизоляционным материалом, например пенофолом, а корпус имеет три патрубка для ввода и вывода обогреваемого раствора и патрубков для опорожнения емкости, при этом аппарат оснащен манометром, предохранительным клапаном и краном для залива теплоносителя и имеет линию компенсации избыточного давления для залива теплоносителя при работающем аппарате, которая оснащена вентилем, кроме того, в аппарате

имеется обратная линия циркуляционного контура и расширитель с патрубком.

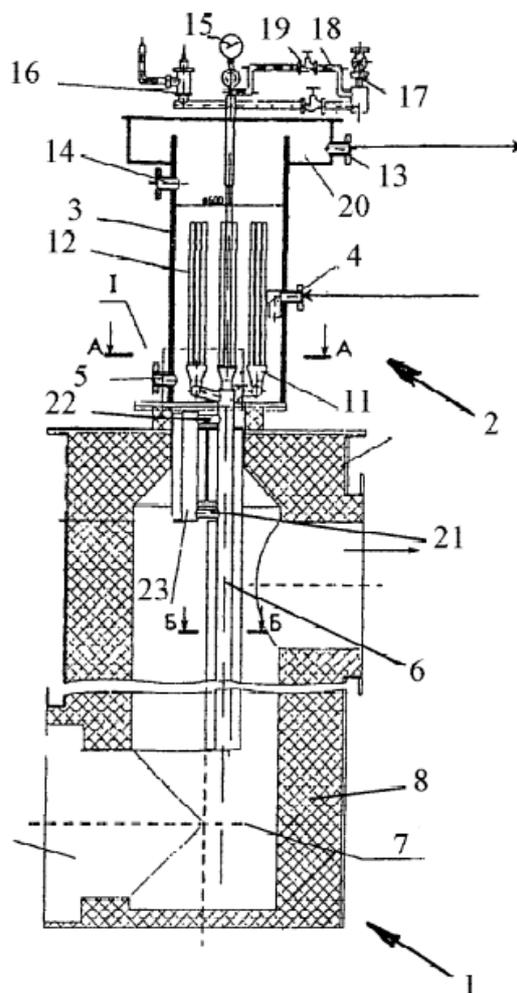


Рисунок 6 - Принципиальная схема теплообменного аппарата по изобретению [3]

4) Известен теплообменный аппарат[4], содержащий кожух, трубчатую решетку плавающей головки, теплообменные трубы, неподвижную трубную решетку, распределительную камеру с крышкой. На рисунке 7 представлен такой теплообменный аппарат.

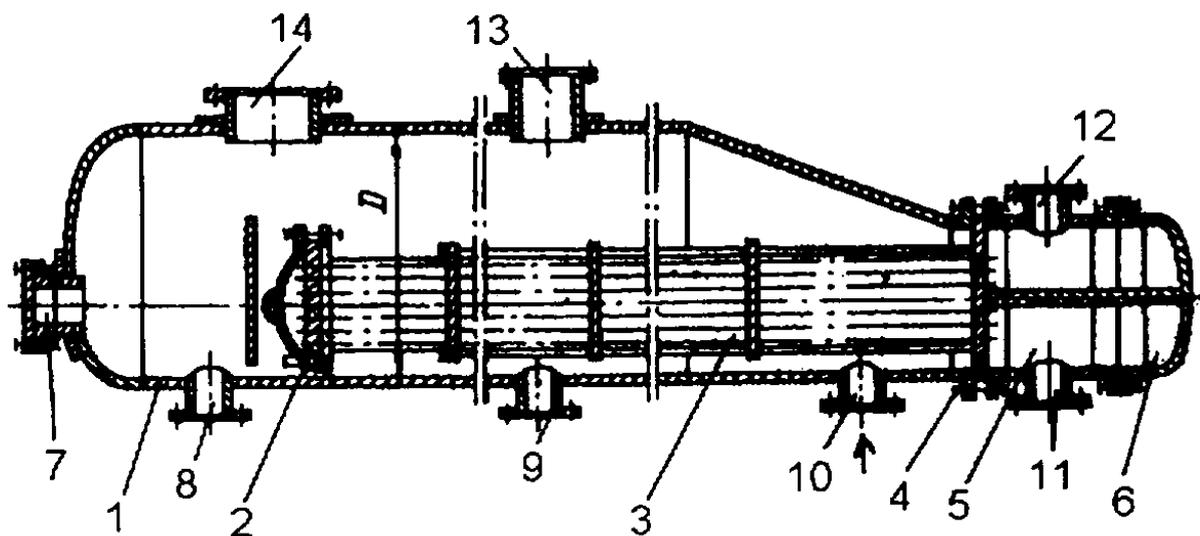


Рисунок 7 - Принципиальная схема теплообменного аппарата по изобретению [4]

Изобретение относится к кожухотрубным теплообменным аппаратам, которые могут использоваться в химической, нефтехимической и других отраслях промышленности.

Теплообменный аппарат содержит кожух 1 диаметром  $D_H$ , трубчатую решетку 2 плавающей головки, теплообменные трубы 3 длиной  $L$ , неподвижную трубную решетку 4, распределительную камеру 5 с крышкой 6, люк 7 для монтажа трубного пучка, патрубков 8 для выхода остатка продукта, патрубков дренажа 9, патрубков 10 входа жидкого продукта, патрубков 11 выхода газа или жидкости (теплового агента), патрубков 12 входа газа или жидкости (теплового агента), патрубков 13 выхода паров продукта и люк 14. Диаметры условного прохода штуцеров 11 и 12 для трубного пространства равны  $D_y$ , а штуцеров 9 и 10 для межтрубного пространства равны  $D_{y1}$ .

Теплообменный аппарат работает следующим образом.

Хладагент поступает и выходит через штуцера 11 и 12 для трубного пространства, циркулируя в теплообменных трубах 3, в то время как среда (вода или газ) поступает через штуцера 9 и 10 для межтрубного пространства и циркулирует с внешней стороны теплообменных труб 3.

Технический результат - повышение эффективности его работы.

Это достигается тем, что в теплообменном аппарате, содержащем кожух, трубчатую решетку плавающей головки, теплообменные трубы, неподвижную трубную решетку, распределительную камеру с крышкой, дополнительно содержится люк для монтажа трубного пучка, патрубков для выхода остатка продукта, патрубков дренажа, патрубков входа жидкого продукта, патрубков выхода газа или жидкости (теплового агента), патрубков входа газа или жидкости (теплового агента), патрубков выхода паров продукта и люк для осмотра, при этом отношение наружного диаметра  $D_H$  кожуха к длине  $L$  теплообменных труб находится в оптимальном интервале величин  $D_H/L=0,14...0,26$ , отношение диаметра теплообменных труб  $d$  к наружному диаметру  $D_H$  кожуха находится в оптимальном интервале величин  $d/D_H=0,02...0,14$ , общее количество теплообменных труб находится в оптимальном интервале величин  $13...1701$ , поверхность теплообмена при длине теплообменных труб  $L$ , лежащей в диапазоне от 1 до 9 м, находится в оптимальном интервале величин  $1,0...961 \text{ м}^2$ , площадь сечения потока в сегментных вырезах перегородок находится в оптимальном интервале величин  $30...1640 \text{ м}^2$ , площадь сечения потока между перегородками находится в оптимальном интервале величин  $50...1870 \text{ м}^2$ , площадь сечения одного хода по теплообменным трубам находится в оптимальном интервале величин  $40...3750 \text{ м}^2$ , отношения наружного диаметра  $D_H$  кожуха к диаметрам условного прохода  $D_y$  штуцеров для трубного и условного прохода  $D_{y1}$  штуцеров для межтрубного пространства соответственно равны  $D_H/D_y=D_H/D_{y1}$  и находятся в оптимальном интервале величин  $1,9...4,0$ .

5) Известен кожухотрубчатый теплообменник[5], содержащий кожух с пучком теплообменных труб и патрубками ввода и вывода межтрубной среды, коллекторную камеру, соединенную с одним из торцов кожуха и снабженную патрубками ввода и вывода трубной среды, коллекторную трубную решетку и продольные теплоизолированные перегородки, установленные по оси коллекторной камеры и кожуха, причем продольная перегородка последнего снабжена уплотнительными приспособлениями в виде пакетов продольных лент, расположенных между перегородкой и внутренней поверхностью кожуха, симметрично продольной перегородке, отличающийся тем, что в местах, где уплотнительные продольные ленты примыкают поперечными торцами к трубной решетке, т.е. в трехгранных (трехреберных) углах, установлены симметрично продольной теплоизолированной перегородке уплотнительные приспособления в виде пакетов лент или пластин лепестковой или язычковой формы, плотно закрепленных на трубной решетке, причем каждая язычковая лента или пластина размещена с прилеганием к продольным лентам и имеет прогиб в сторону к продольным уплотнительным лентам.

На рисунке 8 теплообменник содержит штуцеры 1, 2 для ввода и вывода трубной и 3, 4 межтрубных сред, кожух 5, теплообменные трубки 6, трубную решетку 7, теплоизолированную продольную в кожухе разделительную перегородку 8 с теплоупругими уплотнительными лентами, стержневые турбулизаторы 9, распределительную камеру 10 с теплоизолированной перегородкой 11, с "плавающей головкой" 12 (поворотной камеры трубной среды).

В рассматриваемой конструкции теплообменника [5] первая по ходу стержневая решетчатая перегородка 13 и последняя перегородка 14 с целью организации равномерного движения межтрубной среды выполнены таким образом, что горизонтальные стержни 15 перекрывают свободное сечение потока межтрубной среды до  $2/3$  сечения, примыкающего к штуцерам 3 и 4, а вертикальные стержни 16 перекрывают свободное сечение до  $1/3$  сечения потока межтрубной среды симметрично оси штуцеров 3 и 4. На дальнем конце продольной перегородки 8 от трубной решетки 7 установлена опорная поперечная перегородка 17 для опоры "плавающей головки". Поперечная опорная перегородка 17 выполняет двойную роль, во-первых, является опорой для плавающей головки, а во-вторых, усредняет скорости потока среды по поперечному сечению. В связи с этим часть этой перегородки выполнена стержневой, перекрывающей вертикальными стержнями до  $1/3$  свободного сечения, симметрично вертикальной осевой плоскости теплообменника, а часть выполнена сплошной перегородкой 19 с прорезями для прохода теплообменных труб, которые держат "на весу" плавающую головку. Сплошная часть поперечной перегородки перекрывает до  $2/3$

общего сечения кожуха, обеспечивая равномерное движение потока межтрубной среды. Сплошная часть поперечной перегородки 17 опирается на опорные обручи 18. Поперечные горизонтальные стержни крепятся на полукольцах 18, а вертикальные стержни крепятся на полукольцах 18 и на продольной перегородке 8. Такое расположение стержней, кроме общей турбулизации потока стержнями, обеспечивает вращательное движение межтрубной среды при движении вдоль теплообменных труб. Поперечное сечение стержней может быть различной формы: круглое, квадратное, овальное, прямоугольное, каплевидное и др. Турбулизирующие и укрепляющие стержни могут быть выполнены в виде лент, в этом случае увеличивается ширина укрепляющих полуколец и уменьшается количество таких поперечных перегородок. Стержни могут быть наклонены под углом при расположении теплообменных трубок по треугольнику. Язычковые пластинчатые упругие элементы, жестко и герметично укрепляются на трубной решетке 7, при этом расположение язычковых уплотнительных пластин установлено таким образом, что все пластины примыкают к уплотнительным лентам 21 симметрично продольной перегородке 8, при этом ближе всего к продольной перегородке устанавливаются меньших размеров уплотнительная упругая пластина 20/5, затем 20/4 и наиболее крайней снаружи - наибольшей длины язычковая пластина 21/1.

Такое расположение язычковых упругих пластин обеспечивает лабиринтное уплотнение трехгранного угла. Число упругих пластин может быть различным в зависимости от задачи наиболее надежного гидравлического уплотнения. Расположение уплотнительных лепестковых язычковых пластин 20 может быть в промежутках между продольными уплотнительными лентами 21 или только с одной стороны, но при этом учитывать расположение продольных пластин по рисунку 9. Уплотнительные фигуры 20 могут иметь форму разного вида: язычковую, треугольную, прямоугольную, овальную, эллиптическую или форму, полученную из математического выражения по данным конкретных размеров трехгранного или трехреберного угла между внутренней поверхностью кожуха 5, поверхностью трубной решетки 7 и поверхностью продольных уплотнительных лент 21 продольной перегородки 8. Теплоизоляционный материал 22 установлен между двумя металлическими листами - перегородками 23. Продольная перегородка одинарная 24, а теплоизоляция 22 устанавливается с двух сторон металлической перегородки, закрывается двумя металлическими защитными листами 25.

На рисунке 9 представлены варианты расположения уплотнительных лент 21 продольной перегородки 8 в зависимости от перепада давления на продольной перегородке 8. При том условии, когда неизвестно, какой перепад давления будет на продольной перегородке, расположение уплотнительных пластин соответствует симметричному расположению, как на рисунке 9, а). В случае, когда известно, что перепад давления соответствует указанному стрелкой, т.е: давление над перегородкой больше,

чем под перегородкой, расположение уплотненных лент соответствует рисунку 9, б).

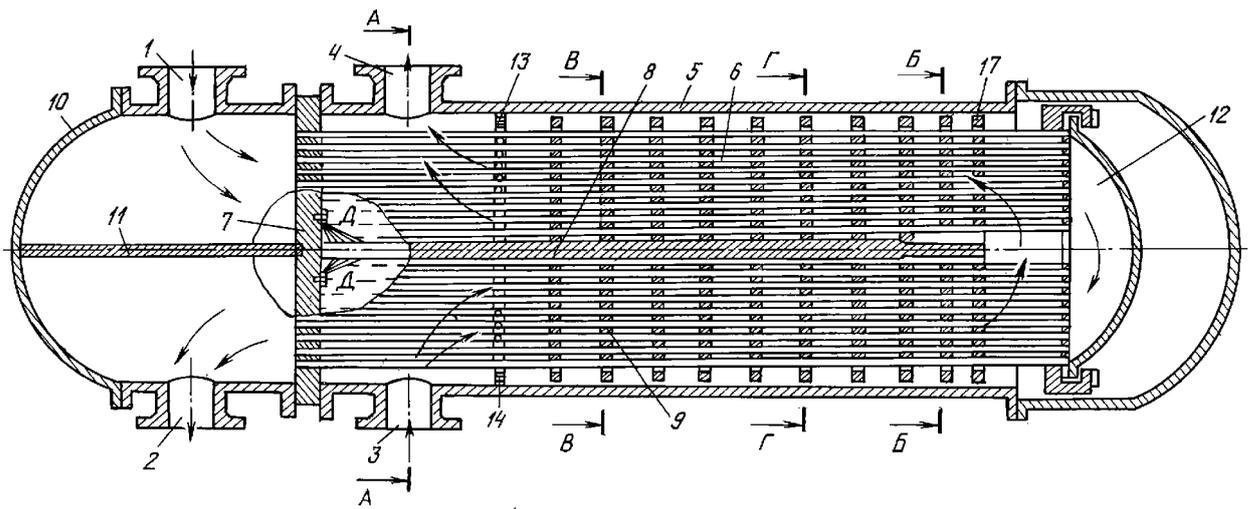
В случае, когда давление под пластиной больше, чем над пластиной, вариант расположения уплотнительных лент соответствует рисунок 9, в.

Предлагаемая конструкция стержневого кожухотрубчатого теплообменника с продольной теплоизолированной перегородкой работает следующим образом. Теплообменивающие потоки противоточно поступают в теплообменник. Один из потоков (первый) через штуцер 1 распределительной головки 10 поступает в теплообменные трубки 6, проходит поворот в плавающей головке 12 и через штуцер 2 выходит из теплообменника. Другой поток входит в штуцер 3, проходит межтрубное пространство, огибая продольную перегородку 8, турбулизируется горизонтальными и вертикальными стержнями, при этом решетками 14, 13 и 17 обеспечивается относительно равномерное движение межтрубной среды по сечению теплообменника.

Технический результат заключается в обеспечении надежного герметичного уплотнения между продольными уплотнительными лентами и трубной решеткой.

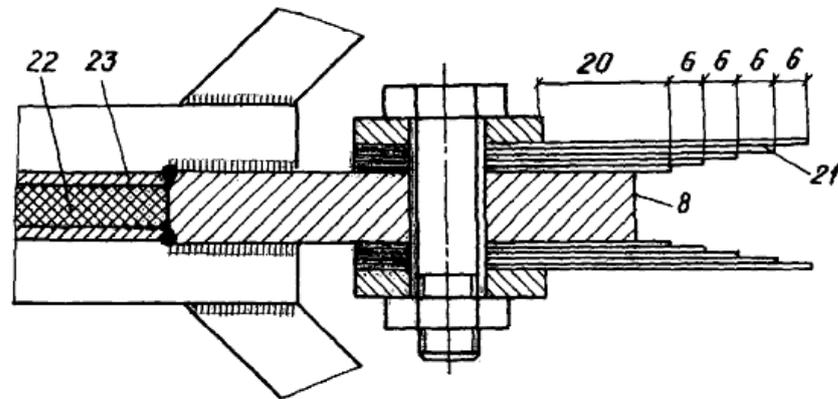
Поставленный технический результат достигается в теплообменнике, содержащем кожух с пучком теплообменных труб и патрубками ввода и вывода межтрубной среды, коллекторную камеру, соединенную с одним из торцов кожуха и снабженную патрубками ввода и вывода трубной среды, коллекторную трубную решетку и продольные теплоизолированные перегородки, установленные по оси коллекторной камеры и кожуха, продольная перегородка последнего снабжена уплотнительными приспособлениями в виде пакетов продольных лент, расположенных между перегородкой и внутренней поверхностью кожуха, симметрично продольной перегородке, причем согласно изобретению в местах, где уплотнительные продольные ленты примыкают поперечными торцами к трубной решетке, т.е. в трехгранных (трехреберных) углах, установлены симметрично продольной теплоизолированной перегородке уплотнительные приспособления в виде пакетов лент или пластин лепестковой или язычковой формы, плотно закрепленных на трубной решетке, причем каждая язычковая лента или пластина размещена с прилеганием к продольным лентам и имеет прогиб в сторону к продольным уплотнительным лентам.

Поставленный технический результат также достигается выполнением пакета лепестковых лент язычковой формы, разной длины, жестко и герметично прикрепленных к трубной решетке, при этом каждая язычковая лента установлена с прилеганием к продольным уплотненным лентам и с образованием продольного прогиба язычковой ленты в сторону уплотнительных лент.

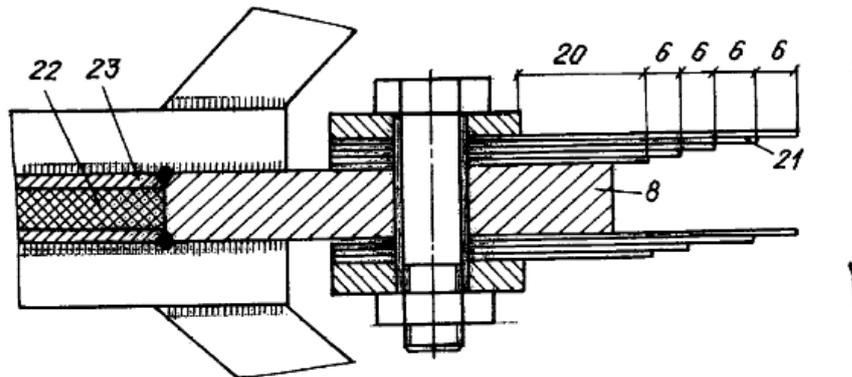


Фиг. 1

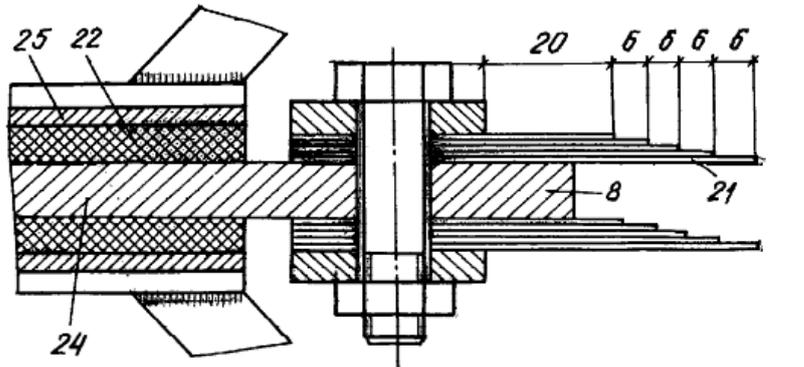
Рисунок 8 - Принципиальная схема кожухотрубного теплообменника по изобретению [5]



Фиг. 14



Фиг. 15



На рисунке 9 - варианты расположения уплотнительных лент 21.

б) Известен кожухотрубчатый теплообменник [6], содержащий кожух, распределительные камеры, штуцеры для подвода и отвода теплоносителей, трубные решетки, теплообменные трубы, турбулизирующие поперечные перегородки с сегментными вырезами, отличающийся тем, что между поперечными перегородками установлены демпфирующие перегородки, каждая из которых выполнена из двух рядов пакетов прямолинейных прямоугольных стальных пластин, установленных в зазорах между рядами труб, первый ряд пакетов состоит из параллельных пакетов, установленных в одной поперечной плоскости теплообменника, второй ряд пакетов состоит из параллельных пакетов, установленных в другой поперечной плоскости теплообменника, при этом ряды пакетов установлены с зазором и угол между пакетами первого и второго рядов равен углу расположения труб в теплообменнике, при этом трубы в поперечных перегородках установлены с кольцевыми зазорами.

Кожухотрубчатый теплообменник [6] (рисунок 11) содержит кожух 1, распределительные камеры 2, штуцеры 3 для подвода и штуцеры 4 для отвода теплоносителей. По торцам кожуха установлены трубные решетки 5 с отверстиями для пропуска теплообменных труб 6. Теплообменные трубы 6 установлены в решетках 5 и пропущены через турбулизирующие перегородки 7. Кожух 1 установлен на опоры 8. Перегородки 7 в виде дисков с отверстиями для пропуска теплообменных труб 6 установлены поперечно теплообменным трубам и имеют вырезы в виде сегментов.

Между поперечными перегородками установлены демпфирующие перегородки. Каждая перегородка содержит пакеты из нескольких прямоугольных прямолинейных стальных пластин 9, расположенных между параллельными рядами труб в теплообменнике (рисунок 10). Пакеты пластин 9 расположены в одной поперечной плоскости теплообменника. Пакеты 10, содержащие также несколько прямоугольных прямолинейных стальных пластин и расположенные в другой поперечной плоскости теплообменника с осевым зазором 11 относительно пакета 9. Пакеты 9 и 10 установлены между рядами труб и образуют угол, равный углу расположения труб в теплообменнике, определенному техническими условиями. На рисунке 10 этот угол равен  $90^\circ$ , т.к. трубы расположены по квадрату. Для расположения труб по треугольнику угол между пакетами 1 и 2 равен углу при вершинах равностороннего треугольника, то есть  $60^\circ$ . Толщина пластин и их количество в пакете определяется диаметром труб  $d$  и шагом  $p$ . Например, для трубы диаметром 20 мм и шагом 26 мм толщина пакета равна 6 мм и пакет может быть набран из четырех пластин толщиной 1,5 мм. Осевой зазор 11 необходим для уменьшения гидравлического сопротивления демпфирующих перегородок.

Теплообмен в кожухотрубчатом теплообменнике происходит следующим образом.

По штуцеру 3 диаметром  $D_y$  в распределительную камеру 2 поступает под давлением теплоноситель. Из камеры 2 теплоноситель протекает по

теплообменным трубам 6 и выходит во вторую распределительную камеру 2, а из нее по штуцеру 4 к потребителю. Другой теплоноситель по входному штуцеру 3 диаметром  $D_y$  1 входит в кожух теплообменника с внутренним диаметром  $D_v$  и движется по межтрубному пространству, обтекая перегородки 7. Передача тепла происходит конвекцией от теплоносителя с высокой температурой через стенки теплообменных труб 6 к теплоносителю с низкой температурой. Пройдя по внутренней полости кожуха 1, теплоноситель выходит по штуцеру 4 из теплообменника. Для улучшения теплообмена теплоноситель турбулизируется поперечными перегородками, турбулизация потока вызывает колебания труб в трубном пучке. Для уменьшения амплитуды колебаний установлены демпфирующие перегородки. Так как прогибы пластин различны, то происходит скольжение одной пластины относительно другой. Это позволяет повысить демпфирующие свойства перегородки. Уменьшению ударов труб о кромки отверстий в поперечных перегородках способствуют кольцевые зазоры, в которых трубы перемещаются при их упругих деформациях.

Задача изобретения - повышение долговечности теплообменника.

Эта задача решается следующим образом. Кожухотрубчатый теплообменник содержит кожух, распределительные камеры, штуцеры для подвода и отвода теплоносителей, трубные решетки, теплообменные трубы, турбулизирующие поперечные перегородки с сегментными вырезами, между поперечными перегородками установлены демпфирующие перегородки, каждая из которых выполнена из двух рядов пакетов прямолинейных прямоугольных стальных пластин, установленных в зазорах между рядами труб, первый ряд пакетов состоит из параллельных пакетов, установленных в одной поперечной плоскости теплообменника, второй ряд пакетов состоит из параллельных пакетов, установленных в другой поперечной плоскости теплообменника, при этом ряды пакетов установлены с зазором и угол между пакетами первого и второго рядов равен углу расположения труб в теплообменнике, при этом трубы в поперечных перегородках установлены с кольцевыми зазорами.

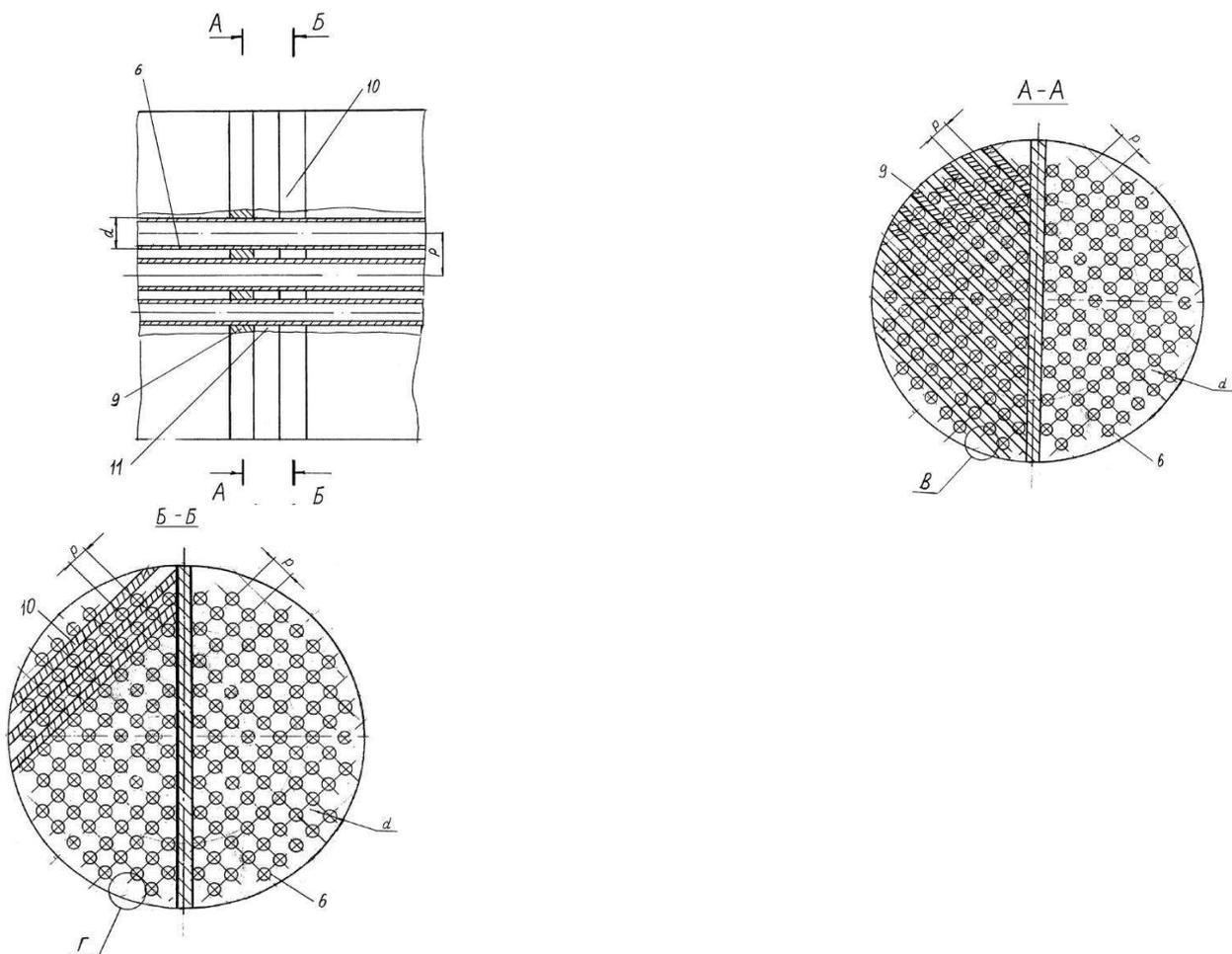
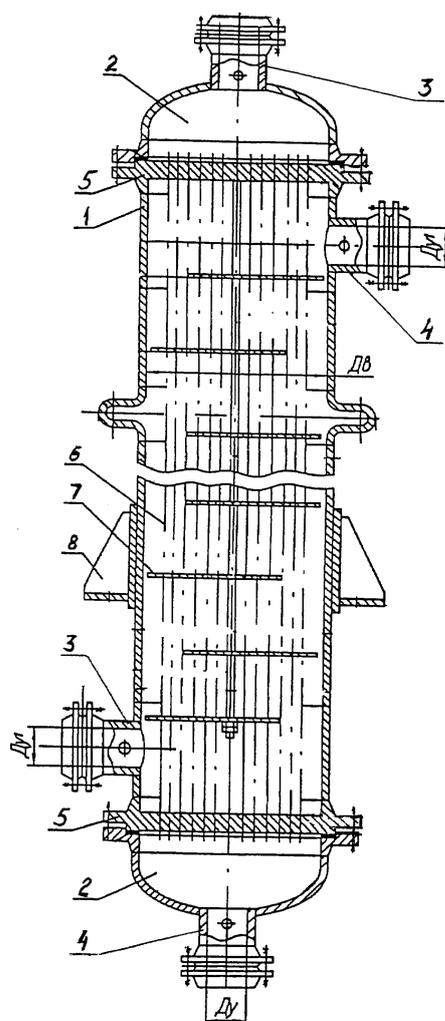


Рисунок 10 - Продольный разрез трубного пучка и демпфирующих перегородок и его разрезы



Фиг. 1

Рисунок 11 - Принципиальная схема кожухотрубчатого теплообменника по изобретению [6]

7) Известен кожухотрубный теплообменник [7], содержащий пучок труб переменного сечения с чередующимися соосными, одинаковыми по длине, цилиндрическими участками поверхности с большим  $d_1$  и меньшим  $d_2$  наружными диаметрами ( $d_1 > d_2$ ) и соединяющими их диффузорными и конфузорными коническими участками с оптимальными углами раскрытия диффузора и конфузора, и коллекторы с трубными досками, отличающийся тем, что трубы в пучке имеют противоположную относительно друг друга периодичность чередования коническо-цилиндрических участков в условиях продольного и поперечного их обтекания потоком; при этом оси труб пучка с прямыми концевыми участками одинакового диаметра  $d_1$  или  $d_2$  совпадают с противоположными вершинами прямоугольника разбивки трубных досок при коридорной компоновке или с вершинами при основании треугольника разбивки при шахматной компоновке труб пучка, и в каждом компоновочном варианте в межтрубном пространстве реализуется сложное извилистое и перемежающееся течение потока.

Кожухотрубчатый теплообменник представлен на рисунке 12.

Трубчатый теплообменник содержит кожух 1, в котором размещен пучок труб 2 переменного сечения с чередующимися соосными, одинаковыми по длине, цилиндрическими участками поверхности а и б разных диаметров  $d_1$  и  $d_2$  ( $d_1 > d_2$ ) и, соединяющими их диффузорными (в) и конфузорными (г) коническими участками с оптимальными углами раскрытия диффузора и конфузора, и коллекторы 3 с трубными досками 4. Профильные трубы закреплены в трубных досках прямыми концами 5 с разными диаметрами, обеспечивая таким образом равномерное распределение по сечению межтрубного пространства поступающего первичного теплоносителя. При этом трубы с одинаковыми концевыми диаметрами  $d_1$  или  $d_2$  могут быть расположены в противоположных вершинах прямоугольника или в вершинах при основании треугольника разбивки трубных досок, образуя коридорную (прямоугольную) с шагами  $s_{1к}$  и  $s_{2к}$  (рисунок 13) или шахматную (треугольную) с шагами  $s_{1ш}$  и  $s_{2ш}$  (рисунок 13) компоновки пучка. Трубы в пучке имеют противоположную относительно друг друга периодичность чередования коническо-цилиндрических участков в условиях продольного и поперечного их обтекания потоком теплоносителя.

Использование пучков труб переменного сечения с представленной конфигурацией в кожухотрубных теплообменных аппаратах позволит осуществить интенсификацию теплоотдачи и снижение гидравлического сопротивления как по наружной их стороне за счет эффекта внешнего благоприятного отрывного обтекания, сокращающего турбулентные потери в ядре основного течения в межтрубных каналах, так и по внутренней, путем генерирования в потоке нестационарных микроотрывов при наличии оптимальных углов раскрытия диффузорных и конфузорных участков трубчатой поверхности. При этом вихревые структуры, образующиеся в диффузорных участках, могут быть полезно использованы для активизации процессов теплоотдачи поверхности в цилиндрических участках канала большего диаметра  $d_1$ , так же как и эффект увеличения скорости пристенного слоя в конфузорных участках, - в цилиндрических участках канала меньшего диаметра  $d_2$ . Можно также полагать, что указанная геометрия внутритрубного канала с оптимальными углами раскрытия конических участков не только обеспечит минимально возможный коэффициент потерь напора, но и будет способствовать частичному восстановлению профиля скорости и давления при переходе от диффузорного участка к конфузорному через соединяющие их цилиндрические участки трубы.

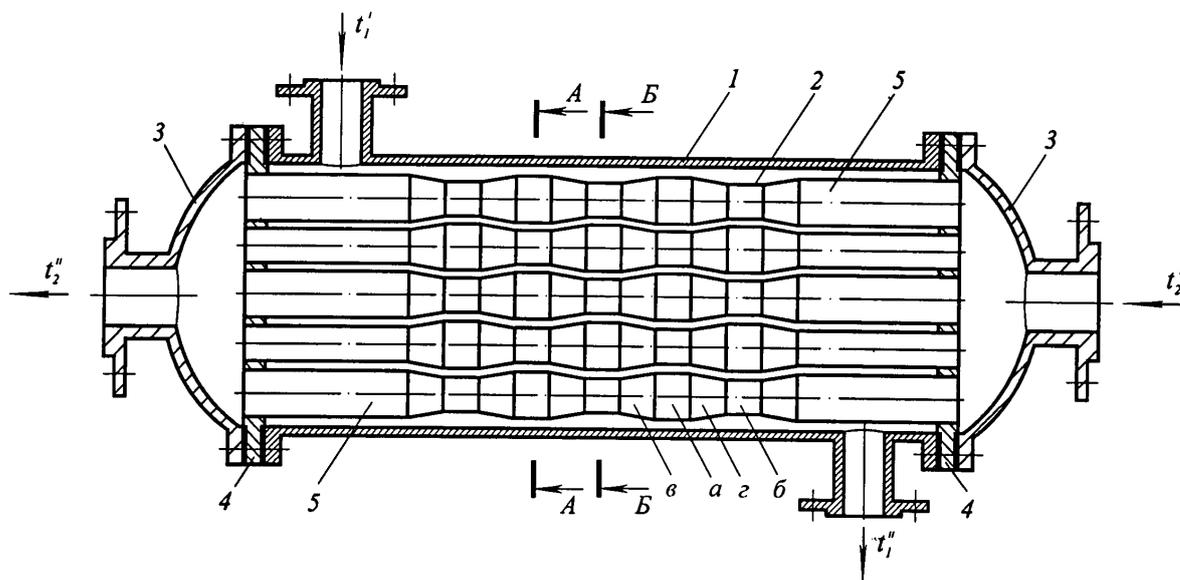
При работе кожухотрубного теплообменника теплота от первичного теплоносителя, проходящего в межтрубных продольных каналах со сложной пространственной конфигурацией передается через стенки труб вторичному теплоносителю, проходящему внутри трубных каналов с периодически чередующимися коническо-цилиндрическими участками. В результате обеспечивается положительный эффект дополнительной турбулизации потоков и наибольшая интенсификация теплоотдачи по обеим сторонам

трубчатой поверхности и в целом повышение энергетической эффективности теплообменника.

Технико-экономические результаты:

1. Повышение эффективности теплообмена в трубном пучке за счет дополнительной турбулизации потока, обусловленной созданием благоприятных условий отрывного обтекания поверхности как в межтрубном пространстве, так и в трубах с оптимальным коническо-цилиндрическим профилем.

2. Уменьшение шага разбивки труб в трубных досках за счет использования профильных труб с разными концевыми диаметрами и соответствующее повышение компактности поверхности теплообмена, и снижение металлоемкости теплообменника.



Фиг. 1

Рисунок 12 - Принципиальная схема кожухотрубного теплообменника по изобретению [7]

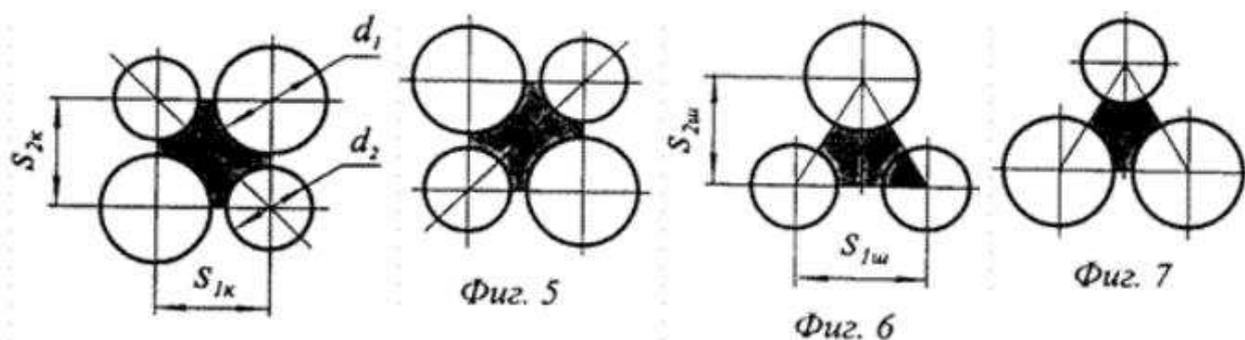


Рисунок 13 – трубная ячейка пучка: в сечении А-А; в сечении Б-Б; шахматная компоновка труб пучка

## Заключение

Таким образом, в ходе патентного исследования установлено, что среди российских изобретений за последние 16 лет было выделено семь теплообменных аппаратов, близких по назначению, конструкции к спроектированному теплообменнику.

Общими тенденциями развития объекта исследования являются:

- повышение эффективности теплообмена в трубном пучке за счет дополнительной турбулизации потока;
- снижение металлоемкости аппарата;
- использование оребренных труб в трубном пучке, для увеличения площади теплообмена;
- повышение технологичности (удобство монтажа и сборки).

## Список использованных источников

1. Патент РФ 2334187. Лебедев С. Ю., Горячев Г.С., Кульбякин В. П.. Теплообменник. Приоритет от 09.01.2007. Оpubл. 20.09.2008. По данным на 25.05.2017 – *не действует*.
2. Патент РФ 2402734. Сергеев Ю. А., Воробьев А. А., Андержанов Р. В., Головин Ю. А., Солдатов А. В., Прокопьев А. А., Кузнецов Н. М., Костин О. Н., Есин И. В.. Теплообменный аппарат. Приоритет от 14.07.2009. Оpubл. 27.10.2010. По данным на 25.05.2017 – *действует*.
3. Патент РФ 2473856. Бородина Е. С., Зиновьев В. В., Розанов И. Ю., Сажин Б. С., Кесоян Г. А.. Теплообменный аппарат. Приоритет от 20.10.2011. Оpubл. 27.01.2013. По данным на 25.05.2017 – *действует*.
4. Патент РФ 2306514. Кочетов О.С., Кочетова М. О., Львов Г. В., Устимов Д. В., Устимова Е. Г.. Теплообменный аппарат. Приоритет от 20.02.2006. Оpubл. 20.09.2007. По данным на 25.05.2017 – *действует*.
5. Патент РФ 2282808. Сафин Р. Р., Рогачев С. Г., Сюняев Р. З., Сафиев О. Г., Сафиева Р. З.. Кожухотрубчатый теплообменник. Приоритет от 30.11.2001. Оpubл. 10.07.2003. По данным на 25.05.2017 – *не действует*.
6. Патент РФ 2329448. Кисляков В. В.. Кожухотрубчатый теплообменник. Приоритет от 23.10.2006. Оpubл. 20.07.2008. По данным на 25.05.2017 – *не действует*.
7. Патент РФ 2489664. Анисин А. А., Анисин А. К.. Кожухотрубный теплообменник. Приоритет от 14.12.2011. Оpubл. 10.08.2013. По данным на 25.05.2017 – *не действует*.
8. ГОСТ Р 15.011-96 Система разработки и постановки продукции на производство. Патентные исследования. Содержание и порядок проведения.



## **ПРИЛОЖЕНИЕ В**

к бакалаврской работе

«Разработка технологии ремонта кожухотрубных теплообменников  
центрального пункта сбора нефти»

### **Графические материалы**

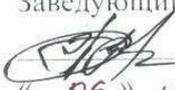
- 1) Теплообменник нефть/ТЭГ-вода 1200ТУ-8,5-1,6/25-2,94 – Сборочный чертеж (1 лист, формат А1).
- 2) Фланец – Чертеж детали (1 лист, формат А3).

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа  
Кафедра Технологические машины и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 Э.А. Петровский

« 06 » июня 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

направление 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»  
профиль 15.03.02.01 «Проектирование технических и технологических  
комплексов»

**Разработка технологии ремонта кожухотрубных теплообменников  
центрального пункта сбора нефти**

Руководитель



к.т.н., доцент

Е.А. Соловьёв

Выпускник



Р.С. Шалауров

Красноярск 2017