

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

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль 21.03.01.07 «Эксплуатация и обслуживание технологических  
объектов нефтегазового производства»

**Технологическая установка переработки отходов нефтепродуктов  
методом низкотемпературного пиролиза**

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

Выпускник \_\_\_\_\_ М.А. Севостьянова

Красноярск 2016

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  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.

**ЗАДАНИЕ  
НА БАКАЛАВРСКУЮ РАБОТУ**

Красноярск 2016

Студентке Севостьяновой Марине Анатольевне

Группа ГБ 12-08

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль 21.03.01.07 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства»

Тема выпускной квалификационной работы «Технологическая установка переработки отходов нефтепродуктов методом низкотемпературного пиролиза»

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

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

Исходные данные для ВКР: Разрабатываемая технологическая установка предназначена для переработки отходов нефтепродукты методом методом низкотемпературного пиролиза. Требуемая производительность: 1.0 т/ч. Время пребывания сырья в реакционном объёме: 1 мин.

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

Введение. Актуальность темы и современное состояние проблемы

Раздел 1 – Литературный обзор. Аналитический обзор литературы, в том числе патентных источников по теме работы. Изучение основных характеристик отходов нефтепродуктов. Сравнительный анализ существующих способов переработки отходов нефтепродуктов и тяжёлых углеводородов. Анализ технологических и конструктивных особенностей оборудования для переработки отходов нефтепродуктов. Заключение литературному обзору, постановка задач на проектирование.

Раздел 2 – Конструкторско-технологический раздел. Разработка принципиальной технологической схемы установки. Расчёт основных параметров установки (расчёт геометрических параметров, тепловой расчёт, прочностной расчёт). Разработка конструкции установки. Выбор и обоснование вспомогательного оборудования (газовая горелка, насос перекачивающий, запорная и регулирующая арматура, средства автоматизации технологического процесса, средства обеспечения безопасности).

Раздел 3 – Эксплуатация и ремонт. Разработка технологических режимов работы установки. Разработка мероприятий по техническому обслуживанию, текущему и капитальному ремонту установки.

Заключение. Выводы по результатам выполненной работы.

Перечень графического и иллюстративного материала: чертёж общего вида установки (1 лист формата А1), чертеж трубки подачи (1 лист формата А2), чертеж нижнего конуса (1 лист формата А3), презентация (12 –16 страниц).

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_ Е.А. Соловьёв

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_ М.А. Севостьянова

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Технологическая установка для переработки отходов нефти методом низкотемпературного пиролиза» содержит 73 страниц текстового документа, 8 рисунков, 8 таблицы, 2 приложение, 13 использованных источников, 4 листов графического материала.

ТРУБЧАТЫЕ ПЕЧИ, ГАЗИФИКАТОР, ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ, НЕФТЕОТХОДЫ, ПИРОЛИЗ, ГАЗИФИКАЦИЯ, ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ

**Цель работы:** Проанализировать конструкции газификаторов в составе технологических установок переработки отходов нефти. Разработать метод по переработке нефтесодержащих отходов на основе наилучших доступных технологий.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- анализ конструкций установок для переработки нефтеотходов;
- исследование гидродинамических параметров потока продукта в процессе нагрева и постепенного испарения нагреваемого продукта;
- изучение современных уже известных способов переработки отходов нефтепродуктов;
- сравнительный анализ применяемого оборудования;
- подбор технологического оборудования для пиролиза отходов нефтепродуктов;
- расчёт основных технологических параметров установки;
- разработка планово-предупредительного ремонта установки;

В ходе выполнения выпускной работы была проанализирована информация о конструкциях современных установках для переработки нефтеотходов. Сформулирована и решена задача оптимизации конструкции газификатора. Разработана технологическая установка, позволяющая

эффективно проводить переработку отходов нефтепродуктов с получением полезного продукта в виде газообразного топлива.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	8
1 Литературный обзор.....	10
1.2 Способы переработки отходов нефтепродуктов .....	15
1.3 Технологическое оборудование для переработки нефтеотходов .....	29
1.4 Заключение к литературному обзору и постановка задачи .....	33
2 Конструкторско-технологический раздел.....	35
2.1 Исходные данные .....	35
2.2 Разработка технологической схемы установки .....	36
2.3 Разработка конструкции установки .....	38
2.4 Расчет основных параметров установки .....	40
2.4.1 Тепловой расчет .....	42
2.4.2 Прочностной расчет .....	44
2.4.3 Заключение к конструкторско-технологическому разделу .....	45
3 Эксплуатация и ремонт установки .....	46
3.1 Износ оборудования.....	46
3.1.1 Планово-предупредительный ремонт установки .....	47
3.1.2 Составление графика ППР.....	51
3.2 Ремонт арматуры (дефектация) .....	53
3.3 Ремонт реакционной аппаратуры.....	55
3.3.1 Ремонт антикоррозионных покрытий аппарата .....	57
3.3.2 Ремонт теплообменной трубы .....	58

3.3.3 Технология очистки труб.....	59
3. 4 Заключение к разделу эксплуатация и ремонт установки .....	60
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	61
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	63
Приложение А .....	65

## ВВЕДЕНИЕ

Для удовлетворения потребностей людей ежегодно из земных недр извлекается до 30 млрд. т нефтяного сырья [1]. При последующей переработке образуется большое количество отходов нефти и нефтепродуктов – по оценкам специалистов до 7кг на 1т перерабатываемой нефти. Это создает проблемы их складирования, захоронения, защиты окружающей среды и т.п. Можно констатировать, что нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие предприятия наносят огромный вред окружающей среде.

Объектом исследования в настоящей работе являются нефтесодержащие отходы нефтеперерабатывающих заводов. Нефтешламы очистных сооружений образуются в процессе очистки сточных вод нефтеперерабатывающего завода. Сточная вода в процессе очистки разделяется на нефтепродукт, воду и нефтешлам, который имеет пастообразное агрегатное состояние черного цвета.

Отработанные нефтепродукты так же, как и нефтешламы требуют утилизации или переработки. В России до 77% всех отработанных масел нелегально сбрасывается на почву и в водоемы, что наносит колоссальный урон окружающей среде. Поэтому проблема утилизации и переработки жидких и твердых нефтеотходов является актуальной и требует безотлагательного решения.

В настоящее время в России существует обращения с отходами первичной переработки нефти. Действующая система переработки тяжелой нефти исключает из природно-ресурсного цикла отходы нефтепереработки, движение осуществляется по схеме «отход → окружающая среда». Обезвреживание осуществляется преимущественно деструктивными методами (биологическим разложением, захоронением), не позволяющими вернуть полезные компоненты отходов в ресурсооборот. Такой подход не позволяет использовать энергетический потенциал углеводородсодержащих отходов.

Предлагаемый подход заключается в переработке нефтяных отходов по схеме: «отход → энергоноситель». Поэтому целью данной работы является разработка новой высокоэффективной технологии, позволяющей перерабатывать нефтеотходы в газообразное топливо с позиций ресурсосбережения и геоэкологической безопасности.

Для переработки углеводородсодержащих отходов наибольшее распространение получили два метода: сжигание и пиролиз. Их принципиальное отличие друг от друга заключается в количестве используемого кислорода. Каждый из рассматриваемых способов имеет свои преимущества и недостатки. На наш взгляд одним из наиболее перспективных и эффективных термических методов переработки нефтешламов является пиролиз – процесс термического разложения в отсутствие кислорода. Данный метод применим для обезвреживания отходов «неудобных» для сжигания: вязких, пастообразных отходов, влажных осадков, нефтешламов. Этот метод обеспечивает их обезвреживание и использование в качестве топлива и химического сырья. В результате образуется пиролизный газ с высокой теплотой сгорания, который может использоваться в качестве топлива в других технологических процессах.

## **1 Литературный обзор**

### **1.1 Основные характеристики отходов нефтепродуктов**

В качестве объекта исследования в данной работе рассматриваются нефтесодержащие отходы нефтеперерабатывающих заводов, перерабатывающих малосернистую нефть с содержанием серы до 0,6%.

Донные отложения нефтяных резервуаров образуются в процессе хранения нефти в емкостях для хранения. Согласно проектным нормам производственный запас при снабжении завода по нефтепроводу должен составлять трое суток [1]. Во время хранения нефть расслаивается, и на дно резервуара оседают нефтяные осадки. Состав и характеристика нефтяных осадков зависят от свойств нефти. Нефтешлам нефтяного резервуара имеет пастообразное агрегатное состояние. Результаты атмосферной перегонки, представленные в таблице 1, свидетельствуют о значительном потенциале светлых. 43% хороший показатель для нефтей средней плотности, согласно ГОСТ Р 51858-202.

**Таблица 1** - Результаты атмосферной перегонки донных отложений нефтяных резервуаров [1]

Температура кипения фракции, °С	Выход фракции, % мас.	Выход фракции суммарный, % мас.
нк-60	0	0
60-100	8	8
100-125	2	10
125-150	5	15
150-170	5	20
170-200	5	25
200-225	5	30
225-250	4	34
250-285	6	40
285-300	3	43

При температуре выше 300°С происходит разложение остатка (термический крекинг) – осмоление, закоксовывание. Фракция с пределами выкипания 285-300 °С твердая при температуре 23 °С.

В таблице 2 приведены структурно-групповой и фракционный составы органических фракций донных отложений мазутных резервуаров [1].

**Таблица 2** - Структурно-групповой и фракционный составы органических фракций донных отложений мазутных резервуаров [1]

Наименование	Значение, %
Асфальтены	2,8–3,8
Смолы	19,1–21,5
Парафино-нафтеновые углеводороды	39,1–48,2
Ароматические углеводороды	21,3–26,9
Суммарное количество фракций при $T_{\text{кип.}} \text{ } ^\circ\text{C}$	
350–420	29,6–35,3
420–490	41,7–49,2
490 и выше	18,7–22,3

В процессе очистки сточных вод нефтеперерабатывающих заводов образуются нефтешламы очистных сооружений. Сточная вода в процессе очистки разделяется на нефтепродукт, воду и нефтешлам, который имеет пастообразное агрегатное состояние черного цвета. Состав нефтешламов очистных сооружений представлен в таблице 3 [1].

**Таблица 3** – Состав нефтешламов очистных сооружений[1]

Очистное сооружение	Содержание, %		
	воды	механических примесей	нефте-продуктов
Краснодарский НПЗ	11–32	15–25	49–59
Афипский НПЗ	10–35	17–31	50–65
Туапсинский НПЗ	19–37	11–33	45–69

Известно, что нефтешламы в резервуарах независимо от источников формирования с течением времени отстаиваются и разделяются на слои:

а) верхний слой – малообводненная нефть с относительно невысоким содержанием механических примесей до 0,5%.

б) средний слой – мелкодисперсная эмульсия сложного типа («прямая» и «обратная») с массовым содержанием воды до 70-80% и механических примесей 1,5-15%. Обычно средний слой бывает незначительным по объему;

в) водный слой – свободно отстоявшаяся вода с плотностью от 1,01 до 1,09 г/см<sup>3</sup>;

г) донный слой для ловушечных нефтешламов – это нефтешламы с повышенным содержанием механических примесей до 30-40% и плотностью 1,19.

Нефтешламы из шламонакопителей – это шламы, накопленные со дня основания заводов. На всех этапах технологической трансформации нефти, на нефтеперерабатывающих заводах происходит формирование нефтешламов в шламонакопителях. Нефтешламы шламонакопителей представляют собой многокомпонентные и многовариантные смеси, в состав которых входят многообразные отходы нефтепереработки с широким диапазоном температур разложения, различной влажностью, вязкостью и температурами испарения.

Внутри типичного шламонакопителя нефтеперерабатывающего завода формируется широкая номенклатура шламов, классифицируемых как жидкие и твердые.

Жидкие нефтешламы представляют собой водонефтяную эмульсию. Твердые нефтешламы – представляют собой пастообразное агрегатное вещество с нефтяным запахом, содержащее механические примеси и воду. Нефтешлам шламонакопителей имеет пастообразное агрегатное состояние черного цвета.

Для нефтеперерабатывающих заводов характерно образование замазученных песков и грунтов, образующихся при ликвидации аварийных ситуаций, зачистке технологического оборудования. Значительное количество замазученных песков и грунтов образуется при ликвидации проливов на эстакадах налива и слива нефти и нефтепродуктов.

По составу замазученные пески однообразны и представляют собой гетерофазные системы, состоящие из нефтепродуктов и минеральной части (песок), соотношение которых варьируется в широких пределах.

В связи с ужесточением требований к качеству нефтепродуктов и увеличением доли переработки высокосернистых нефтей растет количество отработанных растворов щелочи, включающих соединения серы. Обычно на нефтеперерабатывающих заводах с первичной переработкой нефти для снижения содержания сернистых соединений в бензиновой фракции применяют щелочной раствор с содержанием свободной щелочи до 15%. Балансный избыток бензина через клапан-регулятор уровня направляется на защелачивание в емкость.

В емкости защелачивания осуществляется удаление серосодержащих соединений из бензина 15% водным раствором натра едкого технического (далее щелочи). Раствор щелочи подается в нижнюю часть емкости насосом из узла приготовления щелочи участка реагентного хозяйства. Контроль уровня щелочи в емкости осуществляется по мерному стеклу на уровне 1/3-1/2 его высоты.

Полезные свойства отходов могут быть охарактеризованы ресурсным потенциалом, который количественно показывает возможную экономию природных ресурсов за счет использования отходов в качестве вторичного сырья. В таблице 4 приведен ресурсный потенциал образующихся нефтеотходов

на нефтеперерабатывающем заводе, имеющем установки по первичной переработке нефти суммарной мощностью до 3 миллионов тонн нефти в год [1].

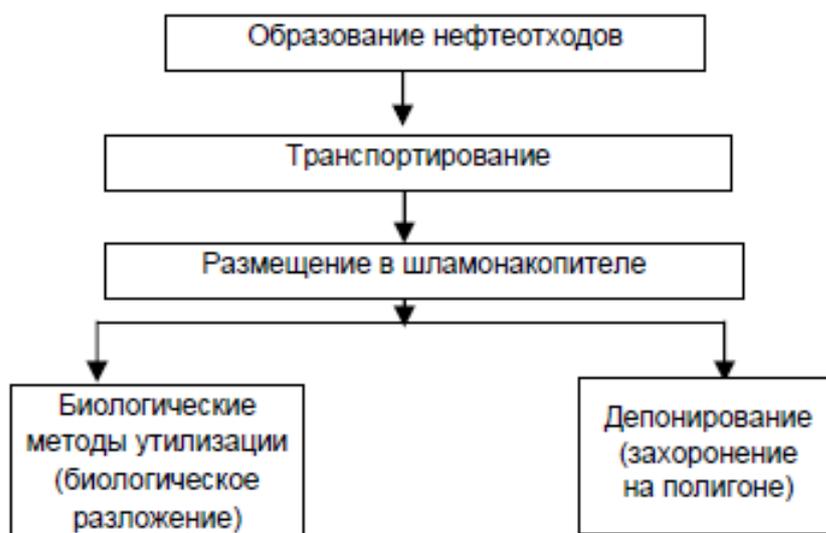
На основе оценки ресурсного потенциала, экологических принципов устойчивого развития и анализа современных направлений утилизации нефтеотходов разработана система обращения с отходами первичной переработки нефти.

**Таблица 4 – Ресурсный потенциал образующихся нефтеотходов [1]**

Вид отходов	Условия образования отхода	Кол-во нефтешлама
Донные отложения нефтяных резервуаров	Нефтяные резервуарные парки при хранении нефти	14,5 г на 1 т принятой нефти
Донные отложения мазутных резервуаров	Мазутные резервуарные парки при хранении мазута	31,4 г на 1 т мазута
Нефтешламы водоочистных сооружений	Зачистка резервуаров для хранения, уловлены на водоочистных сооружениях нефтепродуктов	1200 т/год
Нефтешламы из шламонакопителя	Шламы, накопленные со дня основания завода. Хранятся в открытых заводских амбарах, прудах	5000-7000 т со дня основания завода
Замазученный песок	Очистка территории после пролива нефти и нефтепродуктов, аварийных разливах, при зачистке канализационных колодцев	50-250 т/год
Нефтегрунт		100-2000 т/год
Раствор отработанной керосино-дизельной щелочи	Щелочные стоки – при защелачивании керосиновой и дизельной фракции	до 4000 т/год

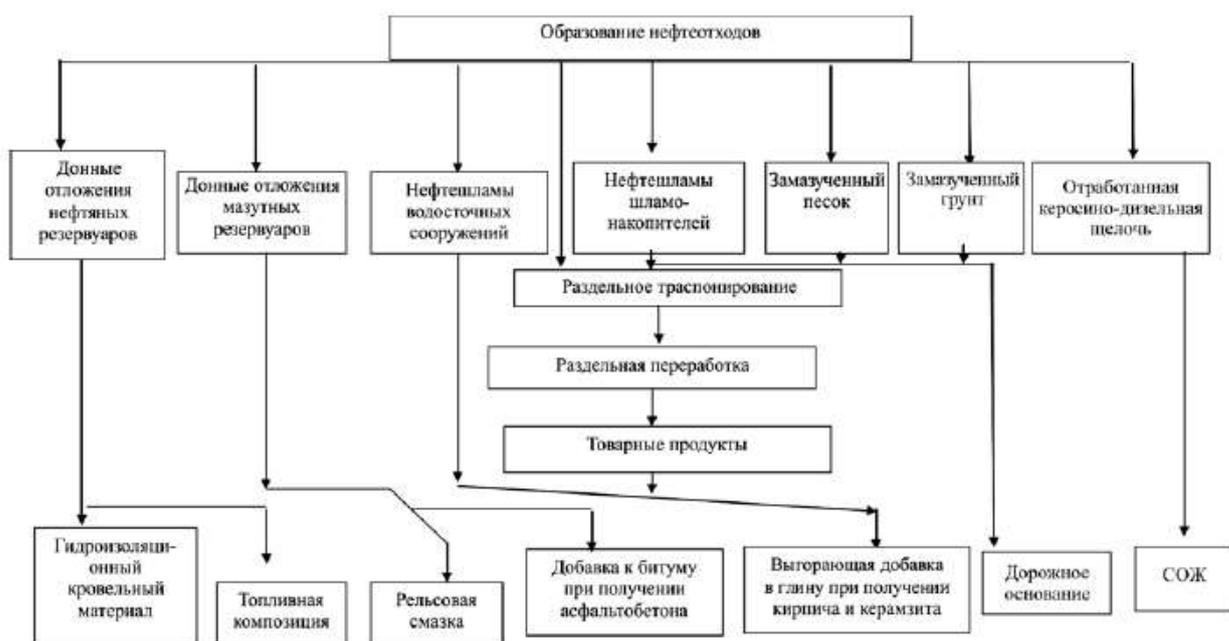
## 1.2 Способы переработки отходов нефтепродуктов

В настоящее время основная часть отходов нефтепродуктов утилизируется по схеме, представленной на рисунке 1. При этом отходы нефтепереработки исключаются из природно-ресурсного цикла, движение осуществляется по принципу «отход → окружающая среда» [1]. Обезвреживание осуществляется преимущественно деструктивными методами (биологическим разложением, захоронением), не позволяющими вернуть полезные компоненты отходов в ресурсооборот.



**Рисунок 1** - Действующая система обращения с нефтеотходами первичной переработки нефти

Существует также другая система обращения с нефтеотходами (см. рисунок 2), в которой осуществляется возврат в оборот всех видов отходов по схеме: «отход → товарный продукт» [1]. Принципиальным отличием данной системы является появление новых стадий «Раздельный сбор», «Раздельное транспортирование», «Раздельная переработка» и «Товарные продукты», которые предполагают сделать упор на раздельное применение нефтеотходов с использованием ресурсосберегающих и экологически безопасных технологий с одновременным получением товарных материалов.



**Рисунок 2** - Система управления нефтеотходами первичной переработки [1]

Данная система обращения с отходами нефти и нефтепродуктами является наиболее рациональной и перспективной с точки зрения экологии и экономики.

Для переработки отходов нефтепродуктов наибольшее распространение получили три метода: сжигание, газификация, пиролиз. Их существенное отличие друг от друга заключается в количестве используемого кислорода.

### 1) Сжигание

Это наиболее применимый отработанный способ, относится к окислительным термическим процессам аутогенного характера, когда теплоты, выделяемой при окислении, достаточно для поддержания горения и дополнительного топлива для этого не требуется. Обычно сжигают нефтеотходы, выделить из которых целевой продукт сложно и затратно. При горении этих отходов, содержащих значительное количество воды, происходят сложные химические процессы, связанные с испарением воды и наличием ее паров в зоне пламени. При этом повышается скорость горения отходов вследствие увеличения количества активных центров, каковыми являются положительно и отрицательно заряженные ионы, образующиеся в результате

диссоциации воды. Вода является инициатором реакции и участвует в протекании самих реакций, поэтому с увеличением содержания воды в смеси изменяется интенсивность свечения пламени. В процессе сжигания обводненных топлив уменьшается дымление, которое является следствием дефицита кислорода в зоне протекания реакции. Этот метод применяется в печах различных конструкций при температурах не менее 1200°C. Зола собирается в нижней части печи и в дальнейшем ее вывозят на полигоны для захоронения.

Чтобы сжигать нефтеотходы используют печи с «кипящим слоем» (КС). Принцип работы таких реакторов состоит в подаче газового потока под слой дисперсного материала, обычно с размером частиц 1–5 мм [6]. Поэтому при определенной скорости газов слой переходит в режим витания и образует псевдооживленное состояние, обеспечивая контакт газов со значительно большей поверхностью частиц, что существенно ускоряет сгорание отходов. Для связывания некоторых загрязнителей в псевдооживленный слой добавляют известняк или доломит, переводящие их в нейтральный продукт.

В целом, к недостаткам таких печей инертного материала следует отнести низкий ресурс работы и необходимость поддерживать непрерывный цикл работ, требующих четкой ритмичности в поступлении отходов для переработки. Более того в печах такого типа может происходить интенсивное коксование инертного материала при работе с тяжелыми нефтяными фракциями. Значительные капитальные и эксплуатационные затраты служат сдерживающим фактором для широкого использования рассмотренных выше печей.

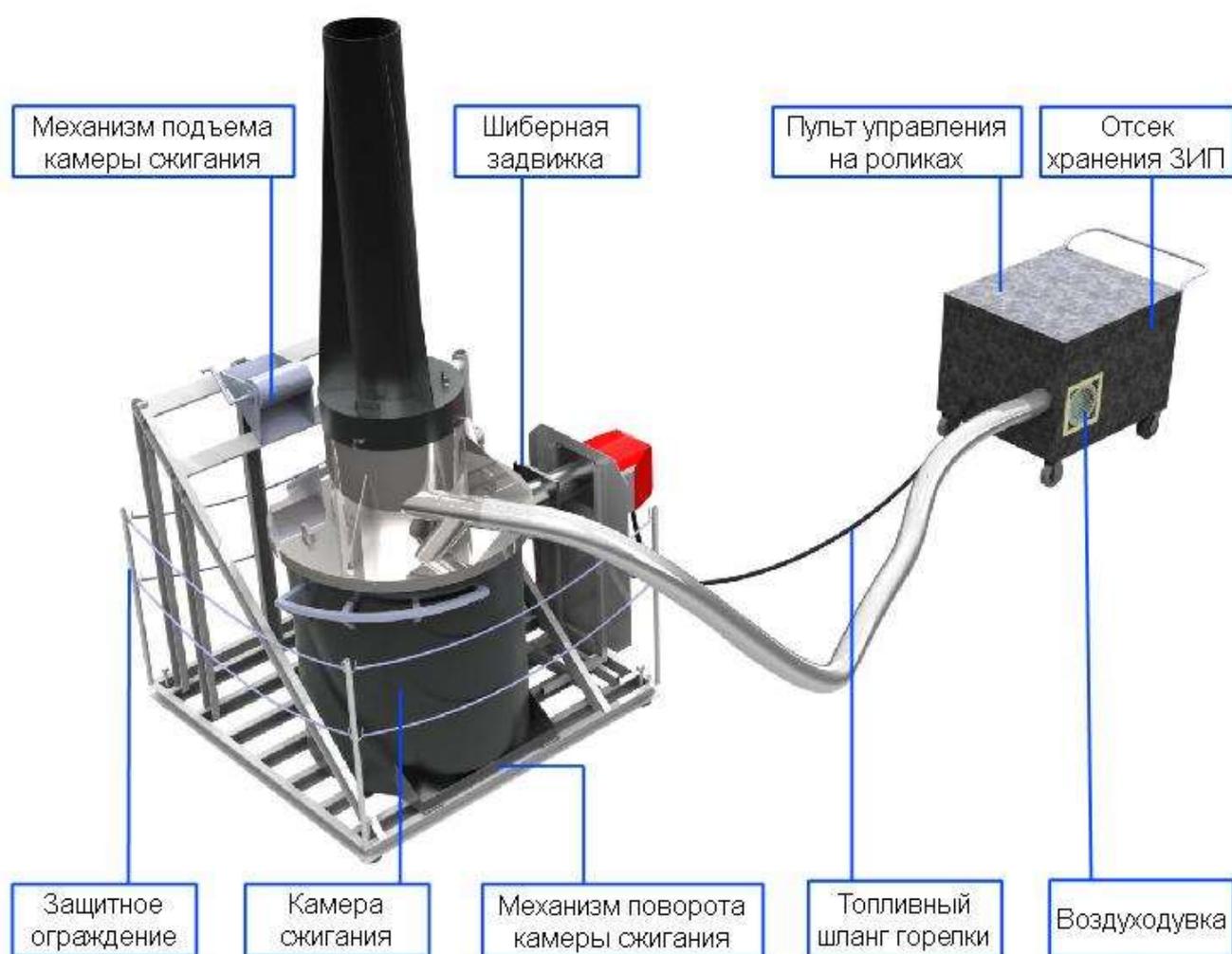
Для утилизации маленьких партий отходов широко используются колосниковые топки и печи на их основе. Они достаточно компактны, имеют низкую стоимость, надежность, но непригодны для сжигания асфальтосмолистопарафинистых отложений (АСПО). Такие отходы как АСПО могут быть утилизированы в ретортных печах. Компактность, минимальные требования к площадке размещения оборудования позволяют гибко

реагировать на изменение спроса на этот вид услуг, перемещая производство к источникам образования отходов. Однако при проектировании подобных печей необходимо учитывать специфику используемого сырья. Высокая теплота сгорания некоторых продуктов возгонки требует тщательной регулировки тепловой мощности, подводимой к реторте, и использования специальных термостойких материалов.

Кроме печей используют, например, турбобарботажные установки типа «Вихрь», с ограниченной производительностью до 1 т/ч [6]. Температура сжигания 800–1100°C. Достоинством способов сжигания является то, что они не нуждаются в организации шламового хозяйства. К недостаткам турбобарботажных реакторов относятся повышенные коэффициенты избытка воздуха и температуры сжигания, что приводит к снижению теплового КПД установок. Основным полезным продуктом сжигания отходов являются обычно тепло отходящих газов, используемый как вторичный энергоноситель для выработки пара, электроэнергии, горячей воды для производственных и бытовых нужд. Однако при сжигании наблюдаются большие колебания состава газов, образующихся в печах, и их температуры в результате непостоянства состава отходов. Эти колебания состава газов не дают гарантии отсутствия в них токсичных и вредных примесей. Так, сжигание непригодно для переработки отходов, содержащих хлор, фосфор, галогены, серу. В процессе сгорания органической части таких отходов образуются оксиды азота и серы, аэрозоль, оксид углерода, бензапирен и диоксины, которые, когда попадают в атмосферу, оказывают негативное влияние на окружающую среду. Таким образом, продукты сжигания по токсичности могут во много раз превосходить исходные газовые выбросы от шламонакопителей. Это потребует больших капиталовложений в сооружения по очистке и нейтрализации дымовых газов.

Примером малой установки для сжигания отходов нефти и нефтепродуктов может служить установка «Фактор-2М» [6], показанная на рисунке 3.

В целом, к недостаткам такого метода как сжигание можно отнести использование сложного в обслуживании оборудования и ограничение области применения составом углеводородсодержащих отходов. Большие колебания температур влекут за собой преждевременный выход из строя некоторых элементов конструкции оборудования для сжигания и нарушают нормальное течение процессов тепло и массообмена между горячими газами и перерабатываемыми отходами.



**Рисунок 3** - Малая установка для огневого сжигания нефтешламов «Фактор-2М»[6]

## 2) Электроогнеосжигание

Суть электроогневой технологии сжигания заключается во взаимодействии электрического поля с радикалами любых углеводородов на

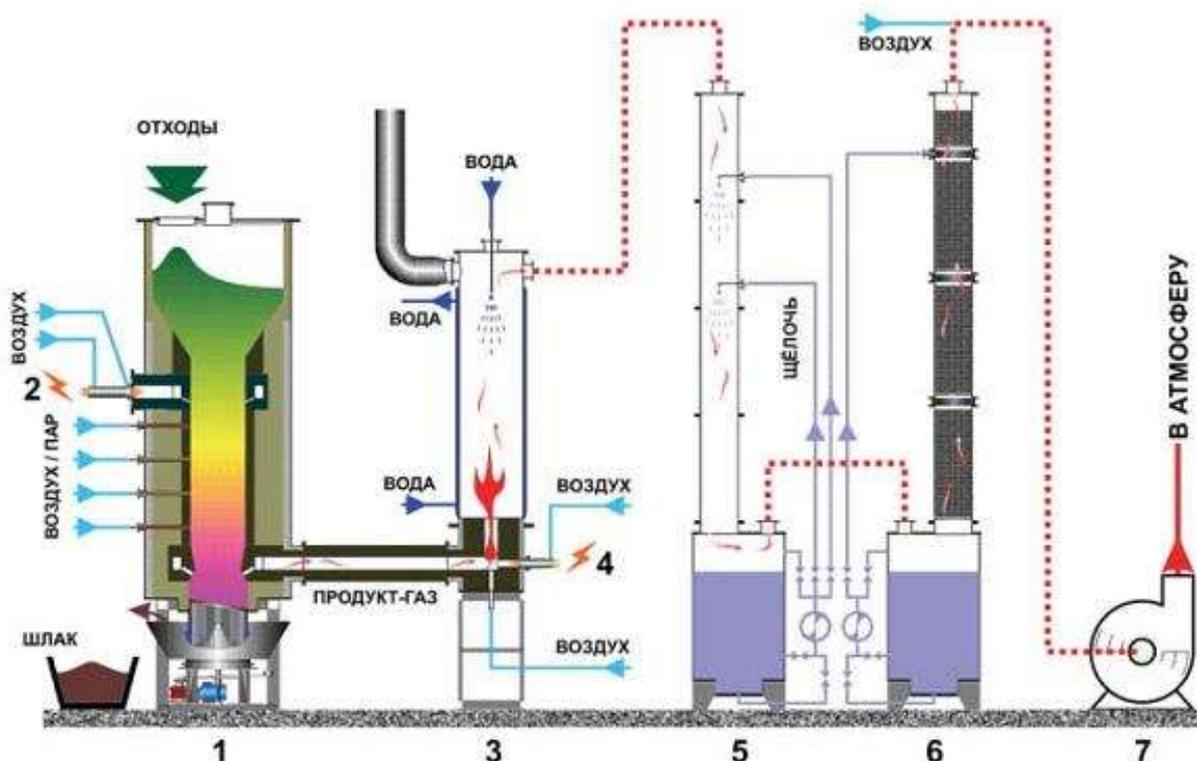
атомарно-молекулярном уровне при одновременном воздействии на любые углеводородные цепочки. При этом начинается их расщепление на водород, сгораемый в пламени, и углерод, который быстро доокисляется в электрическом поле до углекислого газа. В основе электроогневого метода, стоит инициирующее воздействие электрического поля на процесс горения веществ. Устройство сжигания остатков нефтеотходов выполняется в виде специальной печи с устройством подачи нефтешламов в зону горения, и выгрузки золы.

### **3) Газификация**

Газификационная технология обезвреживания отходов была взята из металлургической промышленности, где для того чтобы получить горючие газы из бурого высокозольного угля широко использовали газификацию в камерных, циклонных или надслоевых реакторах при температурах 600–1100°C в атмосфере газифицирующего агента (воздух, кислород, водяной пар, диоксид углерода или их смесь). В результате реакции получается синтез-газ, (содержание  $H_2$  и  $CO$  доходит до 70%), и «туман» из жидких смолистых веществ, бензопирена и диоксинов. Масса тумана при 600°C может достигать до 30% от массы синтез-газа. Если увеличить температуру газификации, то доля тумана в массе синтез газа падает, а при температуре более 1100 °C близка к нулю. Особенностью газификации является то, что в отличие от сжигания в реакторе газовая фаза имеет восстановительные свойства. Поэтому, можно сделать вывод, что образование оксидов азота и серы термодинамически невыгодно, и вредных газовых выбросов из газификаторов значительно меньше, чем из печей сжигания. В качестве газифицирующих агентов могут быть использованы воздух, кислород, водяной пар, диоксид углерода и их смеси. Газификация может производиться в плотном слое под давлением, в псевдооживленном слое. Достоинствами такого способа являются высокие показатели коэффициента полезного действия и производительности процесса, большая вариативность получаемых продуктов. Получаемая смесь водорода и оксида углерода обычно используется в каталитическом процессе синтеза

метилового спиртами или получения энергии. Состав синтез газа напрямую зависит от типа окислителя и состава сырья. Отметим, что при окислении воздухом получаемый синтез газ имеет высокий процент балласта (до 80% азота) и не может быть использован в дальнейшем для синтеза метанола. Наиболее «качественный» синтез газ получается при окислении чистым кислородом. Этот метод получил большое распространение в последние 20 лет. Однако кислородные установки достаточно дороги и требуют высокий уровень соблюдения техники безопасности. Зола, остающаяся после газификации, может содержать остаточный углерод и соли тяжелых металлов, растворимые в воде, что приводит к необходимости ее захоронения в специальных контейнерах. К тому же, наряду с газификацией идет термическое разложение топлива с образованием продуктов полукоксования, которые усложняют ведение процесса.

Пример реактора газификатора мы можем видеть на рисунке 4.



**Рисунок 4** - Плазменная установка: 1-реактор-газификатор; 2-генератор плазмы (до 50кВт); 3-дожигатель; 4-генератор плазмы(6кВт); 5-скруббер распылительный; 6-скруббер насадочный; 7-вытяжной вентилятор[7].

## 5) Переработка и обезвреживание отходов с применением плазмы

Плазма представляет собой ионизированный газ, который содержит в своем составе свободные электроны, ионы, нейтральные и возбужденные атомы и молекулы. В отличие от известных теплоносителей она обладает рядом специфических свойств, значительно расширяющих ее технологические возможности. Наибольшее применение находит низкотемпературная плазма. Температура такого вида плазмы обычно не превышает 8000–1300 К. Из-за высокой температуры и электропроводности низкотемпературная плазма оказывает чрезвычайно мощное энергетическое воздействие на обрабатываемые вещества, выступая в роли как универсального теплоносителя, так и реагента. Процессы плазмохимической переработки углеводородного сырья, в том числе и нефтесодержащих отходов или тяжелых нефтяных фракций, можно классифицировать по таким основным признакам как фазовое состояние сырья, подвергаемого плазмохимической переработке; плазмообразующий газ («рабочее тело» плазмотрона); наличие или отсутствие катализатора.

Плазменный нагрев твердых и жидких углеводородов приводит к образованию очень ценного газового полуфабриката, в основном водорода и оксида углерода (синтез-газ), и расплавов смеси шлаков, не представляющих вреда окружающей среде при захоронении. Оксид углерода можно использовать в качестве источника пара на ТЭС или производстве искусственного жидкого топлива метанола. В соответствии от типа плазмообразующего газа в реакторах может создаваться различная среда (окислительная, восстановительная, нейтральная). При переработке отходов плазменным методом в восстановительной среде можно получить ценные товарные продукты: например, из жидких хлорорганических отходов можно получать ацетилен, этилен, HCl и продукты на их основе. В водородном плазмотроне, обрабатывая фторхлорорганические отходы, получают газы, содержащие 95–98 % по массе HCl и HF. Плазмохимические способы предоставляют более высокую степень переработки (конверсия сырья

составляет 96–98 % мас.), увеличивают глубину переработки в непредельные углеводороды (более 75%), позволяют использовать в качестве сырья тяжелые нефтяные фракции, а также уменьшают количество стадий и разветвленность химических процессов.

Каждый из рассматриваемых способов имеет свои преимущества и недостатки. Так, что подаче диспергированной жидкости в поток плазмообразующего газа резко интенсифицируются процессы теплообмена и химических превращений из-за большой удельной поверхности контакта фаз. Следует отметить, если в процессе выделяется твердая фаза, то ее отложения на стенках реактора образуют наросты, что снижает продолжительность непрерывной работы реактора вплоть до нескольких часов. Распределить равномерно жидкости в потоке плазмы на стадии смешения довольно трудно.

Однако, формирование самой плазменной дуги при подводе электроэнергии к плазмообразующему газу отдельная и сложная задача, которая требует сложного расчета параметров конструкции и режима. Не менее сложен съем энергии плазменной массой конвертируемого отхода из-за необходимости обеспечения хорошего массообмена и «закалки» газообразного продукта, от режима которой зависит его состав. Наконец, еще довольно проблематичным является подача и дозирование шлама в зону реакции. Первоначальное фазовое состояние сырья оказывает решающее влияние на технологическое и аппаратное оформление процесса. Таким образом, делаем вывод, что при большом количестве преимуществ, такой способ переработки требует большие затраты.

#### **6) Мазутный крекинг**

Основная реакция, которая протекает при процессе крекинга, это реакция расщепления. Обычно для установок крекинга используется тяжелое углеводородное сырье. Для переработки тяжелой вязкой сернистой нефти, кубовых остатков, мазутов и природных битумов, застарелых мазутов и нефтешламов, отработанных моторных масел предложена технология

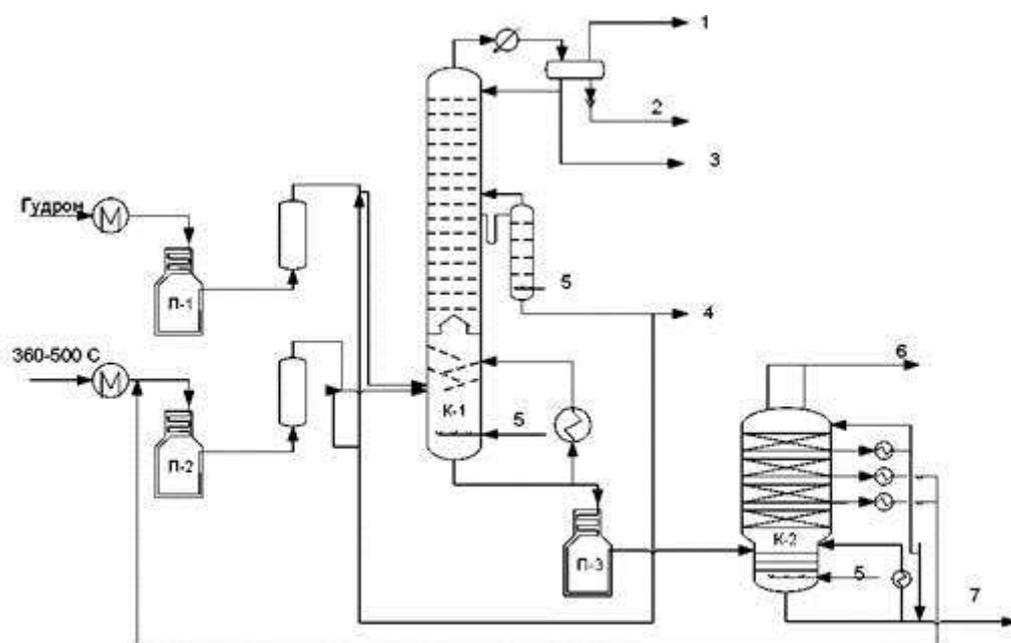
мазутного крекинга (МК). Такой процесс заключается в организации инициированного низкотемпературного термомеханического крекинга в условиях кавитации и ультразвуковых колебаний. Разные виды углеводородного сырья перерабатываются по данной технологии в битумы и широкую фракцию дистиллятов.

### **7) Висбрекинг**

Особой разновидностью термического крекинга является висбрекинг. Висбрекингом считают процесс неглубокого крекинга тяжелого нефтяного сырья, который протекает в жидкой фазе и в мягких условиях, когда высоковязкие остаточные фракции превращаются в менее вязкие продукты. Основная трудность глубокой переработки нефтяных остатков характеризуется высоким содержанием в них асфальтенов (компонентов, наиболее бедных водородом, в основном из конденсированных ароматических структур). В них сконцентрировано 70–90 % присутствующих в нефти тяжелых металлов никеля и ванадия, а также в значительной степени азотистых, кислородных и сернистых соединений. Продуктами процесса висбрекинга считаются: газ, бензин, легкий газойль, остаток висбрекинга. Крекинг-остатки содержат много смолисто-асфальтеновых веществ и некоторое количество твердых частиц карбоидов. Остатки висбрекинга обычно используются как компонент котельного топлива. Они имеют более высокую теплоту сгорания, более низкую температуру застывания и пониженную вязкость, чем исходный гудрон.

Технология, которая получила название «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ»[6], основана на проведении мягкого термического крекинга, интенсифицированного кавитационно-акустическим воздействием на нефтешламы. В результате, которых осуществляется селективное воздействие на отдельные группы углеводородов и стадии термолиза, подводя к реакционной массе дополнительную энергию в высокопотенциальном виде. Кавитационно-акустическое воздействие вносит изменения в гидродинамику и дисперсионную стабильность жидких сред, что по-разному влияет на разные стадии процесса – заметно интенсифицирует одни (деструкцию) и резко

замедляет другие (коксообразование). Комбинируют процесс висбрекинга и с другими вторичными процессами. Так, висбрекинг совмещают с процессом коксования путем отделения тяжелой части крекинг-остатка для получения из нее кокса. ГУП «Институт нефтехимпереработки РБ» разработал ряд технологий и технических решений, позволяющих за счет комбинирования термических процессов (висбрекинга, коксования, термического крекинга вторичных газойлей) проводить глубокую переработку остаточного нефтяного сырья в целевые легкие нефтепродукты с высоким выходом. Возможно и комбинирование установок висбрекинга и битумных установок. Однако такая проблема коксоотложения, может породить необходимость обеспечения высоких температур теплопередачей «через стенку». Полностью решить ее не удастся ни совершенствованием конструкций реакционного устройства, ни использованием таких физических методов, как ультразвук, кавитация, лазерное излучение. Принципиальную технологическую схему установки термического крекинга можно увидеть на рисунке 5.



**Рисунок 5** - Принципиальная технологическая схема комбинированной установки термического крекинга-висбрекинга-вакуумной перегонки продуктов: 1-углеводородные газы; 2- кислая вода; 3- бензиновая фракция; 4- легкий газойль; 5-водяной пар; 6-газы разложения; 7-вакуумный остаток.[7]

По сравнению с другими такие способы переработки нефтешламов имеют ряд преимуществ - это отсутствие дорогостоящих стадий разделения; возможность переработки сырья с высокой зольностью; отказ от использования растворителей и микроорганизмов; отсутствие отходов и продуктов, требующих утилизации (фильтрующие элементы, гидрофобные капсулированные продукты и т.п.).

К недостаткам термических способов переработки углеводородсодержащих отходов относятся их реализация в технологических схемах со сложным аппаратным оформлением при высоких температурах, что требует высоких капитальных и эксплуатационных затрат. Существуют ограничения использования данного способа по составу нефтешлама. С продуктами реакции выходит часть энергии в виде тепла, что существенно снижает энергетическую эффективность. Часто, наблюдается вторичное загрязнение окружающей среды газообразными продуктами термического обезвреживания.

### **8) Пиролиз**

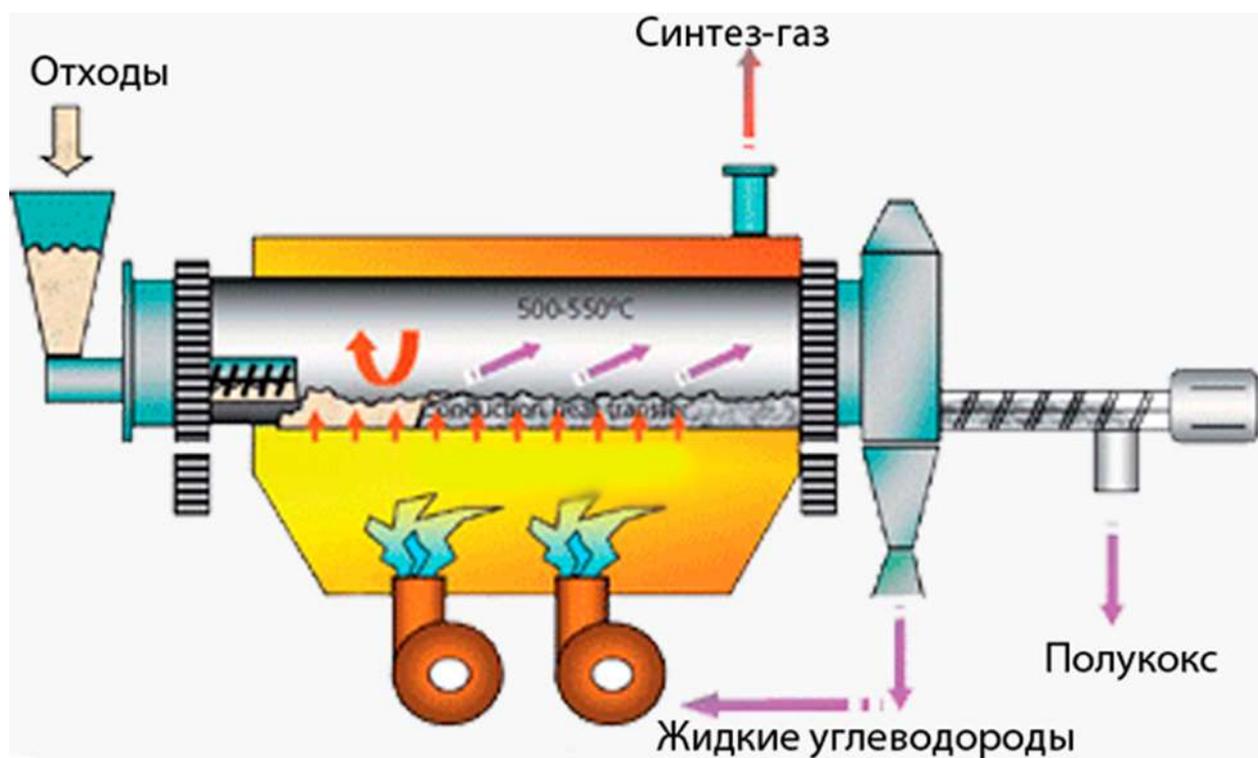
Одним из наиболее перспективных термических методов утилизации нефтеотходов является пиролиз. Пиролиз представляет собой совокупность элементарных реакций разложения (деструкции) органического вещества на продукты с меньшей молекулярной массой. Независимо от специфики процесса пиролиза, обязательным условием его протекания являются высокие температуры, которые должны быть в диапазоне 450–1050 °С.

Исходя от температуры процесса различаются три вида пиролиза: низкотемпературный, среднетемпературный, высокотемпературный.

Низкотемпературный пиролиз или полукоксование протекает при температурах 400–600 °С. Для такого вида пиролиза характерны максимальный выход жидких и твердых (полукокс) остатков и минимальный выход пиролизного газа с максимальной теплотой сгорания. Полукокс можно использовать в качестве энергетического и бытового топлива. Жидкая фаза

(нефтяной конденсат) образуется в количестве 29% от исходной массы отходов. Теплота сгорания нефтяного конденсата составляет 9000 ккал/кг.

Среднетемпературный пиролиз или среднетемпературное коксование происходит в интервале от 600 до 800 °С, он дает выход большего количества газа с меньшими теплотой сгорания, количеством жидкого остатка и кокса. При высокотемпературном пиролизе или коксовании от 900 до 1050 °С наблюдается минимальный выход жидких и твердых продуктов и максимальная выработка газа с минимальной теплотой сгорания. Твердый остаток (пиролизный кокс) обычно используют в качестве заменителя природных или синтетических углеродсодержащих материалов, сорбентов, либо депонируют. По видам реакций можно различить окислительный и сухой пиролиз. Окислительный пиролиз это, когда процесс термического разложения углеводородсодержащих отходов происходит при их частичном сжигании или непосредственном контакте с продуктами сгорания топлива. Данный метод применим для обезвреживания отходов «неудобных» для сжигания или газификации: вязких, пастообразных отходов, влажных осадков, шламов с большим содержанием золы. Сухим пиролизом называют процесс термического разложения без доступа кислорода. Этот метод термической обработки отходов обеспечивает их обезвреживание и использование в качестве топлива и химического сырья. В результате получается пиролизный газ с высокой теплотой сгорания, жидкий продукт и твердый углеродистый остаток. Принципиальную схему установки для пиролиза можно увидеть на рисунке 6.



**Рисунок 6** - Принципиальная схема термической установки пиролиза. [7]

Метод пиролиза получает распространение и является одним из перспективных способов утилизации твердых и жидких органических отходов и выделения ценных компонентов.

### **1.3 Технологическое оборудование для переработки нефтеотходов**

Известно различное оборудование переработки нефтяных шламов позволяющие перерабатывать практически любой вид нефтесодержащих отходов, используемые в зависимости от решаемой задачи.

1) Известен способ переработки нефтесодержащих отходов (шламов), включающий предварительное обезвоживание шлама с помощью механического измельчителя с последующей термической обработкой при температуре 300-400°C во вращающемся трубчатом смесителе путем смешения обезвоженного «холодного» нефтешлама с щебнем (гравием) в массовом соотношении 1:2 или 1:3, предварительно нагретым во вращающейся

барабанной печи, а для поддержания температуры термообработки в вращающемся смесителе в заданных пределах в него на выход подают дымовые газы с печей нагрева щебня (гравия) [3].

Основным недостатком способа являются большие энергозатраты на термическую обработку нефтешлама и щебня (гравия).

Кроме того, в указанном способе нефтешламы используются в качестве связующего для дорожного покрытия или насыпей, поэтому для применения требуется дополнительные операции подготовки полученного продукта.

2) Известна технологическая установка переработки и утилизации нефтемаслоотходов, нефтешламов, в результате которой получается практически нерастворимый в воде, морозостойкий, хорошо уплотненный порошок, который соответствует ТУ 5716-004-11085815 «Порошок минеральный «ПУН». Порошок может использоваться в качестве минеральной добавки для приготовления асфальто-бетонных смесей, а также в качестве инертного и гидрофобного материала в конструкциях дорожных покрытий [4].

Сущность химического способа переработки нефтеотходов заключается в том, что нефтеотходы обрабатываются негашеной известью с добавкой модификатора путем перемешивания. При этом оксид щелочно-земельного металла образует с водой гидроксид, в результате чего нефтепродукты равномерно им адсорбируются. Смешение негашеной извести с модификатором может быть осуществлено предварительно до переработки нефтеотходов, при этом получается препарат, содержащий до 95% мас. окиси кальция и 5% модификатора, в качестве которого применяют полный эфир глицерина и высших жирных кислот - триглицерид.

Основным недостатком этого способа переработки нефтесодержащего шлама является ограниченность его применение, т.к. он предназначен для переработки жидких шламов, содержащих большое количество влаги для гашения извести. В результате очень велика вероятность снижения качества получаемого продукта в связи с недопалом извести и нехваткой ее для образования гидрофобных и прочных гранул. Этот же недостаток присущ и

способу для переработки нефтемаслоотходов, который был приведен выше, нефтемаслоотходы обладают достаточной текучестью, т.к. могут содержать до 30% влаги, а для повышения гидрофобности и прочности гранул окись кальция берется в избытке и для ее гашения требуется определенное количество дополнительной жидкости.

3) Еще известна для способа получения синтез-газа и полукокса пиролизом биомассы [5].

Способ получения синтез-газа пиролизом биомассы, включает в себя транспортировку сырья сквозь зону пиролиза, в которой производится пиролиз органических веществ с получением газа, имеющего высокую теплотворную способность. Процесс сепарации твердых и газообразных веществ с отделением твердого остатка, отличается тем, что способ осуществляется при непрерывной одновременной работе системы шнеков трех камер: сушильной, пиролизной и разделительной, при которой сначала предназначенную для пиролиза биомассу направляют в бункер для сырья, затем биомассу проталкивают через зону сушки, производя одновременный обогрев зоны сушки дымовыми газами и собирая выделяющийся при сушке конденсат коллектором для сбора пара и выводя пар отдельно от дымовых газов, при этом выводимый пар направляют снова в камеру сушки для оптимизации температуры сушки и исключения перегрева сушильного пространства до предпочтительной температуры в 400°C, при этом избыток пара убирают из сушильной камеры при достижении оптимальной температуры, высушенное сырье собирают в бункере сухого сырья, откуда часть его с помощью шнека поступает на сжигание, с получением дымовых газов для обогрева шнекового пиролизера. Остальную часть высушенного сырья подают с помощью шнека в пиролизную камеру и транспортируют от 2 до 8 минут, через обогреваемое пиролизное шнековое пространство, с обеспечением равномерности толщины прогреваемого слоя биомассы, в котором происходит разложение биомассы с помощью непрерывного конвекционного теплообмена, между стенками шнековой камеры и сырьем. Выделяющийся при пиролизе высококалорийный

газ собирают в коллекторе для сбора газа. Откуда направляют потребителю. При этом твердый углеродный остаток используют в камере сгорания с утилизацией вредных жидких и твердых примесей в виде смол и дегтя. Выделяемый полукокс собирают в камере приема газа и полукокса и посредством водоохлаждаемого шнека отгружают потребителю, причем дымовые газы после обогрева пиролизного шнека и шнека для сушки отводят через дымоход, а обратный прорыв газа предотвращают газовыми пробками (прототип).

Недостатком является незавершенность процесса переработки органических веществ в жидкое и газообразное топливо, который происходит в отсутствие кислорода, а значит нет синтеза новых вредных веществ.

4) Также существует устройство для газификации углеродсодержащего сырья [6]. Установка характеризуется следующими признаками: наличием вертикального корпуса с крышкой, в верхней части которого, эксцентрично относительно вертикальной оси корпуса, размещен патрубок для загрузки сырья, в нижней части - зольник с устройством вывода шлака; наличием зоны высокотемпературной газификации сырья; наличием в конструкции средства подачи газифицирующих агентов и средства газоотвода для удаления синтез-газа; наличием устройства для перемешивания сырья, которое включает смонтированный в крышке корпуса с возможностью вращения вертикальный вал с закрепленными на нем на разных уровнях лопастными мешалками, каждая из которых взаимодействует с неподвижно установленной под ней решеткой, при этом упомянутый вал пропущен через центральное отверстие верхней решетки. Для работы мешалок использован один привод, размещенный на крышке корпуса. Вращение мешалок осуществляется постоянно, что не требует специальной системы управления.

В этом устройстве, одна пара «мешалка-решетка» размещена в зоне высокотемпературной газификации сырья, а другая - в расположенной в нижней зоне дожигания сырья. Сырье, перемещаемое мешалками по

поверхности решеток, по мере выгорания просыпается через отверстия решеток в нижележащую секцию обработки.

Существенным недостатком такого газогенератора является необходимость использования предварительно подготовленного высушенного сырья, которое сразу подается в зону высокотемпературной газификации, где заполняет практически весь объем корпуса. Процессы газификации происходят, в основном, в нижней части массы сырья, в зоне подачи высокотемпературного газифицирующего агента. При этом прохождение образующихся реакционных топливных газов через толщу материала затруднено. Интенсивность перемешивания сырья мешалками, размещенными в самом низу, под толщей материала и в каждой зоне, невысокая, а нагрузки на эти мешалки и на их привод вращения значительные. Сырье, лежащее сверху, сразу под загрузочным устройством практически не подвергается газификации, пока не опустится вниз. Это устройство имеет низкую производительность и невысокую эффективность газификации, а в случае использования неподготовленного и влажного сырья оно и вовсе неработоспособно.

#### **1.4 Заключение к литературному обзору и постановка задачи**

В литературном обзоре был представлен литературный и аналитический обзор литературы, в том числе патентных источников по теме переработки нефтеотходов методом низкотемпературного пиролиза. На основании которых, мы провели анализ технологических и конструктивных особенностей оборудования для переработки отходов нефтепродуктов.

Таким образом, проблема утилизации и переработки жидких нефтешламов является актуальной и требует безотлагательного решения. Наиболее эффективным способом уничтожения отходов представляется метод их термической обработки без доступа кислорода (пиролиз), при котором обеспечивается переработка отходов и их обезвреживание.

Для термической переработки отходов нефтепродуктов, наиболее перспективно применять технологический процесс, при котором отходы подвергаются низкотемпературному пиролизу с выделением газообразной составляющей. Максимизация процессов химико-термической обработки достигается, благодаря вводу жидкой составляющей в зону высоких температур.

В задачи данной работы входит разработка технологической установки, позволяющей эффективно проводить переработку отходов нефтепродуктов с получением полезного продукта в виде газообразного топлива, при минимальном воздействии на окружающую среду.

## 2 Конструкторско-технологический раздел

Одним из наиболее перспективных и эффективных термических методов переработки нефтешламов является пиролиз – процесс термического разложения в отсутствие кислорода. Данный метод применим для обезвреживания отходов «неудобных» для сжигания: вязких, пастообразных отходов, влажных осадков, нефтешламов. Этот метод обеспечивает их обезвреживание и использование в качестве топлива и химического сырья. В результате образуется пиролизный газ с высокой теплотой сгорания, который может использоваться в качестве топлива в других технологических процессах.

### 2.1 Исходные данные

Таблица А5- Исходные данные

Наименование	Значение
средняя плотность отходов нефтепродуктов, $\rho_n$ , Дж /( $\text{кг}\cdot\text{см}^3$ )	1
средняя теплоемкость отходов нефтепродуктов, $C_{Pn}$ , Дж/( $\text{кг}\cdot\text{К}$ )	1200
массовый расход сырья (производительность), $I_s$ , кг/ч, кг/с, т/день	1000; 0,278; 24
рабочая температура процесса пиролиза, $T_r$ , К	(600+273)
рабочее давление в аппарате, $P_r$ , атм.	1,5
время пребывания сырья в реакторе, $t_1$ , сек.	60 сек.
температура дымовых газов, $T_{дг}$ , К	(800+273)

## Окончание Таблицы А5

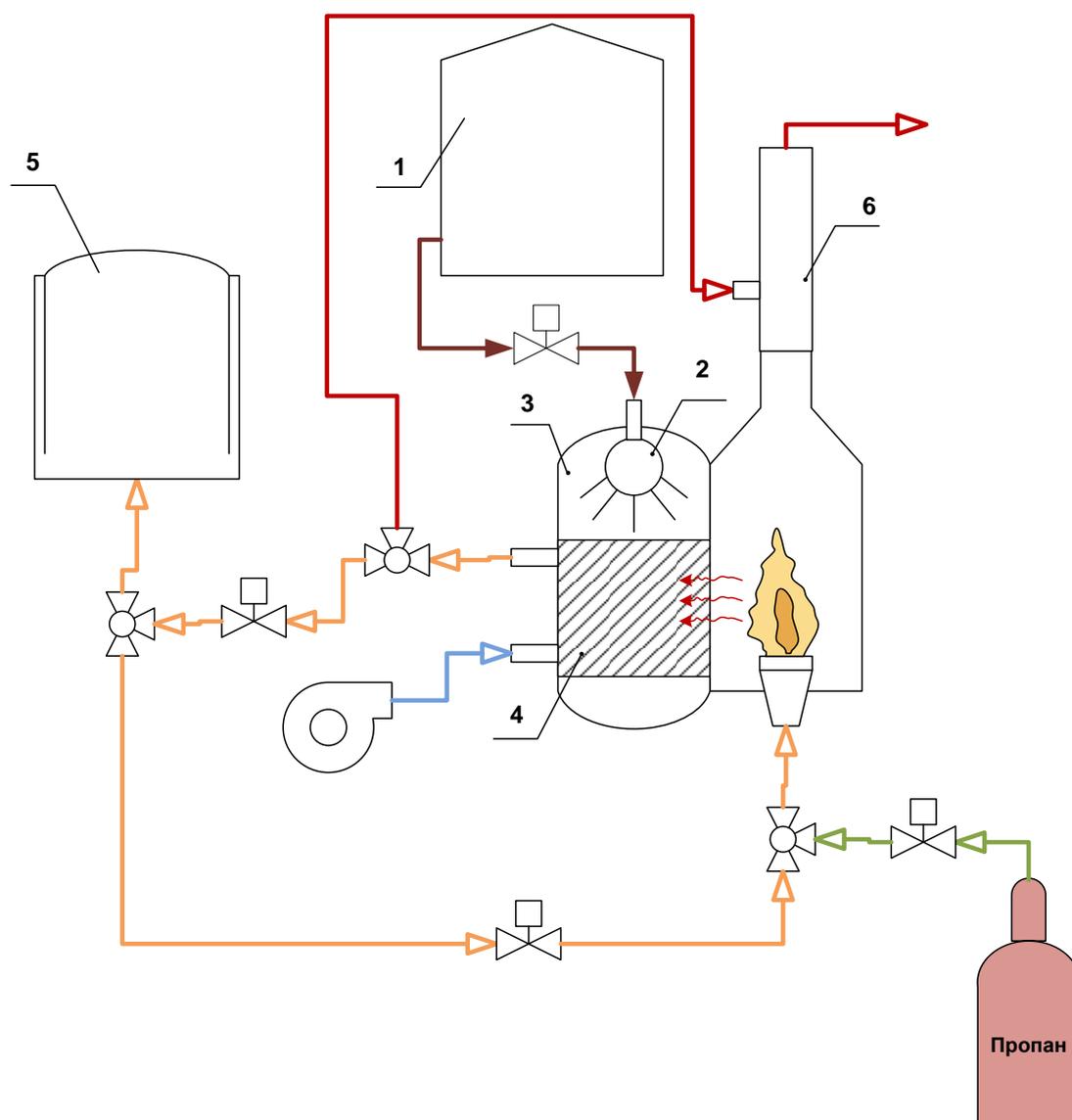
средняя удельная теплоемкость дым. газов при 800°C, $N_{рдг}$ , Дж/(кг·К)	$1,264 \cdot 10^3$
средняя плотность дымовых газов при 800°C, $\rho_{дг}$ , кг/м <sup>3</sup>	0,436
удельный выход парогазовых продуктов пиролиза (%масс), $Y_{pgs}$	99
содержание неконденсируемых компонентов в продуктах пиролиза, $Y_{pg}$ , (%)	80
удельная энтальпия реакции пиролиза, $\Delta H_p$ , Дж/моль	$100 \cdot 10^3$
насыпная плотность керамзита, $\rho_{кер}$ , кг/м <sup>3</sup>	300
теплопроводность керамзита, $\lambda_{кер}$ , Вт/(м·К)	0,13
удельная теплоемкость керамзита, $C_{ркер}$ , Дж/(кг·К)	$0,84 \cdot 10^3$
теплопроводность жаропрочной керамики, $\lambda_k$ , Вт/(м·К)	2,3
средняя удельная теплота сгорания пиролизного газа, $\gamma_g$ , Дж/м <sup>3</sup>	$9000 \cdot 10^3$
средняя плотность пиролизного газа, $\rho_{пг}$ , кг/м <sup>3</sup>	0,75

## 2.2 Разработка технологической схемы установки

На рисунке 7 показана принципиальная схема разработанной установки. Исходное сырьё (нефтедержащие отходы) из резервуара 1 через распределительное устройство 2 подаются в камеру пиролиза 3.

Нагрев и пиролиз жидкой составляющей, а также поддержание необходимого уровня температуры осуществляется за счет подвода тепла, выделяющегося при сжигании топливного газа в газовой горелке.

Загружаемые через распределительное устройство 2 в насадку 4 нефтеотходы подвергаются пиролизу в камере пиролиза 3, образующей реакционный объем. В процессе нагрева и пиролиза отходов интервале температур (550-600)<sup>о</sup>С идет интенсивное выделение газа. Образующиеся газообразные продукты пиролиза направляются в газгольдер 5.



**Рисунок 7** - Структурная схема технологической установки переработки отходов нефтепродуктов методом низкотемпературного пиролиза  
1-резервуар, 2- распределительное устройство, 3-камера пиролиза,4- насадка в виде дисперсного материала,5- газгольдер,6-труба.

Тепло для процесса пиролиза вырабатывается при помощи газовой горелки, которая в момент запуска работает на пропане, а затем достигнув нужной температуры переключается на пиролизный газ.

Подогрев газообразной составляющей пиролизным газом позволяет существенно повысить энергетические показатели эффективности технологического процесса, т.к. вводимый предварительно подогретый поток газа не снижает существенно температуру, что позволяет минимизировать дополнительный подвод тепла за счет подачи электроэнергии. Высокий уровень температур позволяет поддерживать высокую эффективность протекания реакций химико-термической обработки газообразной составляющей.

Отходящий пиролизный газ попадает в систему фильтров и конденсаторов, где происходит очистка и сепарация паров жидкой фракции, воды и газа. Пройдя очистку, продукт собирается в емкостях хранения. Вся установка герметична, включая и систему выгрузки твердого остатка, поэтому ее воздействие на окружающую среду минимально. Установка позволяет перерабатывать практически любые органические вещества, включая тяжелую нефть и отходы переработки нефти (битумы, асфальтены) и т.д., без этапа сушки сырья, используемого в других технологиях (экономия энергии до 30%).

### **2.3 Разработка конструкции установки**

Разрабатываемый реактор представляет собой аппарат полунепрерывного действия. Отходы нефтепродуктов непрерывно с определенным расходом подаются в зону реакции и смачивают насадку. В качестве материала насадки применяются дисперсный керамзит, обеспечивающий развитую поверхность тепло-массообмена. При помощи горелочного устройства, сжигающего топливный газ, происходит нагрев поверхности реакционной камеры. Теплопередача к наружной стенке реакционной камеры осуществляется в основном по механизму излучения от факела, образующегося при сжигании

топливных газов. В процессе термического разложения (пиролиза) без доступа кислорода, нефтепродукты превращаются в парогазовую смесь продуктов пиролиза и твердый углеродистый остаток (полукокс). Парогазовая смесь углеводородов, водорода с небольшими примесями CO, CO<sub>2</sub> и паров воды выводится из реактора и подвергаются разделению на конденсируемые (жидкие) и неконденсируемые (газообразные) продукты. Неконденсируемые газообразные продукты используются частично для самообеспечения реактора тепловой энергией путем сжигания в горелочном устройстве. Основной поток газообразных продуктов пиролиза используется в качестве топлива в других технологических процессах. Твердый полукокс остается в реакторе. Процесс проводят до полного закоксования насадки. Длительность процесса составляет примерно пять дней при непрерывной работе реактора. После этого реактор останавливают и меняют насадку. Отработанный материал насадки в виде частиц керамзита, покрытых слоем полукокса, подвергают регенерации посредством выжигания углеродистого остатка в потоке кислорода воздуха. Жидкие продукты пиролиза подлежат складированию и дальнейшему применению в качестве топлива для ДВС.

Рабочее давление в реакторе поддерживается клапаном, расположенном в тракте выхода парогазовых продуктов пиролиза.

Снаружи корпус реактора закрыт тепловой рубашкой, которая при охлаждении стенки реактора, одновременно подогревает воздух подаваемый в горелочное устройство.

Перечисленные выше признаки способа пиролизной очистки технологической оснастки, на наш взгляд, являются существенными, так как они достаточны, чтобы отличить данный способ очистки от известных аналогичных способов, соответствуют достижению поставленной цели и находятся в причинно-следственной связи с техническим результатом. Указанных признаков достаточно для создания новых, простых, надежных и экономически эффективных устройств пиролизной переработки углеводородных отходов производства, а сам способ является промышленно

достижимым в области переработки промышленных отходов. Кроме того, приведенная совокупность признаков нашего изобретения явно не следует для специалистов-теплотехников из уровня техники, т.к. недоступна из известных источников информации.

Таким образом, предлагаемая технологическая установка при относительной простоте конструкции позволяет эффективно проводить переработку отходов нефтепродуктов при минимальном воздействии на окружающую среду.

## 2.4 Расчет основных параметров установки

В работе были выполнены расчеты основных геометрических параметров (расчеты материального баланса установки, посчитаны размеры реактора, выполнены расчеты фланцевых соединений), расчеты которых представлены в (Приложении А), а результаты сведены в таблицу А6.

**Таблица А6 – Расчет основных параметров**

Наименование	Значение
<b>1) Материальный баланс установки:</b>	
объемный расход сырья, подаваемый в реактор, $V_s$ , лит/мин, $m^3/ч$	16,667; 1
массовый поток парогазовых продуктов пиролиза, $M_{pgs}$ , кг/ч, кг/сек, т/день	990; 0,275; 23,76
массовый поток углеродистого остатка(полукокса), $M_c$ , кг/ч, кг/сек, т/день	10; 0,003; 0,24
массовый поток неконденсируемых газообразных продуктов пиролиза, $M_{pg}$ , кг/ч, кг/сек, т/день	792; 0,22; 10,008
массовый поток конденсируемых (жидкофазных продуктов пиролиза), $M_{p1}$ , кг/ч, кг/сек, т/день	198; 0,055; 4,752

Продолжение таблицы А6

центральный угол между болтами, $\alpha_{1b}$ , град.	23,228
минимальное сечение болта (по внутреннему диаметру), $F_{1b}$ , $m^2$	$3,801 \cdot 10^{-4}$
объемный поток пиролизного газа(неконденсируемых продуктов пиролиза), $V_{pg}$ , $m^3/ч$ , лит./мин	1056; $1,76 \cdot 10^4$
объем загрузки сырья в реактор с учетом времени сырья в зоне реакции , $V_z$ , лит,	16,667
объем насадки применяем исходя из порозности , $\xi$	0,4
объем занимаемый материалом насадки, $V_{нас}$ , лит	41,667
суммарный объем загрузки, $V_{\Sigma}$ , лит	58,333
наружный диаметр корпуса реактора, $D_k$ , мм	630
толщина стенки корпуса реактора, $S_k$ , мм	7
наружный диаметр корпуса насадки, $D_{нар.нас.}$ , мм	530
толщина стенки корпуса насадки, $S_{нас}$ , мм	5
наружный диаметр теплообменной трубы, $D_{to}$ , мм	325
толщина стенки теплообменной трубы, $S_{to}$ , мм	4
высота реакционного объема, $H_r$ , мм	450,75, принимаем 460
<b>3) Расчет фланцевых соединений:</b>	
внутренний диаметр корпуса, $D_{вн}$ , мм	520
модуль прокладки $m_{1пр}$ ,	0,4
нормативный зазор между гайкой и обечайкой , $U_1$ , мм	5
диаметр болтов, $d_1$ , мм	24
нормативный размер, $e_1$ , мм	36
ширина прокладки, $b_{1пр}$ , мм	10
диаметр окружности болтов, $D_{1b}$ , мм	592
наружный диаметр фланца, $D_{1ф}$ , мм	640
наружный диаметр прокладки, $D_{1пр}$ , мм	556
средний диаметр прокладки, $D_{1пр}$ , мм	546

#### Окончание таблицы А6

шаг болтов, $f_1$ , мм	120
сила осевого сжатия пр. (реакция прокладки), $R_p$ , кН	1,043кН
усилие от внутреннего давления, $Q_d$ ,кН	35,586
усилие от разности температур болтов и фланца: коэффициент , $\gamma$	0,02
коэффициент термического расширения для углеродистой стали, $\alpha_t$ , 1/К	$12 \cdot 10^{-6}$
эксплуатационное усилие, $Q_E$ ,кН	49,372
коэффициент жесткости соединений, $\beta$	1
допускаемое напряжение стали при температуре 20°C, $\sigma_{t20}$ , МПа	170
допускаемое напряжение стали при температуре 80°C, $\sigma_{t80}$ , МПа	150
коэффициент прочности, $\xi$	1,133
усилие затяжки болтов при монтаже, $Q_M$ , кН	41,513
расчетное усилие, $Q_b$ , кН	49,372
коэффициент запаса прочности, $n_z$	4
допускаемое напряжение материала болтов, $\sigma_m$ , МПа	170
допускаемое напряжение болтов, $\sigma_{доп}$ , МПа	102
напряжение при эксплуатации болтов, $\sigma_b$	8,118

#### 2.4.1 Тепловой расчет

В работе были выполнены тепловые расчеты, результаты которых сведены в таблицу А7.

Принимаем, что источником тепла является излучение факела, образующегося при сгорании топливного газа в горелочном устройстве. При этом внутри стальной теплообменной трубы установлена втулка из жаропрочной керамики

**Таблица А7 – Тепловой расчет**

<b>Наименование</b>	<b>Значение</b>
коэффициент излучения абсолютно черного тела, $C_0$ , Вт/(м <sup>2</sup> ·К <sup>4</sup> )	5,67
степень черноты для окисленной стальной стенке, $\epsilon_m$ ,	0,8
степень черноты факела при сжигании газообразного топлива, $\epsilon_r$	0,4
температура факела (газа), $T_r$ , К	(1200+273)
температура металлической стенке (снаружи теплообменной трубы), $T_m$ , К	(650+273)
площадь поверхности металлической стенке (снаружи теплообменной трубы), $F_m$ , м <sup>2</sup>	0,47
площадь поверхности керамической вставки (изнутри), $F_k$ , м <sup>2</sup>	0,383
степень развития керамической вставки, $\omega_k$ ,	0,815
коэффициент излучения, $\beta_1$	0,88
приведенный коэффициент излучения для металлической трубы, покрытой изнутри слоем керамики, $s_{кер}$ , Вт/(м <sup>2</sup> ·К <sup>4</sup> )	3,007
удельный тепловой поток излучения на металлическую стенку для нагрева до температуры реакции, $q_m$ , кВт/м <sup>2</sup>	119,72
количество теплоты, $Q$ , кВт	56,229
расход пиролизного газа для обеспечения данного количества теплоты, $G_r$ , лит./мин., м <sup>3</sup> /ч	374,857;22,491
часть от общего потока неконденсируемых продуктов пиролиза, на самообеспечение теплового режима работы реактора, $N_r$ , (%)	2,13

## 2.4.2 Прочностной расчет

В работе был выполнен прочностной расчет, результат которого сведен в таблицу А8.

Материал корпуса – нержавеющая сталь 12Х18Н10Т

**Таблица А8 – Прочностной расчет**

Наименование	Значение
допускаемое напряжение материала корпуса при рабочей температуре процесса, $\sigma_{\text{доп}}$ , МПа	112
поправка на коррозию материала корпуса, $C_k$ , мм	1
допускаемое давление в корпусе, $P_{\text{доп}}$ , атм., МПа	25,217;2,555
расчетное усилие на фланце, $Q_f$ , кН	334,874
плечо изгибающего момента, $L_m$ , мм	29
толщина фланца, $h_1$ , мм	16,086, принимаем 16
допускаемое давление при обжатии прокладки (из твердой резины), $q_{\text{доп}}$ , МПа	40
давление, возникающее при обжатии прокладки, $Q_p$ , МПа	2,42
расчетный радиус, $R_r$ , мм	520
коэффициент, $k_3$	0,9
модуль упругости материала крышки (углеродистая сталь), $E_m$ , Па	$2 \cdot 10^{11}$
расчетная толщина эллиптической крышки, $S_2$ , мм	2,36, принимаем 3
исполнительная толщина эллиптической фланцевой крышки, $S_{\text{кр}}$ , мм	3
допускаемое давление для крышки, $P_2$ , атм., МПа	8,47;0,858

### 2.4.3 Заключение к конструкторско-технологическому разделу

В данной работе были выполнены расчеты параметров технологической установки для переработки отходов нефтепродуктов методом низкотемпературного пиролиза. Алгоритм и программа расчётов, выполненная в программном пакете MathCAD, приведены в (Приложении А). Результаты расчётов сведены в таблицы 6,7,8.

В конструкторско-технологическом разделе мы разработали принципиальную технологическую схемы установки переработки нефтеотходов. Рассчитали основные параметры установки (расчёт геометрических параметров, тепловой расчёт, прочностной расчёт). Разработали конструкцию установки. Выбор и обоснование вспомогательного оборудования (газовая горелка, запорная и регулирующая арматура, средства автоматизации технологического процесса, средства обеспечения безопасности).

В ходе этой работы можно сделать вывод, что наша технологическая установка является экономичной, так как потребляет мало энергии и является простой в обслуживании, экологически чистой, так как не имеет никаких вредных выбросов в атмосферу и на наш взгляд имеет большую производительность.

### **3 Эксплуатация и ремонт установки**

#### **3.1 Износ оборудования**

Под износом понимают постепенное поверхностное разрушение материала с изменением геометрических форм и свойств поверхностных слоев деталей. Износ может быть нормальным и аварийным. В зависимости от вызывающих причин износ деталей подразделяется на химический и физический и износ схватыванием металла (тепловой износ).

Если изменения размеров и свойств материалов деталей установки, происходит в условиях правильной эксплуатации оборудования, то тогда происходит нормальный износ. Интенсивность нормального изнашивания определяется обязательно особенностями конструкции узлов, износостойкостью использованных материалов, еще и правильностью эксплуатации и ремонта оборудования.

Однако нормальный износ избежать не возможно, на интенсивность его протекания влияет качество монтажа, эксплуатация и ремонт оборудования. При отдельных неблагоприятных условиях нормальный износ переходит в аварийный.

Если изменения размеров и свойств материалов деталей происходят в относительно короткий срок из-за неправильного монтажа, эксплуатации, неудовлетворенного технического обслуживания или некачественного ремонта оборудования, то происходит аварийный износ.

Если происходит образование с последующим отслоением тончайших пленок оксидов, то происходит химический износ.

Пленки оксидов образуются из-за химического поглощения (хемосорбции) поверхностными слоями металла кислорода, поступающего из воздуха или образующегося в результате распада компонентов смазок. Происходящее в результате химического износа разрушение сопровождается

появлением осповидных язвин, разъеданием металла или появлением ржавчины.

Из-за физического износа, (причиной которого могут быть знакопеременные нагрузки, поверхностное трение, абразивное и механическое воздействие) на деталях реактора появляются микротрещины, поверхность деталей становится шероховатой. Самыми распространенными видами физического износа являются усталостный, осповидный, абразивный и эрозия.

При эксплуатации во фланцевых соединениях имеет место усилия от внутреннего давления, усилия от разности температур болтов и фланца. Болты при затяжке создают изгибающий момент на фланце и толщина фланца должна быть достаточна, чтобы изгибающие напряжения во фланце были меньше допускаемых.

При слишком больших усилиях неметаллические прокладки могут быть раздавлены и разрушены, поэтому прокладки следует проверять на предельно допускаемое давление.

### **3.1.1 Планово-предупредительный ремонт установки**

В нашей установке пиролиза находится насадка заполненная дисперсным керамзитом, через которую будут стекать нефтепродукты. При помощи горелочного устройства, сжигающего топливный газ, происходит нагрев камеры. В процессе тефтепродукты превращаются в парогазову смесь и твердый углеродистый остаток (полукокс). Твердый полукокс остается в реакторе. Процесс проводят до полного закоксовывания насадки. Длительность процесса составляет пять дней, при непрерывной работе реактора. После этого реактор останавливают и меняют насадку. Отработанный материал в виде керамзита, покрытых полукоксом, подвергают регенерации посредством выжигания.

Для поддержания в рабочем состоянии технологического оборудования необходим комплекс организационных и технических мероприятий по

обслуживанию и ремонту машин и аппаратов, трубопроводов и арматуры. Наиболее распространенным таким комплексом является система планового предупредительного ремонта (ППР). При этом мероприятия по обслуживанию и ремонту оборудования проводятся по заранее составленному плану для обеспечения безотказной работы оборудования.

Система ППР предусматривает следующие виды обслуживания и ремонтов: а) техническое обслуживание; б) текущий ремонт; в) капитальный ремонт.

При техническом обслуживании производится эксплуатационный уход и мелкий ремонт оборудования. Данное мероприятие заключается в наружном осмотре, смазке, проверке заземления, подтяжку креплений, замену предохранителей и т.п. Техническое обслуживание производится эксплуатационным персоналом: аппаратчик, слесарь, электрик. Все неисправности фиксируются в сменном журнале. Изложенное выше показывает, что техобслуживание иногда требует остановки оборудования. Следует отметить, что эти остановки невозможно предусмотреть.

Текущий ремонт заключается в разборке отдельных сборочных единиц; включает в себя следующие операции: промывку оборудования, регулировку узлов, ремонт и замену деталей, ремонт антикоррозийных покрытий.

В зависимости от характера и объема работ текущий ремонт иногда подразделяют на два вида  $T_1$  и  $T_2$ . Текущий ремонт  $T_1$  включает в себя очистку оборудования и осмотр его, регулировку зазоров в узлах машин, подтяжку или замену уплотнений, мелкий ремонт систем охлаждения и смазки. Текущий ремонт  $T_2$ , кроме работ, предусмотренных ремонтом  $T_1$ , включает в себя центровку и балансировку вращающихся деталей, замену и ремонт подшипников и зубчатых колес, а также испытание оборудования.

Текущий ремонт можно производить в нерабочие смены, а при непрерывном процессе в дни, специально предусмотренные планом. Выявленные дефекты и результаты текущего ремонта регистрируются в ремонтной карте.

Планово-предупредительный ремонт — это комплекс организационных и технических мероприятий по техническому уходу и надзору, обслуживанию и ремонту (через определенное количество отработанных оборудованием часов) оборудования, проводимых периодически по заранее составленному плану и графику с учетом условий эксплуатации.

Система планово-предупредительного ремонта оборудования включает следующие определения и понятия: ремонтный цикл, межремонтный период, структура ремонтного цикла и плановые периодические профилактические работы.

Ремонтным (межремонтным) циклом называют время работы оборудования между двумя плановыми капитальными ремонтами (для оборудования, бывшего в эксплуатации) или время работы от начала эксплуатации до первого планового капитального ремонта (для нового оборудования).

Длительность ремонтного цикла для каждого вида оборудования различна и зависит от его конструкции, условий работы.

Межремонтный период называют время работы оборудования между двумя любыми очередными плановыми ремонтами.

Структурой ремонтного цикла называют порядок чередования всех ремонтных и профилактических работ в ремонтном цикле.

Плановыми периодическими профилактическими работами называют межремонтное обслуживание оборудования, состоящее из надзора и ухода за агрегатами, запорной арматурой, коммуникациями в течение всего периода работы между двумя плановыми ремонтами.

Правильная организация межремонтного обслуживания оборудования позволяет удлинить срок его службы, межремонтные периоды и межремонтный цикл, исключая возможность аварии.

Плановые виды работ системы ППР подразделяются на текущий, средний и капитальный ремонты.

Текущим называют ремонт, при котором в результате замены или

восстановления быстроизнашивающихся частей и деталей оборудования (срок службы которых меньше или равен межремонтному периоду) и регулирования отдельных узлов обеспечивается нормальная работа оборудования.

При остановке оборудования для выполнения текущего ремонта обследуют техническое состояние этого оборудования.

Средним называют ремонт, при котором заменяют или капитально ремонтируют изношенные узлы и детали оборудования.

Капитальным называют ремонт, при котором производят полную разборку, ремонт или замену всех износившихся деталей или узлов, сборку и испытание в соответствии с техническими условиями.

Все перечисленные выше виды ремонтных работ являются плановыми и выполняются по заранее составленному графику. Внеплановые аварийные ремонтные работы в систему ППР не входят. При соответствующей организации планово-предупредительных работ внеплановых ремонтов оборудования не должно быть.

Капитальный ремонт характеризуется одновременной заменой большого количества деталей, сборочных единиц и комплексов. При капитальном ремонте оборудование полностью восстанавливается. В этот ремонт входят: промывка и полная разборка оборудования, ремонт и замена деталей и сборочных единиц, проверка фундаментов и станин, сборка машины с испытанием на холостом ходу и под нагрузкой. Также в капитальный ремонт могут быть включены работы по модернизации и автоматизации оборудования.

После капитального ремонта оборудование нужно сдавать по акту комиссии в составе главного, инженера, начальника производства. Нужно отметить, что при планировании ремонтов с длительной остановкой оборудования, особенно капитального ремонта, предусматривают проводить эти мероприятия в теплое время года, потому что часть оборудования находится на открытых площадках.

Кроме рассмотренных видов ремонта, может иметь место и внеплановый ремонт, как следствие аварии. Такой ремонт выполняется как срочная

внеплановая работа, которая может носить характер текущего или капитального ремонта.

### 3.1.2 Составление графика ППР

При технической подготовке производства необходимо производить экономический расчет.

Виды ремонтов, ремонтный цикл, межремонтный период и расход запасных частей, указываемые в технической документации, устанавливаются для средних показателей надежности.

На основании эксплуатации разрабатывают структурную схему ремонтного цикла, которая представляет собой схематическое изображение последовательности видов ремонтов насоса.

Число межремонтных периодов:

$$n = \frac{T_{cp}}{T_n}, \quad (1)$$

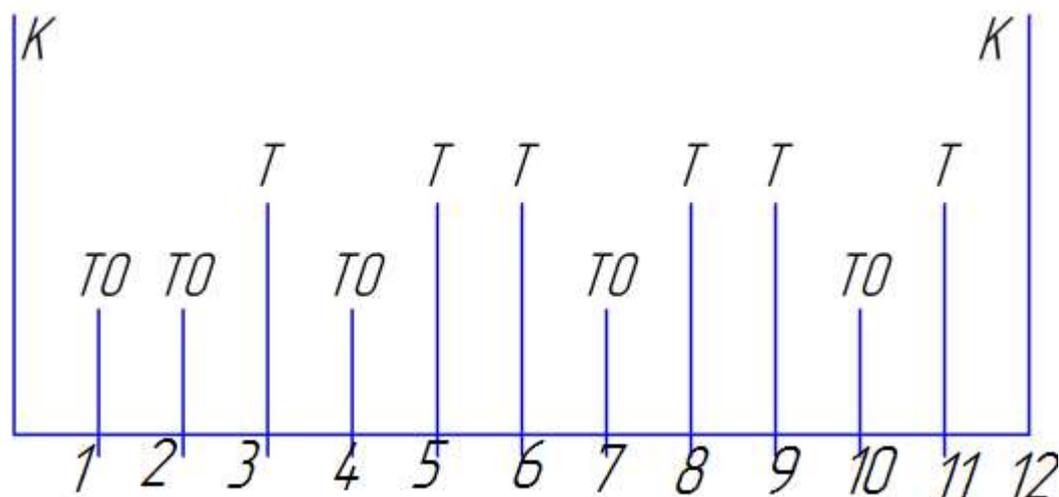
где:  $T_{cp}$  - средний ресурс до капитального ремонта, ч;  $T_n$  - наработка на отказ быстроизнашивающихся частей, ч.

Для химических реакторов, число межремонтных периодов:

$$n = 12\,000 / 2000 = 6, \quad (2)$$

где  $T_{cp} = 12\,000$  ч - ресурс до капитального ремонта;  $T_n = 2000$  ч - наработка на отказ.

При этом структурная схема годового ремонтного цикла для установки переработки нефтепродуктов цеха ППД будет иметь вид:



**Рисунок 8** – Структурна схема годового ремонтного цикла.

Для крупных химических реакторов фактическая продолжительность ремонтного цикла составляет 12 000 - 20 000 ч, а межремонтного периода - 2000-4000 ч.

Число ремонтных циклов за время эксплуатации реактора

$$Z=8000T \cdot K_э / T_{cp}, \quad (3)$$

где: 8000 - годовой фонд времени, ч; T - средний срок службы, лет; K<sub>э</sub> - коэффициент эксплуатации; T<sub>cp</sub> - средний ресурс до капитального ремонта, ч.

Для рассматриваемого реактора число ремонтных циклов за время эксплуатации:

$$z=8000 \cdot 20 \cdot 0.45 / 12000=6 \quad (4)$$

Ремонтный цикл и его структура являются основой для разработки нормативов планово-предупредительного ремонта.

### 3.2 Ремонт арматуры (дефектация)

Трубопроводная арматура и арматура сосудов, работающих под давлением, выходит из строя по причинам коррозии, забоин, вмятин от инородных тел на уплотняющих поверхностях и деформации корпуса.

Устранение дефектов запорной арматуры осуществляется или на месте ее установки без снятия корпуса, или централизованно в механической мастерской. Если арматура ремонтируется на месте ее установки, то извлеченный из корпуса механизм затвора с крышкой передается в механическую мастерскую, чтобы устранить дефекты. Если же в случае повреждения корпуса арматура снимается с трубопровода или технологического оборудования и направляется для ремонта в мастерскую.

Детали арматуры перед ремонтом подвергаются промывке, очистке и дефектации.

Демонтаж и ремонт арматуры являются трудоемкими операциями. Для механизации демонтажа нужно использовать поворотные кранукопины, передвижные электрические лебедки, шахтные подъемники. Если ремонт производится в механической мастерской, тогда применяют: стенды для разборки и сборки арматуры; токарные приспособления, для обработки уплотнительных поверхностей корпусов и клиньев задвижек; станки для механической притирки; стенды для испытания пружин предохранительных клапанов; устройства для испытания на прочность и плотность клиновых задвижек; стенды для испытания и регулировки предохранительных клапанов. Ремонт задвижек, вентилях и предохранительных клапанов отличаются друг от друга.

Для ремонта задвижек проводят следующие работы: восстановление шпинделя и сопрягаемых с ним деталей; восстановление изношенных уплотнительных поверхностей затвора; замена сальникового уплотнения; восстановление привалочных поверхностей фланцевых соединений; восстановление корпуса; гидравлические испытания.

Последовательность разборки задвижки заключается: снятие маховика со шпинделя – демонтаж крышки – извлечение деталей – промывка и протирка деталей. Затем производится дефектация корпуса и деталей задвижки.

Дефектацию начинают с визуального контроля корпуса, для того чтобы выявить трещины и раковины. Затем используют просвечивающие рентгеновские методы, для выявления дефектов корпуса, которые нельзя обнаружить визуально-измерительным контролем: шлаковые включения, пустоты и мелкие трещины.

Трещины, которые были выявлены, разделяют на максимальную глубину (до чистого металла). Также при последующей ремонтной заварке, на ее концах сверлят отверстия диаметром 8...10 мм для того чтобы трещина не увеличивалась. Далее после механической обработки кромок трещины и ее протравливания 10 % раствором азотной кислоты производится заварка электродуговой сваркой с последующей зачисткой [8].

Дефектация деталей затвора делают с целью проверки плотности запрессовки седла в корпусе и чистоты его поверхности. Если же есть царапины, задиры металла и забоины, тогда проверяют детали клапана и крепежные детали. Выявленные повреждения уплотнительных поверхностей устраняют обточкой, шлифованием и притиркой. Дефектные места глубиной больше 0,6 мм разделяют, наплавляют на них металл и обрабатывают до нужного размера. Повреждения глубиной меньше 0,5 мм устраняют шлифовкой и притиркой. Дефектное седло, фиксированное запрессовкой, при ремонте вытаскивается из корпуса и заменяется новым седлом, которое приваривается к корпусу. Если седло крепится в корпусе на резьбе, то при сохранившейся резьбе корпуса вворачивают новое седло. Если резьба изношена очень сильно, то ее растачивают и вваривают на это место новое кольцо. После ремонта корпус задвижки отправляется на шлифовку и притирку колец. Уплотнительные кольца клиновых задвижек могут производиться не только на токарном, но и на горизонтально-расточном станке. Далее с помощью наплавки и проточки на горизонтально-заточном и притирочном станке делают подгонку

клина по корпусу задвижки. Если ремонт производят на месте установки, то притирка колец корпусов и гнезд клапанов происходит с помощью устройства, которое крепится на трубопроводе.

Поверхность уплотнительной части шпинделя должна быть очень гладкой, для этого ее предварительно шлифуют. Перед шлифовкой сначала шпиндель очищают от ржавчины, грязи, остатков сальниковой набивки и промывают его в керосине или бензине. В том случае, если глубина дефектов меньше 0,08...0,15 мм, притирку производят специальной пастой ГОИ или шлифовальными порошками, разведенными в масле.

Арматуру после ремонта испытывают на прочность корпуса и крышки, а также на герметичность затвора, сальниковой набивки и прокладок. Ее испытывают гидравлически на специальных стендах, которые выпускаются серийно промышленностью. Герметичность арматуры установки проверяется керосином и при этом в течение 5 минут не допускается просачивание керосина.

### **3.3 Ремонт реакционной аппаратуры**

Нами разработан реактор, который состоит из корпуса и теплообменного устройства.

Ремонт такого аппарата сводится к ремонту корпуса (трещины, вмятины, сварные швы), а также к ремонту футеровки и рубашки.

Все описанные методы дефектоскопии часто применяют для корпуса. При этом различают 3 типа обнаруженных трещин:

1. Несквозные, неглубокие (глубина не более  $\frac{1}{4}$  толщины сечения).
  2. Сквозные узкие трещины.
  3. Сквозные широкие трещины с расхождением кромок более чем на 16 мм.
- Все трещины, поры и свищи можно устранить сваркой или пайкой в зависимости от металла.

Трещины 1 типа готовят под заварку односторонней вырубкой на максимальную глубину со снятием кромок под углом 50...90°С. Длинные трещины участками заваривают, для снижения термичного эффекта.

Трещины 2 типа разделяют с одной или с двух сторон на всю толщину вырубкой зубилом, или прорезкой газом.

Если это двухслойная деталь, то нужно делать разделку кромок и заварку основного слоя, а затем плакирующего. Если нельзя делать сварку со стороны плакирующего слоя, то ее нужно делать с наружной стороны.

Для устранения трещин 3 типа участок поверхности с трещиной вырезают газом, затем вваривают заплату. Длина вырезаемого участка на 50...100 мм больше длины трещины. Заплата должна завариваться с основным участком, и она должна иметь ту же форму, что и ремонтируемая поверхность. Площадь одной заплаты в месте ремонта не должна быть больше 1/3 поверхности листа аппарата.

Для сварки металлических изделий большой толщины нужно применять такие способы как: наложение швов «каскадом» или «горкой». При этом завариваемое сечение заполняют металлом полностью и вероятность появления трещин уменьшается. Также применяют двухстороннюю разделку кромок для вертикального шва и сварку «горкой» выполняют с двух сторон. Чтобы усилить места сварки нужно использовать накладки толщиной свариваемых узлов. Для сварки двухслойных стенок аппаратов аналогично сначала делается разделка кромок и сварка основного слоя аппарата, а затем плакирующего.

Вмятины на поверхности аппарата происходят из-за воздействием внешнего давления, выпучины из-за внутреннего. Сначала, эти дефекты нужно осмотреть на отсутствие трещин, а затем править в горячем состоянии с местным прогревом до 850...900°С. Правку заканчивают при температуре 60°С во избежание синеломкости. Правка происходит с помощью оправок, домкрата, струбцин и болтов.

### 3.3.1 Ремонт антикоррозионных покрытий аппарата

Чтобы защитить внутреннюю поверхность реактора от коррозионного воздействия среды применяют покрытия (футеровку) из свинца, титана, меди, кислотостойкой стали и неметаллических материалов. Наш реактор будет подвергаться коррозии только снаружи.

Дефект футеровки происходит из-за нарушений ее сплошности (трещин, пор и т.п.). Ремонт футеровки включает удаление дефектного участка (выявленного при диагностике аппарата) и установку новой футеровки. Для металлической футеровки характерно коррозионное повреждение сварного шва. Поэтому для успешного ремонта при изготовлении аппарата часто используют подкладные полосы под швы. Тогда ремонт футеровки будет заключаться в подварке шва. Если в конструкции аппарата нет подкладки под шов, то заварка дефекта при неквалифицированной работе может привести к проварке футеровки.

Если футеровку будут выполнять из неорганических материалов в виде плиток, кирпичей и других материалов, то при ремонте дефектные места вскрывают с помощью зубила и молотка. Такие места нужно защищать от старой клеевой замазки, промывают водой и содовым раствором и вновь заделывают. Затем футеровку сушат при постепенном повышении температуры со скоростью 2...5°С в час.

Если в качестве футеровки будут использовать химически стойкую резину, то при ремонте дефектный слой удаляют, поверхность в этом месте нужно очищать от клея и загрязнений и промывают бензином. Затем производится приклеивание на дефектный участок листов сырой резины и вулканизация. При ремонте можно применять также приклеивание заплат из вулканизированной резины.

Если в качестве футеровки будет использоваться винипласт, то дефектный участок удаляется и вваривается заплата необходимой формы с

помощью горячего воздуха. Нужно помнить, что винипласт дает усадку при охлаждении после сварки, поэтому перед изготовлением заплаты лист винипласта выдерживают при температуре 110...140 °С. Качество сварки проверяют наливом воды. Также ремонтируют футеровку из других полимерных материалов.

При ремонте лакокрасочного реактора сначала делают очистку дефектного участка от ржавчины и отставшейся краски металлическими щетками или шпателем, далее обезжиривают поверхность щелочным раствором или органическим растворителем и затем потребуется окрашивание в 2...3 слоя.

Если же будет ремонтироваться эмалированный изнутри аппарат. Следует помнить, что эмаль, как и стекло, при неосторожном обращении с ней легко ломается. Поэтому при ремонте и монтаже таких аппаратов нужно избегать ударов по корпусу, не устанавливать их друг на друга, не кантовать и т.п. Для уплотнения эмалированных поверхностей нужно применять мягкие материалы: асбест, резину, фторопласт. Затяжку болтов фланцевых соединений нужно делать постепенно и равномерно по всему периметру. Дефекты на эмалированной поверхности в виде выбоин убирают установкой танталовых или золотых пломб. Если же условия эксплуатации аппарата позволяют, то ремонт эмалированной поверхности производят диабазовой замазкой на эпоксидной смоле или бакелитовом лаке.

Для защиты нашей теплообменной трубы от прогара, а также для накопления тепловой энергии при излучении от факела, применяем цилиндрическую вставку из жаропрочной керамики.

### **3.3.2 Ремонт теплообменной трубы**

В качестве теплообменных устройств в таких аппаратах применяют рубашки и змеевики. В нашем случае, в качестве теплообменника будет

использоваться труба, следовательно, будем производить ее ремонт аналогично ремонту корпуса аппарата.

Если же теплообменное устройство находится внутри аппарата, подверженного коррозионному, тепловому и абразивному воздействию продукта и теплоносителя, а также вибрации и гидравлическим ударам, то наиболее часто бывают прогары и разрывы труб. Они ремонтируются следующим образом.

Для текущего ремонта дефектные участки вырезаются и на их место ввариваются новые элементы. Для капитального ремонта рубашки, как правило, заменяются полностью.

Качество и долговечность рубашек зависят от операций гибки и сварки, так как при этом могут быть утончение стенок.

Принимаем, что источником тепла является излучение факела, образующего при сгорании топливного газа в горелочном устройстве. При этом внутри стальной теплообменной трубы установлена втулка из жаропрочной трубы.

### **3.3.3 Технология очистки труб**

Очистке подвергаются как новые, так и трубы, которые уже были в эксплуатации. Только поступающие новые трубы из углеродистой стали как правило уже имеют на поверхности консервирующую смазку или прокатную окалину. Окалина появляется также и при монтаже в процессе сварки, горячей или холодной гибки. Новые трубы из нержавеющей стали, которые только поступают электрополированными или протравленными, загрязняются при монтаже и эксплуатации. Новые трубы из меди поступают на предприятие окисленными. В процессе гибки на них появляются механические загрязнения и плотная окалина.

При эксплуатации труб обычно происходит их загрязнение и для восстановления работоспособности они должны при ремонте подвергаться чистке.

Обычно трубы чистят от загрязнений и средств консервации таким способом, как протаскивания через трубы пыжей, закрепленных на проволоке. Такой способ для очистки трубного пространства теплообменников с U-образными трубками, применять очень трудно или вообще невозможно. Для подобных случаев можно рекомендовать «прострел» труб тампонами с помощью сжатого воздуха (в нашем реакторе таких труб нет, поэтому обслуживать трубы будет легче). Тампоны предварительно смачивают специальными моющими растворами. Такой способ применяют часто при расконсервации, перед ультразвуковой дефектоскопией, после приварки труб к трубной доске, после гидравлических испытаний. Для изготовления пыжей используют техническую бязь или марлю, из которых вырезают салфетки размером  $50 \times 50$  мм.

Сжатый воздух для прострела салфеток предварительно очищается от влаги и масла, затем подается к пневмоустройству через редуктор. При этом большое понижение давления нежелательно, так как происходит выпадение влаги из воздуха, что может в дальнейшем привести к коррозии внутренней поверхности трубы.

### **3. 4 Заключение к разделу эксплуатация и ремонт установки**

В разделе эксплуатация и ремонт мы разработали технологический режим работы установки, составили структурную схему годового ремонтного цикла, а также разработали мероприятия по техническому обслуживанию, текущему и капитальному ремонту установки. Последовательно рассмотрели детали, которые периодически могут нуждаться в ремонте и выяснили каким способом исправлять неисправности технологической установки переработки нефтеотходов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, проблема утилизации и переработки жидких нефтешламов является актуальной и требует безотлагательного решения. Наиболее эффективным способом уничтожения отходов представляется метод их термической обработки без доступа кислорода (пиролиз), при котором обеспечивается переработка отходов и их обезвреживание.

Для термической переработки отходов нефтепродуктов, наиболее перспективно применять технологический процесс, при котором отходы подвергают низкотемпературному пиролизу с выделением газообразной составляющей. Максимизация процессов химико-термической обработки достигается, благодаря вводу жидкой составляющей в зону высоких температур.

В задачи данной работы входит разработка технологической установки, позволяющей эффективно проводить переработку отходов нефтепродуктов с получением полезного продукта в виде газообразного топлива, при минимальном воздействии на окружающую среду.

Поставленная цель достигается способом пиролизной очистки технологической оснастки от загрязнений, содержащих органические и углеводородные вещества, включающим загрузку в камеру термического разложения, в которой осуществляют нагрев - пиролиз с образованием газообразных фракций, нагрев загрязнений в камере термического разложения осуществляют посредством теплообмена. На наш взгляд одним из наиболее перспективных и эффективных термических методов переработки нефтешламов является пиролиз – процесс термического разложения в отсутствие кислорода. Данный метод применим для обезвреживания отходов «неудобных» для сжигания: вязких, пастообразных отходов, влажных осадков, нефтешламов. Этот метод обеспечивает их обезвреживание и использование в качестве топлива и химического сырья. В результате образуется пиролизный

газ с высокой теплотой сгорания, который может использоваться в качестве топлива в других технологических процессах.

В данной работе были выполнены расчеты параметров технологической установки для переработки отходов нефтепродуктов методом низкотемпературного пиролиза. Алгоритм и программа расчётов, выполненная в программном пакете MathCAD, приведены в (Приложении А). Результаты расчётов сведены в таблицы 6,7,8.

Нами был сделан расчет основных геометрических параметров (размеры реактора, материальный баланс установки), тепловой расчет, также мы сделали расчет на прочность.

В ходе этой работы можно сделать вывод, что наша технологическая установка является экономичной, так как потребляет мало энергии и является простой в обслуживании, экологически чистой, так как не имеет никаких вредных выбросов в атмосферу и на наш взгляд имеет большую производительность.

В разделе эксплуатация и ремонт мы разработали технологический режим работы установки, составили структурную схему годового ремонтного цикла, а также разработали мероприятия по техническому обслуживанию, текущему и капитальному ремонту установки. Последовательно рассмотрели детали, которые периодически могут нуждаться в ремонте и выяснили каким способом исправлять неисправности технологической установки переработки нефтеотходов.

Таким образом, предлагаемая технологическая установка при относительной простоте конструкции позволяет эффективно проводить переработку отходов нефтепродуктов при минимальном воздействии на окружающую среду.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ Р 51858-202 Нефть. Общие технические условия.- Введ. 2006г.-5с.
2. Бахонина Е.И. Башкирский химический журнал/ Е. И. Бахонина //Утилизация отходов.- 2015- №1/ том 22/ 2015г.[1]
3. Кормильцин, Г.С. Основы диагностики и ремонта химического оборудования: учебник для вузов /Г.С. Кормильцин – Москва: 2007г-232с.[2]
4. Пат. 2156750 Российская Федерация, МПК К 10 J 3/00 Технологическая установка переработки нефтеотходов / В. И. Чугаев ; заявитель и патентообладатель Воронеж. науч. - исслед. заявл. 18.12.04г.; опубл.20.08.06г. -3с. [3]
5. Пат. 2001129712/12 Российская Федерация, МПК К 18 Н 9/00 Способ и аппарат для переработки нефтесодержащего шлама/ М. А. Мартынов ; заявитель и патентообладатель Уфа. науч. – исслед. заявл 05.06.00. опубл. 25.01.02г - 4 с. [4]
6. Пат. 2346026 Российская Федерация, МПК С 10 J 3/00 (2006.01). Способ получения синтез-газа и полукокса пиролизом биомассы. / В. А. Петров ; заявитель и патентообладатель Москва. науч. – исслед. Заявка: 2007112818/04, опубл. 06.04.2007 - 2 с. [5]
7. Пат. 85984 Российская Федерация, МПК С 5 10 J 3/00 Устройство для газификации углеродсодержащего сырья. / В. Д. Калинин ; заявитель и патентообладатель Москва. науч. – исслед заявл. 03.08.2003. опубл. 02.09.2004 – 3с. [6]
8. Рамбуш, Н.Э. Газогенераторы: книга / Н. Э. Рамбуш – Москва : 2002г.-182с.
9. Кормильцин, Г.С. Основы монтажа и ремонта технологического оборудования: учебное пособие / Г.С. Кормильцин, О.О. Иванов. – Тамбов : Изд-во ТГТУ.: 2001. – 87с.

- 10.Акимов, Ю.И Тепловой расчет котлоагрегатов : справочник / Ю. И Акимов, А.В. Васильев, Г.В. Антропов – Москва : 2006г.-51с.
- 11.Костылев , А. Р. Тепловые расчеты и теория : справочник / А.Р. Костылев – Москва : 2006г. - 461 с.
- 12.Ермаков, В. И. Технология ремонта химического оборудования: учебное пособие /В.И. Ермаков, В.С. Шеин. – Л. : Химия, 1977. – 278с.
- 13.Клюев, В. В. Неразрушающий контроль и диагностика : справочник / под ред. В.В. Клюева. – М. : Машиностроение, 2005. – 490с.
- 14.Потапов, А. И.. Контроль качества и прогнозирование надежности конструкций из композиционных материалов: книга /А.И. Потапов. – М. : Машиностроение, 1980. – 261 с.

## **Приложение А**

### **Алгоритм расчёта параметров установки**

**Расчет параметров технологической установки  
для переработки отходов нефтепродуктов  
методом низкотемпературного пиролиза**

**Исходные данные**

$\rho_n := 1 \cdot \frac{\text{gm}}{\text{cm}^3}$	- средняя плотность отходов нефтепродуктов
$C_{p_n} := 1200 \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$	- средняя теплоёмкость отходов нефтепродуктов
$\dot{I}_s := 1000 \frac{\text{kg}}{\text{hr}}$	- массовый расход сырья (1278 $\frac{\text{kg}}{\text{s}}$ (производительность) $\dot{I}_s = 24 \frac{\text{tonne}}{\text{day}}$ )
$T_r := (600 + 273) \cdot \text{K}$	- рабочая температура процесса пиролиза
$P_r := 1.5 \cdot \text{atm}$	- рабочее давление в аппарате
$\tau_1 := 60 \text{ s}$	- время пребывания сырья в реакторе
$T_{dg} := (800 + 273) \cdot \text{K}$	- температура дымовых газов
$\tilde{N}_{p_{dg}} := 1.26410^3 \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$	- средняя удельная теплоёмкость дымовых газов при 800°C
$\rho_{dg} := 0.436 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	- средняя плотность дымовых газов при 800°C
$Y_{pgs} := 99\%$	- удельный выход парогазовых продуктов пиролиза (% масс.)
$Y_{pg} := 80\%$	- содержание неконденсируемых компонентов в продуктах пиролиза
$\Delta H_{\text{пур}} := 100 \frac{10^3 \text{ J}}{\text{mole}}$	- удельная энтальпия реакции пиролиза
$\rho_{\text{ker\_nas}} := 300 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	- насыпная плотность керамзита
$\lambda_{\text{ker}} := 0.13 \frac{\text{W}}{\text{m} \cdot \text{K}}$	- теплопроводность керамзита
$C_{p_{\text{ker}}} := 0.84 \frac{10^3 \cdot \text{J}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$	- удельная теплоёмкость керамзита
$\lambda_k := 2.3 \frac{\text{W}}{\text{m} \cdot \text{K}}$	- теплопроводность жаропрочной керамики
$\gamma_g := 900010^3 \cdot \frac{\text{J}}{\text{m}^3}$	- средняя удельная теплота сгорания пиролизного газа
$\rho_{pg} := 0.75 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	- средняя плотность пиролизного газа

**Расчёты**

**1. Расчёт основных геометрических параметров установки**

Разрабатываемый реактор представляет собой аппарат непрерывного действия. Отходы нефтепродуктов непрерывно с определённым расходом подаются в зону реакции и смачивают насадку. В качестве материала насадки применяется дисперсный керамзит, обеспечивающий развитую поверхность тепло-массообмена. При помощи горелочного устройства, сжигающего топливный газ, происходит нагрев поверхности реакционной камеры. Теплопередача к наружной стенке реакционной камеры осуществляется в основном по механизму излучения от факела, образующегося при сжигании топливных газов. В процессе термического разложения (пиролиза) без доступа кислорода нефтепродукты превращаются в парогазовую смесь продуктов пиролиза и твёрдый углеродистый остаток (полукокс). Парогазовая смесь углеводородов, водорода с небольшими примесями CO, CO<sub>2</sub> и паров воды выводится из реактора и подвергается разделению на конденсируемые (жидкие) и неконденсируемые (газообразные) продукты. Неконденсируемые газообразные продукты используются частично для самообеспечения реактора тепловой энергией путём сжигания в горелочном устройстве. Основной поток газообразных продуктов пиролиза используется в качестве топлива в других технологических процессах. Твёрдый полукокс остаётся в реакторе. Процесс проводят до полного закоксовывания насадки. Длительность процесса составляет примерно 5 дней при непрерывной работе реактора. После этого реактор останавливают и меняют насадку. Отработанный материал насадки в виде частиц керамзита, покрытых слоем полукокса, подвергают регенерации в факеловом устройстве. Жидкие продукты пиролиза подлежат складированию и дальнейшему применению в качестве топлива для ДВС. Снаружи корпус реактора закрыт тепловой рубашкой, которая при охлаждении стенки реактора одновременно подогревает воздух, подаваемый в горелочное устройство.

## 1.1 Материальный баланс установки

Объёмный расход сырья, подаваемого в реактор:

$$V_s := \frac{\dot{V}_s}{\rho_n} \quad V_s = 16.667 \frac{\text{L}}{\text{min}} \quad V_s = 1 \frac{\text{m}^3}{\text{hr}}$$

Массовый поток парогазовых продуктов пиролиза:

$$M_{\text{pgs}} := \dot{V}_s \cdot Y_{\text{pgs}} \quad M_{\text{pgs}} = 990 \frac{\text{kg}}{\text{hr}} \quad M_{\text{pgs}} = 0.275 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \quad M_{\text{pgs}} = 23.76 \frac{\text{tonne}}{\text{day}}$$

Массовый поток углеродистого остатка (полукокса):

$$M_c := \dot{V}_s - M_{\text{pgs}} \quad M_c = 10 \frac{\text{kg}}{\text{hr}} \quad M_c = 0.003 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \quad M_c = 0.24 \frac{\text{tonne}}{\text{day}}$$

Массовый поток неконденсируемых газообразных продуктов в пиролизе:

$$M_{\text{pg}} := M_{\text{pgs}} \cdot Y_{\text{pg}} \quad M_{\text{pg}} = 792 \frac{\text{kg}}{\text{hr}} \quad M_{\text{pg}} = 0.22 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \quad M_{\text{pg}} = 19.008 \frac{\text{tonne}}{\text{day}}$$

Массовый поток конденсируемых (жидкофазных) продуктов пиролиза:

$$M_{\text{pl}} := M_{\text{pgs}} \cdot (1 - Y_{\text{pg}}) \quad M_{\text{pl}} = 198 \frac{\text{kg}}{\text{hr}} \quad M_{\text{pl}} = 0.055 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \quad M_{\text{pl}} = 4.752 \frac{\text{tonne}}{\text{day}}$$

Объёмный поток пиролизного газа (неконденсируемых продуктов пиролиза):

$$V_{\text{pg}} := \frac{M_{\text{pg}}}{\rho_{\text{pg}}} \quad V_{\text{pg}} = 1056 \frac{\text{m}^3}{\text{hr}} \quad V_{\text{pg}} = 1.76 \times 10^4 \frac{\text{L}}{\text{min}}$$

## 1.2 Габаритные размеры реактора

Объём загрузки сырья в реактор с учётом времени пребывания сырья в зоне реакции:

$$V_z := V_s \cdot \tau_1 \quad V_z = 16.667 \text{L} \quad \text{- объём загрузки}$$

Объём насадки принимаем исходя из порозности:

$$\xi := 0.4 \quad \text{- порозность слоя} \quad 67$$

$$V_{\text{nas}} := V_z \cdot \frac{1}{\xi}$$

$$V_{nas} = 41.667L \quad \text{- объём, занимаемый материалом насадки}$$

Тогда суммарный объём загрузки:

$$V_{\Sigma} := V_z + V_{nas} \quad V_{\Sigma} = 58.333L$$

Для изготовления деталей реактор выбираем трубы стальные электросварные по ГОСТ 10704. Конструктивные размеры корпуса реактора:

$$D_{k\_nar} := 630mm \quad \text{- наружный диаметр корпуса реактора}$$

$$S_k := 7mm \quad \text{- толщина стенки корпуса реактора}$$

$$D_{nas\_nar} := 530mm \quad \text{- наружный диаметр корпуса насадки}$$

$$S_{nas} := 5mm \quad \text{- толщина стенки корпуса насадки}$$

$$D_{to} := 325mm \quad \text{- наружный диаметр теплообменной трубы}$$

$$S_{to} := 4mm \quad \text{- толщина стенки теплообменной трубы}$$

Тогда высота реакционного объема (исходя из объема кольцевого цилиндрического пространства между внутренней стенкой реактора и наружной стенкой теплообменной трубы):

$$H_R := V_{\Sigma} \cdot \frac{4}{\pi \left[ (D_{nas\_nar} - 2 \cdot S_{nas})^2 - (D_{to})^2 \right]} \quad H_R = 450.75mm$$

$$\text{принимается } H_R := 460mm$$

Остальные геометрические параметры реактора определяются из конструктивных соображений непосредственно при проектировании.

Для защиты теплообменной трубы от прогара, а также для накопления тепловой энергии при излучении от факела, применяем цилиндрическую вставку жаропрочной керамики с толщиной стенки 30 мм.

$$D_{ker\_vnutr} := D_{to} - 2 \cdot 30mm \quad D_{ker\_vnutr} = 265mm$$

### 1.3 Расчёт фланцевых соединений

Принимаем в качестве крышек эллиптические фланцевые крышки. Фланцевые соединения включают в себя фланцы, прокладки и болты.

Расчётный диаметр:

$$D_{vn} := D_{nas\_nar} - 2 \cdot S_{nas} \quad D_{vn} = 520mm \quad \text{- внутренний диаметр корпуса}$$

#### 1.3.1 Прокладки фланцевых соединений

Для обеспечения герметичности между фланцами устанавливаем плоские прокладки из терморасширенного графита.

Характеристики фланцевого соединения для фланцевых крышек корпуса:

$$ml_{pr} := 0.4 \quad \text{- модуль прокладки}$$

$$u1 := 5mm \quad \text{- нормативный зазор между гайкой и обечайкой}$$

$$d1_b := 24mm \quad \text{- диаметр болтов}$$

$$e1 := 1.5 \cdot d1_b \quad \text{- нормативный размер}$$

$$b1_{pr} := 10mm \quad \text{- ширина прокладки}$$

Диаметр окружности болтов: 68

$$D1_b := D_{vn} + 2 \cdot (S_k + d1_b + u1) \quad D1_b = 592 \text{ mm}$$

Наружный диаметр фланца:

$$D1_{fl} := D1_b + 2 \cdot d1_b \quad D1_{fl} = 640 \text{ mm}$$

Наружный диаметр прокладки:

$$D1_{pr\_nar} := D1_b - e1 \quad D1_{pr\_nar} = 556 \text{ mm}$$

Средний диаметр прокладки:

$$D1_{pr\_sr} := D1_{pr\_nar} - b1_{pr} \quad D1_{pr\_sr} = 546 \text{ mm}$$

### 1.4.2 Выбор болтов

Из условия герметичности соединения в зависимости от диаметра болта и рабочего давления выбираем шаг болтов. При рабочем давлении в аппарате  $0.3 \text{ MPa}$ :

$$fl_b := 5 \cdot d1_b \quad fl_b = 120 \text{ mm} \quad \text{- шаг болтов}$$

Число болтов:

$$z1_b := \frac{\pi \cdot D1_b}{fl_b} \quad z1_b = 15.499 \quad \text{принимаем: } z_b := 16 \quad (\text{шт.})$$

Центральный угол между болтами

$$\alpha1_b := \frac{2 \cdot fl_b}{D1_b} \quad \alpha1_b = 23.228 \text{ deg} \quad (\text{градусов})$$

Минимальное сечение болта (по внутреннему диаметру резьбы):

$$F1_b := \frac{\pi \cdot (d1_b - 2 \cdot \text{mm})^2}{4} \quad F1_b = 3.801 \times 10^{-4} \text{ m}^2$$

Модуль упругости материала болта (углеродистая сталь):

$$E_b := 2 \cdot 10^{11} \cdot \text{Pa}$$

### 1.3.3 Усилия во фланцевом соединении

При эксплуатации во фланцевом соединении имеет место усилие, которое складывается из составляющих:

$$Q_E = R_p + Q_d + Q_t$$

Сила осевого сжатия прокладки (реакция прокладки):

$$R_p := \pi \cdot D1_{pr\_sr} \cdot b1_{pr} \cdot m1_{pr} \cdot P_r \quad R_p = 1.043 \text{ kN}$$

Усилие от внутреннего давления:

$$Q_d := \pi \cdot \frac{D1_{pr\_sr}^2}{4} \cdot P_r \quad Q_d = 35.586 \text{ kN}$$

Усилие от разности температур болтов и фланца:

$$\gamma := 0.0 \quad \text{- коэффициент}$$

$$\alpha_t := 12 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{1}{\text{K}} \quad \text{- коэффициент термического расширения для углеродистой стали}$$

$$Q_t := \gamma \cdot z_b \cdot F1_b \cdot E_b \cdot T_r \cdot (\alpha_t - 0.95 \cdot \alpha_t) \quad Q_t = 12.743 \text{ kN}$$

Тогда эксплуатационное усилие:

$$Q_E := R_p + Q_d + Q_t \quad Q_E = 49.372 \text{ kN}$$

Для того, чтобы обеспечить герметичность соединения при заданном давлении и податливости прокладки при монтаже затяжкой болтов необходимо создать определённое усилие.

$\beta := 1$  - коэффициент жёсткости соединени

$\sigma_{t\_20} := 170 \text{ MPa}$  - допускаемое напряжение стали при температуре 20°C

$\sigma_{t\_r} := 150 \text{ MPa}$  - допускаемое напряжение стали при рабочей температуре (80°C)

$$\xi := \frac{\sigma_{t\_20}}{\sigma_{t\_r}} \quad \xi = 1.133 \quad \text{- коэффициент прочности}$$

Усилие затяжки болтов при монтаже:

$$Q_M := \xi \cdot (\beta \cdot Q_d + R_p) \quad Q_M = 41.513 \text{ kN}$$

### 1.3.4 Расчёт болтов на прочность

При расчёте болтов на прочность расчётное усилие выбирается максимум из трёх значений:

$$Q_b := \max(R_p, Q_M, Q_E) \quad Q_b = 49.372 \text{ kN}$$

Нормативный коэффициент запаса прочности при неконтролируемой затяжке болтов выбирается в соответствии с материалом и диаметром болтов. Для выбранных болтов:

$n_z := 4$  - коэффициент запаса прочности

$\sigma_m := 170 \text{ MPa}$  - допускаемое напряжение материала болтов

Допускаемое напряжение болтов:

$$\sigma_{\text{dop}_b} := \frac{2.4 \sigma_m}{n_z} \quad \sigma_{\text{dop}_b} = 102 \text{ MPa}$$

Напряжение при эксплуатации болтов

$$\sigma_b := \frac{Q_b}{z_b \cdot F_{Ib}} \quad \sigma_b = 8.118 \text{ MPa}$$

Условие прочности  $\sigma_b \leq \sigma_{\text{dop}_b}$  (условие выполняется)

## 2. Прочностные расчёты

### 2.1 Расчёт допускаемого давления в корпусе

Материал корпуса - нержавеющая сталь 12X 18H

10Т  
Допускаемое напряжение материала корпуса при рабочей температуре процесса:

$$\sigma_{\text{dop}} := 112 \text{ MPa}$$

Поправка на коррозию материала корпуса  $C_k$

а:  
Допускаемое давление в корпусе определим исходя из рассмотрения условия прочности стенки корпуса:

$$P_{1\text{dop}} := \frac{2 \cdot \sigma_{\text{dop}} \cdot (S_k - C_k)}{D_{\text{vn}} + (S_k - C_k)} \quad P_{1\text{dop}} = 25.17 \text{ atm} \quad P_{1\text{dop}} = 2.555 \text{ MPa}$$

## 2.2 Определение толщины фланца крышки

Болты при затяжке создают изгибающий момент на фланце и толщина фланца должна быть достаточна, чтобы изгибающие напряжения во фланце были меньше допустимых.  
Расчётное усилие на фланце:

$$Q_{fl} := \frac{Q_b + z_b \cdot F_{1b} \cdot \sigma_{dop\_b}}{2} \quad Q_{fl} = 334.874 \text{ kN}$$

Плечо изгибающего момента (расстояние от оси болтов до

$$L_m := \frac{D_{1b} \cdot (D_{vn} + 2 \cdot S_k)}{2} \quad L_m = 29 \text{ mm}$$

Тогда толщина фланца из условия прочности:

$$h_{1fl} := \sqrt{\frac{6 \cdot Q_{fl} \cdot L_m}{\pi \cdot D_{1fl} \cdot \sigma_{dop}}} \quad h_{1fl} = 16.086 \text{ mm} \quad \text{Принимаем: } h_{fl} := 16 \text{ mm}$$

## 2.3 Проверка прокладок на прочность

При слишком больших усилиях неметаллические прокладки могут быть раздавлены и разрушены, поэтому прокладки следует проверять на пределно допустимое давление.

$$q_{dop} := 40 \text{ MPa} \quad \text{- допустимое давление при обжатии прокладки (из твёрдой резины)}$$

Давление, возникающее при обжатии прокладки:

$$Q_p := \frac{Q_M}{\pi \cdot D_{1pr\_sr} \cdot b_{1pr}} \quad Q_p = 2.42 \text{ MPa} \quad \text{(условие выполняется)}$$

## 2.4 Расчёт толщины крышек корпуса

Для эллиптической крышки расчётная толщина определяется с учётом прочности и жёсткости.

$$R_r := D_{vn} \quad R_r = 520 \text{ mm} \quad \text{- расчётный радиус}$$

$$k_3 := 0.9 \quad \text{- коэффициент}$$

$$E_m := 2 \cdot 10^{11} \text{ Pa} \quad \text{- модуль упругости материала крышки (углеродистая сталь):}$$

Расчётная толщина эллиптической крышки:

$$S_{2kr} := \max \left( \frac{k_3 \cdot R_r}{300} \cdot \sqrt{\frac{P_r}{10^{-6} \cdot E_m}}, \frac{P_r \cdot R_r}{2 \cdot \sigma_{dop} - 0.5 P_r} \right) + C_k \quad S_{2kr} = 2.36 \text{ mm} \quad \text{принимается: } S_{kr} := 3 \text{ mm}$$

Таким образом, исполнительная толщина эллиптической фланцевой крышки:

Допустимое давление для крышки:

$$P_{2dop} := \frac{2 \cdot \sigma_{dop} \cdot (S_{kr} - C_k)}{R_r + (S_{kr} - C_k)} \quad P_{2dop} = 8.47 \text{ atm} \quad P_{2dop} = 0.858 \text{ MPa}$$

## 2 Тепловой расчёт

Принимаем, что источником тепла является излучение факела, образующегося при сгорании топливного газа в горелочном устройстве. При этом внутри стальной теплообменной трубы установлена втулка из жаропрочной керамики.

Параметры теплообмена изучением:

$$c_0 := 5.67 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}^4} \quad \text{- коэффициент излучения абсолютно чёрного тела}$$

$$\varepsilon_m := 0.8 \quad \text{- степень черноты для окисленной стальной стенки}$$

$$\varepsilon_g := 0.4 \quad \text{- степень черноты факела при сжигании газообразного топлива}$$

$$T_g := (1200 + 273) \cdot \text{K} \quad \text{- температура факела (газа)}$$

$$T_m := (650 + 273) \cdot \text{K} \quad \text{- температура металлической стенки (снаружи теплообменной трубы)}$$

Площадь поверхности металлической стенки (снаружи теплообменной трубы):

$$F_m := \pi \cdot D_{to} \cdot H_R \quad F_m = 0.47 \text{m}^2$$

Площадь поверхности керамической вставки (изнутри):

$$F_k := \pi \cdot D_{ker\_vnutr} \cdot H_R \quad F_k = 0.383 \text{m}^2$$

Степень развития керамической вставки:

$$\omega_k := \frac{F_k}{F_m} \quad \omega_k = 0.815$$

Коэффициент излучения:

$$\beta_i := \varepsilon_m + \varepsilon_g \cdot (1 - \varepsilon_m) \quad \beta_i = 0.88$$

Приведённый коэффициент излучения для металлической трубы, покрытой внутри слоем керамики:

$$c_{gkm} := \frac{\varepsilon_m \cdot c_0 \cdot (\omega_k + 1 - \varepsilon_g)}{\omega_k + \frac{\beta_i \cdot (1 - \varepsilon_g)}{\varepsilon_g}} \quad c_{gkm} = 3.007 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}^4}$$

Требуемый удельный тепловой поток излучения на металлическую стенку нагрева до температуры реакции:

$$q_m := c_{gkm} \cdot \left[ \left( \frac{T_g}{100} \right)^4 - \left( \frac{T_m}{100} \right)^4 \right] \quad q_m = 119.72 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}$$

Тогда для обеспечения теплового режима работы реактора требуется количество теплоты:

$$Q := q_m \cdot F_m \quad Q = 56.229 \text{kW}$$

Требуемый расход пиролизного газа для обеспечения данного количества теплоты:

$$G_{pg} := \frac{Q}{\gamma_g} \quad G_{pg} = 374.857 \frac{\text{L}}{\text{min}} \quad G_{pg} = 22.491 \frac{\text{m}^3}{\text{hr}}$$

Таким образом, на самообеспечение теплового режима работы реактора пиролизом потребуется часть от общего потока неконденсируемых продуктов пиролиза:

$$N_g := \frac{G_{pg}}{V_{pg}} \quad N_g = 2.13\%$$

## **Приложение Б**

### **Графические материал**

- 1) Чертеж общего вида установки (1 лист формата А1)**
- 2) Чертеж сборки трубки подачи (1 лист формата А2)**
- 3) Чертеж нижнего конуса установки (1 лист формата А3)**