

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Учреждение образования «Полоцкий государственный университет»

Кафедра
химии и ТПНГ

ТОПЛИВНО-ХИМИЧЕСКИЙ БЛОК НПЗ

**Методические указания
к выполнению курсового проекта
по дисциплине «Технология переработки нефти и газа. Часть 2. Про-
цессы глубокой переработки нефти - получение топлив и специальных
продуктов» для студентов специальности 1– 48 01 03 «Химическая тех-
нология природных энергоносителей и углеродных материалов»**

Новополоцк 2015

УДК 665.03.046

Одобрены и рекомендованы к изданию
Методической комиссией инженерно-технологического факультета

Кафедра химии и технологии переработки нефти и газа

Составители А.А. Ермак, к.т.н., доцент,
 С.И. Хорошко, к.х.н., доцент,
 С.В. Покровская, к.х.н., доцент,
 И.В. Бурая, к.п.н., доцент,
 Е.В. Сюбарева, м.т.н.

Рецензенты:

ВВЕДЕНИЕ

Современный нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) представляет собой совокупность основных технологических установок, цехов, блоков, а также вспомогательных цехов, подразделений и служб, обеспечивающих нормальное функционирование предприятия. Целевым назначением НПЗ топливно-химического профиля является производство в требуемом объеме широкого ассортимента нефтепродуктов и сырья для нефтехимии, отвечающих современным требованиям к качеству как по техническим, так и экологическим показателям.

Особенностью НПЗ является получение разнообразной продукции из одного исходного сырья – нефти, которая перерабатывается в ходе различных технологических процессов. При этом получаются не готовые товарные продукты, а только их компоненты или полупродукты. Товарные нефтепродукты получают путем компаундирования или смешивания нескольких компонентов, производимых на НПЗ, а также различных добавок и присадок. Это обуславливает необходимость иметь в составе НПЗ разнообразный набор технологических процессов со сложной взаимосвязью по сырьевым, продуктовым и энергетическим потокам.

Наиболее актуальной проблемой в современной нефтепереработке, наряду с обеспечением качества нефтепродуктов и экологической безопасности производства, является увеличение глубины переработки нефти. Нефтеперерабатывающая промышленность уже вступила в ту эпоху своего развития, когда вся нефть, включая тяжелые остатки, целиком перерабатываются в полноценные продукты самого разнообразного состава, характера и назначения, т.е. обеспечивается так называемая безостаточная переработка нефти. Однако переработка вакуумных остатков нефти – гудронов является весьма сложной задачей, требующей значительных капитальных и эксплуатационных затрат.

Целью выполнения настоящего курсового проекта является закрепление знаний студентов в области процессов глубокой переработки нефти для получения топлив и специальных продуктов, приобретение навыков:

- самостоятельной разработки поточных схем глубокой переработки нефти;
- выбора типа технологических установок в зависимости от качества перерабатываемого сырья и необходимого ассортимента и качества получаемой продукции,
- расчета аппаратов входящих в состав технологических установок вторичной переработки нефти;
- работы с научно-технической литературой и стандартами.

Исходные данные каждого курсового проекта с типовым названием «Топливо-химический блок нефтеперерабатывающего завода» отличаются

ся свойствами, количеством перерабатываемой нефти (от 6 до 12 млн. т нефти в год), количеством вырабатываемого сырья для нефтехимии, типом установки, которая должна входить в этот блок как составная его часть и для которой должен быть проведен расчет основного технологического оборудования.

Целью настоящих методических указаний является ознакомление студентов с основными правилами и приемами проектирования современных и перспективных нефтеперерабатывающих заводов топливно-химического профиля.

1 Содержание и общие требования к оформлению курсового проекта

Задание на курсовой проект, утвержденное заведующим кафедрой, выдается студенту в первую неделю учебного семестра. В задании даются следующие исходные данные для проекта:

- минимальная глубина переработки нефти, которую следует достигнуть на проектируемом НПЗ;
- название нефтяного месторождения;
- количество сырья, которое необходимо получить для дальнейшей переработки на нефтехимическом комплексе НПЗ;
- перечень технологических процессов, которые должны обязательно входить в состав НПЗ;
- название технологического процесса, который должен быть принят к расчету, и пр.

Также указываются вопросы, подлежащие разработке, название графических работ и сроки выполнения отдельных частей и проекта в целом.

Состав пояснительной записки к курсовому проекту:

- Титульный лист – образец титульного листа приведен в приложении А.
- Задание к курсовому проекту.
- Содержание.
- Введение.
- 1 Характеристика нефти, фракций и их применение.
- 2 Выбор и обоснование поточной схемы НПЗ.
- 3 Выбор технологической схемы установки, принятой к расчету.
- 4 Расчёт материального баланса установок и НПЗ в целом.
- 5 Расчет оборудования реакторного блока проектируемой установки.
- 6 Технологический расчет блоков сепарации и фракционирования продуктов.
- 7 Расчет мощности привода сырьевого насоса или компрессора.
- 8 Расчет тепловой нагрузки технологической печи, теплообменного оборудования.
- 9 Охрана окружающей среды на установке и НПЗ в целом.
- Заключение.
- Список использованных источников.

В перечень графической части, подлежащей разработке в ходе выполнения курсового проекта, входят:

- Поточная схема НПЗ.
- Технологическая схема проектируемой установки (без приборов КИП и А).

- Один из аппаратов, входящих в состав проектируемой установки
- реактор, регенератор или фракционирующая колонна.

Содержание курсового проекта обязывает студента выполнять его последовательно, начиная с введения, в соответствии с календарным графиком работы над проектом. Выполнение каждого раздела проекта, включая введение, следует начинать с проработки технической литературы, на которую должны быть соответствующие ссылки в тексте расчетно-пояснительной записки курсового проекта. Контроль знаний, полученных студентом при выполнении курсового проекта, осуществляется путем её устной защиты.

Пояснительная записка печатается на принтере на одной стороне листа формата А4, другая сторона остаётся свободной для замечаний руководителя, внесения исправлений и дополнений. Поля: верхнее – 25, нижнее – 25, левое – 30, правое – 15 мм. Тип основного шрифта «Times New Roman Суг», размер шрифта основного текста 12 или 14 п., в таблицах допускается уменьшение шрифта на 2 п. относительно размера основного шрифта текста. Межстрочный интервал «Одинарный». Выравнивание по ширине. Размер отступа в первой строке абзаца должен быть одинаковым по всему тексту – 1,25 см.

Не допускается вставка в текст пояснительной записки сканированного текста, рисунков, математических выражений и формул химических соединений. Рисунки, блок-схемы, технологические схемы процессов рекомендуется выполнять с помощью MS Office Visio, Auto Cad и других графических редакторов. Математические выражения и формулы рекомендуется выполнять в MS Equation. Структурные формулы химических соединений рекомендуется создавать в редакторе Chem Draw Ultra.

Заголовки и подзаголовки отделяют от основного текста сверху и снизу двумя интервалами. Заголовки набираются прописными, а подзаголовки строчными буквами. Точка в конце заголовка и подзаголовка не ставится и они не подчёркиваются. Выравнивание по центру.

Нумерацию формул, таблиц и рисунков рекомендуется выполнять в пределах текущего раздела, например, 1.1, 1.2, 1.3...; 2.1, 2.2, 2.3... и т.д.

Названия рисунков и таблиц оформляются следующим образом:

Рисунок 1.1 – Название рисунка.

Таблица 1.1 – Название таблицы.

Выравнивание названия по ширине.

При переносе таблицы на следующую страницу в её левом углу пишется «Продолжение таблицы номер таблицы», ниже приводится строка с номерами столбцов и далее продолжение таблицы. Разделы и подразделы пояснительной записки не должны начинаться таблицами или рисунками без их предварительного описания.

Графическую часть рекомендуется выполнять с помощью MS Office Visio, Auto Cad или других графических редакторов на формате, указанном в задании к курсовому проекту. Каждый лист графической части должен содержать рамку и основную надпись, в которой указывается название чертежа, фамилии студента и преподавателя. Листы графической части распечатываются, подписываются студентом и подшиваются в конце пояснительной записки.

2 Порядок выполнения разделов курсового проекта

2.1 Введение

Во введении необходимо не более чем на двух-трех страницах отразить современное состояние нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности Республики Беларусь, актуальные проблемы, стоящие перед ней, возможные пути решения этих проблем. При выполнении настоящего раздела рекомендуется пользоваться следующими журналами: «Нефтепереработка и нефтехимия», «Химия и технология топлив и масел», «Нефтегазовые технологии», а также ресурсами Интернета: официальными сайтами нефтеперерабатывающих заводов, компаний-разработчиков технологических процессов – UOP, Axens, Foster Wheeler и пр., профильными электронными журналами, например, «Нефтегазовое дело» (ogbus.ru). Включать в состав введения таблицы и рисунки не рекомендуется.

В конце введения формулируется цель выполнения курсового проекта.

2.2 Характеристика нефти, фракций и их применение

2.2.1 Характеристика нефти

Физико-химические свойства нефти данного месторождения и ее фракций приводятся в справочнике [1]. На основании справочных данных составляется таблица физико-химических свойств указанной в задании нефти. В таблицу следует занести те показатели свойств нефти данного месторождения, которые необходимы в дальнейшем при разработке поточной схемы НПЗ. Перед составлением таблицы дается краткое пояснение особенностей нефти данного месторождения. Также следует привести таблицу с потенциальным содержанием фракций в перерабатываемой нефти.

На основании данных, представленных в вышеуказанных таблицах, делаются первые выводы о необходимости иметь в поточной схеме переработки нефти технологические установки, обеспечивающие заданную глубину переработки нефти, качество компонентов товарной продукции, обеспечивающие требования современных технических нормативных правовых актов (ТНПА), в частности, ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту». Приводится характеристика нефти по ГОСТ 31378-2009 «Нефть. Общие технические условия».

2.2.2 Характеристика углеводородных газов

Характеристика газов дается в виде таблицы с указанием выхода газов на нефть и их состава. Углеводородные газы, выделенные из нефти, целесообразно разделять на газофракционирующей установке (ГФУ) совместно с газами установок гидроочистки топлив, каталитического риформинга и гидрокрекинга с целью получения сухого газа (C_1-C_2), пропана, бутана и изобутана, или смеси пропана с бутанами.

2.2.3 Характеристика бензиновых фракций

Бензиновые фракции следует рассматривать как сырье для производства изомеризата, изопентана, бензола, толуола, ксилолов, бензина каталитического риформинга или газообразных олефинов. Характеристика бензиновых фракций: нк-70(85) $^{\circ}C$; 70(85)-140 $^{\circ}C$; 140-180 $^{\circ}C$; 70-180 $^{\circ}C$ приводится в виде таблицы, в которой указываются пределы кипения фракций, выход фракций на нефть, содержание в них серы, групповой состав, октановое число, содержание пентанов. На основании выхода этих фракций и их октанового числа делаются соответствующие выводы об их дальнейшей переработке в компоненты товарных бензинов, в ароматические углеводороды, в изо-пентан или газообразные олефины. При наличии значительного количества бензиновых фракций (более 1,5 млн. т/год) можно организовать производство всех видов вышеуказанных нефтепродуктов.

2.2.4 Характеристика легких керосиновых дистиллятов

Керосиновые дистилляты могут быть использованы для получения реактивного топлива. Характеристика керосиновых дистиллятов дается в виде таблицы с указанием в ней выхода на нефть, плотности, вязкости, пределов кипения, теплоты сгорания, температуры начала кристаллизации, содержания серы (общей и меркантановой), ароматических углеводородов. После сравнения этих показателей с показателями соответствующих ТНПА делаются выводы о необходимости включения в схему топливно-химического производства технологических установок для доведения качества керосиновых дистиллятов до норм стандарта на реактивное топливо. Необходимо помнить, что фактически для повышения качества керосиновых фракций имеются только два процесса: гидроочистка для удаления общей и меркаптановой серы и мерокс для удаления меркантановой серы.

2.2.5 Характеристика дизельных фракций

Дизельные фракции применяются как компоненты товарных дизельных топлив. Характеристика дизельных фракций составляется в виде таблицы, в которой указываются пределы кипения фракции, выход на нефть, плотность, вязкость, цетановое число, содержание серы, предельная температура фильтруемости (ПТФ), температуры помутнения и вспышки. После сравнения показателей с показателями соответствующих ТНПА дела-

ется заключение о необходимости иметь те или иные установки для доведения показателей качества до норм стандарта. В зависимости от количества и качества дизельных фракций необходимо решить вопрос о получении тех или иных дизельных фракций в схеме проектируемого производства и их переработки в компоненты товарных нефтепродуктов.

2.2.6 Характеристика вакуумных дистиллятов и их применение

В данном курсовом проекте речь идет о топливно-химическом производстве и в связи с этим вакуумные дистилляты надо рассматривать как сырье для производства топлив. Под вакуумными фракциями понимают фракции, выкипающие в пределах 360-560°C. На основании таблицы 7 «Характеристика сырья для вторичных процессов» [1], составляется таблица, в которой указываются пределы кипения фракции, выход на нефть, кинематическая вязкость при 50 и 100°C, температура застывания, коксуемость, содержание серы, смол, парафино-нафтеновых и ароматических углеводородов.

В зависимости от показателей качества выбирают конкретные пути их применения в топливно-химическом производстве. Указывается пригодны ли рассматриваемые фракции для применения в качестве сырья установок гидрокрекинга, каталитического крекинга и пиролиза, или требуется их дополнительная подготовка.

2.2.7 Характеристика остатков и их применение

Согласно таблице 6[1] составляется таблица, в которой приводятся свойства атмосферного и вакуумных остатков перерабатываемой нефти. Далее на основании справочных данных делается вывод о возможном направлении углубленной переработки нефтяных остатков, в частности, о возможности их переработки на установках коксования (замедленного коксования(УЗК) и/или термоконтактного коксования(ТКК)), каталитического крекинга остаточного сырья(RFCC), висбрекинга, с учетом качества получаемых продуктов и необходимости их дальнейшей переработки. Указываются возможные пути организации безостаточной переработки нефти.

На основании данных о групповом составе перерабатываемой нефти (таблица 1 [1]) делается вывод о пригодности получения из её остатков нефтяных битумов, по формуле:

$$A + C - 2,5\Pi > 0 \quad (2.1)$$

где А, С, П – содержание в нефти соответственно асфальтенов, смол и парафинов в % масс.

2.3 Выбор и обоснование поточной схемы НПЗ

Наиболее сложным и ответственным этапом проектирования является разработка оптимальной технологической структуры или поточной блок-схемы НПЗ, который заключается в выборе наиболее экономически оптимального набора технологических установок. Входящие в состав НПЗ технологические установки должны обеспечить максимально возможную глубину переработки нефти и выпуск заводом заданного ассортимента нефтепродуктов высокого качества с минимальными капитальными и эксплуатационными затратами. Каждый из выбранных технологических процессов входящее в его состав оборудование и уровень их экологической безопасности должны соответствовать новейшим достижениям науки техники.

Выбор поточной схемы переработки нефти заключается в том, чтобы подобрать минимальное количество технологических установок (процессов), обеспечивающих заданные глубину переработки нефти, выход продуктов для нефтехимического синтеза и высокое качество получаемых нефтепродуктов. В настоящее время глубина переработки нефти определяется по уравнению:

$$ГП = \frac{GN - GK - GC - GB}{GN} \cdot 100\% \quad (2.2)$$

где $ГП$ – глубина переработки нефти, %;

GN – объем переработки нефти, т/год;

GK – объем производства товарного котельного топлива, т/год;

GC – объем собственного потребления котельного топлива (без учета сухого газа), т/год;

GB – объем безвозвратных потерь, т/год.

В соответствии с этим уравнением для определения максимальной глубины переработки нефти необходимо разработать такую поточную схему НПЗ при функционировании которой производство котельного топлива будет минимальным.

Современный НПЗ топливно-химического профиля включает в себя следующие основные технологические комплексы переработки нефти (рис. 2.1):

1 комплекс установок первичной переработки нефти, в состав которого входят установки АТ, АВТ и ВТ. В проектируемой поточной схеме НПЗ рекомендуется предусмотреть две установки первичной переработки нефти;

2 комплекс установок по переработке бензиновых фракций, включающий в себя следующие технологические установки (рис. 2.2):

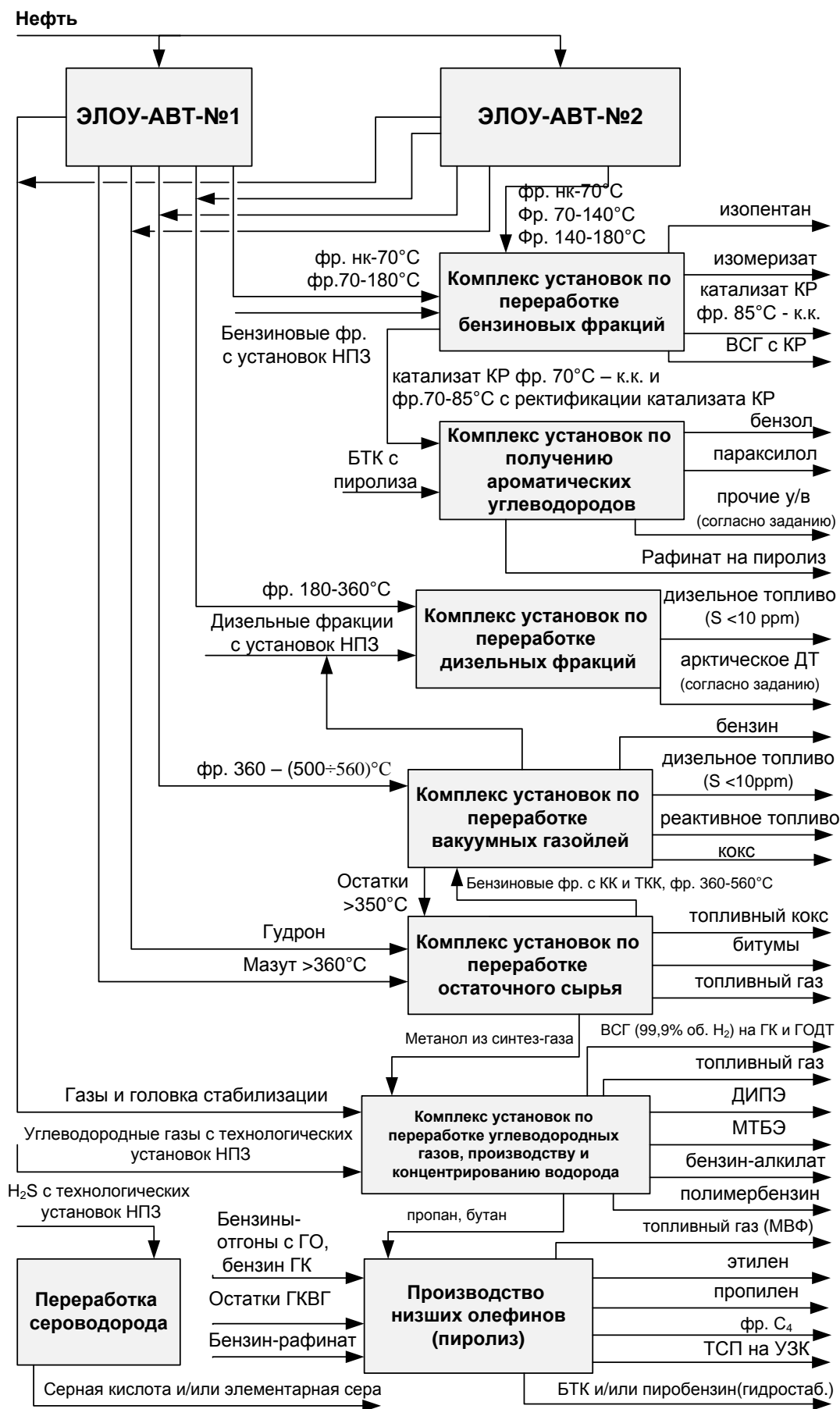


Рис.2.1 – Принципиальная блок-схема НПЗ топливно-химического профиля

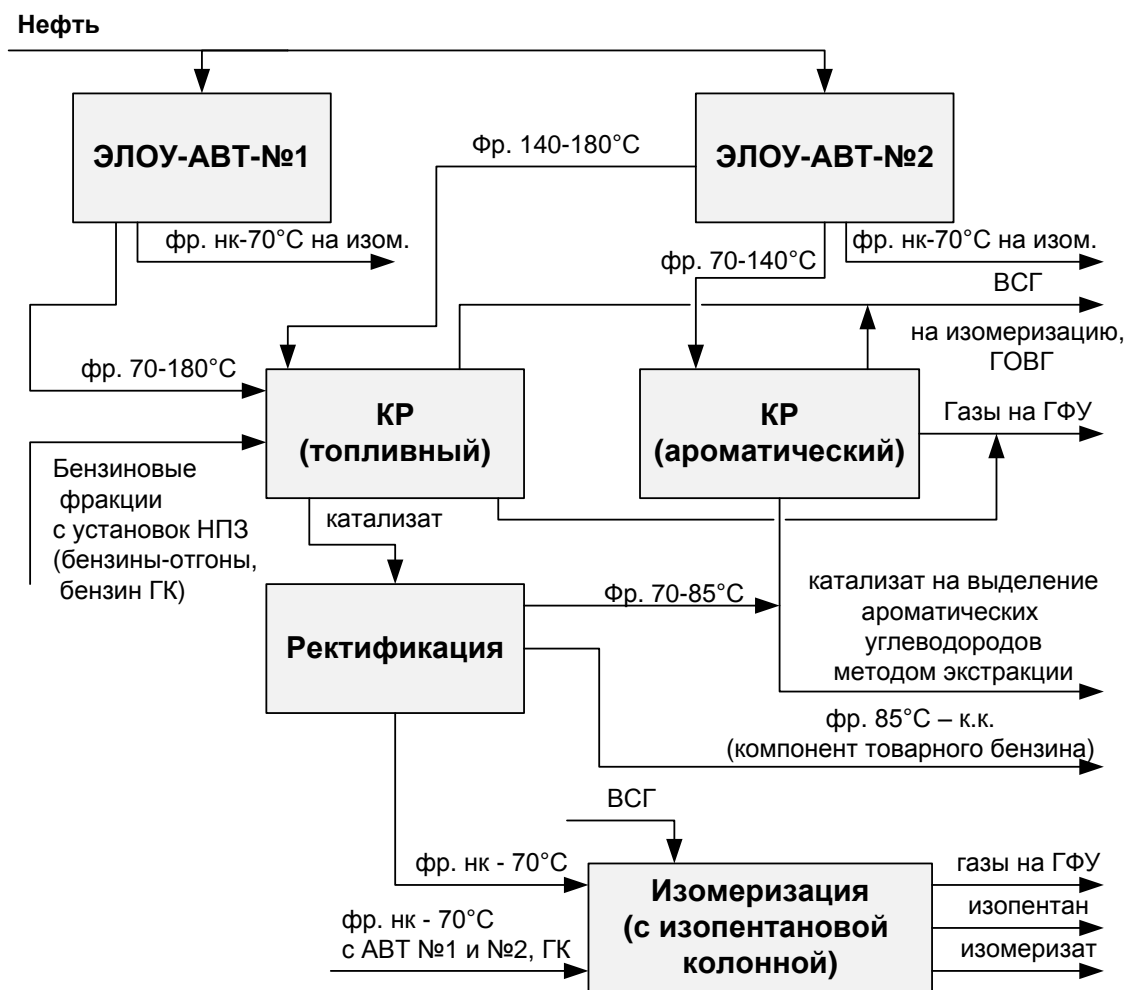


Рис. 2.2 – Комплекс установок первичной переработки нефти и переработки бензиновых фракций

- изомеризации пентан-гексановых фр. $nk-70^{\circ}C$, $nk-85^{\circ}C$. По литературным данным выбирается технология процесса изомеризации и схема рециркуляции непрореагировавших компонентов;
- ароматический каталитический риформинг(КР) фр. $70-140^{\circ}C$. При содержании нафтенов во фр. $70-140^{\circ}C$ менее 15% масс. включать в состав НПЗ каталитический риформинг для получения ароматических углеводородов нецелесообразно;
- топливный каталитический риформинг, предназначенный для переработки фр. $70-180^{\circ}C$, $85-180^{\circ}C$, $140-180^{\circ}C$,
- установку выделения бензолсодержащей фракции из стабильного катализата топливного КР. В качестве такой установки в схеме НПЗ топливно-химического профиля целесообразно использовать установку ректификации, после которой фр. $nk-70^{\circ}C$ направляется на изомеризацию, $70-85^{\circ}C$ на комплекс установок по получению ароматических углеводородов, а фр. $85^{\circ}C$ -к.к. является компонентом товарного бензина;

- выделение изопентановой фракции. Блок выделения изопентановой фракции может входить в состав установки изомеризации (рис. 2.2), в состав блока четкой ректификации бензиновых фракций установок АВТ (АТ), а также в состав газофракционирующей установки (ГФУ).

3 комплекс установок по переработке дизельных фракций, включающий в себя следующие технологические установки (рис. 2.3).

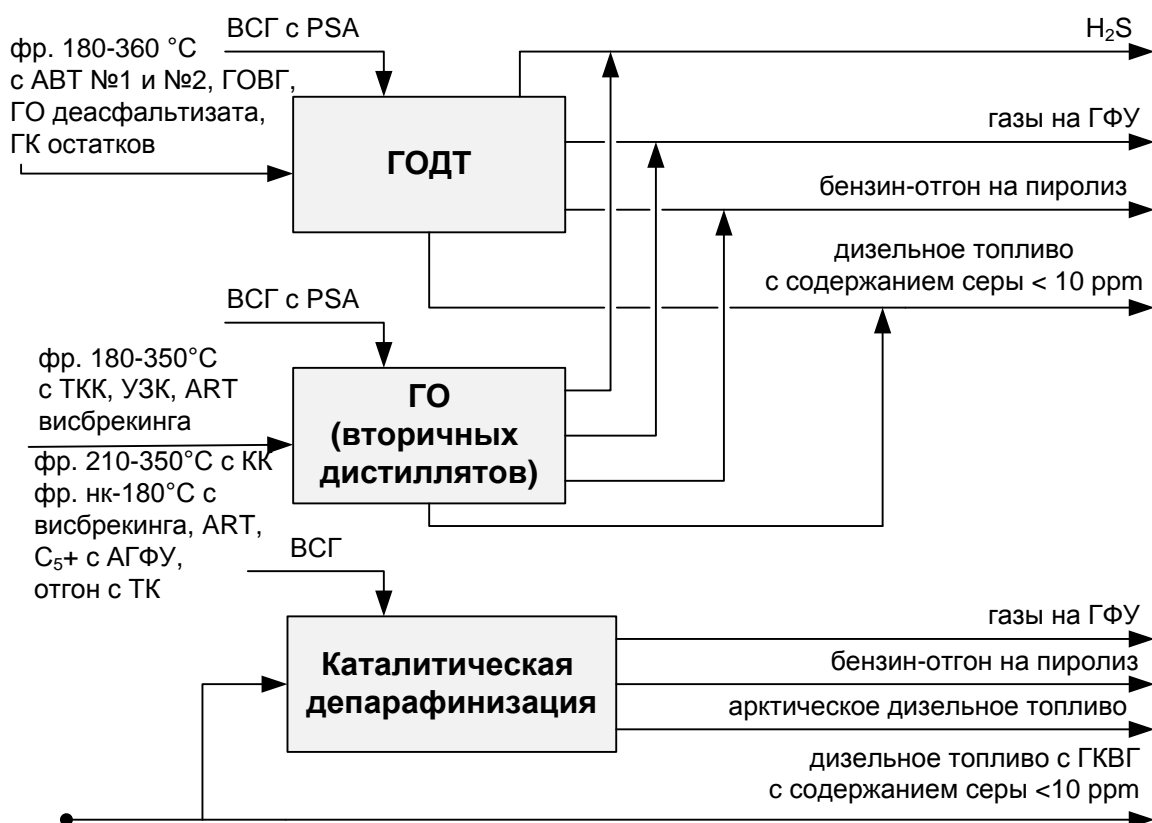


Рис. 2.3 – Комплекс установок по переработке дизельных фракций

ГОДТ – гидроочистка дизельного топлива, ВСГ – водородсодержащий газ, PSA (Pressure Swing Adsorption) – установка концентрирования водорода, ГФУ - газофракционирующая установка, АГФУ – абсорбционная газофракционирующая установка, ГК – гидрокрекинг, ГКВГ – гидрокрекинг вакуумного газойля, ТК – термический крекинг, УЗК – установка замедленного коксования, ТКК – термоконтактное коксование (Fluid Coking, Flexicoking), КК – каталитический крекинг, АРТ (Asphalt Residual Treating) - установка термоадсорбционной деасфальтизации гудрона.

В поточную схему НПЗ целесообразно включить две группы установок гидроочистки дизельных фракций:

- гидроочистки прямогонных дизельных фракций(ГОДТ) и фракций, направляемых на доочистку после гидрогенизационных процессов;
- гидроочистки(ГО) дизельных фракций вторичного происхождения после термодеструктивных и термокаталитических процессов.

При получении компонентов дизельного топлива необходимо предусмотреть возможность выработки арктического дизельного топлива. Данный вид топлива может быть получен с использованием процесса каталитической депарафинизации гидроочищенных дизельных фракций.

Установка каталитической депарафинизации в поточной схеме НПЗ может быть отдельной установкой и использовать в качестве сырья часть дизельной фракции с гидрокрекинга вакуумного газойля (ГКВГ), как показано на рис. 2.3, или входить в состав одной из установок ГОДТ.

4 комплекс установок по переработке вакуумных газойлей (представлен на рис. 2.4.).

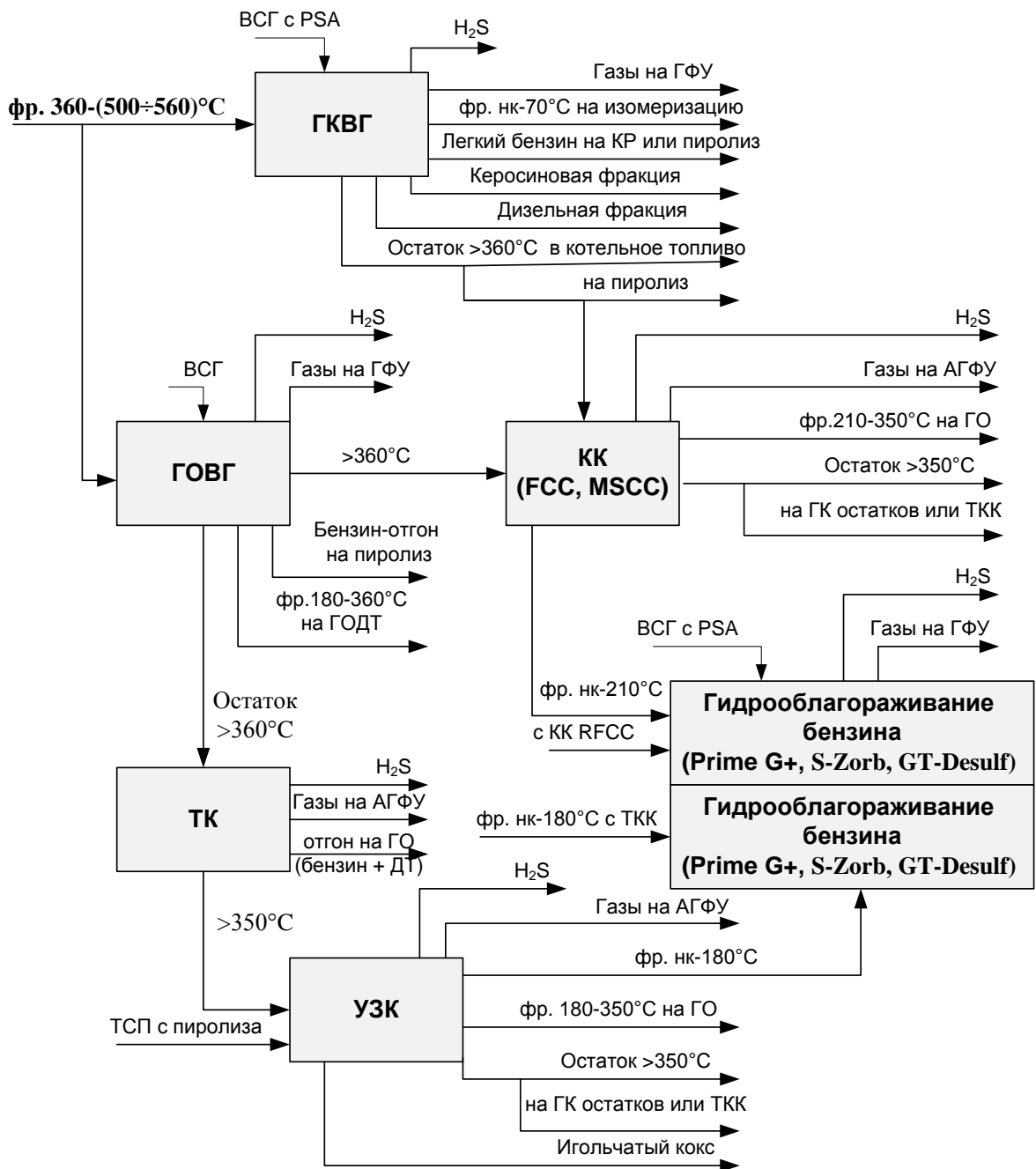


Рис. 2.4 – Комплекс установок по переработке вакуумного газойля (широкой масляной фракции).

В состав современных НПЗ должны входить установки гидрокрекинга вакуумных газойлей (ГКВГ) и каталитического крекинга (КК). При включении в схему НПЗ установки КК следует рассмотреть требования, предъявляемые к качеству сырья, на основании чего делается вывод о необходимости предварительной гидроочистки вакуумного газойля (ГОВГ). Бензиновая фракция, получаемая в процессе КК (фр. нк-210°С) обязательно должна направляться на гидрооблагораживание с целью снижения содержания в ней сернистых соединений и наиболее химически нестабильных олефинов – диенов, триенов и пр. Для гидрооблагораживания бензиновой фракции рекомендуется использование технологии Prime G+, если в задании не указана другая технология.

Если на НПЗ планируется получение игольчатого кокса, то необходимо рассмотреть требования предъявляемые к этому виду нефтепродуктов и включить в схему НПЗ установки термокрекинга вакуумного газойля (ТК) и замедленного коксования (УЗК). Получить высококачественный малосернистый игольчатый кокс возможно только из высокоароматизированного сырья с низким содержанием гетероатомных соединений. В качестве сырья установок УЗК рекомендуется использовать атмосферный остаток процесса термокрекинга предварительно гидроочищенного вакуумного газойля, тяжелую смолу процесса пиролиза (ТСП) и гидроочищенный вакуумный дистиллят процесса висбрекинга гудрона (см. рис. 2.5).

Процесс замедленного коксования также может быть использован для получения анодного кокса. При этом сырьё УЗК может не подвергаться предварительной гидроочистке только в случае если в нем содержится менее 1,5% масс. серы. В качестве сырья установки замедленного коксования при получении анодного кокса могут быть использованы и вакуумные остатки, однако содержание в них серы также не должно превышать 1,5% масс.

При получении топливного высокосернистого кокса использовать в схеме завода УЗК не рекомендуется в связи с цикличностью процесса, сложностью технологических операций, необходимостью включения в состав установки блоков гидрорезки, механической обработки, прокалики кокса и т.п. Для получения топливного кокса в состав НПЗ рекомендуется включать процесс термоконтактного коксования (ТКК) (см. рис. 2.5).

Бензиновые и дизельные фракции установок замедленного и термоконтактного коксования обязательно должны быть подвергнуты гидрогенизационной обработке. Бензиновые фракции – на установке гидрооблагораживания, однако отдельно от бензинов каталитического крекинга, дизельные фракции – на установке гидроочистки вторичных дистиллятов.

5 комплекс установок по переработке нефтяных остатков

Наибольшую трудность в нефтепереработке представляет квалифицированная переработка гудронов с высоким содержанием асфальтосмолистых веществ, металлов и гетеросодержащих соединений, требующая значительных капитальных и эксплуатационных затрат. Наиболее простым и широко распространенным методом переработки гудронов, а в последнее время и прямогонных мазутов, является процесс висбрекинга. При этом основным продуктом процесса висбрекинга является атмосферный остаток, выход которого достигает 80% масс., и который используется как компонент котельного топлива марки М-100. Однако такой подход не позволяет добиться высокой, глубины переработки нефти на НПЗ которая как правило не превышает 70-75%. В связи с этим, при включении в схему НПЗ установки висбрекинга рекомендуется оснастить вакуумным блоком и использовать вакуумные дистилляты в качестве сырья установки УЗК (рис. 2.5).

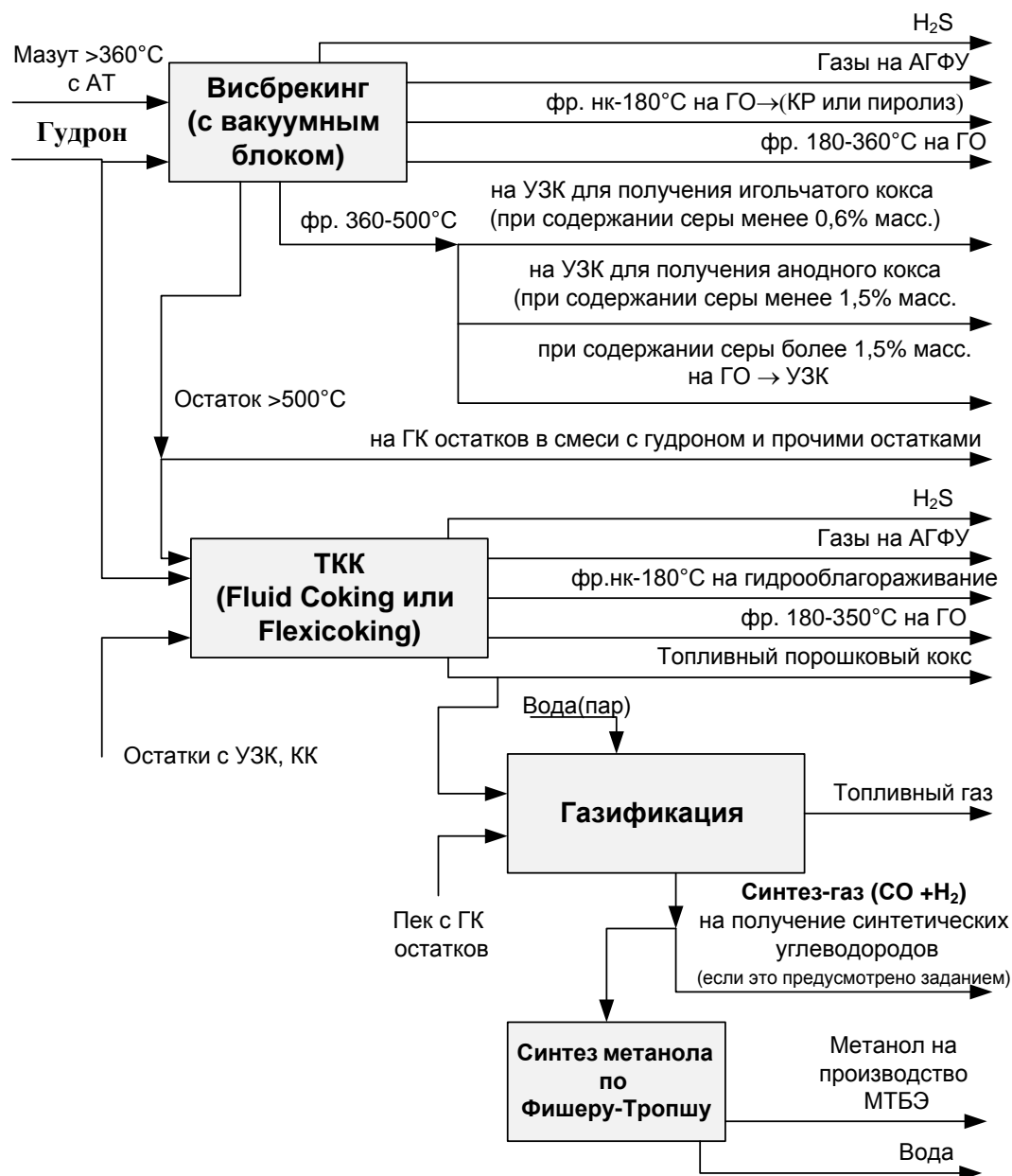


Рис. 2.5 – Комплекс установок по переработке остаточного сырья на НПЗ топливного профиля при использовании процесса висбрекинга и/или термоконтантного коксования (ТКК).

Включать в состав НПЗ глубокой или безостаточной переработки нефти установку висбрекинга, при отсутствии в его составе установки замедленного коксования, не рекомендуется. В этом случае целесообразно направить гудрон на установки ТКК, гидрокрекинга остатков, термоадсорбционной или сольвентной деасфальтизации (см. рис. 2.6, 2.7).

Процесс сольвентной деасфальтизации гудронов является наиболее энергозатратным из вышперечисленных. В связи с этим он достаточно редко применяется на НПЗ топливного профиля. Однако если перерабатываемая нефть согласно ГОСТ 31378-2009 относится к 3 (тяжелая) и особен-

но 4(битуминозная) типу, включение этого процесса в схему НПЗ технологически и экономически оправдано.

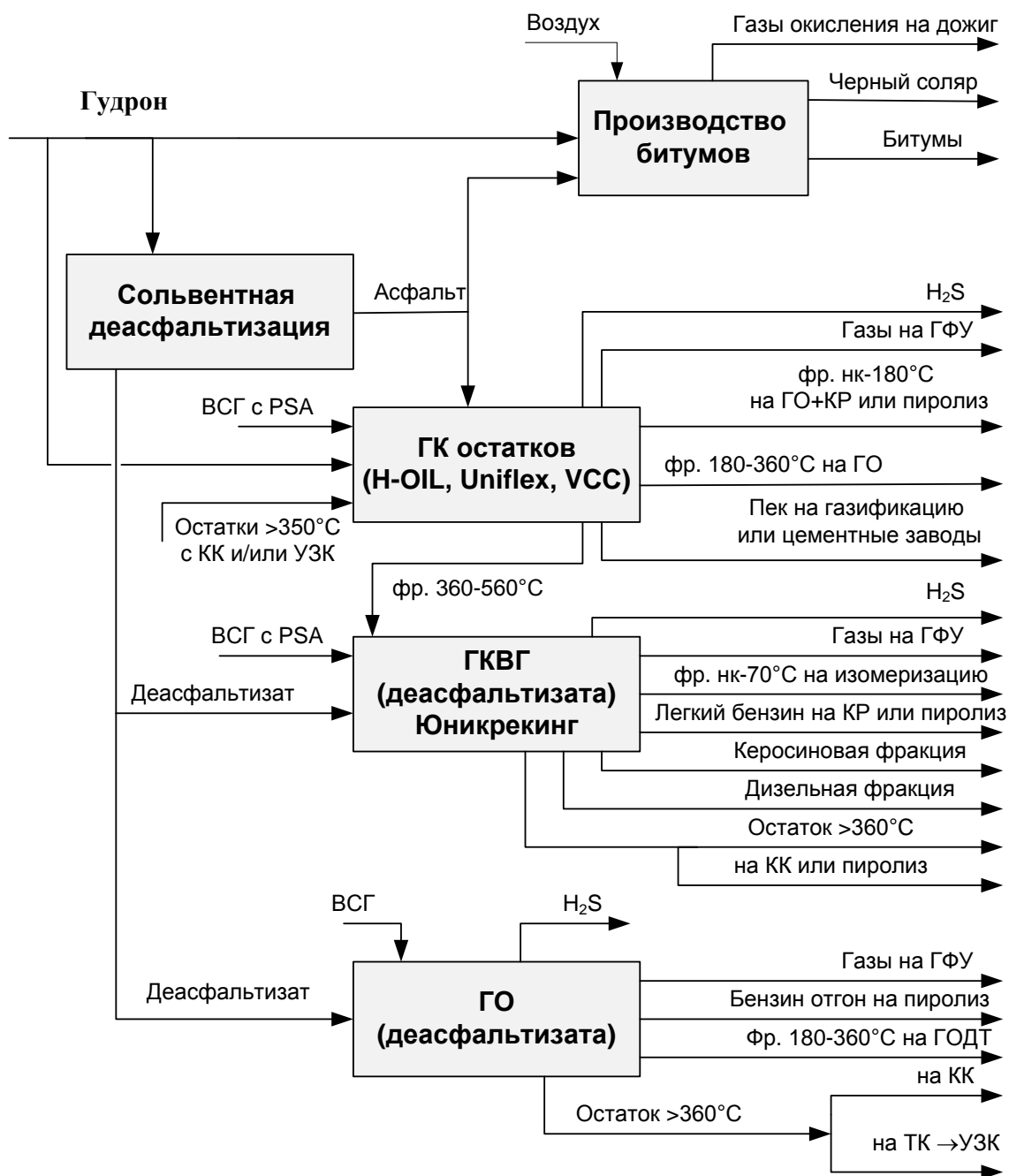


Рис. 2.6 – Комплекс установок по переработке остаточного сырья на НПЗ топливного профиля при использовании процесса сольвентной деасфальтизации и/или гидрокрекинга тяжелого остаточного сырья

Если перерабатываемая нефть пригодна для получения нефтяных битумов (см. п. 2.2.7), то в поточной схеме НПЗ рекомендуется предусмотреть установку получения битумов.

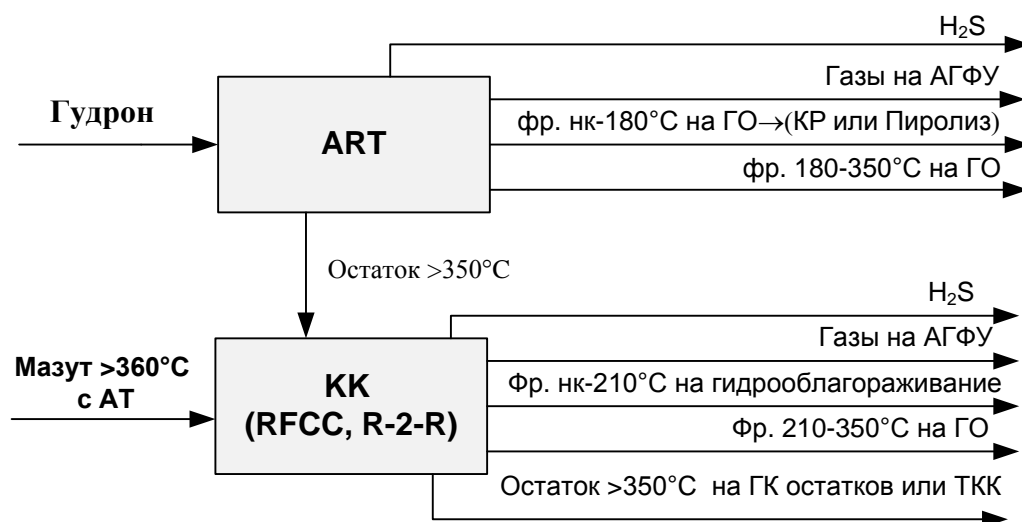


Рис. 2.7 – Комплекс установок по переработке остаточного сырья при использовании процесса термоадсорбционной деасфальтизации (ART – Asphalt Residual Treating) и/или каталитического крекинга мазута (RFCC – Residual Fluid Catalytic Cracking).

Одним из наиболее эффективных и экономичных способов облагораживания гудрона является процесс термоадсорбционной деасфальтизации (процесс ART) фирмы «Келлог» США или его российский аналог – адсорбционно-каталитическая очистка остаточного сырья (процесс АКО), разработанный ВНИИ НП. Данный процесс позволяет значительно снизить коксуемость и содержание металлов в перерабатываемом сырье – гудроне, что позволяет его использовать в процессе каталитического крекинга остаточного сырья (RFCC или R-2-R) отдельно, или в смеси с прямогонным мазутом. Атмосферный остаток процесса ART может и не направляться на дальнейшую переработку, а использоваться в качестве компонента котельного топлива. Однако это приведет к снижению глубины переработки нефти на проектируемом НПЗ.

Наиболее перспективным направлением развития процессов облагораживания тяжелых нефтяных остатков является процесс гидрокрекинга с использованием так называемого одноразового катализатора находящегося в контакте с сырьём в кипящем или взвешенном(суспензированном) состоянии. Примерами таких процессов являются: H-Oil, Uniflex, VCC. В этих процессах под давлением водорода около 20 МПа протекают процессы глубокого гидрогенолиза сырья, а присутствующие в сырье металлы оседают на частицах катализатора, который затем уходит с остатком в вакуумной колонне.

Последующая глубокая переработка гидрооблагороженного вакуумного дистиллята не является серьёзной технологической проблемой. Его можно перерабатывать как на установках гидрокрекинга со стационарным

слоем катализатора типа Юникрекинг, или использовать в качестве сырья установок каталитического крекинга.

Остаток процесса гидрокрекинга гудрона обычно направляется на цементные заводы. Однако на НПЗ с безостаточной переработкой нефти его целесообразно направить на установку паровой газификации с целью получения газа, который после очистки от кислых соединений (SO_2 , SO_3 и CO_2), может использоваться в качестве экологически чистого топливного газа или синтез-газа. Синтез-газ (смесь CO и H_2) может быть использован на проектируемом НПЗ для получения синтетических нефтепродуктов по реакции Фишера-Тропша, например, метанола, применяемого при получении простых эфиров (МТБЭ, МТАЭ и пр.).

Процесс газификации также может быть использован для переработки высокосернистого топливного кокса, получаемого в процессе ТКК. Газификация позволяет значительно улучшить экологические характеристики проектируемого НПЗ. Однако он является достаточно энергоемким процессом. В связи с этим его рекомендуется вводить в схему НПЗ совместно с установкой ТКК. Примером комбинированного процесса термоконтактного коксования нефтяных остатков и газификации получаемого кокса является технология Flexicoking.

6 комплекс установок по переработке углеводородных газов, производству и концентрированию водорода

В процессе переработки нефти и нефтяных фракций образуются углеводородные газы и сероводород. Очистка углеводородных газов от сероводорода осуществляется методом абсорбции растворами аминов, как правило, раствором моноэтаноламина (МЭА). Выделенный сероводород поступает на производство серной кислоты или элементарной серы. Углеводородные газы направляются на газофракционирующие установки (ГФУ). При этом газы, содержащие непредельные углеводороды разделяются на абсорбционных ГФУ или АГФУ (см. рис. 2.8). Получаемые на АГФУ продукты – пропан-пропиленовую (ППФ) и бутан-бутиленовую (ББФ) фракции, рекомендуется использовать для получения высокооктановых компонентов автомобильных бензинов – оксигенатов (МТБЭ, ДИПЭ), бензина-алкилата, полимербензина. Для увеличения объемов производства бензина-алкилата в составе комплекса по переработке газов рекомендуется предусмотреть установку «Бутамер», предназначенную для изомеризации н-бутана.

В связи с насыщенностью современных НПЗ гидрогенизационными процессами, в поточной схеме НПЗ необходимо предусмотреть установку получения водорода, т.к. водородсодержащего газа (ВСГ), получаемого с установок каталитического риформинга бензиновых фракций недостаточно. Установка получения водорода состоит из двух основных блоков – блока парового риформинга природного и/или нефтяного топливно-

го(сухого) газа и блока концентрирования водорода методом короткоцикло-
вой адсорбции (КЦА или PSA).

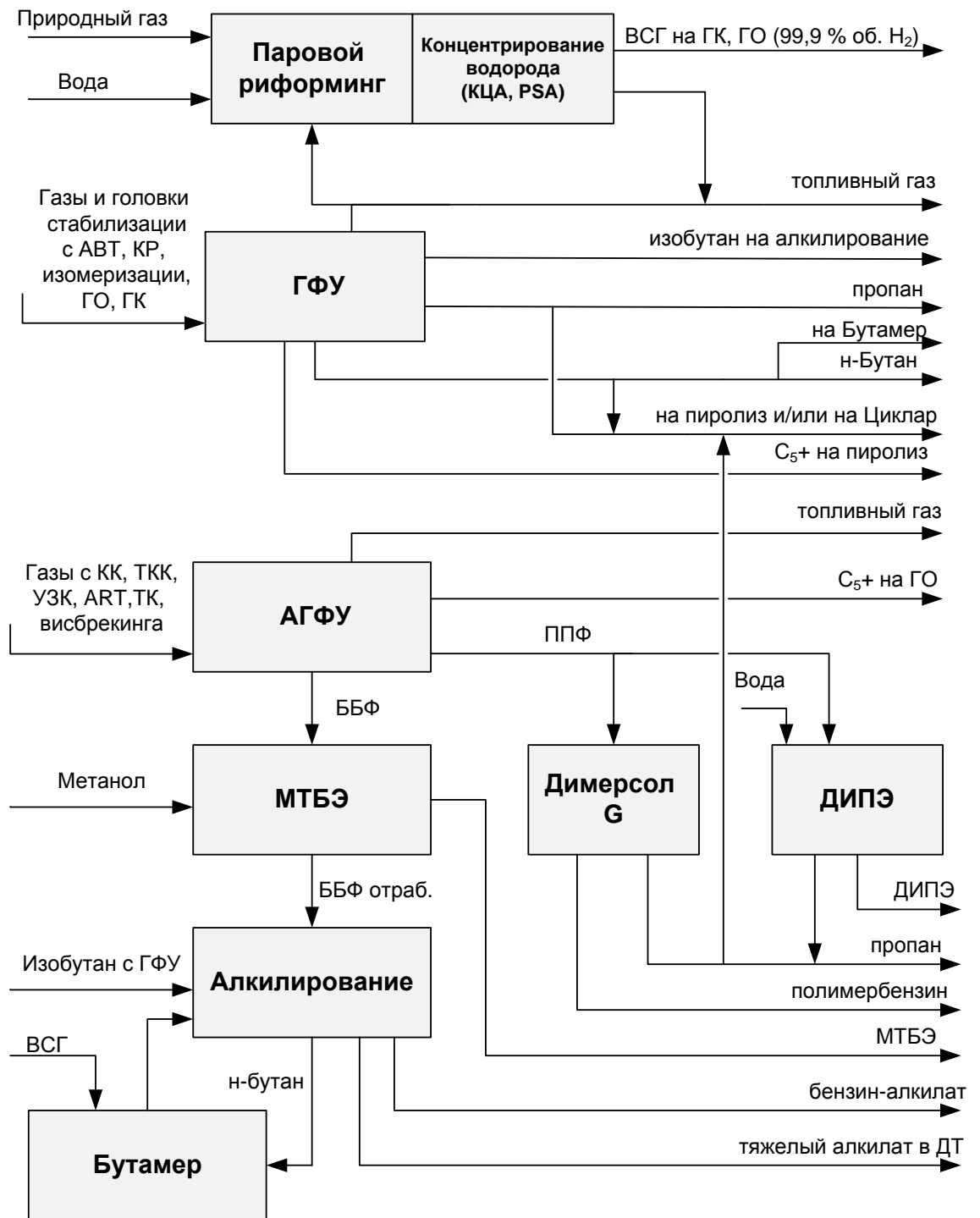


Рис. 2.8– Комплекс установок по переработке углеводородных газов, производству и концентрированию водорода

7 комплекс установок по получению индивидуальных ароматических углеводородов

Традиционным сырьём для получения индивидуальных ароматических углеводородов является катализат риформинга фр. 70-140°C. Источником сырья комплекса по производству ароматических углеводородов также могут являться фракция БТК (бензол, толуол, ксилолы) процесса пиролиза и бензолсодержащая фракция с установки ректификации катализата топливного каталитического риформинга (рис.2.9). Перспективным направлением получения ароматических углеводородов является процесс «Циклар» компании ВР/УОР. Процесс «Циклар» предназначен для переработки сжиженных газов в жидкие ароматические углеводороды за проход. Технологическая схема процесса аналогична процессу каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора[2].

Включать процесс «Циклар» в схему НПЗ рекомендуется при отсутствии в ней установки каталитического риформинга ароматического профиля в связи с низким содержанием во фр.70-140°C нафтеновых углеводородов.

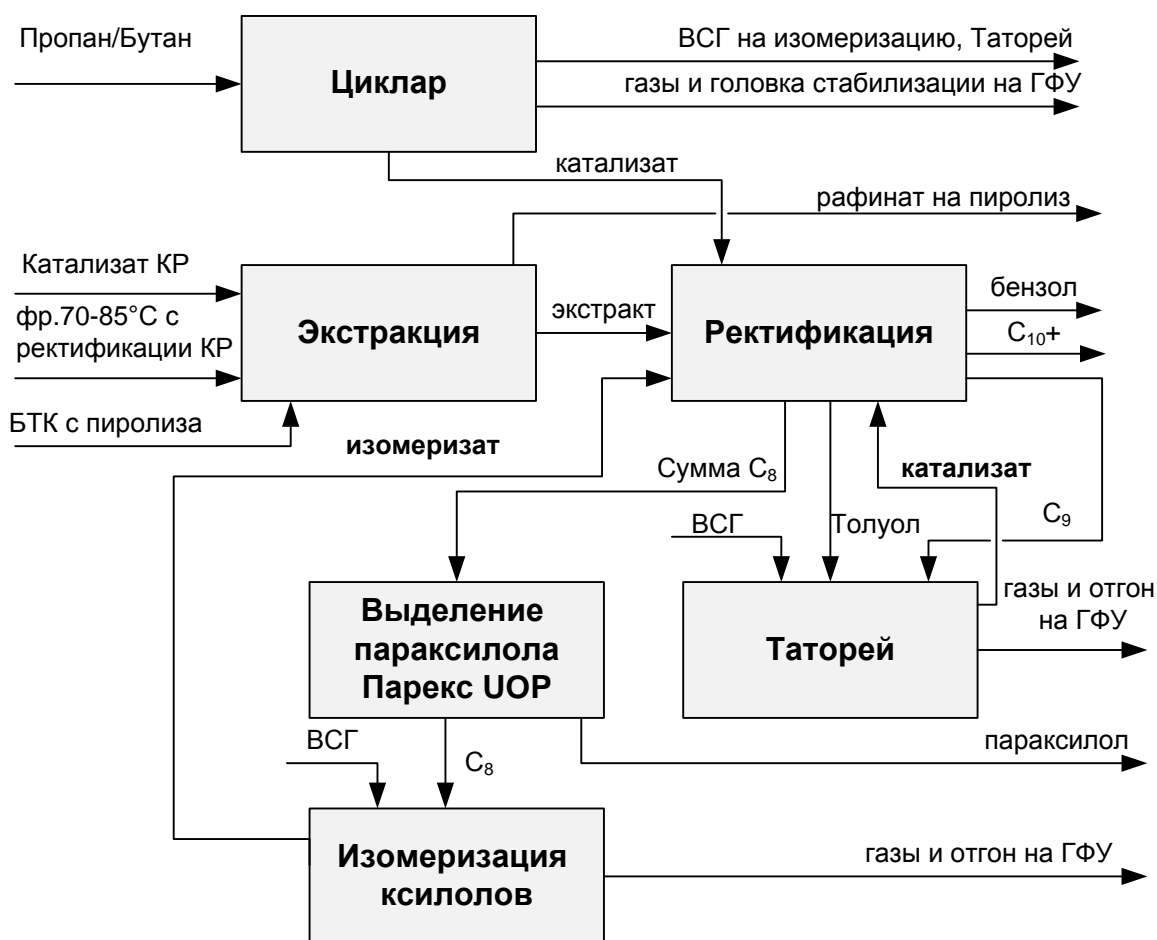


Рис. 2.9 – Комплекс установок по получению индивидуальных ароматических углеводородов

В состав комплекса по производству ароматических углеводородов входят следующие установки:

- экстракции ароматических углеводородов селективными растворителями, в качестве которых чаще всего используются этиленгликоли и сульфолан;
- ректификация экстракта с целью выделения из него: бензола, толуола, фракции C_8 , состоящей из суммарных ксилолов и этилбензола, фракции C_9 и C_{10+} . При необходимости на установке ректификации экстракта также могут быть выделены этилбензол и ортоксилол;
- установка выделения параксилола из фракции C_8 или суммарных ксилолов, получающихся после отделения от фр. C_8 этилбензола. Для выделения параксилола в схему комплекса рекомендуется включить установку «Парекс» УОР – процесс адсорбционного выделения параксилола. Параксилон также может быть выделен методом низкотемпературной кристаллизации. При это предварительно на установке ректификации из смеси суммарных ксилолов необходимо выделить ортоксилон;
- установка изомеризации ксилолов, предназначенная для изомеризации орто- и метаксилола в параксилон;
- установка трансалкилирования толуола и фр. C_9 «Татарей», с целью получения бензола и суммарных ксилолов.

Процессы трансалкилирования и изомеризации являются равновесными, в связи с чем катализат с установки «Татарей» и изомеризат с установки «Изомеризация ксилолов» направляются на установку ректификации для выделения непрореагировавших компонентов, которые затем возвращаются в сырьё соответствующей установки (см. рис. 2.9).

7 комплекс по производству низших олефинов

Низшие олефины (этилен, пропилен, бутилены и бутадиены) получают на установке пиролиза углеводородного сырья (см. рис. 2.1). В качестве сырья процесса пиролиза может использоваться широкий ассортимент углеводородных фракций и остатков с низким содержанием ароматических углеводородов и отсутствием олефинов. В состав установки пиролиза входит отделение фракционирования пирогаза и гидрирования его компонентов, позволяющее получать этилен и пропилен, пригодные для дальнейшего использования в нефтехимическом синтезе. Фракция C_4 процесса пиролиза, состоящая из смеси бутанов, бутиленов и бутадиенов, обычно не перерабатывается на НПЗ, а направляется в качестве сырья на заводы по производству синтетических каучуков, использующие специальные технологии по разделению и переработке вышеуказанной фракции. При производительности установки пиролиза по этилену более 300 тыс. тонн в год (ЭП-300+) и избытке сырья для нефтехимического синтеза, рекомендуется

использовать фракцию C_4 процесса пиролиза, подвергнутую предварительному гидрированию с целью удаления бутадиенов, для получения МТБЭ, с последующим направлением на установку алкилирования изобутана олефинами.

На основании вышесказанного и в соответствии с заданием на курсовое проектирование, а также с учетом требований к качеству предъявляемым к современным нефтепродуктам и рекомендуемой производительности технологических установок (табл. 2.1) студент должен разработать предварительную поточную блок-схему НПЗ топливно-химического профиля. При расчете материального баланса установок и НПЗ в целом в схему могут вноситься необходимые изменения.

Таблица 2.1 – Рекомендуемая производительность некоторых установок НПЗ

Наименование технологической установки	Рекомендуемая производительность одной установки, млн. т/год	Примечание
АТ, АВТ	от 2,0 до 8,0	Производительность по сырью
Изомеризация бензина	от 0,1 до 0,6	Производительность по сырью
Каталитический риформинг	от 0,3 до 1,5	Производительность по сырью
Каталитический крекинг ВГ, остаточного сырья, АРТ	от 1,5 до 3,0	Производительность по сырью
Гидрокрекинг ВГ	от 0,5 до 3,0	Установки производительностью по сырью 2 и более млн.т/год двухпоточные
Гидрокрекинг остатков	от 0,5 до 4,0	
Гидроочистка ДТ, ВГ	от 1,0 до 3,0	
Каталитическая депарафинизация	от 1,0 до 2,0	Производительность по сырью
Алкилирование изобутана олефинами	от 0,1 до 0,6	Производительность по алкилату
Олигомеризация (Димерсол)	от 0,05 до 0,25	Производительность по бензину
Производство МТБЭ	от 0,035 до 0,6	Производительность по МТБЭ
Деасфальтизация гудрона	от 0,02 до 1,6	Производительность по сырью
Замедленное коксование	от 0,5 до 2,0	Производительность по сырью
Термоконтактное коксование	от 1,0 до 2,0	Производительность по сырью
Термокрекинг, висбрекинг	от 0,5 до 2,5	Производительность по сырью
Производство битумов	от 0,3 до 0,6	Производительность по сырью
Пиролиз	от 0,06 до 0,45	Производительность по этилену

В качестве сырья для нефтехимического синтеза получаемого на проектируемом НПЗ в количестве, указанном в задании, следует считать (при условии что они не были подвергнуты дальнейшей переработке на проектируемом НПЗ):

- этилен, пропилен, фр. C_4 с установки пиролиза;
- ТСП с установки пиролиза;

- бензол, параксиллол, ортоксиллол с комплекса выделения ароматических углеводородов;
- серная кислота и элементарная сера.

При этом суммарное производство серы и серной кислоты не должно превышать 50% от количества сырья для нефтехимического синтеза, которое нужно получить на проектируемом НПЗ согласно заданию.

2.4 Выбор технологической схемы установки

В задании на курсовой проект указывается название технологической установки для которых необходимо провести расчет.

Технологическая схема любой установки обычно имеет несколько вариантов. Например, установка каталитического риформинга может иметь технологическую схему для работы с применением стационарного или движущегося слоя катализатора. Технологическая схема установки выбирается на основе литературных и патентных данных с указанием достоинств (выход, качество продуктов, энергоемкость, экологичность и т.п.) этой схемы по сравнению с другими.

Технологическая установка как правило состоит из пяти блоков: блок подготовки сырья, блок печей, блок реакторов, блок разделения полученных продуктов, блок регенерации (тепла, катализатора и т.п.). Каждый блок в технологической схеме должен быть представлен всеми аппаратами и их связью с аппаратами других блоков.

Выбранный состав блока характеризуется только его особенностями. Например, в блоке подготовки сырья устанавливаются осушители для сырья и ВСГ, вводятся различные ингибиторы и т.п.

Особенностями блока печей может быть отдельный подогрев сырья и ВСГ, применение котла-утилизатора, подогревателей воздуха, многоходового змеевика печи и т.п. Для реакторного блока особенностями являются тип реактора, связь реактора с циклонами, применение рециркулянта, охладителя и транспортирующего агента, водяного пара и т.п.

В блоке разделения продуктов процесса особенностями могут быть применение холодной или горячей сепарации, агента для нейтрализации побочных продуктов, взаимосвязь подогревателей и ректификационных колонн, способ подогрева нижней части колонн и т.п.

Особенностями блока регенерации (тепла, катализатора) являются применение котлов-утилизаторов, аппаратов для очистки дымовых газов от пыли и продуктов горения (CO , NO_x , H_2S), применение выносителей H_2S , катализатора дожигания CO и т.п.

2.5 Расчёт материального баланса установок и НПЗ в целом

В настоящем разделе проводится расчет материального баланса установок НПЗ в соответствии с разработанной в предыдущем разделе поточной блок-схемой. При составлении материального баланса установок потери сырья принимаются на уровне 0,3% масс. Суммарные потери по НПЗ не должны превышать 2 %масс. Рекомендуется проводить расчет материального баланса НПЗ с использованием MS Excel.

2.5.1 Расчет материального баланса установок первичной переработки нефти

Расчет материального баланса установок первичной переработки нефти (АТ, АВТ) должен проводиться на основании данных фракционного состава указанной в задании нефти с учетом того, что вследствие недостаточной эффективности работы атмосферной и вакуумной колонн часть дизельной фракции остается в мазуте (4-8% на мазут), а часть масляных фракций в гудроне (до 10% на гудрон). Также следует учитывать газы разложения, образующиеся в вакуумном блоке установки.

Материальный баланс должен быть составлен для каждой установки первичной переработки нефти, входящей в состав проектируемого НПЗ, с учетом ассортимента получаемых на ней фракций.

2.5.2 Расчет материального баланса установок каталитического риформинга бензиновых фракций

Расчет материального баланса установок каталитического риформинга бензиновых фракций рекомендуется проводить по программе «Ostan+» приложения MS Excel. Расчет материальных балансов топливного и ароматического риформингов проводятся отдельно. Основные результаты расчета приводятся в виде таблиц (см. табл. 2.2).

Таблица 2.2 – Материальный баланс установки каталитического риформинга

Сырье и продукты	% масс. на сырье	кг/ч	т/год
ПРИХОД:			
Сырьё (фр. ...)	100,00		
ИТОГО:	100,00		
РАСХОД:			
Углеводородные газы на ГФУ			
ВСГ			
в т.ч. 100% водород			
Катализат			
Потери	0,3		
ИТОГО:	100,00		

Потери рекомендуется вычесть из углеводородных газов. Полный результат расчета по программе «Octan+» следует привести в приложении к пояснительной записке настоящего курсового проекта. Если в сырьё топливного каталитического риформинга планируется подавать бензины – отгоны со вторичных процессов переработки нефтяных фракций, то расчет материального баланса топливного риформинга рекомендуется проводить после расчета материальных балансов соответствующих установок.

2.5.3 Расчет материального баланса установки ректификации катализата топливного риформинга

В процессе ректификации катализат риформинга рекомендуется делить на следующие фракции: нк-70 °С, 70-85 °С, 85-кк, или нк-70 °С, 70-100 °С, 100-кк. Результаты расчета приводятся в виде таблицы. Потери по установке распределяются равномерно по всем получаемым фракциям.

2.5.4 Расчет материального баланса установки гидроочистки вакуумного газойля (ГОВГ)

Гидроочистка вакуумного газойля направлена на снижение содержания в нем серы и полиароматических углеводородов. Расчет материального баланса установки гидроочистки вакуумного газойля следует провести по методике расчета материального баланса гидроочистки дизельного топлива [3]. Остаточное содержание серы в гидроочищенном вакуумном газойле и сероводорода рассчитать приняв глубину обессеривания сырья 95%, с учетом того, что содержащаяся в сырье сера на 80-85% входит в состав тиофенов и бензтиофенов. Содержание олефинов в прямогонном сырье принять от 2 до 5% масс. Выход остатка >360°С принять равным 85-88 %масс. Расход водорода рассчитать с учетом того, что он расходуется на гидрогенолиз сернистых соединений, гидрирование олефинов, образование

бензиновой и дизельной фракций, уменьшение плотности остатка >360°C относительно плотности сырья на 3,5-4%.

При составлении материальных балансов установок выход сероводорода во всех гидрогенизационных процессах должен быть рассчитан по уравнению:

$$X_{H_2S} = \Delta S \cdot 34 / 32 \quad (2.3)$$

где ΔS – количество удаляемой из сырья серы, % масс.

Изменение содержания водорода в продуктах (с учетом их выхода) относительно сырья рассчитать по уравнению:

$$X_{H_2} = (26 - 15 \cdot \rho_{15}^{15}) / 100 \quad (2.4)$$

где X_{H_2} – содержание водорода масс. доли;

2.5.5 Расчет материального баланса установки каталитического крекинга ГОВГ

Расчет материального баланса процесса каталитического крекинга по технологии FCC рекомендуется провести с использованием программы «Fluid.exe». В результате проведения расчета необходимо добиться, чтобы выход бензина составлял от 47 до 52% масс., и в статьях расхода материального баланса отсутствовали потоки с отрицательным расходом.

Материальный баланс процесса каталитического крекинга по технологии MSCC рекомендуется принять по практическим данным (в % масс.): углеводородные газы – от 2,4 до 3,7; пропан-пропиленовая фракция – от 5,6 до 7,5; бутан-бутиленовая фракция – от 8,7 до 13,0; бензин – от 47,0 до 54,0; лёгкий газойль – от 7,5 до 16,0; кубовый продукт – от 3,5 до 13,0; выход кокса – от 3,6 до 6,6. Кокс в процессе каталитического крекинга является технологическим топливом и в состав потерь не входит. Количество образующегося сероводорода принять 30 – 50 %масс. от количества серы, содержащейся в сырье.

2.5.6 Расчет материального баланса установки по производству битумов

Предусмотреть на битумной установке проектируемого НПЗ получение следующих марок битумов (в % масс. от мощности установки): дорожных – от 55 до 70, кровельных – от 10 до 25, строительных – от 15 до 30 %масс. Расчет материального баланса установки получения окисленных битумов провести по методике расчета материального баланса окислительной колонны[3]. При получении компаундированных битумов соотношение окисленного и остаточного компонентов рассчитать по литературным данным[4]. Образующиеся на установке газы окисления включить в статью потерь.

2.5.7 Расчет материального баланса установки сольвентной деасфальтизации гудрона

Выход деасфальтизата из сырья рассчитывают по одной из нижеприведенных эмпирических формул:

$$y = 98 + 3,10x \quad (2.5)$$

$$y' = 94 - 4x + 0,1(x - 10)^2 \quad (2.6)$$

где x – коксуемость сырья (гудрона), % масс;

y – выход деасфальтизата в % масс. с коксуемостью от 1,5 до 1,75% масс.;

y' – выход деасфальтизата в % масс. с коксуемостью от 1,2 до 1,3% масс.

2.5.8 Расчет материального баланса установки гидроочистки деасфальтизата

Расчет материального баланса установки гидроочистки деасфальтизата проводить аналогично расчету материального баланса установки гидроочистки вакуумного газойля(см. п. 2.4.4)

2.5.9 Расчет материального баланса установки адсорбционной деасфальтизации гудрона ART

Расчет материального баланса процесса ART проводится по методике, приведенной в учебно-методическом комплексе[5].

2.5.10 Расчет материального баланса установки каталитического крекинга остаточного сырья

Материальный баланс каталитического крекинга остаточного сырья принять по литературным данным[6] с учетом коксуемости сырья и содержания в нем ванадия и никеля. Количество образующегося сероводорода принять 30 –50 %масс. от количества серы, содержащейся в сырье.

2.5.11 Расчет материального баланса установки гидрокрекинга остаточного сырья

Расчет материального баланса установки гидрокрекинга остаточного сырья рекомендуется проводить по следующей методике(для технологии VСС блок гидроподготовки сырья):

Расход катализатора принять от 0,5 до 1% масс. на сырьё.

Выход сероводорода и аммиака рассчитывается с учетом глубины обессеривания и деазотирования сырья принять равной 85-90%.

Выход бензина принять равным суммарному количеству подвергнутым гидрогенолизу сернистых и азотистых соединений.

Выход газа принять равным 30% от выхода бензина.

Выход дизельной фракции принять 8-15 %масс. на сырьё.

Выход вакуумного остатка 5 %масс. В состав остатка входит катализатор.

Выход вакуумного газойля рассчитать путем вычитания из 100% выхода газов, бензина, дизельной фракции и остатка.

Расход водорода рассчитать с учетом того, что он расходуется на гидрогенолиз сернистых и азотистых соединений, образование бензиновой и дизельной фракций, получение бензиновой, дизельной фракций и вакуумного газойля. Изменение содержания водорода в продуктах(с учетом их выхода) относительно сырья рассчитать по уравнению (2.4). Плотности продуктов принять по литературным данным.

Результаты расчета представить в виде таблицы. Учесть, что образующийся аммиак взаимодействует с сероводородом с образованием сульфида аммония.

Таблица 2.3 – Материальный баланс процесса гидрокрекинга остаточного сырья

Показатели	% масс.	кг/ч	т/год
<u>Приход</u>			
Сырье (гудрон)	100		
Катализатор	0,5-1		
ВСГ			
в т.ч. 100% водород			
Итого:			
<u>Расход</u>			
H ₂ S			
Газы			
Фракция нк – 180 °С			
Фракция 180 – 360 °С			
Фракция 360 -500 °С			
Остаток выше 500 °С	5		
Потери	0,3		
в т.ч. H ₂ S+2NH ₃ = (NH ₄) ₂ S			
Итого:			

2.5.12 Расчет материального баланса установки гидрокрекинга вакуумного газойля

Расчет материального баланса установки гидрокрекинга вакуумного газойля рекомендуется проводить по программе «Npřihydro.exe», дополнительно рассчитав выход сероводорода по формуле 2.3, и отняв его от полученного по программе выхода газов. Принять, что в продуктах гидрокрекинга остается 0,001 %масс. серы. При проведении расчета желательно минимизировать выход бензина и максимизировать выход реактивного топлива и дизельной фракции. Выход тяжелого газойля не должен превышать 35 % масс.

2.5.13 Расчет материального баланса установки висбрекинга

При расчете материального баланса установки висбрекинга гудрона принять:

- количество образующегося сероводорода – от 12 до 15% от серы, содержащейся в сырье;
- количество образующихся газов – от 2 до 6 %масс. на сырьё;
- количество образующегося бензина – от 3,5 до 8 %масс. на сырьё;
- количество образующейся дизельной фракции – от 8 до 12 %масс. на сырьё;
- количество вакуумного дистиллята – от 25 до 30 %масс. на сырьё;
- количество вакуумного остатка – остальное до 100%.

При расчете материального баланса установки висбрекинга мазута принять:

- количество образующегося сероводорода – от 12 до 15% от серы, содержащейся в сырье;
- количество образующихся газов – от 1 до 3 %масс. на сырьё;
- количество образующегося бензина – от 2 до 3 %масс. на сырьё;
- количество образующейся дизельной фракции – от 4 до 6 %масс. на сырьё;
- количество вакуумного дистиллята – остальное до 100%;
- количество вакуумного остатка – на 15 - 20 % меньше содержания гудрона в мазуте.

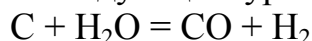
2.5.14 Расчет материального баланса установок термоконтактного коксования и газификации

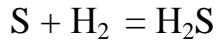
При расчете материального баланса установки термоконтактного коксования по технологии Fluid Coking (в кипящем слое) принять:

- количество образующегося сероводорода – от 20 до 25% от серы, содержащейся в сырье;
- количество образующихся продуктов – рассчитать по методикам, приведённым в литературных источниках [7, 8] с учетом коксуемости сырья;
- часть кокса – около 6 %масс. на сырьё используется в качестве технологического топлива на самой установке коксования.

Расчет материального баланса установки термоконтактного коксования по технологии Flexicoking (комбинации процесса коксования в кипящем слое и газификации получаемого кокса), отличается от расчета материального баланса процесса Fluid Coking тем, что часть или весь получаемый кокс, направляется на установку газификации.

В процессе газификации получается синтез-газ и сероводород. Их выход и состав рассчитать по следующим уравнениям:



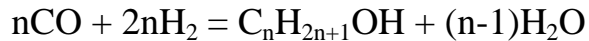


Для расчета необходимы данные о содержании в газифицируемом сырье углерода и серы, которые принимаются по справочным или литературным данным.

Газы газификации после очистки от сероводорода могут быть использованы в качестве технологического топлива или топлива для производства тепла и электроэнергии, а также направлены на производство синтетических продуктов, например метанола, который используется на проектируемом НПЗ для получения МТБЭ.

2.5.15 Расчет материального баланса установки синтеза метанола по Фишеру-Тропшу

Материальный баланс процесса синтеза метанола рассчитать по следующему уравнению:



2.5.16 Расчет материального баланса установки термического крекинга гидроочищенного вакуумного газойля

При расчете материального баланса установки термического крекинга гидроочищенного вакуумного газойля принять:

- количество образующихся газов – от 2 до 3 %масс. на сырьё;
- количество образующегося бензина – от 3,5 до 5 %масс. на сырьё;
- количество образующейся дизельной фракции – от 4,5 до 7 %масс. на сырьё;
- количество образующегося атмосферного остатка – от 85 до 90 %масс. на сырьё.

2.5.17 Расчет материального баланса установки замедленного коксования

При расчете материального баланса установки замедленного коксования принять:

- количество образующегося сероводорода – от 20 до 25% от серы, содержащейся в сырье;
- количество образующихся продуктов рассчитать по методике, приведённой в [7] с учетом коксуемости сырья.

2.5.18 Расчет материального баланса установок гидрооблагораживания бензинов каталитического крекинга и коксования

Расчет материального баланса установок гидрооблагораживания бензинов каталитического крекинга и коксования по технологии Prime G+ провести по методике расчета материального баланса гидроочистки дизельного топлива[3] с соответствующими изменениями. Принять:

- остаточное содержание серы в бензине 0,001 %масс;

- количество удаляемых олефинов 10% (часть олефинов остается в продукте);
- водород в процессе расходуется на гидрогенолиз соединений серы и гидрирование олефинов.

2.5.19 Расчет материального баланса установок гидроочистки дизельных фракций и бензинов отгонов термодеструктивных процессов

Расчет материального баланса установок гидроочистки провести по методике расчета материального баланса гидроочистки дизельного топлива[3].

2.5.20 Расчет материального баланса установки каталитической депарафинизации дизельной фракции

В процессе каталитической депарафинизации молекулы парафинов нормального строения крекируются в порах цеолитсодержащего катализатора с образованием бензина и газов. Принять содержание н-парафинов в сырье 10-12 % масс.

2.5.21 Расчет материального баланса установки изомеризации пентан-гексановых фракций

Принять материальный баланс установки изомеризации пентан-гексановых фракций по литературным данным в соответствии с выбранной студентом технологией проведения процесса и схемой рециркуляции непрореагировавших компонентов.

2.5.22 Расчет материального баланса газодифракционирующих установок ГФУ и АГФУ

Рассчитать материальный баланс установок ГФУ и АГФУ с учетом компонентного состава поступающих на них газов (табл. 2.4). Состав газов с АВТ принять по справочным данным для указанной в задании нефти.

Таблица 2.4 – Компонентный состав газов с некоторых установок НПЗ

Компонент	Состав газа с установок, % масс					
	КР	ГО	ГК	Висбрекинг, ТК, АРТ	КК	Коксование
Метан+водород	13,5	34	27	16	11	32
Этилен	–	–	–	2,5	6	4,6
Этан	9,5	24,5	21	16	8	13,8
Пропилен	–	–	–	9	22	6,0
Пропан	38	20,5	40	20,6	12,8	20,8
Изобутилен	–	–	–	4,5	6	0,2
Бутилен	–	–	–	9,8	13,8	3,9
Изобутан	19	5	3	5	13	3,0
н-бутан	20	16	9	14	4,8	9,5
Изопентан	–	–	–	1	1,6	1,2
н-пентан	–	–	–	1,6	1	5

Результаты расчета материального баланса установок ГФУ и АГФУ представить в виде таблиц:

Таблица 2.5 – Материальный баланс ГФУ

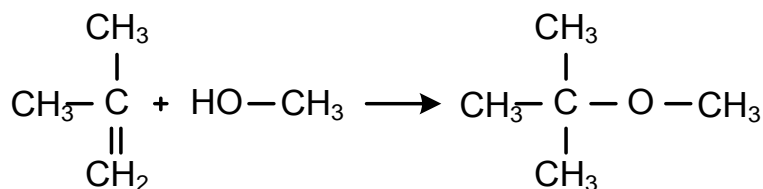
Приход			Расход		
Газ с установки:	% масс	т/год	Компонент	% масс	т/год
			Сухой газ		
			Пропан		
			Изобутан		
			Бутан		
			Изопентан		
			Пентан		
			Потери	0,3	
Итого	100		Итого	100	

Таблица 2.6 – Материальный баланс АГФУ

Приход			Расход		
Газ с установки:	% масс	т/год	Компонент	% масс	т/год
			Сухой газ		
			ППФ в т.ч. пропилен		
			ББФ в т.ч. бутилены изобутилен		
			С5+		
			Потери	0,3	
Итого	100		Итого	100	

2.5.23 Расчет материального баланса установки получения МТБЭ

Рассчитать материальный баланс установки получения МТБЭ по уравнению:



Результаты расчета представить в виде таблицы:

Таблица 2.7 – Материальный баланс производства МТБЭ

Приход	% масс	кг/ч	т/год
ББФ			
в т. ч. изобутилен			
метиловый спирт			
Итого	100		
Расход	% масс.	кг/ч	т/год
МТБЭ			
ББФ (отработанная)			
потери	0,3		
Итого	100		

2.5.24 Расчет материального баланса установки алкилирования изобутана олефинами

Расчет материального баланса установки алкилирования изобутана олефинами провести с учетом следующих допущений:

- в сырье, поступающем на алкилирование, изобутан должен быть в избытке относительно бутиленов. Оптимальным является мольное отношение изоалкан/алкены равное (4-6) к 1;
- включать в состав комплекса алкилирования установку изомеризации н-бутана «Бутамер» рекомендуется если изобутана меньше, чем бутиленов.
- в процессе расходуются все бутилены;
- в реакцию вступает около 95 %масс. от всего изобутана поступающего на алкилирование;
- в ББФ содержится до 2 %масс. пропана;

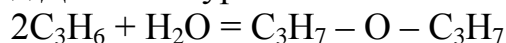
Результаты расчета представить в виде таблицы:

Таблица 2.8 – Материальный баланс установки алкилирования изобутана олефинами

Приход	% масс	кг/ч	т/год
ББФ после установки МТБЭ			
в т. ч. изобутан			
бутилены			
изобутан с ГФУ			
н-бутан с ГФУ (при наличии установки «Бутамер»)			
ВСГ в т.ч. 100% водород (при наличии установки «Бутамер»)			
Итого	100		
Расход	% масс.	кг/ч	т/год
Газы (пропан + изобутан + бутан)			
Легкий алкилат			
Тяжелый алкилат (>195°C)	3,0		
Полимеры	0,25		
Потери	0,3		
Итого	100		

2.5.25 Расчет материального баланса установки получения диизо-пропилового эфира (ДИПЭ)

Рассчитать выход ДИПЭ по уравнению:



Результаты расчета представить в виде таблицы:

Таблица 2.9 – Материальный баланс установки получения ДИПЭ

Приход	% масс	кг/ч	т/год
ППФ с АГФУ			
в т. ч. пропилен			
вода			
Итого	100		
Расход	% масс.	кг/ч	т/год
Углеводородные газы			
ДИПЭ			
потери	0,3		
Итого	100		

2.5.26 Расчет материального баланса установки получения полимер-бензина из ППФ (Димерсол G)

Принять степень превращения пропилена 100%. Результаты расчета представить в виде таблицы:

Таблица 2.10 – Материальный баланс установки «Димерсол G»

Приход	% масс	кг/ч	т/год
ППФ с АГФУ			
в т. ч. пропилен			
Итого	100		
Расход	% масс.	кг/ч	т/год
Угледородные газы			
Полимербензин			
Потери	0,3		
Итого	100		

2.5.27 Расчет материального баланса установки «Циклар»

Выход продуктов в процессе «Циклар» принять по литературным данным[9]. Результаты расчета представить в виде таблицы:

Таблица 2.11 – Материальный баланс установки «Циклар»

Приход	% масс	кг/ч	т/год
Сжиженные газы (пропан/бутан)	100		
Итого	100		
Расход	% масс.	кг/ч	т/год
Угледородные газы	28,7		
ВСГ (95 %об.)	7		
в т.ч. 100% водород			
Катализат	64		
Потери	0,3		
Итого	100		

Состав катализата процесса «Циклар» (в % масс.):

- бензол – 24,3;
- толуол – 43,3;
- ксилолы – 23,4;
- ароматические соединения C₉ – 8;
- ароматические соединения C₁₀₊ – 1.

2.5.27 Расчет материального баланса установки экстракции ароматических углеводородов

Расчет материального баланса установки экстракции ароматических углеводородов из катализата риформинга, фр. 70-85°C с установки ректификации катализата топливного риформинга и фракции БТК с установки пиролиза проводится на основании данных о содержании в них ароматических углеводородов. Состав ароматических соединений в катализате ароматического риформинга приведен в табл. 2.12.

Таблица 2.12 – Состав ароматических соединений в катализате ароматического риформинга

Компонент	Содержание компонента в суммарной ароматике, % мас.
Бензол	11,2
Толуол	29,3
Этилбензол	6,6
Параксилол	6,9
Метаксилол	14,8
Ортоксилол	9,1
Ароматические соединения C ₉	19,5
Ароматические соединения C ₁₀₊	2,6
ИТОГО	100

Содержание бензола во фр. 70-85°C с установки ректификации катализата топливного риформинга принять от 30 до 35 % масс.

Содержание ароматических соединений в гидростабилизированной фракции БТК с установки пиролиза (если эта фракция подается на блок выделения ароматических соединений) приведен в табл. 2.13 [10]. Суммарное содержание ароматических углеводородов во фракции БТК принять от 75 до 77 % масс.

Таблица 2.13 – Состав ароматических соединений во фракции БТК с установки пиролиза

Компонент	Содержание компонента в суммарной ароматике, % мас.
Бензол	43,7
Толуол	25,6
Этилбензол	8,1
Параксилол	6,3
Метаксилол	2,8
Ортоксилол	3,6
Ароматические соединения C ₉	9,9
ИТОГО	100

Результаты расчета свести в таблицу 2.14.

Таблица 2.14 – Материальный баланс установки экстракции ароматических соединений

Приход	% масс	кг/ч	т/год
Катализат с КР			
фр. 70-85°C с ректиф.			
фр. БТК с пиролиза*			
Итого	100		
Расход	% масс.	кг/ч	т/год
Рафинат			
Экстракт			
в т.ч. бензол			
толуол			
этилбензол			
паракилол			
метакилол			
ортокилол			
ароматические соединения C ₉			
ароматические соединения C ₁₀₊			
Потери	0,3		
Итого	100		

*– если фр. БТК направлять на установку экстракции, то материальный баланс этой установки и материальный баланс установки пиролиза взаимосвязаны

2.5.28 Расчет материального баланса установки пиролиза

Выход продуктов в процессе пиролиза зависит от вида перерабатываемого сырья и принимается на основании литературных данных [10]. Результаты расчета представляются в виде таблицы 2.15.

Таблица 2.15 – Материальный баланс установки пиролиза

Приход	% масс.	кг/ч	т/год
ИТОГО:	100,00		
Расход	% масс.	кг/ч	т/год
МВФ			
Этилен			
Пропилен			
Фракция C ₄			
Пиробензин или фракция БТК			
ТСП			
потери	0,30		
ИТОГО:	100,00		

2.5.29 Расчет материального баланса установок блока получения ароматических углеводородов

В связи с наличием в блоке получения ароматических углеводородов рециркулирующих потоков между установками «Изомеризация ксилолов» – «Ректификация» и «Таторей» – «Ректификация», рекомендуется составлять сводный материальный баланс по блоку приняв, что:

- весь толуол и ароматические соединения C_9 на установке «Таторей» превращается в бензол и суммарные ксилолы. При этом выход бензола, суммарных ксилолов и газов с отгоном неароматических углеводородов рассчитать в зависимости от соотношения толуола и ароматических соединений C_9 в сырье по рис. 2.10;

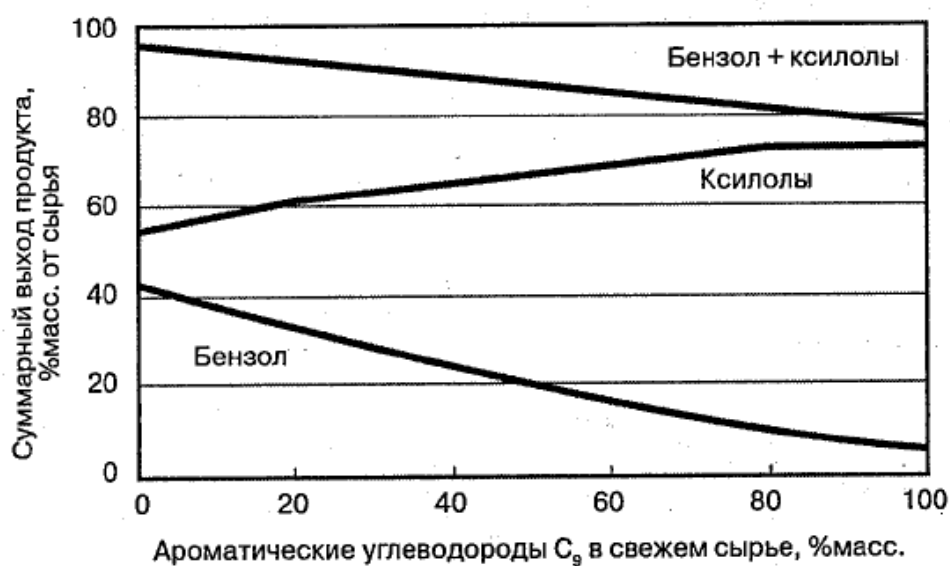


Рис.2.10 – Выход продуктов в процессе «Таторей» в зависимости от состава сырья

- для упрощения расчета сводного материального баланса НПЗ углеводородные газы и отгон с блока получения ароматических углеводородов рекомендуется вывести в отдельную статью расхода, а не направлять на ГФУ, как показано на рис. 2.9;
- орто- и метаксилолы полностью изомеризуются в параксиллол за счет рециркуляции через установку изомеризации ксилолов. На установке изомеризации ксилолов образуется до 4 % масс. на сырьё углеводородных газов с отгоном неароматических углеводородов;
- расход 100% водорода на сырьё установки «Таторей» принять от 1,5 до 2 %масс., а на сырьё установки «Изомеризация ксилолов» от 0,3 до 0,5 % масс.

Результаты расчета представить в виде таблицы 2.16.

Таблица 2.16 – Сводный материальный баланс баланса установок блока получения ароматических углеводородов

Приход	% масс	кг/ч	т/год
Экстракт			
Катализат с установки «Циклар»*			
ВСГ			
в т.ч. 100% водород на установку «Таторей»			
100% водород на установку «Изомеризация ксилолов»			
Итого	100		
Расход	% масс.	кг/ч	т/год
Газы + отгон			
Бензол			
Параксилол			
Ароматические соединения C ₁₀₊			
Потери	0,3		
Итого	100		

*– установка «Циклар» может не входить в состав НПЗ

2.5.30 Расчет баланса НПЗ по водороду и материального баланса установки производства и концентрирования водорода(PSA)

Для определения необходимой мощности установки по производству водорода вначале рассчитывается общий баланс НПЗ по водороду (табл. 2.17), в которой указываются все имеющиеся источники и потребители водорода на НПЗ. Расчет баланса водорода по НПЗ рекомендуется проводить на 100% водород.

Таблица 2.17 – Баланс НПЗ по водороду

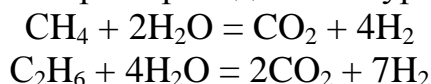
Приход	% масс.	кг/ч	т/год
100%-й H ₂ с КР-1 (топливный)			
100%-й H ₂ с КР-2 (ароматич.)			
100%-й H ₂ с Циклар*			
Итого	100,00		X
Расход	% масс.	кг/ч	т/год
Итого	100,00		Y

*– установка «Циклар» может не входить в состав НПЗ

Расход 100% водорода на установки НПЗ как правило превышает количество водорода, получаемого с установок каталитического риформинга.

Дисбаланс НПЗ по водороду (Y-X) и определяет мощность установки по производству водорода.

В качестве сырья установки производства водорода рекомендуется использовать природный газ или сухой газ, получаемый на ГФУ. Расчет необходимого количества сырья проводится по уравнениям:



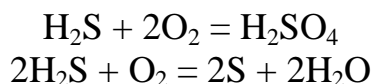
При расчете мощности установки производства водорода по сырью следует учитывать, что 20-30 %масс. получаемого на блоке риформинга водорода теряется с топливным газом на блоке концентрирования водорода. Результаты расчета представить в виде таблицы:

Таблица 2.18 – Материальный баланс установки по производству и концентрированию водорода

Приход	% масс.	кг/ч	т/год
Метан или сухой газ			
Вода			
Итого	100,00		
Расход	% масс.	кг/ч	т/год
ВСГ (99,9 %об.)			
в т.ч. 100% водород			(Y-X)
CO ₂			
Топливный газ (с блока PSA)			
Потери			
Итого	100,00		

2.5.31 Расчет материального баланса установок по переработке сероводорода

Получаемый на установках НПЗ сероводород перерабатывается в серную кислоту или элементарную серу. Рассчитать материальные балансы установок по производству серной кислоты и элементарной серы по следующим уравнениям:



Результаты расчета представить в виде таблиц.

2.4.32 Расчет сводного материального баланса НПЗ

Результаты расчёта сводного материального баланса НПЗ представить в виде табл. 2.19. В таблицу следует включать только то сырьё, которое используется на НПЗ, и те продукты, которые получаются на проектируемом НПЗ.

Таблица 2.19 – Материальный баланс НПЗ

Сырье и продукты	% масс. на нефть	кг/ч	т/год
1	2	3	4
ПРИХОД			
нефть	100,0		
Вода			
в т.ч. на установку ДИПЭ			
на уст получения водорода			
на установку газификации			
Природный газ			
Кислород воздуха			
в т.ч. на получение H ₂ SO ₄			
на получение серы			
на битумную установку			
Метанол (если не производится на проектируе- мом НПЗ)			
Итого			
РАСХОД			
Бензин, в т.ч.:			
в т.ч.: изомеризат			
алкилат (легкий)			
изопентан			
фр. 85-к.к. с КР			
полимербензин			
бензин КК с гидрооблагораживания			
бензин коксования с гидрооблагораж.			
Оксигенаты,			
в т.ч.: МТБЭ			
ДИПЭ			
Реактивное топливо			
Дизельное топливо			
в т.ч. с гидроочисток			
с гидрокрекинга			
тяжелый алкилат			
Сырье для НХС,			
в т.ч.: бензол			
паракилол			
этилен			
пропилен			
фракция С ₄ с пиролиза			

Продолжение таблицы 2.19

1	2	3	4
серная кислота			
сера			
Технологическое топливо, в т.ч.: сухой газ с ГФУ			
сухой газ с АГФУ			
МВФ с установки пиролиза			
с блока PSA			
кокс установок КК			
кокс установок ТКК			
газ с газификации			
Котельное топливо, в т.ч.: черный соляр с битумной установки			
полимеры с алкилирования			
ароматика C ₁₀₊			
тяжелые газойли и остатки с технологических установок			
Прочие продукты, в т.ч.: кокс игольчатый и анодный			
кокс топливный			
СО ₂ с производства водорода			
газы и отгон с блока получения ароматических углеводородов (рецикл на ГФУ)			
Потери, в т.ч.: сумма с установок НПЗ			
газы окисл. с битумной			
Итого			

После составления сводной таблицы материального баланса проводится расчет следующих показателей эффективности НПЗ:

- глубина переработки нефти по формуле 2.2;
- выход светлых нефтепродуктов (G_{CB} , %) – бензин, керосин, дизельное топливо, ароматические углеводороды, а также бытовой газ, если на проектируемом НПЗ предусмотрено его производство

$$G_{CB} = G_{cb}/G_H \cdot 100 \quad (2.7)$$

где G_{cb} , G_H – выход светлых нефтепродуктов и количество переработанной нефти, млн. тонн в год.

- индекс Нельсона (упрощенный расчет)

$$IN = \frac{\sum IN_{yct} \cdot G_{yct}}{G_H} \quad (2.8)$$

где $G_{уст}$, G_H – мощность установки и количество переработанной нефти, млн. тонн в год;

$IN_{уст}$ – индекс Нельсона технологической установки, входящей в состав НПЗ. Значение индекса Нельсона для некоторых установок НПЗ приведено ниже:

• ЭЛОУ	0,5
• АВТ, АТ, ВТ	1
• Производство водорода	1
• Газофракционирование	1
• Производство битума	1,5
• Висбрекинг	2,5
• Изомеризация	3–4
• Термокрекинг	3 – 3,8
• Гидроочистка	3
• Каталитический риформинг	3,4 – 5
• Каталитический крекинг	6 – 7,2
• Коксование	6
• Гидрокрекинг	6–10
• Алкилирование	7,5–10
• Производство оксигенатов (МТБЭ/ТАМЭ)	10
• Производство ароматики	15
• Производство серы	85

2.6 Расчет оборудования реакторного блока проектируемой установки

Расчет реактора заключается в том, чтобы определить состав продуктов реакции и их количество, температуру продуктов на выходе из реактора, количество катализатора и размеры реактора, расход теплоносителя или хладагента для поддержания соответствующей температуры в реакторе в зависимости от величины теплового эффекта реакции. Перед началом расчета дается схема работы реактора с указанием всех потоков, входящих и выходящих из него, и приводятся исходные данные такие, как расход сырья и его состав, температура входящих в реактор потоков, давление, объемная скорость подачи сырья в реактор, тип катализатора и его характеристика.

В расчет оборудования реакторного блока также входят расчеты регенератора. Методика расчета регенератора установки каталитического крекинга приведена в [5, 11]. При расчете регенератора вышеуказанной установки рекомендуется использовать программу «Regenera.exe».

2.7 Технологический расчет блоков сепарации и фракционирования продуктов

Расчет сепаратора, если он имеется на проектируемой установке, заключается в том, что при выбранных температуре и давлении, необходимо определить количество и состав паровой и жидкой фаз, на основании которых определить размеры сепаратора (диаметр и высоту или диаметр и длину). При выбранных давлении и температуре в сепараторе необходимо получить паровую фазу определенного состава. Например, при выделении циркулирующего водородсодержащего газа (ЦВСГ) содержание водорода в паровой фазе должно быть $\geq 80\%$ об. (но не выше, чем в свежем ВСГ поступающем на установку), при выделении газов C_1-C_2 или C_3-C_4 содержание суммы C_1-C_2 или C_3-C_4 в паровой фазе должно быть не менее 70% об. соответственно. При этом содержание бензиновой фракции C_5 не должно превышать $5-7\%$ об.

При расчета размеров сепаратора следует учитывать объем как паровой, так и жидкой фаз, находящихся в сепараторе.

В настоящем разделе приводятся исходные данные и схема работы колонны/колонн, на основании которых рассчитывается:

- материальный баланс колонны;
- доля отгона сырья на входе в колонну;
- температуры вверху, внизу колонны и температуры отбора боковых фракций (если они есть);
- тепловой баланс колонны;
- размеры колонны (диаметр и высота).

2.8 Расчет мощности привода сырьевого насоса или компрессора

Расчет мощности привода насоса или компрессора начинается с представления схемы взаимосвязи насоса (компрессора) с аппаратами технологической схемы установки. На схеме указывается аппарат, из которого забирается продукт, аппараты, через которые прокачивается продукт и аппарат, в который подается продукт. Кроме того, в схеме на нагнетательной линии насоса (компрессора) изображается регулирующий клапан расхода и расходная диафрагма, т.к. они создают гидравлическое сопротивление. На основе этой схемы по нижеприведенному уравнению определяется давление, которое должно быть на выходе из компрессора (насоса):

$$P = P_1 + \Delta P_K + \Delta P_D + \Delta P_A + \Delta P_B + \Delta P_T + \Delta P_H \quad (2.9)$$

где P – давление на выходе из компрессора (насоса), кПа;

P_1 – давление в аппарате, куда подается поток от насоса (компрессора), кПа;

ΔP_K – потеря напора в регулирующем клапане, кПа;

ΔP_D – потеря напора в диафрагме, кПа;

ΔP_A – потеря напора в аппаратах, через которые прокачивается продукт, кПа;

ΔP_B – потеря напора на поворотах, кПа;

ΔP_T – потеря напора в трубопроводе, кПа;

ΔP_H – потеря напора при подъеме потока, кПа.

Далее приводятся исходные данные, на основе которых осуществляется расчет: производительность насоса (компрессора) в м³/ч, состав перекачиваемого продукта (% об., % мас.), температура продукта (°С) на линии всасывания насоса (компрессора), общий КПД насоса (компрессора). Значения исходных данных и потери напора в аппаратах, поворотах и т.п. выбираются на основе материального баланса установки, расчетов и литературных источников.

На основе представленных схемы и исходных данных проводится расчет мощности привода насоса или компрессора с применением уравнений, представленных в литературе [3, 7, 12, 13]. При применении уравнений для расчета мощности привода насоса или компрессора необходимо обратить особое внимание на единицы измерения расхода, давления и плотности.

2.9 Расчет тепловой нагрузки технологической печи, теплообменного оборудования

Полезная тепловая нагрузка трубчатой печи, в змеевиках которой имеют место химические реакции (пиролиз, висбрекинг и др.) складывается из затрат тепла на нагрев сырья, его испарение и компенсацию эндотермического эффекта реакции.

Тепловой эффект реакции принимается или рассчитывается по литературным данным. Перед началом расчета приводится схема работы печи с указанием расхода и температур потоков на входе в змеевик. Далее указываются исходные данные: производительность печи по сырью, характеристика сырья, температуры продуктов на входе и выходе. Кроме полезной тепловой нагрузки трубчатой печи необходимо рассчитать расход топлива.

Расчет теплообменного оборудования рекомендуется проводить по методикам, приведенным в [11, 12], а также специализированных компьютерных программ. При этом тексты отчетов с результатами расчетов выполненных при помощи специализированного программного обеспечения должны быть приведены в приложении к курсовому проекту.

2.10 Охрана окружающей среды на установке и НПЗ в целом

В этом разделе необходимо отразить охрану окружающей среды на конкретной технологической установке, т.е. на установке, для которой приводится технологическая схема и расчет аппаратов. Любая технологическая установка связана с окружающей средой, т.е. с водоемами и атмосферой.

Установка должна быть спроектирована так, чтобы ее влияние на окружающую среду было минимальным, что позволяет для окружающей среды сохранить свои способности к развитию и самоочищению. Влияние установки на окружающую среду оценивается значениями показателей ее экологической характеристики. Экологическая характеристика установки оценивается четырьмя показателями:

- количество газообразных выбросов;
- количество неутилизованных отходов;
- количество потребляемой воды;
- количество потерь нефтепродуктов.

В курсовом проекте в этом разделе необходимо представить данные, которые позволяют уменьшить значение этих показателей.

Количество газообразных выбросов связано с расходом топлива, содержанием в нем сернистых и азотистых соединений и методом пропарки (продувки) аппаратов перед их ремонтом. Расход топлива уменьшается при применении на трубчатых печах подогревателей воздуха, малосернистого топлива, повышением температуры сырья на входе в трубчатую печь

за счет более полного использования тепла фракций, выводимых с установки, и применения эффективных теплообменников.

Для пропарки аппаратов следует иметь специальную схему для обеспечения охлаждения и конденсации паров, выходящих сверху аппарата, и конденсата, выводимого снизу аппарата при его пропарке. Для конденсата (смесь воды и углеводородов) необходимо устанавливать специальную емкость с насосом для разделения воды и нефтепродукта. Почти на всех установках топливно-химического блока НПЗ получается газ. В связи с этим, в период пуска и остановки установки необходимо предусмотреть сброс газа в факельное хозяйство и на ГФУ, не допуская выброс газа в атмосферу.

Неутилизированные отходы на установках топливно-химического блока представляют собой песок, пропитанный нефтепродуктами, полученный при уборке разливов нефтепродуктов, промасленная ветошь, изношенная одежда и обувь, изношенный прокладочный материал, шланги и т.п. Для неутилизированных отходов на установке устанавливается специальная бетонная емкость, из которой периодически отходы вывозятся на специальную свалку. Отработанные алюмосиликатные катализаторы и адсорбенты отвозятся на кирпичные заводы или дорожно-строительный предприятия.

Катализаторы, содержащие благородные металлы (платину, рений, кобальт, молибден и т.п.), собираются в герметические емкости и отправляются на специальные заводы для извлечения этих металлов.

Количество потребляемой воды на установке можно понизить за счет повторного использования, применяя ее сначала для охлаждения легких фракций, потом – для тяжелых, т.к. тяжелые фракции могут выводиться с установки с более высокой температурой по сравнению с легкими. Более полное использование тепла выводимых фракций для нагрева сырья и производства водяного пара также способствует уменьшению расхода воды в холодильниках.

Для исключения попадания дождевых и талых вод на площадку установки и разлитых нефтепродуктов за пределы установки территорию установки ограждают бордюром.

Потери нефтепродуктов на установках топливно-химического блока НПЗ в основном связаны с потерями легких углеводородов (C_1-C_5), при подготовке аппаратов к ремонту, пуску и остановке установки. В связи с этим необходимо обеспечить работу установки АГФУ при пуске или остановке данной установки, иметь линию сброса газа с подогревом в топливную сеть НПЗ и на факельное хозяйство. Сброс газа в атмосферу проводится только за 1-2 часа до окончания пропарки аппарата или остановки установки при обязательном его охлаждении. Для предотвращения пропусков нефтепродуктов через неплотности во фланцевых соединениях трубопроводов и через уплотнения насосов и компрессоров перед пуском

установки производится проверка их герметичности с применением воды или инертного газа, для подачи которых необходимо иметь специальные линии. Сброс жидких нефтепродуктов из аппаратов и трубопроводов при отборе проб и опорожнении проводится в специальную заглубленную емкость (нулевая емкость).

Разлитый нефтепродукт смывается с площадки установки водой в промливневую канализацию, из которой эта вода поступает на очистные сооружения НПЗ. Для снижения содержания нефтепродуктов в этой воде на выходе канализации с установки устанавливается локальная нефтеловушка с гидрозатвором и насосом для откачки нефтепродукта в специальную емкость и далее на установку АВТ.

В итоге в этом разделе должны быть указаны конкретные мероприятия по охране окружающей среды, которые должны найти отражение в технологической схеме установки.

2.11 Заключение

В заключении дается краткая характеристика курсового проекта. Например, разработана поточная схема НПЗ мощностью ___ млн. т/год _____ нефти, позволяющая иметь выход суммы светлых ___% (по заданию ___%) и нефтехимических продуктов ___% (по заданию ___%), приведен расчет основных аппаратов (печи, реакционной камеры, теплообменников) установки _____ мощностью ___ млн. т/год и материальный баланс установок НПЗ в целом. Глубина переработки нефти обеспечена за счет применения установок ...

2.12 Список использованных источников

Для выполнения курсового проекта необходимо использовать не менее 15 литературных источников. Нумерацию литературным источникам необходимо присваивать по ходу их применения в проекте. Первыми литературными источниками, т.е. источниками под номером 1, 2 и т.д. могут быть только основополагающие статьи в области качества и производства нефтепродуктов, энергоемкости и материалоемкости их производства и в области охраны окружающей среды.

Литературными источниками служат учебники, учебные пособия, монографии, статьи из научно-технических журналов, авторские свидетельства, патенты, справочники, ресурсы Интернет. Список литературных источников составляется непрерывно по мере разработки разделов с присвоением источнику порядкового номера. Пример представления литературного источника см. в разделе «Рекомендуемая литература» настоящих методических указаний. Пример оформления ссылки на ресурс Интернет приведен ниже:

Кортянович К.В., Евдокимова Н.Г., Жирнов Б.С. Диэлектрическая проницаемость как показатель характеризующий адгезионные свойства битумов // Электронный журнал «Нефтегазовое дело» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>. – Дата доступа: 15.01.2015.

Рекомендуемая литература

- 1 Хорошко С.И. Нефти северных регионов. Справочник. Издание второе переработанное и дополненное. – Новополюцк: ПГУ, 2014 – 126 с.
- 2 Мейерс Р.А. Основные процессы нефтепереработки. Справочник/ Под ред. О.Ф. Глаголевой, О.П. Лыкова. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2011. – 944 с.
- 3 Танатаров М.А. Технологические расчеты установок переработки нефти. – М.: Химия, 1987. – 346 с.
- 4 Ермак А.А., Ткачѳв С.М., Хорошко С.И. и др. Методика прогнозирования свойств компаундированных битумов// Химия и технология топлив и масел, 2005, №6, с. 42-44
- 5 Технология переработки нефти и газа. Процессы глубокой переработки нефти и нефтяных фракций: Учеб.-метод. комплекс для студ. спец. 1-48 01 03 в 2-х ч./Сост.: А.Ф. Корж, С.М. Ткачев – ч.2 Методические материалы к практическим и семинарским занятиям. – Новополюцк: ПГУ, 2006.
- 6 Лихтерова Н.М. Технология глубокой переработки нефти. Часть I Термокаталитические процессы. Учебное пособие - М., МИТХТ им. М.В. Ломоносова, 2004 – 64с.
- 7 Сарданашвили А.Г., Львова А.И. Примеры и задачи по технологии переработки нефти и газа. – М.: Химия, 1980. – 253 с.
- 8 Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. –Уфа: Издательство «Гилем», 2002. – 672 с.
- 9 Байбурский Б., Яковлев Б. Инновационные направления в нефтехимии.// The Chemical Journal, май 2008, с. 34-39.
- 10 Мухина Т.Н., Барабанов Н.Л. и др. Пиролиз углеводородного сырья. М.: Химия, 1987, - 240 с.
- 11 Кузнецов А.А., Кагерманов С.М., Судаков Е.Н. Расчеты процессов и аппаратов нефтеперерабатывающей промышленности. – М.: Химия, 1974.– 344 с.
- 12 Основные процессы и аппараты химической технологии: Пособие по проектированию/ Г.С. Борисов, В.П. Брыков, Ю.И. Дытнерский. Под ред. Ю.И. Дытнерского. – М.: Химия, 1991. – 496 с.
- 13 Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии. – Л.: Химия, 1976. – 552 с.
- 14 Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа. Под ред. Бондаренко Б.И. – М.: Химия, 1984. – 198 с.
- 15 Баннов П.Г. Процессы переработки нефти. Том 2. - М.: ЦНИИТ-Энефтехим, 2001 -415 с.

- 16 Бигбулатова А.М. Этапы становления и развития производства нефтяного кокса методом замедленного коксования. Диссертация. Уфа 2002, – 98 с.
- 17 Бендеров Д.И. Процесс замедленного коксования в необогреваемых камерах. – М Химия, 1976, – 176 с.
- 18 Брагинский О.Б. Мировая нефтехимическая промышленность. – М.: Наука, 2003. – 556 с.
- 19 Бурсиан Н.Р. Технология изомеризации парафиновых углеводородов – Химия, 1985 – 192 с.
- 20 Гимаев Р.Н. Нефтяной кокс – М.: Химия, 1992. – 80 с.
- 21 Гун Р.Б. Нефтяные битумы. – М.: Химия, 1989. – 432с.
- 22 Гуреев А.А. и др. Производство нефтяных битумов – М.: изд. Нефть и газ, 2007. – 102 с.
- 23 Каминский Э.Ф., Хавкин В.А. Глубокая переработки нефти: технологический и экологический аспекты М.: Техника ООО»ТУМАГРУПП», 2001 – 384 с.
- 24 Красюков А.Ф. Нефтяной кокс. – М. Химия, 1966.– 264 с.
- 25 Кретинин М.В., Фасхутдинов Р.А., Абызгильдин Ю.М. Проектирование установок замедленного коксования: Учебное пособие — Уфа: УНИ, 1982 — 70 с.
- 26 Кондрашева Н.К. Технологические расчеты и теория каталитического риформинга бензина. - Уфа: ООО «Монография», 2008. – 160 с.
- 27 Магеррамов А.М., Ахмедова Р.А., Ахмедова Н.Ф. Нефтехимия и нефтепереработка. – Баку: Изд-во «Баку Университети», 2009 – 660 с.
- 28 Мазлова Е.А., Шагарова Л.Б. Экологические решения в нефтегазовом комплексе. – М.: Техника. ООО «ТУМА ГРУПП», 2001. – 112 с.
- 29 Нефедов Б.К., Радченко Е.Д. Алиев Р.Р. Катализаторы процессов глубокой переработки нефти. – М.: Химия, 1992. – 272 с.
- 30 Перспективные процессы и продукты малотоннажной химии. –Уфа.: Государственное издательство научно-технической литературы «Реактив», 2000. – 204 с.
- 31 Нефть и нефтепродукты. Справочник под ред. Поконовой Ю.В. . – С.-Пб.: АНО НПО»Мир и семья», 2003. – 904 с.
- 32 Покровская С.В. Синтез и получение метил-треталкиловых эфиров. Учебно-методическое пособие по курсу «Химия нефти» для студентов специальности 2504 – Новополюк, 1993 – 36 с.
- 33 Радионов А.И., Клушин В.Н., Систер В.Г. Технологические процессы экологической безопасности / Основы энвайронменталистики. – Калуга: Изд-во Н. Бочкаревой, 2000. – 800 с.
- 34 Соколов В.З., Харлампович Г.Д. Производство и использование ароматических углеводородов – М.: Химия, 1980 – 336 с
- 35 Справочник нефтехимика. В двух томах / Под ред. С.К. Огородникова. – Л.: Химия, 1987 – 496 с. (Т.1), 592 с. (Т.2).

- 36 Смидович Е.В. Технология переработки нефти и газа. Ч.2. – М.: Химия, 1980. – 328 с.
- 37 Соколов В.З., Харлампович Г.Д. Производство и использование ароматических углеводородов – М.: Химия, 1980 – 336 с
- 38 Справочник нефтепереработчика/ Под ред Г.А. Ластовкина – Л.: Хими, 1986. – 648 с.
- 39 Технология переработки нефти и газа. Процессы глубокой переработки нефти и нефтяных фракций : учеб.-метод. комплекс. В 2 ч. Ч. 1. Курс лекций / сост. и общ. ред С. М. Ткачева. – Новополюцк : ПГУ, 2006. – 392 с.
- 40 Черный И.Р. Производство мономеров и сырья для нефтехимического синтеза. М.: Химия, 1973, – 264 с.
- 41 Новый справочник химика и технолога. Сырьё и продукты промышленности органических и неорганических веществ. Ч.1. – С.-Пб.: АНО НПО «Мир и семья», АНО НПО «Профессионал», 2002. – 998 с.
- 42 Новый справочник химика и технолога. Сырьё и продукты промышленности органических и неорганических веществ. Ч.2. – С.-Пб.: АНО НПО «Мир и семья», АНО НПО «Профессионал», 2005, 2007. – 1142 с.
- 43 Hydrocarbon Processing's Refining Processes 2008 Handbook – 296 p.

Приложение А. Образец титульного листа

МО

РБ

Учреждение образования
«Полоцкий государственный университет»
Кафедра Химии и ТПНГ

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ №2
по дисциплине «Технология переработки нефти и газа»
Раздел 2. Процессы глубокой переработки нефти - получение топлив и
специальных продуктов

на тему: «Топливо-химический блок нефтеперерабатывающего завода
мощностью _____ нефти в год»

Выполнил

Студент группы (№ группы)
Ф.И.О.

Проверил

к.т.н.(к.х.н., к.п.н., м.т.н.),
доцент (ассистент)
Ф.И.О.

Новополоцк 20 ____

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	2
1 Содержание и общие требования к оформлению курсового проекта.....	5
2 Порядок выполнения разделов курсового проекта	8
2.1 Введение.....	8
2.2 Характеристика нефти, фракций и их применение	8
2.3 Выбор и обоснование поточной схемы НПЗ.....	11
2.4 Выбор технологической схемы установки.....	26
2.5 Расчёт материального баланса установок и НПЗ в целом.....	27
2.6 Расчет оборудования реакторного блока проектируемой установки	47
2.7 Технологический расчет блоков сепарации и фракционирования	
продуктов	47
2.8 Расчет мощности привода сырьевого насоса или компрессора.....	48
2.9 Расчет тепловой нагрузки технологической печи, теплообменного	
оборудования.....	49
2.10 Охрана окружающей среды на установке и НПЗ в целом.....	49
2.11 Заключение	51
2.12 Список использованных источников	51
Рекомендуемая литература	53
Приложение А. Образец титульного листа	56