

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 15.03.02 «Технологические машины»
профиль 15.03.02.01 «Проектирование технических и технологических
комплексов»

**Разработка реактора для установки гидроочистки
дизельного топлива**

Руководитель _____ к.т.н., доцент Е.А. Соловьев

Выпускник _____ В.А. Белокопытов

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 ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Красноярск 2016

Студенту Белокопытову Владиславу Андреевичу

Группа НБ 12-02

Направление подготовки 15.03.02 «Технологические машины»

Профиль 15.03.02.01 Проектирование технических и технологических комплексов

Тема выпускной квалификационной работы «Разработка реактора каталитической гидроочистки дизельного топлива»

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

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

Исходные данные для ВКР: Разрабатываемый реактор предназначен для очистки дизельного топлива от ухудшающих качество примесей с применением катализаторов под давлением водорода. Требуемая производительность: 200 т/ч. Требуемая степень очистки: не ниже 99.96%.

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 и показателей качества дизельных топлив, технологических особенностей процессов каталитической гидроочистки. Сравнительный анализ существующих конструкций реакторов для осуществления данного процесса. Анализ основных факторов, влияющих на эффективность работы реактора. Заключение литературному обзору, постановка задач на проектирование. Отчёт

о патентных исследованиях выполнить отдельным приложением к бакалаврской работе.

Раздел 2 – Конструкторско-технологический раздел. Расчёт основных параметров реактора (гидродинамический расчёт, тепловой расчёт, прочностной расчёт). Разработка принципиальной технологической схемы процесса гидроочистки дизельного топлива. Разработка конструкции каталитического реактора. Выбор и обоснование вспомогательного оборудования (насосы, запорная и регулирующая арматура, средства автоматизации технологического процесса, средства обеспечения безопасности).

Раздел 3 – Эксплуатация и ремонт. Разработка мероприятий по техническому обслуживанию, текущему и капитальному ремонту реактора.

Заключение. Выводы по результатам выполненной работы.

Перечень графического и иллюстративного материала: Технологическая схема с описанием принципа работы установки (1 лист формата А3), чертёж общего вида реактора (1 лист формата А3), чертеж корпуса реактора (1 лист формата А3), презентация (12 –16 страниц).

Руководитель ВКР _____ Е.А. Соловьёв

Задание принял к исполнению _____ В. А. Белокопытов

«___» _____ 2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка реактора для гидроочистки дизельного топлива» содержит 80 страниц текстового документа, 20 рисунков, 5 таблиц, 3 приложения, 25 использованных источников, 3 листа графического материала.

Цель работы: Проанализировать конструкции реакторов гидроочистки. Разработать метод повышения степени гидрообесеривания дизельного топлива, повысить срок службы катализатора и эксплуатационного оборудования.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- анализ конструкций реакторов гидроочистки дизельного топлива;
- исследование существующих катализаторов;
- исследование элементов реактора в условиях работы.

В ходе выполнения выпускной работы была проанализирована информация о конструкциях современных реакторов гидроочистки. Сформулирована и решена задача оптимизации конструкции реактора по заданной производительности. Разработана методика повышения качества сырья. Увеличение долговечности оборудования.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1 Литературный обзор.....	8
1.1 Изучение основных характеристик и показателей качества дизельных топлив	8
1.2 Технологические особенности процесса гидроочистки дизельного топлива.....	18
1.2.1 Сырье гидроочистки.....	20
1.2.2 Катализаторы гидроочистки	21
1.3 Сравнительный анализ существующих конструкций реакторов для осуществления данного процесса	23
1.3.1 Реактор с аксиальным вводом сырья	25
1.3.2 Реактор с радиальным вводом сырья	26
1.3.3 Реактор без футеровки	28
1.4 Анализ основных факторов, влияющих на эффективность работы реактора	29
1.5 Заключение к литературному обзору и постановка задач исследования...	32
2 Конструкторско–технологический раздел.....	34
2.1 Разработка принципиальной технологической схемы процесса гидроочистки дизельного топлива	34
2.2 Разработка конструкции каталитического реактора	35
2.2.1 Выбор конструкции.....	35
2.2.2 Выбор материала	36
2.3 Расчет основных параметров.....	38
2.3.1 Расчет размеров реактора	38
2.3.2 Прочностной расчет	40
2.3.3 Тепловой расчет	45
2.4 Выбор вспомогательного оборудования.....	47
2.4.1 Насос	47

2.4.2 Центробежный компрессор	49
2.4.3 Теплообменник, сепаратор	52
2.4.4 Автоматизация процесса.....	56
3 Эксплуатация и ремонт	60
3.1 Эксплуатация оборудования.....	60
3.2 Ремонт	65
3.3 Гидравлическое испытания	66
Заключение	68
Список Использованных Источников.....	69
ПРИЛОЖЕНИЕ А	71
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	80

ВВЕДЕНИЕ

За последние несколько десятилетий из нефти стали вырабатывать химические материалы, такие как синтетические волокна, моющие вещества, пластмассы. Не зря нефть называют «черным золотом». Нефть определяет не только экономику и технический потенциал, но часто и политику государства.

Необходимо отметить, однако, что данная отрасль промышленности оказывает и негативное влияние на природу:

- загрязнение воздуха, воды и почвы твёрдыми частицами;
- химическое, ионизирующее, тепловое и др. виды загрязнений;
- расход в больших количествах воды, земли и кислорода воздуха.

Решение всевозможных задач, связанных с переработкой сернистых и высокосернистых топлив, осуществляется путем коренного технического перевооружения нефтеперерабатывающей промышленности. В связи с этим всё большее значение приобретают каталитические процессы.

Производство топлив, отвечающих современным требованиям, невозможно без такого процесса, как гидроочистка.

В результате гидроочистки снижается содержание вредных примесей, а так же коррозия заводского оборудования и загрязненность атмосферы.

К основным направлениям модернизации процессов гидроочистки можно отнести:

- увеличение срока службы и цикла регенерации катализатора;
- ведение процесса в более мягких условиях;
- выпуск продуктов более высокого качества.

В соответствии с заданием на квалификационную работу необходимо разработать реактор гидроочистки дизельного топлива с производительностью 200 тыс. кг/час.

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1 Изучение основных характеристик и показателей качества дизельных топлив

Дизельное топливо – это сложная смесь парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов и их производных. Находящиеся в топливе углеводороды имеют среднюю молекулярную массу 110 – 230 г/моль и выкипают в пределах 170 – 380 °С в составе газойлевой и соляровой фракций нефти.

По физико – химическим и эксплуатационным показателям топливо должно соответствовать требованиям ГОСТ, Техническому регламенту, ТУ.

В качестве примера в таблице 1 приведены требования ГОСТ 32511 – 2013 (EN 590:2009) Топливо дизельное ЕВРО [1].

Таблица 1 – Требования ГОСТ 32511 – 2013 (EN 590:2009)

Наименование показателя	Значение	Метод испытания
1 Цетановое число, не менее	51,0	По ГОСТ 32508 (на установке CFR), ГОСТ 3122
2 Цетановый индекс, не менее	46,0	По EN ISO 4264:2007, ASTM D 4737-10
3 Плотность при 15 °С, кг/м	820,0 – 845,0	По ГОСТ Р ИСО 3675 – 2007, ASTM D 1298 – 12,ГОСТ 31392
4 Массовая доля полициклических ароматических углеводородов, %, не более	8,0	По ГОСТ EN 12916
5 Массовая доля серы, мг/кг, не более, для топлива:		
К3	350,0	По ГОСТ Р 51947 – 2002, ГОСТ 32139, ГОСТ ISO 20846,ГОСТ ISO 20884
К4	50,0	По ГОСТ ISO 20884, ГОСТ ISO 20846

Продолжение таблицы 1

К5	10,0	По ГОСТ ISO 20884, ГОСТ ISO 20846
6 Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С, выше	55	По ГОСТ ISO 2719, ГОСТ 6356
7 Коксуемость 10%-ного остатка разгонки, % масс., не более	0,3	По ГОСТ 32392, ГОСТ 19932
8 Зольность, % масс., не более	0,01	По ГОСТ 1461
9 Массовая доля воды, мг/кг, не более	200	По EN ISO 12937:2000
10 Общее загрязнение, мг/кг, не более	24	По EN 12662:2008
11 Коррозия медной пластинки (3 ч при 50 °С), единицы по шкале	Класс 1	По ГОСТ ISO 2160, ГОСТ 32329
12 Окислительная стабильность: общее количество осадка, г/м, не более	25	По EN ISO 12205:1996 ГОСТ Р EN ИСО 12205 – 2007
часов, не менее	20	По EN 15751:2009
13 Смазывающая способность: скорректированный диаметр пятна износа (wsd 1,4) при 60 °С, мкм, не более	460	По ГОСТ ISO 12156 – 1
14 Кинематическая вязкость при 40 °С, мм ² /с	2,000 – 4,500	По ГОСТ 33, ГОСТ 31391
15 Фракционный состав:		
при температуре 250 °С перегоняется, % об., менее	65	
при температуре 350 °С перегоняется, % об., не менее	85	По ГОСТ ISO 3405, ГОСТ 2177
95% об. перегоняется при температуре, °С, не выше	360	
16 Содержание метиловых эфиров жирных кислот, % об., не более	7,0	По EN 14078:2003

Химический состав дизельного топлива определяет начало самовоспламенения топлива, скорость его сгорания и, следовательно, ритм работы двигателя. Чем легче и быстрее окисляются углеводороды, входящие в состав тяже-

лого дизельного топлива, тем больше образуется неустойчивых кислородсодержащих веществ, ниже температура самовоспламенения топлива. Наиболее склонны к окислению углеводороды парафинового ряда нормального строения (н-алканы).

Труднее окисляются нафтеновые (циклоалканы) и изоалканы. Наиболее стойки к окислению ароматические углеводороды (арены) таким образом, те углеводороды, которые не нужны в бензинах (так как вызывают детонационное сгорание), наиболее желательны в топливе для быстроходных дизелей. С повышением молекулярной массы (с ростом числа углеродных атомов) устойчивость к окислению уменьшается. Так, углеводороды алканового ряда с числом атомов углерода 14 – 18 неразветвленного строения являются предпочтительными компонентами дизельного топлива, поскольку имеют быструю способность самовоспламеняться. В свою очередь арены любого состава и некоторые изоалканы – нежелательные углеводороды в дизельном горючем из – за их химической инертности [2 – 3].

Дизельные двигатели имеют ряд преимуществ по сравнению с карбюраторными ДВС, что определяет их широкое применение:

- высокая экономичность (удельный часовой расход топлива составляет на 25 – 30 % меньше, чем у карбюраторных двигателей);
- использование в качестве горючего более дешевых и доступных фракций нефти;
- меньшая пожаро – и огнеопасность дизельного топлива при хранении и обращении;
- большие сроки хранения используемого дизельного топлива;
- лучшая приемистость дизеля и возможность перехода на работу с нагрузкой без полного прогрева двигателя;
- более высокая надежность и долговечность в эксплуатации.

Рабочий процесс в дизельных ДВС отличается от рабочего процесса в карбюраторных двигателях: в дизелях топливо смешивается с воздухом непосредственно в камере сгорания, и при этом отсутствует принудительное зажи-

гание рабочей смеси. Особенности смесеобразования и воспламенения и обуславливают отличие роли и значения некоторых показателей дизельных топлив от бензинов.

Для обеспечения эффективной и долговечной работы дизеля дизельные топлива должны отвечать следующим требованиям:

- иметь хорошую прокачиваемость при любых температурах для бесперебойной подачи топлива в цилиндры;
- иметь тонкий распыл и хорошее смесеобразование для обеспечения легкого пуска двигателя;
- обладать необходимой самовоспламеняемостью и полнотой сгорания, чтобы образовывать минимальное количество нагара;
- иметь хорошую физико–химическую стабильность и не вызывать коррозионного износа деталей двигателя.

Плотность топлива при 20 °С составляет 830 – 860 кг/м³, и с понижением температуры на каждые 10 °С она возрастает примерно на 1 %.

Цетановое число дизельного топлива равно содержанию (в % по объему) цетана в смеси с α -метилнафталином, эквивалентной по самовоспламеняемости в стандартных условиях испытываемому топливу. Это один из основных показателей, характеризующих моторные свойства дизельных топлив. Приблизительно ЦЧ можно оценить по вязкости и плотности.

Вязкость является показателем, определяющим прокачиваемость дизельного топлива по системе питания двигателя, тонкость распыла его через форсунки в цилиндры. Кинематическая вязкость для разных марок дизельного топлива имеет пределы при 20 °С от 1,5 до 6,0 мм²/с, а с понижением температуры она повышается примерно в 10 раз быстрее, чем плотность. Понижение или повышение вязкости по сравнению с нормируемыми значениями приводит к нарушению работы топливоподающей аппаратуры, процессов смесеобразования и полноты сгорания топлива. Изменяется дозировка, часто снижается давление впрыска. При понижении вязкости неизбежно увеличиваются подтекания и просачивания во всех зазорах и неплотностях, повышается расход топлива.

Подтекание через отверстия форсунок неизбежно увеличивают нагарообразование. Маловязкое топливо проникает через зазоры в плунжерной паре насоса, что приводит к уменьшению цикловой подачи, падению мощности.

Использование топлива повышенной вязкости приводит к ухудшению качества смесеобразования, образуются крупные капли. Чем быстроходнее дизель, тем выше требования к вязкости. На испарение вязкого топлива затрачивается больше времени, оно не может полностью сгореть, что вызывает повышенное нагарообразование, задымление. Отработанные газы становятся черными, более токсичными, повышается расход топлива. Лучшими свойствами обладает топливо средней вязкости ($2,5 - 4,0 \text{ мм}^2/\text{с}$). Его использование позволяет получить мелкие и однородные по составу капли, улучшить процессы испарения, смесеобразования и сгорания топлива. При отрицательной температуре такое топливо обладает лучшей текучестью по топливопроводам, хорошей проходимостью через фильтры тонкой очистки, насосы высокого давления. Как и для любых нефтепродуктов, вязкость топлива понижается с ростом температуры и наоборот (рисунок 1). Чем выше значение вязкости при $20 \text{ }^\circ\text{C}$, указываемое в паспорте качества, тем сильнее изменения в двигателе, происходящие при понижении температуры воздуха. На рисунке 1 показана зависимость дизельного топлива от температуры.

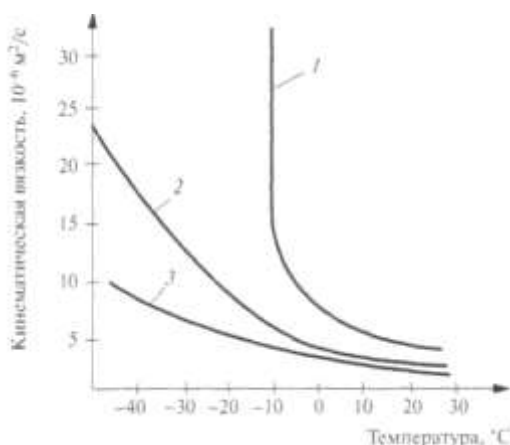


Рисунок 1 – Зависимость вязкости дизельного топлива от температуры:

1 – летнее ДТ; 2 – зимнее ДТ; 3 – арктическое ДТ.

Помимо вязкости для обеспечения эксплуатации дизелей в холодное время года большое значение имеют низкотемпературные свойства топлива. Температура застывания в зависимости от марки дизельного топлива колеблется от $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$. При понижении температуры наружного воздуха может быть нарушена нормальная подача дизельного топлива по системе питания двигателя на участке бак – насос высокого давления вследствие кристаллизации высокоплавких углеводородов. При постепенном охлаждении топливо из прозрачного становится мутным.

Температурой помутнения называют ту, при которой теряется фазовая однородность топлива. Постепенно, при дальнейшем охлаждении отдельные кристаллики, срастаясь между собой, образуют ажурный кристаллический каркас, пронизывающий весь объем топлива и способный сковать подвижность основной части углеводородов, находящихся в жидком состоянии. Потерю подвижности нефтепродуктов вследствие образования из кристаллизирующихся углеводородов каркаса или структурной сетки принято называть застыванием.

Температурой застывания, таким образом, называют наивысшую температуру, при которой дизельное топливо в стандартном приборе, наклоненном под углом 45° , в течение 1 мин остается неподвижным. Для летних марок ДТ температура помутнения должна быть не выше $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$, а зимних – в интервале $-25\text{...}-30\text{ }^{\circ}\text{C}$. Если в топливе содержится вода, то оно помутнеет при $0 - 1\text{ }^{\circ}\text{C}$. Температура застывания должна быть на $5 - 10\text{ }^{\circ}\text{C}$ ниже температуры помутнения. Чем меньше эта разница, чем лучше качество топлива. Значения температур помутнения и застывания зависят от химического состава дизельного топлива. У парафиновых углеводородов (n-алканов) эти температуры обычно высокие, часто положительные. По этой причине нефти парафинового состава используют для получения летних марок ДТ. Многие нафтеновые (циклоалкановые) углеводороды имеют низкую температуру застывания (ниже $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$), и из содержащих их нефтей получают зимние и арктические марки ДТ [4 – 5].

Ароматические углеводороды имеют высокую температуру застывания, а кроме того, вызывают повышенное нагарообразование, поэтому их наличие в дизельном топливе нежелательно в любой марке.

Использовать топливо можно только при температуре окружающего воздуха выше точки помутнения и тем более температуры застывания. Эксплуатационное правило: «температура эксплуатации топлива должна быть на 10 – 15 градусов выше его температуры застывания». Если применять зимой летнее или смешанное топливо, то выпадающие кристаллы углеводородных соединений будут забивать систему питания дизеля, подача топлива нарушится или прекратится.

Нефти, пригодной для выработки зимнего и арктического ДТ, сравнительно немного, производство его гораздо сложнее, поэтому вырабатываются такие марки относительно мало. Использовать зимнюю и тем более арктическую марки нужно только в районах с низкой температурой в холодное время года и нельзя допускать смешения с летним сортом. Лишь при переходе с летних на зимние марки ДТ допускается эксплуатация техники на смесях, т.е. возможна доработка летнего топлива.

Фракционный состав дизельного топлива, так же как и бензина, определяют нагреванием 100 мл топлива в специальном приборе (ГОСТ 2177 – 99, ЕН ИСО 3405). Образующиеся пары охлаждают, конденсат собирают в мерный цилиндр; и в процессе разгонки фиксируют температуру выкипания 50 и 96 % топлива. Температура кипения 50 % топлива определяет наличие пусковых фракций, а 96% топлива – полноту сгорания и склонность к нагарообразованию. Фракционный состав летнего и зимнего ДТ несколько различается, что связано с испаряемостью углеводородов топлива. Состав фракций по температурам кипения влияет на качество распыливания и полноту сгорания топлива. Если в дизельном топливе много легких углеводородов, то нарушается процесс сгорания.

Тяжелое, с высокой температурой кипения, топливо при распыливании образует более крупные капли, ухудшается качество горючей смеси, повыша-

ется расход топлива. При значительном утяжелении топлива существенно увеличивается коксование распылителей форсунок, возрастает количество нагара в зоне цилиндропоршневой группы. Современные форсированные дизели могут надежно работать только на топливе нормированного фракционного состава. Установлено, что за счет увеличения температуры конца кипения с 360 до 380 °С ресурсы дизельного топлива могут быть увеличены на 3 – 4.

С фракционным составом топлива тесно связана температура вспышки, при которой пары нефтепродукта с воздухом образуют горючую смесь, вспыхивающую при поднесении огня. Температура вспышки составляет 35 – 80 °С, что существенно снижает огнеопасность продукта по сравнению с бензином. Определяют температуру вспышки (ГОСТ 6356 – 75) в приборе закрытого типа. Топливо нагревают и периодически подносят к его поверхности запальную лампу. Температуру вспышки фиксируют по моменту появления на поверхности быстро исчезающего пламени. От этой температуры зависит пожарная опасность при транспортировании, хранении и применении дизельного топлива.

Углеводороды, входящие в состав топлива, корродирующего действия на металлы не оказывают. Коррозию вызывают содержащиеся в топливе водорастворимые (минеральные) кислоты и щелочи, органические кислоты, сернистые соединения, вода. Наличие в топливе веществ, имеющих кислую реакцию и вызывающих сильную коррозию металлов, а также активных сернистых соединений недопустимо.

Более тяжелые по составу, чем бензины, дизельные топлива имеют повышенную гигроскопичность. Кроме того, вода может появиться и в свободном состоянии, ее количество зависит от условий транспортирования и хранения.

В более вязком дизельном топливе, особенно при пониженной температуре – ре воздуха, вода длительное время остается в его толще, осаждается медленно. Применение обводненного топлива приводит к значительной коррозии топливоподающей аппаратуры.

Количество органических кислот, вызывающих коррозию цветных металлов, в дизельном топливе выше (до 5 мг на 100 см³), чем в бензинах. Наиболее сильную коррозию вызывают сернистые соединения, которые делятся на активные и неактивные. Первые непосредственно действуют на металлы и сплавы, а вторые образуют агрессивные оксиды при сгорании топлива. При производстве товарного дизельного топлива активных сернистых соединений (сероводорода H₂S, меркаптанов R – SH и элементарной серы S) быть не должно; качественно они проверяются пробой на медную пластинку.

Особенно вредны меркаптановые соединения, которые трудно удаляются при очистке дистиллятов, увеличивают коррозионный износ и ухудшают стабильность дизельного топлива. Действие небольшого количества (менее 0,025 %) меркаптановой серы провоцирует коррозионный износ прецизионных пар топливного насоса до 0,15 г/м².

Количество серы снижают достаточно сложными процедурами очистки, что влияет на стоимость продукции. Общее количество серы в топливе в значительной степени определяет работоспособность дизельного двигателя.

Обобщая результаты испытаний, можно утверждать, что при возрастании количества серы с 0,2 до 0,5 % износ повышается на 20 – 25 %, а при использовании сернистых топлив (до 1 %) износ ускоряется почти вдвое. При этом форсированные быстроходные дизели более подвержены сернистой коррозии, чем тихоходные. При избытке кислорода и высокой температуре сернистый оксид SO₂ переходит в серный ангидрид SO₃, что является причиной более интенсивной газовой коррозии тарелок выхлопных клапанов, верхней части цилиндров, верхнего компрессионного кольца и выхлопной системы. При снижении теплового режима работы дизеля, например во время пуска и прогрева двигателя в холодное время года, проявляется так называемая жидкостная коррозия.

Пары воды, образующейся при сгорании водорода топлива, конденсируются на холодных деталях двигателя. Оксиды серы, растворяясь в этой конденсированной воде, превращаются в сернистую H₂SO₃ и серную H₂SO₄ кислоты, обладающие более сильным корродирующим воздействием. Сера вредна не

только как коррозионно активный компонент топлива, а также как примесь, склонная к образованию твердого и плотного нагара в двигателе.

Накапливающиеся нагары ухудшают условия охлаждения деталей цилиндропоршневой группы, повышают угар моторного масла – в результате падает мощность и экономичность работы дизеля. Кроме увеличения темпа изнашивания и нагарообразования повышение содержания серы в топливе вызывает и другие нежелательные явления: ускоряются процессы окисления и старения масла (так как сера катализирует реакции окисления), значительно возрастает интенсивность накопления отложений в двигателях установок для фильтрации масла.

Таким образом, для предотвращения коррозии и обеспечения нормальной работы дизельного двигателя необходимо максимально возможное удаление серы при очистке топлива.

Химизм процессов гидроочистки сводится к деструкции связей C – S, C – N, C–O и C – Me (где S – сера, N – азот, O – кислород, Me – металл, C – углерод) и практически не затрагивает связи C – C. Среди сернистых углеводородных соединений нефти наиболее легко гидрируются меркаптаны, затем сульфиды, дисульфиды, тиофены [6].

Гетероатомные соединения подвергаются гидрогенолизу быстрее чем углеводороды, поэтому гетероатомы удаляются из сырья в виде сероводорода, аммиака и воды. Легче всего удаляется сера, далее следует кислород и наиболее устойчив азот. При освобождении металлов из углеводородов они осаждаются на катализаторе, снижая его активность.

Азоторганические соединения разлагаются в процессе гидроочистки с образованием аммиака:



Кислородсодержащие вещества образуют воду:



Кислородсодержащие и азотсодержащие соединения гидрируются со значительно меньшей скоростью, чем соединения серы, но их содержание в нефтяных фракциях в десятки и сотни раз меньше, поэтому требуемая степень очистки достигается.

Для дизельного топлива основным процессом является гидрирование серосодержащих соединений.

Вследствие непрочности C – S связи и относительной легкости деструкции в низкомолекулярных сернистых соединениях гидрирование этих соединений протекает с образованием сероводорода и насыщенных углеводородов. Так, гидрирование меркаптанов, сульфидов и дисульфидов протекает с образованием парафиновых углеводородов (RH) и H₂S:



1.2 Технологические особенности процесса гидроочистки дизельного топлива

Гидроочистка – это процесс очистки нефтепродукта при помощи водорода. Гидроочистке на современных нефтеперерабатывающих предприятиях подвергаются практически все фракции нефти. Делается это, прежде всего, для

удовлетворения все возрастающих экологических требований к получаемым из нефти топливам и, в первую очередь, для снижения содержания в них серы [7].

В Европе была разработана линейка стандартов к моторным топливам (Евро – 1–Евро – 5), которые уже внедрены, и эксплуатация топлив с содержанием серы выше, чем указано в соответствующем стандарте Евро – 4, Евро – 5 в Евросоюзе запрещена. В таблице 2 показана линейка стандартов к моторным топливам.

Таблица 2 – Линейка стандартов к моторным топливам (Евро–1–Евро–5)

Стандарт	Евро – 1	Евро – 2	Евро – 3	Евро – 4	Евро – 5
Год внедрения	1992	1995	1999	2005	2009
Весовое содержание серы, не выше	0,1 % (1000 ppm)	0,05 % (500 ppm)	0,035 % (350 ppm)	0,005 % (50 ppm)	0,0010 % (10 ppm)

Гидроочистка – это каталитический процесс. То есть химические превращения веществ происходят при помощи катализатора (вещества, которое в реакции не расходуется, но ускоряет ее). Обычные современные катализаторы гидроочистки – это гранулы из высокопористого оксида алюминия на поверхность которого нанесены активные металлы – молибден и, либо кобальт, либо никель.

Продукт, получаемый из фракций дизельного топлива при первичной переработки нефти, еще нельзя использовать как товарный продукт из-за высокого содержания в нем сернистых соединений. Для того чтобы полностью очистить продукт и удалить в нем нежелательные примеси применяют гидроочистку.

С каждым годом существенно увеличивается объем производства автомобильного, железнодорожного, тракторного и водного транспорта, в связи с этим и растет внедрение процесса гидроочистки в нефтеперерабатывающие заводы.

Процесс гидроочистки оказался одним из самых эффективных и перспективных способов переработки сернистого и высокосернистого сырья на современных нефтеперерабатывающих заводах.

Использование очищенного, обессеренного дизельного топлива значительно увеличивает срок службы двигателей. При гидроочистке дизельных топлив происходит не только удаление сернистых соединений, одновременно гидрируется азот- и кислородосодержащие соединения, улучшаются цвет и запах топлив, повышаются их стабильность и цетановое число. Это приводит к повышению надежности и износостойкости деталей двигателя, повышению длительности эксплуатации, уменьшению нагарообразования. Кроме того, использование очищенного топлива уменьшает загрязнение окружающей среды и воздушного пространства населенных пунктов.

Гидроочистка дизельных топлив осуществляется непосредственно в реакторе, в среде водорода на алюмокобальтмолибденовом или алюмоникельмолибденовом катализаторе при высоких температурах и повышенном давлении [8]. В ходе процесса гидроочистки из топлив удаляется до 95 % сернистых соединений, смолы, значительная часть азота, а так же кислородосодержащих соединений.

Процесс проходит в газовой среде на стационарном катализаторе.

1.2.1 Сырье гидроочистки

Как правило, в сырье установки гидроочистки дизельной фракции содержится 0,2 – 0,8 % масс. сернистых соединений.

В процессе поступления сырья на установку гидроочистки не должно быть превышение по содержанию влаги до 0,02 – 0,03 %. Влага оказывает существенное влияние на прочность катализатора, нарушает нормальный режим эксплуатации, повышает интенсивность образования коррозии. Не должно быть превышение по содержанию механических примесей, так как с утяжелением сырья степень очистки в заданных условиях резко снижается. Обуславливается

тем, что по мере утяжеления сырья большая его часть располагается в жидкой форме, что в свою очередь затрудняет транспортирование водорода к поверхности катализатора [9].

Наличие в сырье смолистых веществ оказывает быстрое закоксование катализатора, происходит снижение эффективности работы катализатора и сокращению длительности службы, очистка в этом случае осуществляется с большим трудом.

В зависимости от качества сырья и его молекулярного состава может изменяться объемная скорость подачи сырья в очень больших пределах от 0,5 до 10ч^{-1} . Наименьшая объемная скорость подходит для тяжелого сырья.

1.2.2 Катализаторы гидроочистки

Процесс гидроочистки осуществляется на катализаторах. Номенклатура и выбор современных катализаторов гидроочистки весьма велик.

Гидроочистку дизельных топлив проводят преимущественно на алюмокобальтмолибденовом или алюмоникельмолибденовом катализаторах, эти катализаторы которые нашли широкое применение в нефтегазовой промышленности. Данные катализаторы характеризуются высокой эффективностью, устойчивостью к действию сернистых соединений.

Алюмокобальтмолибденовый (АКМ) катализатор состоит из активных компонентов: оксида кобальта и триоксида молибдена, нанесенных на оксид алюминия.

Активными компонентами алюмоникельмолибденового катализатора являются оксид никеля и триоксид молибдена; носителя – активный оксид алюминия. По отдельности эти составляющие составляют меньшей эффект, чем вместе. Алюмоникельмолибденовые (АНМ) катализаторы более активны по отношению к азотистым соединениям нежели алюмокобальтмолибденовые катализаторы, однако, они менее стабильны [10].

Катализаторы имеет различные формы.

Для процесса гидроочистки применяются катализаторы в виде гранул 4 – 4,5 мм неправильной цилиндрической формы. Гранулы имеют достаточную прочность для нормальной эксплуатации в реакторах, засыпанных в большом слое. Насыпная плотность свежего катализатора в уплотненном слое равна 640 – 740 кг/м³.

Катализаторы устойчивы в окислительных и восстановительных средах.

На катализаторе после определенного рабочего периода, образуется так называемый кокс. Кокс – твердый остаток вторичной переработки сырья. В большинстве случаев продукты коксообразования удаляют выжиганием (регенерацией) при температуре 550 °С, после чего катализатор используют вновь.

Выжигание можно производить как в неподвижном слое, а также и в кипящем слое. Содержание кокса на катализаторе при выходе из реактора должно составлять 15 – 18 %, а после регенерации 0,2 – 0,3 %.

Свежий катализатор так же могут подвергать сульфидированию для повышения активности. Для этого применяют сероводород или сероуглерод, подаваемые в большом количестве в поток водородосодержащего газа. Используют и другие способы осернения катализатора: добавку небольшого количества свободной серы, применение не очищенного от сероводорода циркулирующего водородосодержащего газа.

Оксиды алюминия и алюмосиликаты выполняют кислотные функции и функции связующего.

Основными стадиями приготовления катализатора являются следующие: пропитка, соосаждение, промывка, просушка, провяливание, прокаливание, восстановление, хлорирование и осернение.

Ниже на рисунке представлена схема состава катализатора гидроочистки нефтяного сырья.



Рисунок 2 – Состав катализатора гидроочистки нефтяного сырья

1.3 Сравнительный анализ существующих конструкций реакторов для осуществления данного процесса

Аппараты, в которых проводят химические реакции и сам процесс гидроочистки дизельного топлива, называются реакторами. Конструкция реактора зависит от следующих основных факторов:

- агрегатного состояния реагирующих веществ и образующихся;
- температуры и давления в реакционной зоне;
- теплового эффекта и интенсивности теплообмена;
- химических свойств перерабатываемых веществ;
- интенсивности перемешивания реагирующих веществ;
- непрерывности или периодичности ведения процесса;
- наличия катализатора и его состояния.

Основной для классификация реакторов процесса гидроочистки могут быть термодинамические и физические характеристики потоков, проходящих через реактор, направление их движения, внутреннее и внешнее расположение и исполнение деталей и конструктивные особенности [11 – 12].

По термодинамическому признаку аппараты можно разделить на реактора адиабатического и политропических типов.

По способу направления потока подразделяют реактора на аппараты с аксиальным движением потока сверху вниз (или наоборот) и с радиальным – от периферии к центру.

Футеровка, которая используется в реакторах имеет ряд как положительных, так и отрицательных качеств.

Плюсы футеровки:

- уменьшение температуры корпуса, следовательно, и снятия напряжения на металле;

- защита от коррозии водорода;

- сокращение расхода металла;

- снижение теплотерь.

Минусы футеровки:

- трудоемкость нанесения торкрет – покрытия;

- отсутствие проведения периодического внутреннего осмотра;

- ненадежность способов контроля качества футеровки;

- реакторы с футеровкой имеют высокую стоимость.

По способу размещения и регенерации реактора подразделяют на:

- реактора с неподвижным слоем;

- реакторы с движущимся слоем катализатора.

Реактора с неподвижным слоем имеют недостатки:

- трудоёмкость осуществления оптимальной температуры по высоте слоя катализатора;

- не равномерное распределение сырья на катализаторе;

- необходимость смены катализатора.

Несмотря на вышесказанные минусы, реактора с неподвижным слоем укрепились на НПЗ и хорошо показали себя в промышленности.

Ниже приведено описание основных типов реакторов гидроочистки в нефтеперерабатывающей отрасли.

1.3.1 Реактор с аксиальным вводом сырья

Реактор включает общие детали: корпус, штуцер для ввода и вывода сырья и продуктов реакции, термопары, катализатор, днище, футеровку и опорное кольцо, фарфоровые шарики, опорную решетку.

В верхний штуцер подается сырье, после чего оно попадает на распределитель. Распределитель нужен для равномерного распределений сырья, располагается в верхнем пустотелом пространстве установки гидроочистки.

Продукты, прошедшие катализатор, выходят по центральной трубе через верхний боковой штуцер.

Катализатор и фарфоровые шарики держатся на опорной решетке.

Нижнее днище имеет люк, диаметров 500 мм, используется для ремонта, два люка диаметров 175 мм для выгрузки катализатора. Термопара необходима для определения температуры, она вводится в слой катализатора. Для крепления аппарата предусмотрена опорное кольцо. Корпус такого реактора изготовлен из стали марок 22К или 12ХМ. Стали устойчивы к высоким температурам. Из нержавеющей стали сделаны внутренние детали реактора.

Главное преимущество это простота эксплуатации. Основными недостатками аксиальных реакторов являются:

- неравномерность работы катализатора в слое;
- значительное повышение перепада давления на слое катализатора в процессе эксплуатации;
- уменьшение соотношения водород/сырье по высоте слоя катализатора;
- неравномерность температур в слое при проведении регенерации катализатора, что приводит к уменьшению срока службы катализатора.

На рисунке 3 приведена конструкция реактора гидроочистки дизельного топлива с аксиальным вводом сырья с футеровкой.

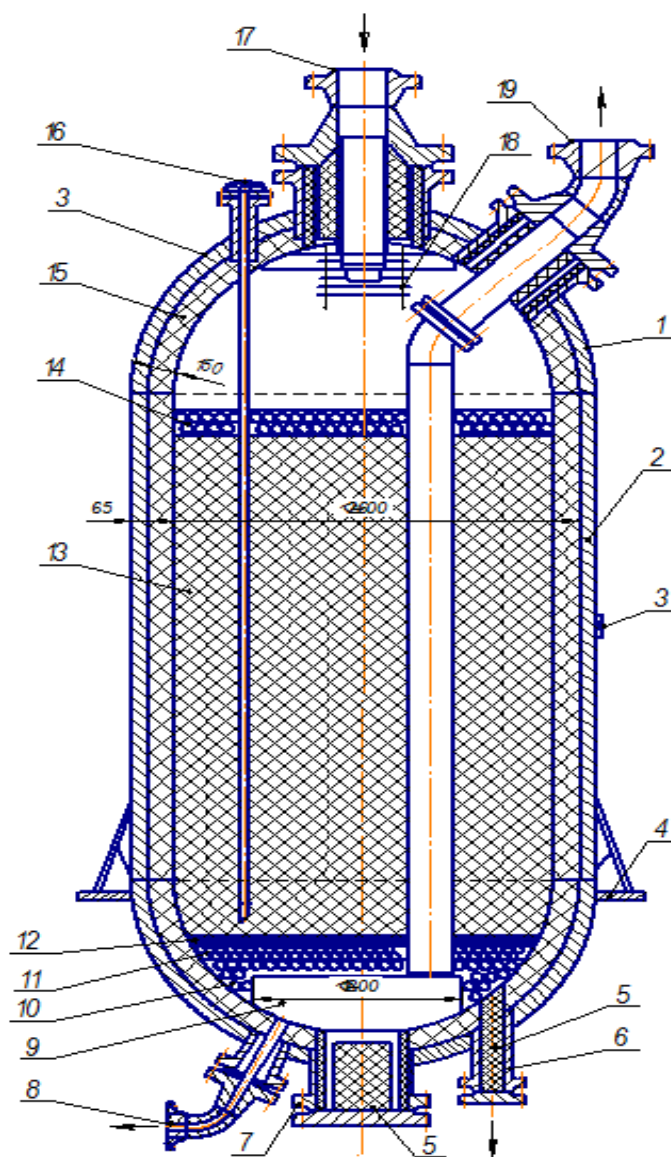


Рисунок 3 – Футерованный реактор с аксиальным вводом:

1 – днище; 2 – корпус; 3, 16 – термопары; 4 – опорное кольцо; 5 – шамотный порошок; 6 – люк для выгрузки катализатора; 7 – люк-лаз; 8 – эжекция газов; 9 – опорная решетка; 10 – 12, 14 – фарфоровые шарики; 13 – катализатор; 15 – футеровка; 17, 19 – ввод и вывод парогазовой смеси; 18 – распределитель парогазовой смеси.

1.3.2 Реактор с радиальным вводом сырья

Реакторы данного типа имеют отличие от аксиального реактора тем, что сырье проходит катализатор в радиальном направлении.

Реакторы с радиальным вводом сырья применяют в случаях, когда среда находится либо в жидком, либо парогазовом состоянии.

Гидравлическое сопротивление значительно ниже в отличие от аксиального ввода сырья, потому что:

- слой катализатора в реакторе с радиальным вводом меньше, чем в аксиальном вводе;
- среднеинтегральная площадь боковой поверхности катализатора меньше, чем площадь торцевого сечения.

Детали практически идентичны реактору с аксиальным вводом. Внутреннее устройство отличается тем, что катализатор размещается во внутреннем перфорированном стакане, а между стаканом и футеровкой образован кольцевой зазор.

Газосырьевая смесь проходит внутри кольцевого зазора и перемещается через слой катализатора и выходит через центральную перфорированную трубу.

Исполнение футеровки точно такое же, как и в аксиальном реакторе.

Реакторы такого типа обычно применяют в случае использования катализаторов, работающих сравнительно длительный отрезок времени без регенерации или вообще не подлежащих регенерации.

Недостатком данного типа реактора является неравномерное распределение потока по высоте слоя катализатора; реакции дегидрирования нафтенов идут в области наименьших линейных скоростей потока, а реакции дегидроциклизации парафинов, определяющие селективность процесса, в области высоких скоростей.

На рисунке 4 представлен реактор каталитического риформинга с радиальным входом сырья.

Также в промышленности применяют пустотелые цилиндрические или змеевиковые реакционные аппараты с поверхностным теплообменом. Такие аппараты характеризуются политропическими условиями ведения процесса.

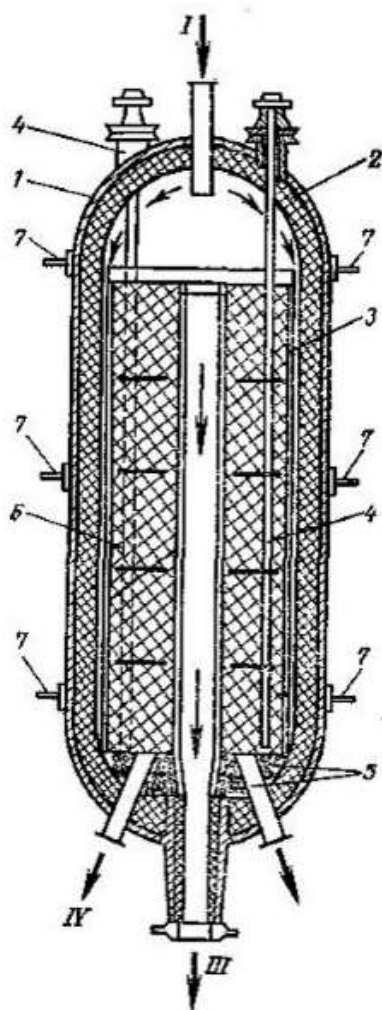


Рисунок 4 – Реактор с радиальным вводом:

1 – корпус; 2 – футеровка; 3 – кожух; 4 – многозонная термопара; 5 – фарфоровые шары; 6 – катализатор; 7 – поверхностная термопара. Линии: I –газо–сырьевая смесь; II – продукты реакции; III – выгрузка катализатора; IV – вывод продуктов при эжектировании системы во время регенерации катализатора.

1.3.3 Реактор без футеровки

Отличительной особенностью этого реактора от радиального является только отсутствие футеровки и измененным исполнением корпуса и штуцеров для ввода и выхода гагосырьевой смеси. На рисунке 5 представлена конструкция реактора без футеровки.

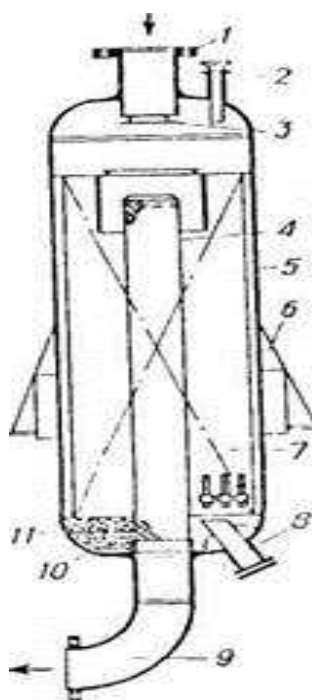


Рисунок 5 – Монометаллический реактор без футеровки:

1 – штуцер ввода сырья; 2 – штуцер для термопары; 3 – распределитель; 4 – центральная труба; 5 – корпус; 6 – опора; 7 – катализатор; 8 – штуцер для выгрузки катализатора; 9 – штуцер выхода продуктов; 10, 11 – фарфоровые шарики.

При решении вопроса о подходящем типе реактора должны учитываться различные соображения. Номенклатура и объем производства, характер реакции (гомогенная, гетерогенная), периодичность или непрерывность процесса, степень превращения, тип аппарата – реактор идеального смешения – одиночный или каскад, реактор идеального вытеснения, температурный режим и давление в аппарате, одним из основных критериев при выборе аппарата является экономичность работы реактора [13].

1.4 Анализ основных факторов, влияющих на эффективность работы реактора

Температура. Реакции гидрирования сернистых, азот- и кислородосодержащих органических соединений протекают при определенных температурах. Выбор температуры в пределах утвержденного регламента зависит от за-

данного качества получаемой продукции. При пониженных температурах используется более тяжелое сырье, так как оно термически менее стабильно. При гидроочистки топлива наиболее распространен интервал 370 – 420 °С. При увеличении температуры возрастает степень гидрирования сернистых и непредельных соединений, увеличивается дегидрогенизация нафтенов. Однако при повышении температуры сверх 420 °С интенсивность необходимых реакция гидроочистки заметно снижаются, уменьшается выход целевого продукта, усиливаются реакции гидрокрекинга и резко возрастает отложение кокса на катализаторе, что приводит к сокращению срока его эксплуатации. Понижения температуры менее 370 °С ведет к затуханию процесса и в конечном итоге к выпуску некондиционной продукции.

Давление. Повышение давления в системе способствует увеличению глубины гидроочистки за счет роста парциального давления водорода, что ведет к замедлению дегидрирования нафтенов, увеличению доли гидрирования олефинов и гидрогенизации ароматических углеводородов.

Кроме того, уменьшается закоксование катализатора и увеличивается продолжительность его работы. При увеличении давления выше 4 МПа не наблюдается заметного влияния на технологический процесс гидроочистки.

Понижение давления заметно снижает расход водородосодержащего газа, но одновременно уменьшает степень гидрирования сернистых, непредельных и ароматических соединений, присутствующим в сырье.

На промышленных установках гидроочистки давление в системе поддерживают в пределах 3 – 4 МПа. Однако с ужесточением требований к качеству топлива и его экологических показателей нефтеперерабатывающие заводы повышают давление до 7 – 9 МПа для наилучшего обессеривания.

На любом изменении давления следует поддерживать содержание водорода в водородосодержащем газе на максимально возможном уровне.

Объемная скорость подачи сырья определяется отношением объема сырья, подаваемого в реактор за один час, к объему катализатора.

Для процессов гидроочистки топлив объемная скорость в зависимости от различных факторов колеблется в значительных пределах (от 2,5 до 10 ч⁻¹).

С увеличением объемной скорости уменьшается время пребывания сырья в реакционной зоне. При этом повышается производительность системы и уменьшается степень обессеривания (рисунок 6).

При снижении объемной скорости увеличивается время контакта сырья с катализатором и, как следствие, растет глубина очистки топлива. Однако, при этом уменьшается производительность, растет коксообразование, снижается длительность работы катализатора.



Рисунок 6 – Влияние объемной скорости подачи дистиллята на глубину его обессеривания и йодное число:

1 – глубина обессеривания сырья на алюмоникельмолибденовом катализаторе; 2 – глубина обессеривания сырья на алюмокобальтмолибденовом катализаторе; 3– йодное число на обоих катализаторах.

Кратность циркуляции водородосодержащего газа. При теоретически рассчитанных количествах водорода реакции гидрирования в процессе гидроочистки могут протекать практически полностью, однако их скорость будет очень мала. Поэтому процесс гидроочистки ведут при избыточном количестве водорода.

Оптимальным считают расход 300 – 400 м³ водородосодержащего газа концентрацией водорода не менее 65 % (об.) на 1 м³ сырья. При уменьшении кратности циркуляции снижается степень гидрообессеривания из-за недостатка

водорода. Увеличение подачи водородсодержащего газа сверх оптимальной при незначительном повышении степени очистки приводит к снижению производительности и перегрузки системы [14].

Активность катализатора. Чем больше активность катализатора, тем с более высокой скоростью можно проводить технологический процесс гидроочистки и глубже обессеривать сырье. Свежий катализатор должен иметь индекс активности не ниже 95 %. Если активность свежего катализатора не достигает максимальной величины, катализатор активируют в течение нескольких часов при температуре более 500 °С. Со временем активность катализатора падает за счет отложений кокса на поверхности катализатора. Для восстановления активности катализатор подвергается паровоздушной регенерации.

1.5 Заключение к литературному обзору и постановка задач исследования

При литературном обзоре было выявлено, что в последнее время требования к дизельному топливу, особенно в части содержания серы, стали более жёсткими. Это связано с отрицательным влиянием серосодержащих соединений на экологию. За последние пять лет содержание серы в товарном дизельном топливе уменьшилось в 200 раз – от 0,2 % (ГОСТ 305) до 0,0010 % (ГОСТ 32511–2013 (EN 590:2009)). За счёт этого возросла себестоимость продукции, кроме того необходимо учитывать и тот фактор, что значительное уменьшение содержания серы влечёт за собой снижение смазывающей способности дизельного топлива, и поэтому возникает необходимость вовлечения противоизносных присадок. Для того, чтобы модернизация оборудования шла по пути не очень резкого удорожания, требуется при более высокой производительности и качестве очистки, менее дорогостоящее но эффективное оборудование. В данной квалификационной работе рассмотрена модернизированная установка по гидроочистке дизельного топлива.

Модернизация процесса гидроочистки сводится к тому, что к существующему реактору добавлен второй, для того чтобы увеличить глубину очистки. В итоге получается комбинированный ступенчатый процесс гидроочистки. Заменено внутреннее устройство реактора на более совершенное.

Все эти вышесказанные меры позволили значительно углубить степень гидрообессеривания.

Для данного комбинированного процесса гидроочистки дизельного топлива оптимальной конструкцией аппарата является аппарат адиабатного типа, выполненный в виде цилиндрического аппарата, заполненного стационарным слоем катализатора, с аксиальным потоком сырья.

Так как процесс гидроочистки происходит практически при постоянной температуре с небольшим экзотермическим эффектом на выходе из реактора, то отвод или подвод тепла осуществлять не требуется, поэтому конструкция реактора выглядит в виде пустотелого цилиндрического сосуда. Чтобы избежать потерь тепла и в плане техники безопасности аппарат покрывают теплоизоляционным слоем.

Так как аппарат работает в режиме идеального вытеснения, он не требует перемешивающих устройств. Чтобы обеспечить необходимое время пребывания, тем самым обеспечить необходимую степень гидроочистки, выбран аксиальный поток сырья с производительностью реактора 200 т/ч.

Целью данной работы является разработка конструкции реактора гидроочистки, обеспечивающего повышение качества дизельного топлива, отвечающего требованиям ГОСТ Р и международных стандартов.

2 КОНСТРУКТОРСКО–ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

2.1 Разработка принципиальной технологической схемы процесса гидроочистки дизельного топлива

Прямогонная фракция дизельного топлива – с блока атмосферной перегонки поступает на приём насоса Н – 1 и подаётся в тройник смешения с циркулирующим водородосодержащим газом, поступающим от центробежного компрессора ЦК – 1. Газосырьевая смесь проходит теплообменники Т – 1 и Т – 2, где нагревается потоком газо–продуктовой смеси из реакторов, и поступает в трубчатую печь П – 1. Нагретая до 380 °С – 400 °С газо–сырьевая смесь поступает в реакторы Р – 1, Р – 1а. В реакторе Р – 1 на алюмокобальтмолибденовом катализаторе происходит предварительная частичная очистка сернистых, азотистых соединений содержащихся в сырье. Это предохраняет последующий реактор от закоксовывания и, соответственно, преждевременной потере активности катализатора.

В реакторе Р – 1а на катализаторах HR468 фирмы Axens происходит гидроочистка сернистых, азотистых, кислородсодержащих и непредельных соединений содержащихся в сырье, с образованием сероводорода, воды и аммиака. Этот катализатор при среднем и даже низком парциальном давлении водорода сочетает высокую активность обессеривания, характерную для АКМ (алюмоникелькобальтмолибденовых) – катализаторов. Глубина обессеривания на этих катализаторах достигает 99,96 % [10, с. 15]. Далее газопродуктовая смесь из реактора Р – 1а проходит через Т–3 и поступает в трубное пространство теплообменников Т – 1 и Т – 2, где отдаёт тепло потоку газо–сырьевой смеси, и охлаждается в воздушном холодильнике Х – 1 и водяном доохладителе Х – 2. Охлаждённая до 35 °С – 40 °С газопродуктовая смесь поступает в сепаратор С – 1, где разделяются нестабильный гидрогенизат и циркулирующий водородосодержащий газ.

Водородосодержащий газ с верха сепаратора С – 1 поступает в абсорбер К – 1 для очистки от сероводорода.

Очищенный водородосодержащий газ из абсорбера К – 1 через приемный сепаратор С – 2 поступает на прием компрессора ЦК – 1 и далее на смешение с сырьем.

2.2 Разработка конструкции каталитического реактора

При решении вопроса о подходящем типе реактора должны учитываться следующие факторы: номенклатура и объем производства; характер реакции (гомогенная, гетерогенная); периодичность или непрерывность процесса; степень превращения; тип аппарата – реактор идеального смешения – одиночный или каскад, реактор идеального вытеснения, температурный режим и давление в аппарате; экономичность работы реактора.

2.2.1 Выбор конструкции

На основе проведенного выше обзорного анализа, считаем что для процесса гидроочистки дизельного топлива, наиболее оптимальной конструкцией является аппарат адиабатного типа, выполненный в виде цилиндрического аппарата, заполненного катализатором HR468 фирмы Axens, с аксиальным потоком сырья (см. рисунок 3). Принимаем его за базовый вариант.

Конструкция реактора представляет собой пустотелый вертикально расположенный цилиндрический сосуд. Так как процесс гидроочистки происходит практически при постоянной температуре с небольшим экзотермическим эффектом на выходе из реактора, то отвод или подвод тепла осуществлять не требуется. Чтобы избежать потерь тепла и в плане техники безопасности аппарат покрыт теплоизоляционным слоем.

Экспериментальные и эксплуатационные результаты показывают, что в процессе работы реактора распределение потока газо–сырьевой смеси по пло-

щади поперечного сечения корпуса аппарата не равномерно. Преобладает максимальная концентрация смеси вблизи оси симметрии и минимальная на периферии. Это приводит к оседанию и уплотнению центральной части массива катализатора, с одновременным увеличением сопротивления движению смеси. Создается подпор, снижение скорости, и, как следствие этого, падение производительности. При этом, свойства катализатора и его активность также ухудшаются.

С целью устранения данного недостатка базового варианта, в предлагаемой конструкции, в верхней части корпуса, на границе входной полости и массива катализатора устанавливается тарелка, с размещенными на ней сквозными стаканами предназначенными, для равномерного распределения газо–сырьевой смеси. При этом снижается сопротивление движению смеси и увеличивается скорость. Данные особенности позволяют повысить производительность, а также повысить активность и срок службы катализатора.

В связи с тем, что, аппарат работает в режиме идеального вытеснения, он не требует перемешивающих устройств. Для обеспечения необходимого времени пребывания, и необходимой степени гидроочистки выбираем ток сырья в аппарате аксиальный.

2.2.2 Выбор материала

Конструктивные материалы выбираю в зависимости от температуры, давления и коррозионного действия среды. Необходимо также учитывать стоимость и технологические свойства материала, то есть возможность и простоту изготовления из него изделий заданной формы. Конструкция и способы изготовления аппаратов в значительной степени определяются свойствами конструкционных материалов.

Сталь 15X5M, 15XM, 12XM, содержат сравнительно небольшой процент легирующих элементов, но при температуре до 600 °С сохраняют высокую

прочность, то есть являются жаропрочными [15]. При более высоких температурах и коррозии применяют стали с повышенным содержанием никеля.

Из многочисленных марок высоколегированных сталей наиболее распространены 12X18H10T и 08X18H10T. Последняя имеет пониженное содержание углерода и соответственно более высокую химическую стойкость.

Эти стали применяют в температурном интервале от -253 до $+600$ °С, а при отсутствии давления до 700 °С.

В целях экономии дефицитных легированных сталей используют двухслойный листовой прокат – биметалл, состоящий из двух гомогенно соединенных слоев – толстого основного из углеродистой стали и тонкого плакирующего слоя из легированной стали. Толщину основного слоя выбирают по условиям прочности, толщину плакирующего слоя – не менее 2 мм (в толстостенных аппаратах обычно не менее $5 - 6$ мм). Максимальная температура для биметалла 450 °С; при более высокой температуре возможно расслоение листов.

Более прочное соединение слоев биметалла обеспечивается методом взрыва, при котором поверхность основного листа делается рифленой, что обеспечивает хорошее сцепление между листами. Для сильно корродирующих сред редко применяют двухслойные стали, так как при сварке биметаллических листов возможно смещение кромок, вследствие чего ухудшается коррозионная стойкость сварного соединения.

На основании вышеизложенного материала можем выбрать в качестве материала для изготовления реактора – биметалл, так как он более экономически выгоден и удовлетворяет условиям жаропрочности и химической стойкости [16]. На основе прочностных расчетов основной металл для обечайки выбираем – теплоустойчивую, коррозионно – стойкую хромистую сталь 12ХМ, а для днищ, фланцев и штуцеров – сталь 15ХМ более механически прочную.

В качестве плакирующего слоя выбираем высоколегированную сталь 08X18H10T с пониженным содержанием углерода и соответственно более химически стойкую [17–18].

2.3 Расчет основных параметров

2.3.1 Расчет размеров реактора

Целью расчета размеров реактора является определение реакционного объема (объем занимаемый катализатором), его диаметра и высоты [19].

Расчет размеров реактора производится в последующей последовательности:

Определим объем реакционного пространства (процесс идет на катализаторе, объем реакционного пространства равен объему катализатора)

$$V_p = V_{cat} = \frac{V_c}{\omega} = \frac{G_c}{\rho \cdot \omega}, \quad (2.1)$$

где V_c – объемный расход сырья, м³/час;

G_c – массовый расход сырья, кг/час;

ρ – плотность сырья, кг/м³;

ω – объемная скорость подачи сырья, час⁻¹.

$$V_p = \frac{200000}{850 \cdot 3,3} = 72 \text{ м}^3.$$

Определим объемный расход газосырьевой смеси

$$V_{ГСС} = \frac{G_c}{\rho} + \frac{G_{ВСГ}}{\rho_{ВСГ}}, \quad (2.2)$$

$$V_{ГСС} = \frac{200000}{850} + \frac{5620 + 5015}{0,25} = 42730 \text{ м}^3 / \text{час} = 11,87 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Определим площадь поперечного сечения реактора

$$F = \frac{V_{гсс}}{v}, \quad (2.3)$$

где v – линейная скорость движения газосырьевой смеси, м/с.

$$F = \frac{11,87}{1,17} = 10,15 \text{ м}^2.$$

Зная площадь поперечного сечения, определим диаметр реактора

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot F}{\pi}}, \quad (2.4)$$

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 10,15}{3,14}} = 3,59.$$

Примем $D = 3600$ мм.

Определим высоту слоя катализатора

$$H_{cat} = \frac{V_p}{F}, \quad (2.5)$$

$$H_{cat} = \frac{72}{10,17} = 7 \text{ м.}$$

Распределительная зона определяется из соотношения

$$H_p = (0,08 - 0,12) \cdot H_{cat}, \quad (2.6)$$

$$H_p = (0,08 - 0,12) \cdot 7 = 0,56 - 0,84 \text{ м.}$$

Примем $H_p = 0,79 \text{ м.}$

Высота цилиндрической части реактора

$$H = H_{cat} + H_p, \quad (2.7)$$

$$H = 7 + 0,79 = 7,79 \text{ м} = 7790 \text{ мм.}$$

Получаем реактор:

Диаметр – 3600 мм.

Высота цилиндрической части – 779 мм.

Давление – 2,9 МПа.

Температура – 315–420 °С.

Цилиндрический с аксиальным потоком.

Корпус из двухслойного металла.

2.3.2 Прочностной расчет

Данные для расчета Р – 1а:

1. $P_p = 2,9 \text{ МПа}$ – расчетное давление;
2. $P_u = 3,5 \text{ МПа}$ – испытательное давление;
3. $d_b = 3600 \text{ мм}$ – внутренний диаметр корпуса;
4. $t_p = 420^\circ\text{С}$ – расчетная температура;
5. материал корпуса реактора – двухслойная сталь 12ХМ + 08Х18Н10Т;
6. материал корпуса верхней и нижней горловины – сталь 15ХМ;
7. сталь 12ХМ допускаемое напряжение при температуре:
 $t_p = 420^\circ\text{С}$, $[\sigma] = 110 \text{ МПа}$;
 $t_u = 20^\circ\text{С}$, $[\sigma] = 147 \text{ МПа}$;

8. сталь 15ХМ допускаемое напряжение при температуре:

$t_p = 425 \text{ }^\circ\text{C}$, $[\sigma] = 115 \text{ МПа}$;

$t_u = 20 \text{ }^\circ\text{C}$, $[\sigma] = 155 \text{ МПа}$;

9. материал фланцев – сталь 15ХМ;

10. материал шпилек – сталь 25Х2М1.

Расчет цилиндрической обечайки. На рисунке 7 представлена расчетная схема цилиндрической обечайки.

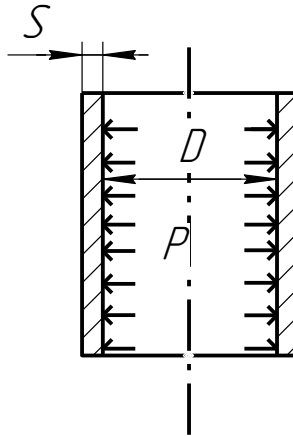


Рисунок 7 – Расчетная схема цилиндрической обечайки

Расчетная толщина обечайки

$$S' = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \varphi \cdot \sigma_{\text{доп}} - P}, \quad (2.8)$$

где $P = 2,9 \text{ МПа}$ – расчетное давление;

$D = 3600 \text{ мм}$ – внутренний диаметр;

$\varphi = 1$ – коэффициент прочности сварного шва;

$\sigma_{\text{доп}} = 110 \text{ МПа}$ – допускаемое напряжение для стали 12ХМ при расчетной температуре $420 \text{ }^\circ\text{C}$.

$$S' = \frac{2,9 \cdot 3600}{2 \cdot 1 \cdot 110 - 2,9} = 48 \text{ мм.}$$

Принятая толщина обечайки

$$S = S' + C + C_1 + C_2, \quad (2.9)$$

где $C = 8$ мм – максимальная толщина плакирующего слоя;

$c_1 = 3,6$ мм – прибавка на минусовой допуск;

$c_2 = 0,4$ мм – величина округления до стандартного размера.

$$S = 48 + 8 + 3,6 + 0,4 = 60 \text{ мм},$$

Принято $s = 60$ мм.

Расчет толщины эллиптического днища. На рисунке 8 представлена расчетная схема эллиптического днища.

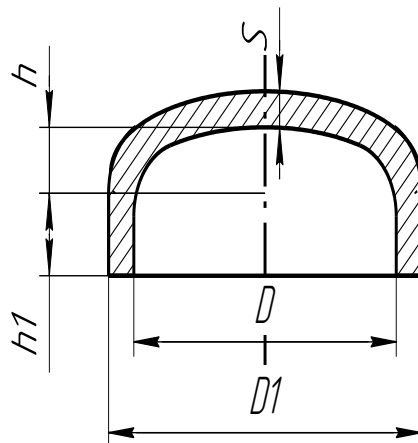


Рисунок 8 – Расчетная схема эллиптического днища

Расчетная толщина днища

$$S' = \frac{P \cdot R}{2 \cdot \varphi \cdot \sigma_{\text{доп}} - 0,5 \cdot P}, \quad (2.10)$$

где $P = 2,9$ МПа – расчетное давление;

$\phi = 1$ – коэффициент прочности сварного шва;

$\sigma_{\text{доп}} = 110 \text{ МПа}$ – допускаемое напряжение для стали 12ХМ при расчетной температуре 420 °С;

$R = 3600 \text{ мм}$ – радиус кривизны в центре днища.

$$S' = \frac{2,9 \cdot 3600}{2 \cdot 1 \cdot 110 - 0,5 \cdot 2,9} = 48 \text{ мм.}$$

$$R = \frac{D^2}{4 \cdot H}. \quad (2.11)$$

где $D = 3600 \text{ мм}$ – внутренний диаметр;

$H = 900 \text{ мм}$ – высота днища.

Принятая толщина днища

$$S = 48 + 8 + 5,1 + 3,9 = 65 \text{ мм.}$$

где $s = 8 \text{ мм}$ – максимальная толщина плакирующего слоя;

$s_1 = 5,1 \text{ мм}$ – технологическая прибавка на утонение днища при изготовлении;

$s_2 = 3,9 \text{ мм}$ – прибавка на минусовой допуск листа.

Принята толщина заготовки днища $s_{\text{д}} = 65 \text{ мм}$.

Расчет укрепления отверстий. На рисунке 9 представлена расчетная схема укрепления отверстия.

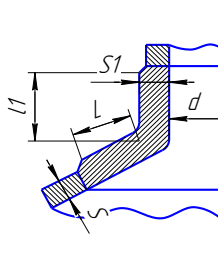


Рисунок 9 – Расчетная схема укрепления отверстия

Укрепление отверстия горловиной $D_y = 500$ мм в верхнем днище.

Исходные данные для расчета:

$S = 65$ мм – исполнительная толщина стенки днища;

$S_p = 48$ мм – расчетная толщина стенки днища;

$C = 17$ мм – прибавка на минусовой допуск листа, утонение при штамповке и плакирующий слой,

$S_3 = 60$ мм – исполнительная толщина стенки патрубка,

$S_{1p} = 6,5$ мм – расчетная толщина стенки патрубка:

$$S_{1p} = \frac{P \cdot d}{2 \cdot \varphi \cdot \sigma_{\text{доп}} - P}, \quad (2.12)$$

где $D_p = 7200$ мм – расчетный внутренний диаметр днища;

$d = 512$ мм – внутренний диаметр патрубка;

$p = 2,9$ МПа – расчетное давление;

$\varphi = 1$ – коэффициент прочности сварного шва;

$\sigma_{\text{доп}} = 110$ МПа – допускаемое напряжение для материала днища при расчетной температуре;

$\sigma_{\text{доп1}} = 115$ МПа – допускаемое напряжение для материала патрубка при расчетной температуре.

$$S_{1p} = \frac{2,9 \cdot 51,2}{2 \cdot 1 \cdot 115 - 2,9} = 6,5 \text{ мм}$$

$$\chi_1 = \frac{\sigma_{\text{доп1}}}{\sigma_{\text{доп}}}, \quad (2.13)$$

$\chi_1 = 1$ (но не более 1);

$d_3 = 532$ мм – эквивалентный диаметр «вырезанного» отверстия, определяемый графически из условия равенства площадей f_1 и f_2 ;

$l_{3P} = 219$ мм – расчетная длина наружной части штуцера. Принимается меньшей из двух значений: l_3 по чертежу или l_{3P} по формуле:

$$l_{3P} = 1,25\sqrt{d \cdot S_3}, \quad (2.14)$$

$$l_{3P} = 1,25\sqrt{512 \cdot 60} = 219 = 219 \text{ мм, по чертежу } l_3 = 226 \text{ мм.}$$

Максимальный диаметр отверстия, не требующего укрепления:

$$d_0 = 2 \left[\left(\frac{S-C}{S_P} - 0,875 \right) \sqrt{D_P(S-C)} \right], \quad (2.15)$$

$$d_0 = 2 \left[\left(\frac{65-17}{48} - 0,875 \right) \sqrt{7200 \cdot (65-17)} \right] = 147 \text{ мм.}$$

Условие укрепления :

$$\chi_1 \cdot 2 \cdot (l_{3P} + S - S_P - C) \cdot (S_3 - S_{1P}) \geq (d_3 - d_0) S_P, \quad (2.16)$$

$$1 \cdot 2 \cdot (219 + 65 - 48 - 17) \cdot (60 - 6,5) \geq (532 - 147) 48,$$

$$23440 \text{ мм}^2 \geq 18480 \text{ мм}^2.$$

Условие укрепления выполнено.

2.3.3 Тепловой расчет

Необходимая толщина теплоизоляции σ_H определяется по формуле:

$$\sigma_H = (\lambda_H - g) \cdot (t_2 - t_1), \quad (2.17)$$

где λ_H – коэффициент теплопроводности теплоизоляции ($\lambda_{\text{стекловаты}}=0,08$ Вт/(м·К));

t_2 – температура наружной стенки аппарата, °С;

t_1 – температура стенки теплоизоляции, °С;

g – удельный тепловой поток, Вт/м²;

$t_2=420$ °С; $t_1=40$ °С.

$$g = L_1 \cdot (t_1 - t_B), \quad (2.18)$$

где L_1 – коэффициент теплоотдачи от стенки теплоизоляции в окружающую среду.

$$L_1 = 9,74 + 0,07 \cdot (t_1 - t_B), \quad (2.19)$$

$$L_1 = 9,74 + 0,07 \cdot (40 - 20) = 11,14,$$

$t_B = 20$ °С – температура воздуха;

$$g = 11,14 \cdot (40 - 20) = 222,8 \text{ Вт/м}^2,$$

$$\sigma_H = (0,08 / 222,8) \cdot (420 - 40) = 0,14 \text{ м.}$$

Конструктивно принимаем толщину слоя теплоизоляции равной 150 мм.

2.4 Выбор вспомогательного оборудования

2.4.1 Насос

На установке гидроочистки установлен насос типа НПС 200–700 (Н– нефтяной, П – с плоским разъемом корпуса, С– секционный) предназначенный для перекачивания нефти, нефтепродуктов и других жидкостей, сходных с указанными по физико – химическим свойствам, плотностью не более 1050 кг/м^3 , с температурой от минус $80 \text{ }^\circ\text{C}$ до плюс $200 \text{ }^\circ\text{C}$, вязкостью не более $8,5 \times 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$, с содержанием твердых взвешенных частиц в количестве не более 0,2 % и размером не более 0,2 мм.

Насосы предназначены для работы на взрывоопасных производствах, на которых возможно образование взрывоопасных смесей газов, паров или пыли с воздухом, относящихся к категории ПА, ПВ, ПС и группам взрывоопасности Т1, Т2, Т3, Т4 по ГОСТ 12.1.011 [20].

Насосы выпускаются в климатическом исполнении У, УХЛ, Т категории размещения 2, 3 и 4 по ГОСТ 15150–69 [21].

Основными потребителями насосов и агрегатов являются предприятия нефтехимической промышленности и трубопроводного транспорта нефти.

Входной и напорный патрубки насоса расположены горизонтально на одном уровне (рисунок 10, 11). Присоединение патрубков к трубопроводам фланцевое.

Ротор насоса вращается в двух подшипниковых опорах на подшипниках качения. Смазка подшипников – жидкая, картерная.

Направление вращения ротора насоса – левое (против часовой стрелки, если смотреть со стороны приводного конца вала). На рисунке 10 представлен разрез насоса типа НПС 200/700

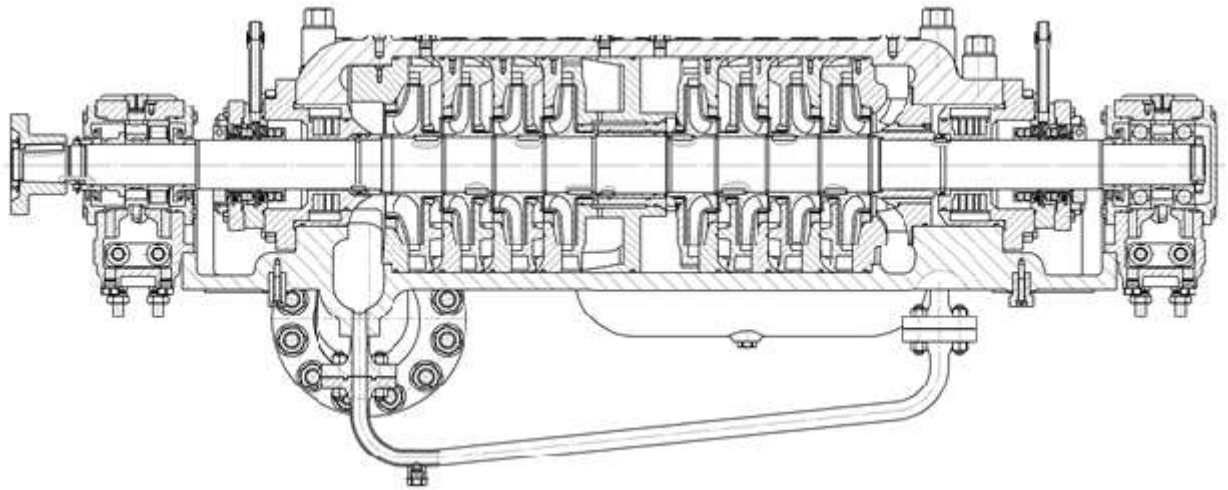


Рисунок 10 – Разрез насоса НПС 200/700

На рисунке 11 представлен общий вид насоса НПС 200/700

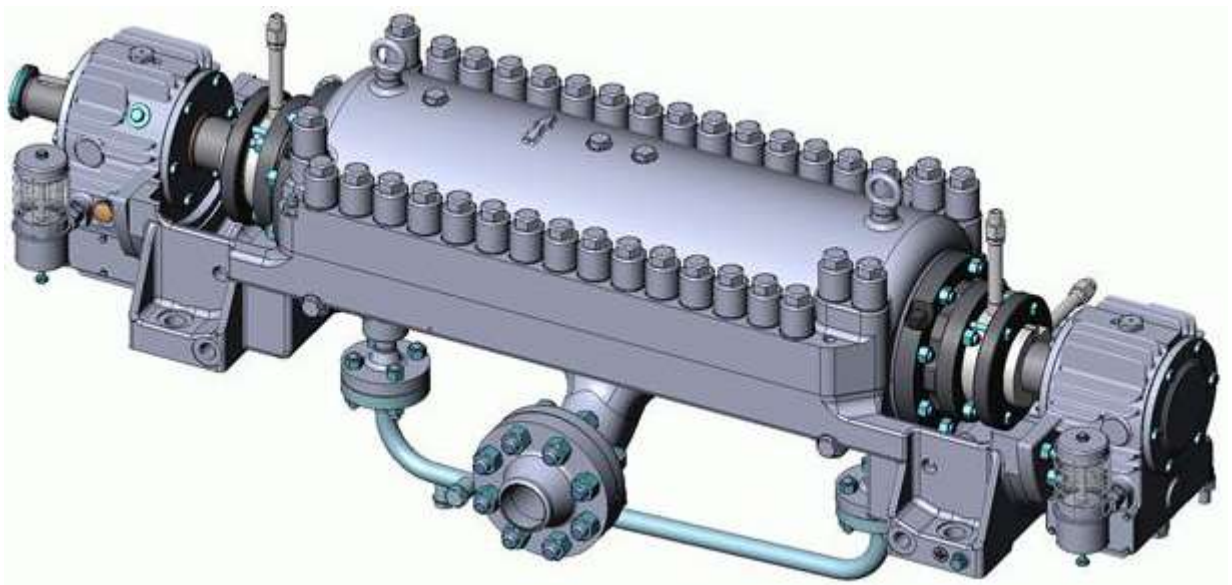


Рисунок 11 – Общий вид насоса НПС 200/700

Ротор насоса вращается в двух подшипниковых опорах на подшипниках качения. Смазка подшипников – жидкая, картерная. Направление вращения ротора насоса – левое (против часовой стрелки, если смотреть со стороны при-

водного конца вала). В местах выхода вала из корпуса насоса устанавливаются уплотнения – торцовые одинарные или двойные с подводом или без подвода затворной жидкости.

В качестве привода насоса используются асинхронные или синхронные электродвигатели взрывозащищенного исполнения с частотой вращения 3000 об/мин. В таблице 3 приведены характеристики насоса типа НПС.

Таблица 3 – Технические характеристики насоса типа НПС

Наименование показателя	Значение показателя НПС 200/700
Подача, м ³ /ч	200
Напор, м	700
Частота вращения, (об/мин)	2950
КПД насоса, не меньше, %	74
Давление на входе в насос, МПа, не более –для варианта с торцевым уплотнением	25
Мощность кВт (при плотности жидкости, что перекачивается 1000кг/см ³ и вязкостью 0,01 см ²)	577

Насос должен эксплуатироваться в интервале подачи рабочей части характеристики насосу. Эксплуатация насоса при подачах больших чем в рабочей части характеристики не рекомендуется из-за возможной перегрузки электродвигателя.

2.4.2 Центробежный компрессор

В качестве центробежного компрессора на установке гидроочистки используется ЦК типа 5ЦД 43/50 – 64, он предназначен для обеспечения циркуля-

ции водородсодержащего газа переменного состава в цикле реакций и обеспечения циркуляции инертного газа в цикле регенерации на установке гидроочистки дизельного топлива. На рисунке 12 представлен центробежный компрессор.

Индекс компрессора 5ЦД 43/50 – 64 обозначает:

5 – номер базы корпуса;

Ц – центробежный;

Д – корпус с вертикальным разъемом;

43 – производительность по условиям всасывания, м³/мин;

50 – давление всасывания, кгс/см² абс;

64 – давление нагнетания, кгс/см² абс.

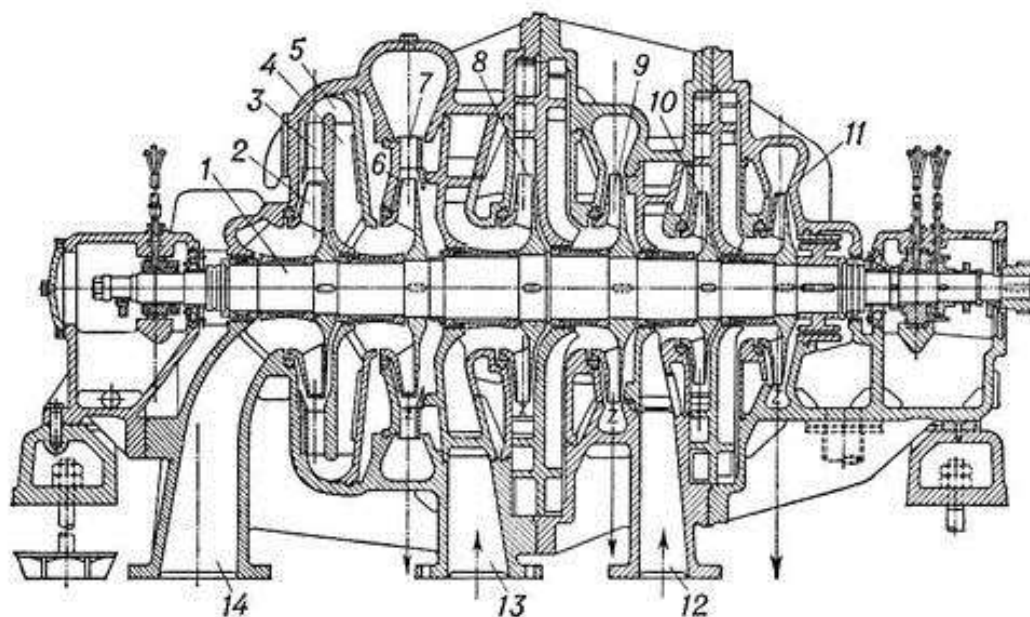


Рисунок 12 – Центробежный компрессор:

1–вал; 2, 6, 8, 9, 10, 11 – рабочие колёса; 3,7– кольцевые диффузоры, 4– обратный направляющий канал; 5– направляющий аппарат; 12,13 – каналы для подвода газа из холодильников, 14– канал для всасывания газа.

Компрессор устанавливается в вентилируемом помещении на отметке:

4,8м.

Температура воздуха в помещении: от + 5 до + 35°С.

Компрессор работает непрерывно, круглосуточно.

Двигатель 4АЗМП – 2500/6000 УХЛ4:

– частота вращения ротора 297 об/мин;

– номинальная мощность 2500 кВт;

– напряжение 6000 В;

– номинальный ток статора 279 А.

В системе смазки и уплотнений применяется масло Кп – 8с. Количество, необходимое для заполнения маслосистемы (бака, холодильников, труб) – 11400 литров.

Расход масла сливаемого из концевых уплотнений через масло отводчики составляет не более 150 л/сутки. Повторное применение этого масла допускается только после регенерации и проведения анализа. Безвозвратные потери масла 150 – 200 г/час.

Агрегат компрессорный состоит из рамы, на которую установлен корпус компрессора и мультипликатор. Рама предназначена для установки и ориентации компрессора и мультипликатора на фундаменте. Установка рамы на фундаменте и регулировка её положения производится при помощи клиновых прокладок и отжимных (монтажных) болтов. Допускается выверка рамы (с последующей подливкой) на фундаменте только при помощи болтов. Между опорными поверхностями рамы и опорными лапами компрессора устанавливаются шлифованные пластины, позволяющие корректировать положение корпуса после подливки рамы компрессора. Для сжатия пластин и перемещения корпуса в опорные рамы и бобышки, приваренные к опорным трубам, ввернуты отжимные болты. Компрессор, мультипликатор, рама и фундамент закрепляются болтами [22].

Корпус компрессора представляет собой толстостенный сварной цилиндр, Мультипликатор представляет собой одноступенчатый ускоритель горизонтального типа. В нем применено зацепление “Новикова”, что обеспечивает

высокий, до 98 % КПД мультипликатора.

2.4.3 Теплообменник, сепаратор

Теплообменник. Для охлаждения технологических потоков и утилизации теплоты в установках гидроочистки применяются теплообменники.

Подогрев сырья осуществляется за счет охлаждения газопродуктовой смеси, выходящей из блока реакторов.

Эксплуатация теплообменников происходит при высоких температурах, давлении и в среде водорода, поэтому при выборе рационального аппарата предшествуют соответствующие и тщательные технологические расчеты и технико-экономический анализ.

В нынешнее время на реакторных блоках гидроочистки применяются теплообменники с условным давлением в трубном пространстве от 5 – 10 МПа и от 5 до 8 МПа в межтрубном пространстве и температуре 540 °С, с диаметром кожуха от 800 – 1300 мм и теплопередающей поверхностью от 178 – 1088 м².

В качестве теплообменного агрегата выбран теплообменник с плавающей головкой (рисунок 13). Данные теплообменники получили широкое распространение в нефтеперерабатывающей промышленности [23 – 24].

Принцип работы. В распределительную камеру из штуцера поступает один из теплообменивающих потоков, далее через часть труб пучка в камеру, образованную подвижной трубной решеткой и ее крышкой. В этой камере поток изменяет направление движения, снова проходит через трубы и вновь поступает в распределительную камеру.

Другой теплообменивающий поток поступает в корпус и омывая трубный пучок покидает его. Для удлинения пути прохождения жидкости и для предотвращения пригибанию трубок, создаются перегородки в межтрубном пространстве. На рисунке 13 представлен теплообменник с плавающей головкой.

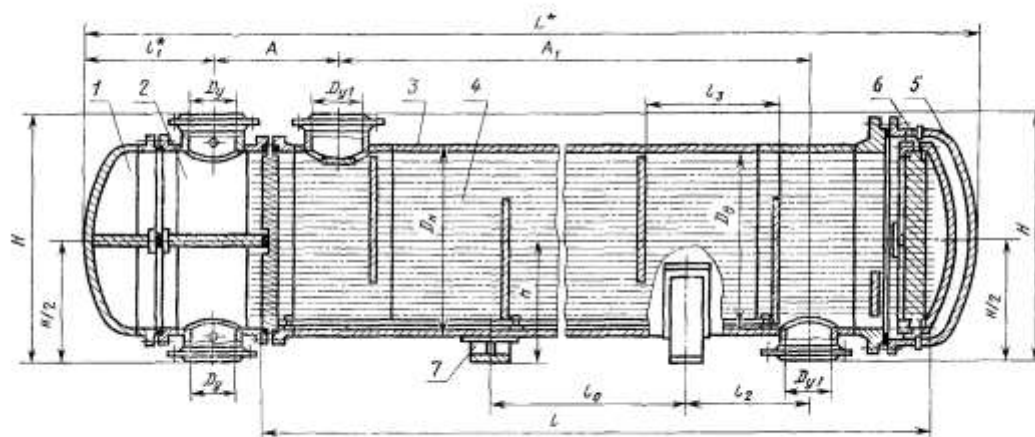


Рисунок 13 – Теплообменник с плавающей головкой:

1–крышка распределительной камеры; 2–распределительная камера; 3–кожух; 4–теплообменная труба; 5–крышка кожуха; 6–крышка плавающей головки; 7–опора.

Сепаратор. На установке гидроочистки установлен аэрозольный сепаратор (рисунок 17). Газа поток в сепараторе двигается прямо и сталкивается с препятствием, после чего разворачивается в обратном направлении. Капли, обладающие более высоким показателем удельного веса, проходят этот путь дольше, чем легкие частицы. Поэтому, встречая препятствие, тяжелые частицы стекают в виде жидкостной пленки.

Аэрозольные сепараторы включают в себя:

- отражающие плиты;
- пластинчатые набивки;
- проволочные плетенки.

Отражательные плиты выполняют функцию простых препятствий многократного поворота. В процессе обхождения аэрозольным потоком таких препятствий происходит осаждение крупных капель. На рисунке 14 представлены отражающие плиты.

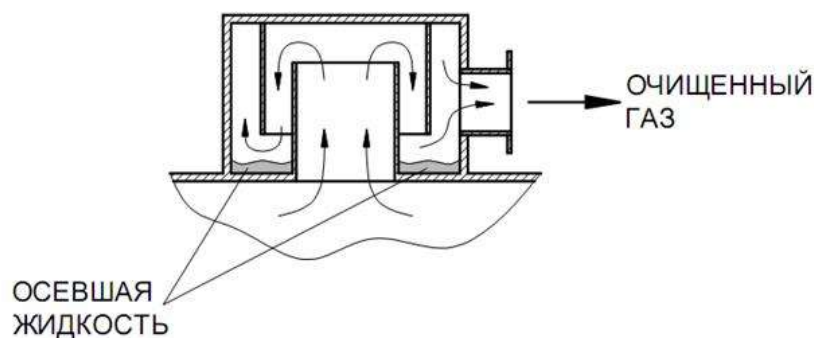


Рисунок 14 – Отражающие плиты

Пластинчатые набивки конструктивно представляют собой множество тонких рифленых пластин, которые уложены друг на друга. Пакет пластин разворачивает аэрозольный поток. Капли, при столкновении с пластинами, преобразуются в жидкостную пленку и стекают через отверстия в пластинах. На рисунке 15 представлена пластинчатая набивка.

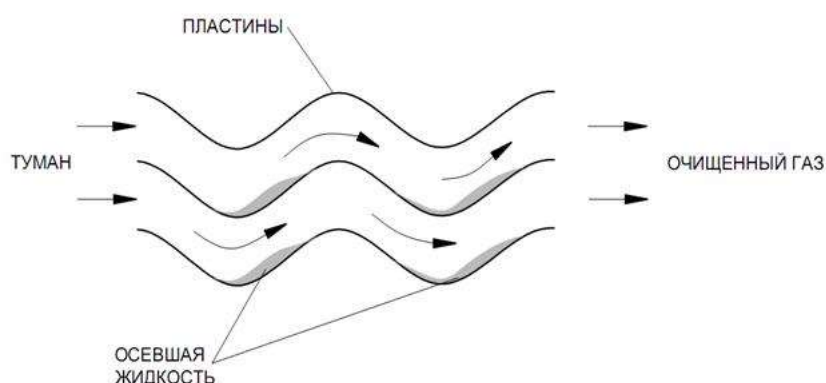


Рисунок 15 – Пластинчатая набивка

Плетеные набивки изготовлены из тонкой ситовой ткани (проволочной плетенки). Поток аэрозоли проходит множество поворотов на своем пути и постепенно осаждается. Плетеные набивки часто встраиваются в испарители. На рисунке 16 показаны плетенные набивки.

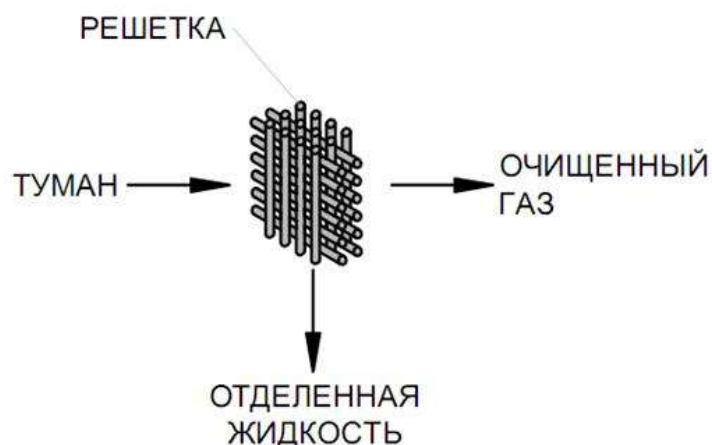


Рисунок 16– Плетеные набивки

Туманоосадительные сепараторы (циклоны) применяются для осаждения дисперсного тумана. В таких аппаратах поток аэрозоли движется по кругу в результате воздействия центробежной силы.

Капли отбрасываются на стенки сепаратора, по которым они стекают в виде жидкой пленки. Очищенный газ выходит по погружной трубе. Данные аппараты часто подключаются к испарителям. На рисунке 17 показан сепаратор.

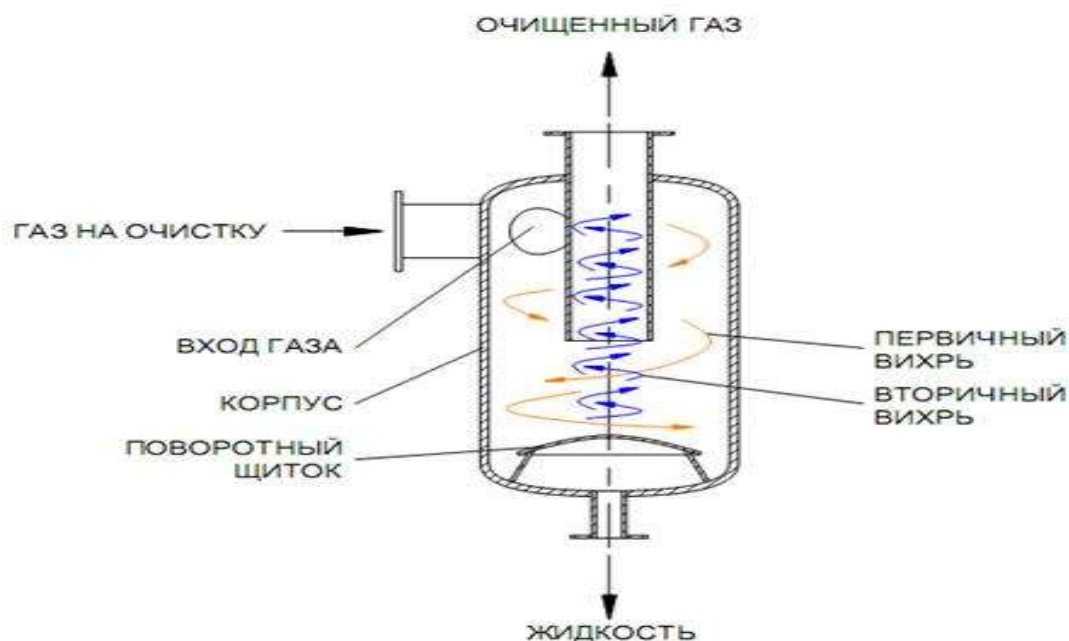


Рисунок 17 – Сепаратор

2.4.4 Автоматизация процесса

Процесс гидроочистки дизельного топлива является непрерывным и пожаровзрывоопасным. На производстве следует добиваться наибольшей автоматизации процесса, исключая тем самым вредное воздействие опасных и вредных производственных факторов на обслуживающий персонал.

Приборы и средства автоматики, используемые на установке гидроочистки, в основном пневматические.

По месту измерения параметра автоматизации чаще всего используют герметичные, взрывопожароопасно защищенные приборы, которые передают информацию по дистанционной передаче на щит оператора.

Температура. Температуру сырья на приеме насосов и температуру ВСГ необходимо знать, для того, чтобы уменьшить нагрузку на теплообменники и чтобы сырье имело меньшую вязкость.

Температуру сырья перед входом в печь необходимо знать для оценки работы теплообменников, проверки герметичности теплообменного оборудования и правильности показаний предыдущих приборов, а также уменьшить тепловую нагрузку печи.

Сырье нагретое в печи П – 1, переходит в паровую фазу и поступает в реактор Р–1, Р–1а имея температуру 380 – 400 °С, которая поддерживается регулированием расхода топлива для форсунок печи. Эту температуру необходимо узнать для ведения процесса.

В процессе гидроочистки, сырье которое идет в реактор Р – 1, Р – 1а необходимо знать температуры верхней и нижней части реактора, а так же на выходе из реактора, которые находятся в пределах (380 – 400 °С) по этим температурам можно судить о ходе процесса и принимать решение для дальнейших действий.

Так как эти температуры являются наиболее важными в процессе гидроочистки – предусмотрена сигнализация, которая срабатывает при выходе температуры до допустимых пределов.

Температура в слое катализатора должна быть не более 540 °С – это необходимо знать для правильного ведения процесса регенерации и не закоксовывания катализатора.

Давление. Постоянное давление в реакторе поддерживается с помощью регулятора давления, клапан которого установлен на линии вывода избыточного водородсодержащего газа из системы гидроочистки. Количество циркулирующего водородсодержащего газа измеряется расходомером. Измеряется в трубопроводах высокого давления, в змеевиках печей, в пространстве реактора Р – 1, Р – 1а. При повышении давления срабатывает сигнализация. При дальнейшем повышении давления срабатывает СППК, отторированный на определенное давление, или с пульта операторной открывается эл. задвижка для сброса давления из системы. Это сделано для исключения аварийной ситуации и защиты оборудования от избыточного давления.

На реакторах Р – 1, Р – 1а установлены приборы давления, следящие за перепадом внутри реактора. Перепад в Р – 1, Р – 1а должен быть не более 3 кгс/см². По перепаду давления можно судить о состоянии катализатора, защитной сетки на выходе из Р – 1, Р – 1а.

Расход. Расход сырья в реакторе гидроочистки поддерживается заданным регулятором расхода, клапан которого установлен на линии нагнетания сырьевого насоса. Для того, чтобы составить материальный баланс блока гидроочистки и знать производительность реактора, а следовательно судить о выходе продуктов, необходимо измерять расход поступающего на прием насосов сырья и расход гидроочищенного топлива.

Расход на должен превышать пределов 125+1 м³/час. По расходам также можно судить о потерях при ведении процесса.

– остановка компрессора ЦК – 1 при достижении максимального уровня в сепараторе С – 3 на приеме компрессора (при 60 %);

– автоматическая блокировка компрессора ЦК–1 при нарушении работы систем смазки, охлаждения и других параметров принята в соответствии с проектом компрессора;

– при падении давления топливного газа к печи П – 1 до 0,8 кгс/см² срабатывает световая и звуковая сигнализация.

Кроме автоматических блокировок предусмотрена сигнализация:

– при достижении критической отметки температуры на выходе из реактора Р–1 до 420 °С при реакции и до 540 °С при регенерации катализатора;

– в целях защиты печи П–1 от непредвиденного прекращения горения с последующей произвольной задачей в них топлива предусмотрены световые и звуковые сигналы от падения до определенных величин давления топливного газа и мазута перед печами.

Все технологическое оборудование, за исключением компрессора ЦК–1 и насосов размещено на открытой площадке, чем обеспечивается более безопасная его работа.

В помещении насосной установлен сигнализатор до взрывоопасной концентрации углеводородных газов и водорода СВК–СТМ–10. В помещении газовой компрессорной установлены сигнализаторы до взрывоопасной концентрации (10 – 15 % от нижнего предела взрываемости) на водород и углеводородные газы типа СВК–3М1–В3Г–В4Ф.

При необходимости в аварийных случаях пользоваться дистанционным отключением со щита оператора отдельных групп электрооборудования.

1 группа – компрессор ЦК–1;

2 группа – Х–1, Х–2;

3 группа – Н–1.

Для аварийного сброса давления из реакторного блока предусмотрено каскадное дистанционное открытие электрозадвижки на линии сброса горючих газов из сепаратора высокого давления С – 1.

Вентиляция во всех производственных помещениях должна быть исправной и работать бесперебойно.

Отбор проб осуществлять через специальные вентили с помощью герметизированных пробоотборников.

Во избежание ожогов теплоизоляция всех аппаратов и трубопроводов с температурой, превышающей 60 °С, должна быть в исправном состоянии.

В таблице 4 показаны системы блокировок на установке гидроочистки.

Таблица 4 – Системы блокировок, сигнализаций предусмотренных на установке

№ п/п	Наименование показателя	Сигнализация		Блокировка		Перечень, отключений, включений, остановок и т.д.
		min	max	min	max	
1	Расход сырья на установку м ³ /час	74		60		Закр. эл. задвижек на выходе сырьевого насоса, остановка насоса.
2	Расход циркулирующего ВСГ после ЦК-1 нм ³ /час	60 тыс.		45тыс.		Отключение подачи топлива к печи, закрытие эл. задвижек выход сырьевого насоса.
3	Уровень жидкости в приемном сепараторе ЦК-1 С-3 %		30		60	Остановка ЦК-1. Закрываются эл. задвижки на выходе сырьевых насосов. Остановка насосов. Прекращение подачи топлива к печам.
4	Температура картеров насосов °С		60			Сигнализация на щите операторной.
5	Сигнализация всех аппаратов, емкостей по уровню. %	20	80			Сигнализация на щите операторной

3 ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ

3.1 Эксплуатация оборудования

При нормальной эксплуатации оборудования гидроочистки необходимо строго выдерживать регламентированный режим, согласно утверждённой технологической карте [25].

Целесообразно выдерживать одинаковую производительность установки; при изменении производительности следует тщательно контролировать режим процесса.

Поступающее сырьё на установку гидроочистки имеет особый контроль, принимается к сведению содержание в сырьё смол, воды и сернистых соединений.

Во время всего процесса эксплуатации непрерывно должен вестись контроль за состоянием, автоматики, компрессоров и другого оборудования.

Во время эксплуатации так же ведется контроль за получаемым продуктом и полупродуктами. Должны иметься анализаторы качества сырья.

Для всех нерабочих аппаратов должно проводиться отглушение.

Учитывая характер опасного производства, необходимо строго следовать правилам безопасности.

Необходим постоянный контроль за основными параметрами процесса и своевременно их изменять; наблюдать за концентрацией водородосодержащего газа в блоке предварительной гидроочистки; следить за кратностью циркуляции ВСГ и не допускать ее критического снижения для предотвращения коксообразования катализатора; следить за температурой на входе в реактор, после предварительного подогрева сырья в печи.

Не рекомендуется резкое повышение или снижение давление в системе, что может привести к снижению периода рабочего цикла оборудования, отслаиванию продуктов коррозии.

Так как реактор относится к сосудам, работающим под давлением, на которые распространяются правила, то он должен подвергаться первичному, техническому освидетельствованию после монтажа, до пуска в работу, периодически в процессе эксплуатации и в необходимых случаях внеочередному освидетельствованию. Техническое освидетельствование проводят с целью определить техническое состояние и возможность дальнейшей работы аппарата, которое проводят путем: наружного осмотра; внутреннего осмотра; гидравлического или пневматического испытания на прочность и герметичность.

Объёмы, методы и периодичность свидетельствования сосудов определяются изготовителем.

При техническом освидетельствовании допускается применять все методы неразрушающего контроля, в том числе метод акустической эмиссии. Первичное, периодическое и внеочередное техническое освидетельствование сосудов, регистрируемых в органах Ростехнадзора, проводится инспектором Ростехнадзора или специалистом организации имеющей лицензию Ростехнадзора на проведение экспертизы промышленной безопасности технических устройств (сосудов).

Наружный и внутренний осмотры имеют цель:

- при первичном освидетельствовании проверить, что сосуд установлен и оборудован в соответствии с правилами и представленными при регистрации документами, а также что сосуд и его элементы не имеют повреждений;

- при первичном освидетельствовании проверить, что сосуд установлен и оборудован в соответствии с Правилами и представленными при регистрации документами, а также что сосуд и его элементы не имеют повреждений;

- при периодических и внеочередных освидетельствованиях установить исправность сосуда и возможность его дальнейшей работы.

Внеочередное освидетельствование сосудов, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено в следующих случаях:

- если сосуд не эксплуатировался более 12 месяцев;

- если сосуд был демонтирован и установлен на новом месте;

- если производился ремонт с применением сварки;
- по требованию инспектора Ростехнадзора;
- после аварии сосуда или его элементов, работающих под давлением.

Результаты технического освидетельствования записываются в паспорт сосуда лицом проводившее освидетельствование, с указанием разрешенных параметров эксплуатации сосуда и сроков следующего освидетельствования.

Разрешение на ввод в эксплуатацию сосуда, регистрируемого в органах Ростехнадзора России, выдаёт инспектор после его регистрации на основании технического освидетельствования. Разрешение на ввод сосуда в эксплуатацию записывается в паспорт сосуда. После регистрации и получения разрешения на специальной табличке размером 200x150 или на видном месте наносят следующие данные:

- регистрационный номер;
- разрешенное давление;
- число, месяц и год следующих наружного и внутреннего осмотров и гидравлического испытания.

К обслуживанию реактора могут быть допущены лица не моложе 18 лет, обученные, аттестованные и имеющие удостоверение на право обслуживания сосудов. Периодическая проверка знаний персонала проводится не реже 1 раза в 12 месяцев. Внеочередная проверка знаний проводится:

- при переходе в другую организацию;
- в случае внесения изменений в инструкцию по режиму работы и безопасному обслуживанию сосуда;
- по требованию инспектора Ростехнадзора России;
- при перерыве в работе более 12 месяцев.

Результаты проверки знаний персонала оформляется протоколом за подписью председателя и членов комиссии с отметкой в удостоверении.

Допуск к самостоятельной работе оформляется приказом по предприятию или распоряжением по цеху.

3.2 Ремонт

Перед началом работ необходимо ознакомить весь рабочий персонал данной установки с проектом под личную роспись, проинструктировать членов персонала по охране труда.

Назначить приказом лиц, ответственных за ГПМ, ремонтные, огневые, газоопасные работы и имеющих удостоверение, соответствующей текущей квалификации, ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования. Подготовительные мероприятия должны быть закончены до начала производственных работ.

До начала проведения ремонтных работ, для выполнения подготовительных мероприятий, непосредственному руководителю работ необходимо получить:

- наряд–допуск на проведение ремонтных работ. Организовать выполнение всех мероприятий, указанных в нем;
- наряд–допуск на проведение газоопасных работ;
- обеспечить места проведения огневых работ первичными средствами пожаротушения.

Перед началом работ необходимо:

- подготовить к работе такелажную оснастку, электросварочное оборудование, инструменты и приспособление;
- укомплектовать бригады слесарным инструментом, средствами индивидуальной защиты;
- провести целевой инструктаж рабочему персоналу по охране труда на рабочем месте. Указать маршрут движения в зону проведения работ;
- обеспечить ремонтную площадку электроэнергией. Точку подключения электроснабжения для производства работ согласовать с заказчиком.

Ремонт оборудования под давлением с применением сварки и термической обработки должны проводиться по технологии и рабочим чертежам, При ремонте с применением сварки и термической обработки должна быть применена

установленная распорядительными документами система контроля качества, обеспечивающая выполнение качественных работ с соответствии с Федеральными Нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которые используется оборудование, работающее под избыточным давлением» и технологической документацией.

При использовании на месте ремонта оборудования под давление должна быть применена технология сварки, аттестованная в соответствии с установленными требованиями. Технология сварки при ремонте оборудования под давление допускается к применению после подтверждения ее технологичной на реальных изделиях, проверки всего комплекса требуемых свойств сварных соединений и освоения эффективных методов контроля и качества. Применяемая технология сварки должна быть аттестована в соответствии с установленными требованиями.

Методы контроля должны быть выбраны в соответствии с Федеральными Нормами и Правилами в области промышленной безопасности «Правилами промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которые используется оборудование, работающее под избыточным давлением» и указаны в технологической документации.

Ремонт реакторов заключается в восстановлении всех неработоспособных или предельно изношенных узлов и деталей с помощью сварки и наплавки, наложения заплат или полной их замены. Реакторы ремонтируют после их полной остановки и всего вспомогательного оборудования. Проводится соответствующая подготовка всех аппаратов и трубопроводов согласно регламенту.

При ремонте особое внимание уделяют состоянию внутренних стенок реактора, при наличии трещин или других повреждений производят ремонт строго по инструкции.

Ремонт реакторов условно разбивается на техническое обслуживание, текущий и капитальный.

В процессе длительной эксплуатации реактора катализатор начинает коксоваться и теряет свои свойства, поэтому используется процесс восстановления свойств катализатора при помощи регенерации.

Регенерация это процесс который позволяет полностью или частично избавиться углеродистых или гетероатомных отложений, нефтяного кокса выжигом. Во избежание взрыва недопустимо, чтобы произошло смешение углеводородной среды с кислородом перед регенерацией и после. Для начала необходимо удалить остатки углеводородов, для этой цели постепенно снижают температуру, прекращают подачу сырья и циркуляцию водорода. Затем установка охлаждается до определенной температуры и продувается инертным газом, далее проводят регенерацию, которая осуществляется путем продувки смеси азота с небольшим содержанием кислорода для выжигания кокса осевшего на катализаторе. Регенерацию осуществляют в течении нескольких суток. Процесс осуществляется при постепенном повышении температуры, не допуская резкого возгорания кокса, окончание наступает при полном отсутствии CO_2 в обдувочном газе, что свидетельствует об отсутствии кокса на поверхности катализатора, при окончании продувают азотом. Недостатком данного технологического решения является восстановление не более, чем 80 % первоначальной активности катализатора, таким образом, даже одна регенерация не позволит получить катализатор с активностью, достаточной для получения моторного топлива экологического класса 4 и 5. Практика показывает, что наиболее эффективно можно проводить регенерацию вне реактора.

Для поддержания реактор в исправном состоянии необходимо своевременно проводить в соответствии с графиком его ремонт. При ремонте следует соблюдать требования по технике безопасности. Ремонт сосудов и их элементов, находящихся под давлением необходимо производить согласно правил «Устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением». До начала работ внутри сосуда, соединенного с другими работающими сосудами общим трубопроводом, сосуд должен быть отделен от них заглушками или отсоединен. При работе внутри сосуда применять безопасные светильники

напряжением не более 12В. во взрывозащищенном исполнении. При необходимости должен быть проведен анализ воздушной среды на отсутствие вредных и других веществ, превышающих ПДК. Работы внутри сосуда проводятся по наряду–допуску как газоопасные работы.

В процессе ремонта должен проводиться контроль сварных соединений, согласно инструкций или руководства по эксплуатации. Как правило, это ультразвуковой, гамма или капиллярный контроль.

Стыки отбракованные, хоть по одному из этих видов контроля подлежат ремонту.

Так же проводится толщинометрия на предмет утонения стенок реактора и трубопроводов. 100 % ревизии подлежит запорная арматура, клапана и система автоматике.

Замена не ремонтно пригодных деталей осуществляется в соответствии с паспортными данными или инструкцией по эксплуатации на данный вид оборудования. Любая замена деталей с отклонением от паспортных данных согласовывается с заводом изготовителем

После ремонтных работ, проводят гидравлические испытания.

3.3 Гидравлическое испытания

Главная задача гидравлического испытания проверка прочности элементов сосуда и плотности соединений. Испытание проводится непосредственно водой, при плюсовой температуре окружающего воздуха +5° С...+40 °С. Давление контролируется двумя манометрами одного класса точности и шкалой измерения. Скорость подъема давления не должна превышать 0,5 МПа (5 кгс/см²) в минуту.

После выдержки сосуда под пробным давлением, давление снижается до рабочего, далее производят наружный осмотр поверхности сосуда, всех его разъёмных и сварных соединений. Обстукивание при испытании не допускается. Если не обнаружено: течи, трещин, слёзок, видимых деформаций, падения давления по манометру, и т.д то сосуд считается выдержавшим испытание.

Если при испытании сосуда обнаружены дефекты, они должны быть своевременно устранены, после чего сосуд подвергается повторному испытанию пробным давлением. Сосуды должны предъявляться к гидравлическому испытанию с установленной на них арматурой. Перед внутренним осмотром и гидравлическим испытанием сосуд должен быть остановлен, охлажден (отогрет), освобожден от заполняющей его рабочей среды, отключен заглушками от всех трубопроводов, соединяющих сосуд с источником давления или другими сосудами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработана установка для гидроочистки дизельного топлива производительностью 200 тыс. кг/час. В квалификационной работе были решены следующие задачи: разработана технологическая схема для гидроочистки дизельного топлива; проведен отчёт о патентных исследованиях; рассчитаны габаритные размеры реактора, сделаны прочностные расчеты и расчеты теплоизоляции; выбрано технологическое оборудование; дано описание систем автоматизации, уделено внимание безопасности проекта. Все необходимые расчеты изложены в пояснительной записке, а чертежи – на графических листах.

В заключении к квалификационной работе можно сделать следующие выводы:

- производство топлив, отвечающих современным требованиям, невозможно без такого процесса, как гидроочистка;
- гидрообессеривание дизельного топлива происходит преимущественно на алюмокобальт– и алюмоникельмолибденовым катализаторах;
- при приеме сырья на установку гидроочистки не должны быть превышение по механическим примесям, в том числе не должно быть превышение по содержанию влаги до 0,02 – 0,03 %;
- количество серы снижают достаточно сложными процедурами очистки, что влияет на стоимость продукции.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 32511 – 2013 (EN 590:2009) Межгосударственный стандарт. Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия.
2. Капустин В. М., Рудин М. Г. Химия и технология переработки нефти. – М.: Химия, 2013 г. – 496 с.
3. Абросимов А. А. Экология переработки углеводородных систем.– М.: Химия, 2002 г. – 608 с.
4. Данилов А. М. Введение в химмотологию. – М.: Техника; ООО ТУМА ГРУПП, 2003 г. – 464 с.
5. Ахметов С. А. Технология глубокой переработки нефти: учеб. пособие для вузов. – Уфа: Гилем, 2002 г. – 672 с.
6. Глаголева О. Ф., Капустин В. М. Технология переработки нефти: В 2 ч. Часть I. Первичная переработка нефти. – М.: Колос С, 2006 г.– 400 с.
7. Капустин В. М. Технология переработки нефти: В 4 ч. Часть I. Первичная переработка нефти.– М.: Колос С, 2012 г. – 452 с.
8. Алиев Р. Р. Катализаторы и процессы переработки нефти.– М.: Химия, 2010 г. – 308 с.
9. Гуляев В. А., Г. А. Ластовкин, Е. М. Ратнер Промышленные установки каталитического риформинга – М.: Химия, 1984 г. – 232 с.
10. Солодова Н. Л., Н. А. Терентьева Гидроочистка топлив: учебное пособие, 2008 г.– 103 с.
11. Дидушинский Я. Основы проектирования каталитических реакторов. М.: Химия, 1972 г. – 376 с.
12. Нагиев М. Ф. Основы разработки комплексных химических процессов и проектирование реакторов. Баку: Аз. Гос. Изд-во, 1961 г. – 490 с.
13. Левеншпиль О. Инженерное оформление химических процессов. М.: Химия 1969 г.– 622 с.
14. Каминский Э. Ф., Хавкин В. А. Глубокая переработка нефти: технологический и экологический аспекты.– М.: Техника, 2001 г. – 384 с.

15. ГОСТ 20072 – 74 Сталь жаропрочная. Применение. Назначение стали. справочная информация.
16. ГОСТ 10885 – 85 Сталь листовая горячекатаная двухслойная коррозионно–стойкая. Технические условия.
17. ГОСТ 1133 – 71 Сталь ковкая круглая и квадратная. Сортамент; условия.
18. ГОСТ 18907 – 73 Прутки нагартованные, термически обработанные шлифованные из высоколегированной и коррозионно–стойкой стали. Технические.
19. Павлов К. Ф., Романков П. Н., Носков А. А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии. 9–3 изд. Л.:Химия, 1981 г. – 560 с.
20. ГОСТ 12.1.011 Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний.
21. ГОСТ 15150 – 69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с Изменениями N 1, 2,3,4, 5).
22. Абдурашитов С. А., Тупиченков А. А., Вершинин И. М. и др. – Насосы и компрессоры. М.: Недра,1974г.– 296 с.
23. ГОСТ 23762 – 79 Аппараты теплообменные кожухотрубчатые для повышенных температур и давлений. Основные параметры и размеры.
24. ГОСТ 14246 – 79 Теплообменники кожухотрубчатые с плавающей головкой. Основные параметры и размеры.
25. Серебряный В. Б., Шлеенков Ю. И., Сафронов Ю. К. – Эксплуатация, модернизация и ремонт оборудования в нефтеперераб. и нефтехим, пром., 1981 г., № 1 с. 39 – 42.

Приложение А

Отчёт о патентных исследованиях

Реакторы гидроочистки дизельного топлива

Исполнитель:

В.А. Белокопытов

Руководитель:

Е.А. Соловьёв

Красноярск 2016

Общие данные об объекте исследования

Объектом исследования является реактор гидроочистки дизельного топлива. Область применения устройства – нефтеперерабатывающая промышленность.

Поиск российских патентов проводился по базе данных Федерального института промышленной собственности (www.fips.ru) с использованием ключевых слов: реактор, гидроочистка, дизельное топливо.

Глубина патентного поиска – 30 лет. Начало поиска: июнь 1986 г., окончание поиска: июнь 2016 г.

Введение

Реактора гидроочистки предназначены для гидрообесеривания нефтяного сырья. Как правило реактор представляют собой сосуд имеющий стационарный слой катализатора.

В ходе проведения патентного обзора были рассмотрены различные особенности модернизации установок гидроочистки топлив, используется в нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности.

Основная (аналитическая) часть

В ходе проведения патентного обзора были рассмотрены различные особенности модернизации установок гидроочистки топлив, используется в нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности.

В качестве аналогов можно выделить несколько запатентованных нововведений для реактора гидроочистки:

1) Известна конструкция реактора для каталитических процессов, в том числе для гидроочистки дизельного топлива. Использование в реакторе диффузора с перфорацией на сужающейся части и снабжение направляющими лапотками на верхней поверхности отбойного кольца, позволяет увеличить степень диспергирования жидкой фазы, так же равномерное распределение газожидкостной смеси по объему всего реактора. На рисунке А.1 представлен заявленный реактор с видом на обойное кольцо и фрагментом колпачка.

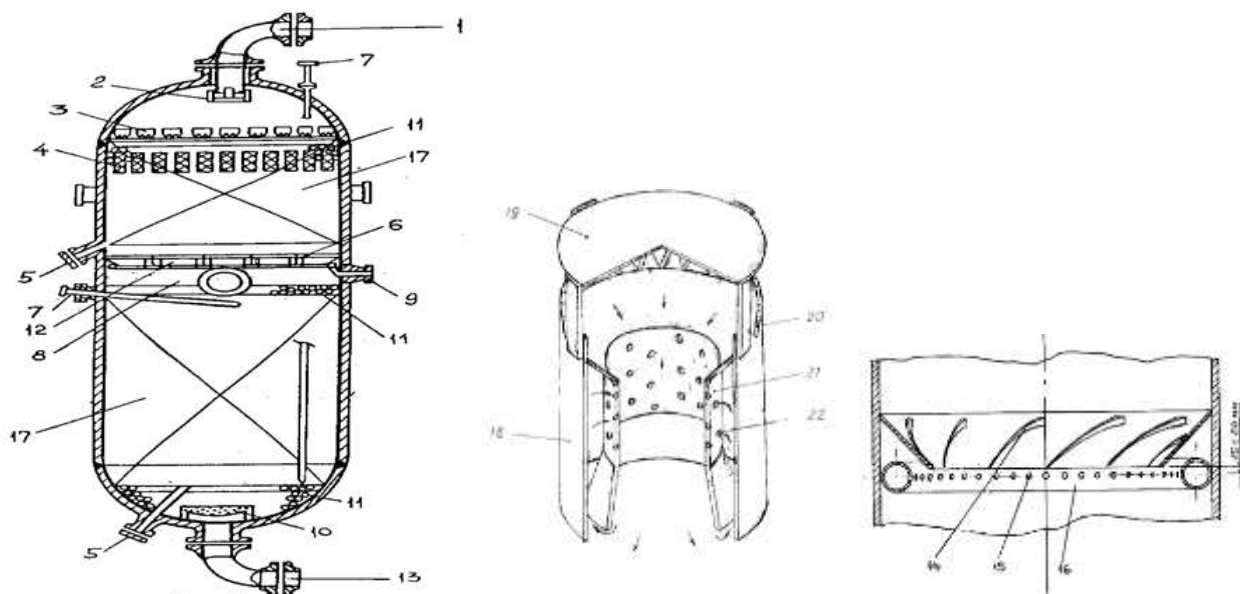


Рисунок А. 1– Заявленный реактор с видом на обойное кольцо и фрагментом колпачка:

1 – входной патрубков; 2 – гаситель потока; 3 – распределительная тарелку; 4 – фильтр; 5 – патрубков для выгрузки катализатора; 6 – колосниковые решетки; 7 – штуцер для термопары; 8 – охлаждающее диспергирующее устройство; 9 – патрубков для ввода охлаждающего газа; 10 – сборник; 11 – фарфоровые шары; 12 – отбойное кольцо; 13 – выходной патрубков; 14

– направляющие лопатки; 15 – тор; 16 – отверстия для выхода охлаждающего газа; 17 – катализатор; 18 – патрубок; 19 – колпачок; 20 – прорези; 21 – диффузор; 22 – отверстия.

2) Известен реактор гидроочистки в котором установлена стенка во внутренней части реактора с зазором к основному корпусу, выполненная из листового металла, верхняя часть которой соединена с основным корпусом, а нижняя часть с газожидкопроницаемой горизонтальной перегородкой [2]. В верхней части тогда устанавливается распределительное устройство, состоящее из входного канала кольцевой формы, центрального осесимметричного выходного канала, нескольких соединяющих указанные каналы патрубков, расположенных тангенциально к указанному выходному каналу, и отбойного диска (рисунок А. 2). На рисунке А. 2 представлен реактор в разрезе с внутренним распределительным устройством.

Данная конструкция позволяет избежать больших тепловых потерь, перепадов температур по высоте слоя катализатора, которые возникают при эндотермических процессах в реакторе, равномерное распределение газосырьевой смеси.

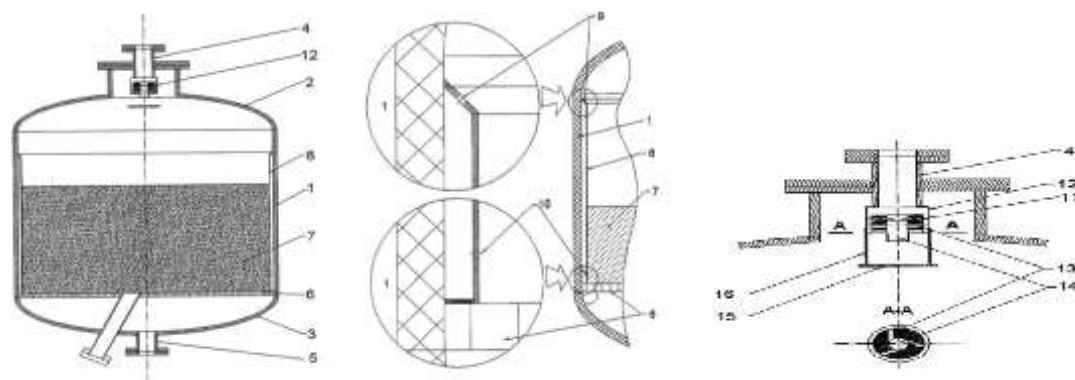


Рисунок А. 2 – Реактор в разрезе с внутренним распределительным устройством:

1 – корпус; 2 – крышка; 3 – днища; 4 – штуцер для ввода исходной газовой смеси; 5 – вывода целевого продукта; 6 – горизонтальная газопроницаемая перегородка; 7 – катализатор; 8 – внутренняя стенка; 9 – верхний ряд отверстий; 10 – нижний ряд отверстий для прохода части реакционной смеси; 11 – кольцевой канал; 12 – распределительное устройство; 13 – соединительный патрубок; 14 – выходной канал; 15 – отбойный диск; 16 – стойки.

3) Известна установка для гидроочистки прямогонных нефтяных фракций для получения чистых дизельных топлив [3]. Для осуществления более глубокой очистки предлагается перевести установку на комбинированный процесс.

Первый реактор гидроочистки первого вида нефтяного сырья, второй реактор гидроочистки второго вида нефтяного сырья и третий реактор гидроочистки, сепараторы высокого и низкого давления, ректификационную колонну и систему промывки от сероводорода, в которой третий реактор гидроочистки соединен последовательно с первым и вторым реакторами и предназначен для совместной гидроочистки гидрогенизатов указанных первого и второго реакторов (рисунок А.3). На рисунке А.3 представлена схема гидроочистки нефтяного сырья.

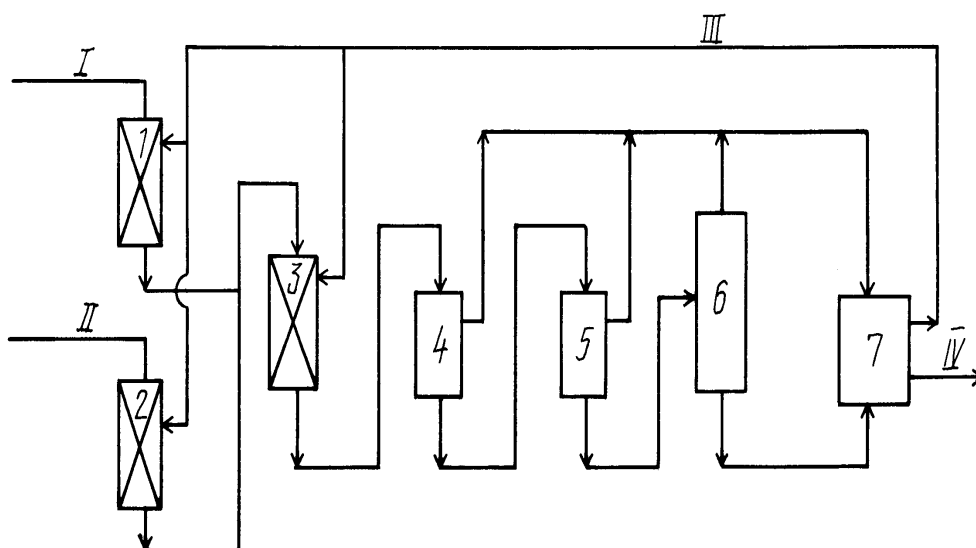


Рисунок А. 3 – Принципиальная схема гидроочистки нефтяного сырья:

1 – первый реактор гидроочистки первого вида нефтяного сырья; 2 – второй реактор для второго вида нефтяного сырья; 3 – реактор совместной гидроочистки гидрогенизатов; 4 – сепаратор высокого давления; 5 – сепаратор низкого давления; 6 – ректификационная колонна стабилизации гидрогенизата; 7 – система промывки от сероводорода гидроочищенного продукта и циркулирующего газа.

Так в последнем реакторе проходит доочистка фракций и получение высококачественного дизельного топлива.

4) Известен реактор гидроочистки дизельных фракций. Для снижения серы в стабильном гидрогенизате в реактор последовательно добавляются три различные катализаторы с определенными конфигурациями.

Продукт проходит через первый слой сульфидного алюмокобальтмолибденового катализатора, далее через второй слой алюмокобальтмолибденового катализатора и проходит третий слой окисного алюмоникельмолибденового катализатора при массовом соотношении первого, второго и третьего слоев, равном 1 : 1 (0,5 – 8). Условия процесса гидроочистки по примерам 1-6, данные по содержанию серы в сырье и конечном продукте приведены в таблице А.1. В этой же таблице приведены аналогичные данные по проведению процесса известным способом. Видно, что проведение описываемого процесса позволяет снизить содержание серы в гидроочищенном дизельном топливе с 1,6 до 0,04 мас. %.

Таблица А. 1 – Данные по содержанию серы в сырье и конечном продукте на основе 6 примеров

Пример	Соотношение слоев кат.			Температура актив., °С	Угол между образ., градус	Параметры процесса		Содержание серы, мас., %	
	вверх	средний	нижний			Т, °С	Р, ати	сырье	гидрогенизат
1	1	1	0,5	350	50	300	30	1,6	0,04
2	1	1	8	400	150	360	40	1,6	0,04
3	1	1	18	410	40	360	40	1,6	0,12
4	1	1	0,1	340	160	360	40	1,6	0,18
5	0	1	1,5	380	80	360	40	1,6	0,15
6	1	—	—	380	—	360	40	1,6	0,30

Придание поверхности раздела слоев катализаторов формы конуса обеспечивает более равномерное распределение жидкофазного потока по объему реактора.

Заключение

Таким образом, в ходе патентного исследования установлено, что среди российских изобретений за последние 30 лет можно выделить четыре устройств, близких по сути к разработанному устройству.

Общими тенденциями развития объекта исследования являются:

- использование распределяющих устройств газосырьевой смеси;
- переход на комбинированный процесс;
- использование различных катализаторов для процесса гидроочистки.

Список использованных источников

1. Патент РФ 2125484. Сайфуллин Н. Р., Калимуллин М. М., Сахаров В.Д., Приоритет от 10.09.1996. Оpubл. 27.01.1999. По данным на 07.06.2016– прекратил действие.
2. Патент РФ 2305593. Ечевский Г. В., Кленов О. П. Реактор для каталитического получения бензина и дизельного топлива. Приоритет от 17.02.2006. Оpubл. 10.09.2007. По данным на 07.06.2016 - прекратил действие.
3. Патент РФ 2187537. Луговской А.И., Логинов С.А., Рудяк К.Б. Установка гидроочистки нефтяного сырья. Приоритет от 29.05.2001. Оpubл. 20.08.2002. По данным на по данным на 07.06.2016 - прекратил действие
4. Патент РФ 2005765. Талисман Е.Л., Сергиенко С.А., Насиров Р.К. Способ получения малосернистого дизельного топлива. Приоритет от 12.12.1991. Оpubл. 15.01.1994. По данным на 07.06.2016 - прекратил действие