

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт электронного обучения

Направление подготовки - Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

Кафедра химической технологии топлива и химической кибернетики

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проектирование установки получения дизельного топлива

УДК 665.75

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д11	Степанова Е.Д.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ХТТ и ХК	Ушева Н.В.	к.х.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры МЕН	Сечина А.А.	к.х.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Чулков Н.А.	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ХТТ и ХК	Юрьев Е.М.	к.т.н., доцент		

Томск – 2016г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ (ООП 18.03.01)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные компетенции</i>		
P1	Применять базовые и специальные, математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания в профессиональной деятельности	Требования ФГОС (ПК-1,2,3,19,20), Критерий 5 АИОР (п.1.1), CDIO (п. 1.1, 4.1, 4.3, 4.8)
P2	Применять знания в области современных химических технологий для решения производственных задач	Требования ФГОС (ПК-7,11,17,18, ОК-8), Критерий 5 АИОР (пп.1.1,1.2), CDIO (п. 1.1, 3.2, 4.2, 4.3, 4.5, 4.6)
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии	Требования ФГОС (ПК-1,5,8,9, ОК-2,3), Критерий 5 АИОР (пп.1.2), CDIO (1.2, 2.1, 4.5)
P4	Разрабатывать новые технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование химической технологии, проектировать объекты химической технологии в контексте предприятия, общества и окружающей среды	Требования ФГОС (ПК-11,26,27,28), Критерий 5 АИОР (п.1.3) CDIO (п.1.3, 4.4, 4.7)
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных химических технологий	Требования ФГОС (ПК-4,21,22,23,24,25, ОК-4,6), Критерий 5 АИОР (п.1.4), CDIO (п. 2.2)
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, выводить на рынок новые материалы , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на химико-технологическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	Требования ФГОС (ПК-6,10,12,13,14,15, ОК-6,13,15), Критерий 5 АИОР (п.1.5) CDIO (п. 4.1, 4.7, 4.8, 3.1, 4.6)
<i>Общекультурные компетенции</i>		
P7	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-5,9,10,11), Критерий 5 АИОР (пп.2.4,2.5), CDIO (п. 2.5)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1,2,7,8,12), Критерий 5 АИОР (2.6), CDIO (п. 2.4)
P9	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-14), Критерий 5 АИОР (п.2.2), CDIO (п. 3.2, 3.3)
P10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать лидерство в инженерной деятельности и инженерном предпринимательстве , ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ОК-3,4), Критерий 5 АИОР (пп.1.6, 2.3) CDIO (п. 4.7, 4.8, 3.1)

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 18.03.01 – Химическая технология

Кафедра Химической технологии топлива и химической кибернетики

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

Е.М. Юрьев _____

(Подпись) (Дата)

(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д11	Степанова Елена Даниловна

Тема работы:

<i>Проектирование установки получения дизельного топлива</i>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1768/с от 03.03.2016г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	2 июня 2016 г.
--	----------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	Технология получения дизельного топлива. Технологическая схема установки Яйского НПЗ; производительность установк150000т/год, технологические параметры, состав сырья и продуктов.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	Введение: физико-химические основы процесса получения дизельного топлива, перспективы развития и совершенствования технологии получения дизельного топлива; конструктивные типы ректификационных колонн, выбор конструкции основного аппарата; характеристика исходного сырья, расчет материального, теплового баланса, аппаратурный расчет; обсуждение результатов работы, выводы.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1 Характеристика исходного сырья; 2 Технологическая схема; 3 Сборочный чертеж выбранного основного аппарата; 4 Результаты расчетов; 5 Результаты финансового менеджмента
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент кафедры МЕН, Сечина А.А.
Социальная ответственность	Доцент кафедры ЭБЖ, Чулков Н.А.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	08.02.2016 г.
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. – ХТТ и ХК	Ушева Н.В.	к.х.н., доцент		08.02.2016г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д11	Степанова Е.Д.		08.02.2016г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 86 страниц, рисунков 13, таблиц 25, источников 36, приложений 4.

Ключевые слова: Ректификация, перегонка, нефть, колонна, контактное устройство, фракции, флегмовое число.

Объектом исследования является установка получения дизельного топлива.

Цель работы – расчёт установки перегонки нефти при увеличении мощности производства до 150000 т/год.

В процессе исследования были изучены технологические характеристики действующих аппаратов, физико-химические свойства нефти, поступающей на данное предприятие и, учитывая все эти факторы были проведены расчеты допустимой скорости пара, доли отгона, числа тарелок, высоты колонны и её диаметра.

Основные технологические характеристики ректификационной колонны: диаметр - 1,6 м, высота колонны – 16,5 м, тарелки клапанные 25шт., масса аппарата - 45255,9 кг.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1. Обзор литературы.....	8
1.1. Методы получения дизельного топлива.....	11
1.2. Конструктивные типы ректификационных колонн.....	14
1.3. Технологическое оформление процесса ректификации.....	24
2. Объект и методы исследования.....	27
2.1. Общая характеристика производства.....	27
2.2. Характеристика производимой продукции. Характеристика исходного сырья, материалов и полупродуктов.....	27
2.3. Описание технологической схемы процесса получения дизельного топлива.....	28
3. Расчет и аналитика.....	32
3.1. Материальный баланс.....	32
3.2. Тепловой баланс.....	45
3.3. Технологический расчет ректификационной колонны.....	49
3.4. Гидравлический расчет ректификационной колонны.....	52
3.5. Механический расчет ректификационной колонны.....	54
3.6. Подбор вспомогательного оборудования.....	58
4. Результаты проведенного исследования (разработки).....	58
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	60
6. Социальная ответственность.....	74
Заключение.....	83
Список использованных источников.....	84
Приложения А.....	87
Приложение Б.....	109
Приложение В.....	117
Приложение Г.....	124

ВВЕДЕНИЕ

Нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) представляет собой совокупность основных технологических процессов (установок, цехов, блоков), а также вспомогательных и обслуживающих служб, обеспечивающих нормальное функционирование промышленного предприятия. Целевое назначение НПЗ – производство в требуемых объемах и ассортименте высококачественных нефтепродуктов и сырья для нефтехимии.

Современные нефтеперерабатывающие предприятия характеризуются большой мощностью как НПЗ, так и составляющих их технологических процессов. В этой связи на НПЗ предъявляются высокие требования к уровню автоматизации технологических процессов, надежности и безопасности оборудования и технологии, квалификации обслуживающего персонала. Мощность НПЗ зависит, прежде всего, от потребности в тех или иных нефтепродуктах района их потребления, наличия ресурсов сырья и энергии, дальности транспортных перевозок и близости соседних аналогичных предприятий. Крупные предприятия экономически эффективнее, чем мелкие. На крупных НПЗ имеются благоприятные предпосылки для сооружения мощных высокоавтоматизированных технологических установок на базе крупнотоннажных аппаратов и оборудования для более эффективного использования сырьевых, водных и земельных ресурсов и значительного снижения удельных капитальных и эксплуатационных затрат.

Дизельное топливо – это жидкий продукт, который используется в качестве топлива в дизельном двигателе. Дизельное топливо получают при перегонке нефти. Основные его потребители – грузовой автотранспорт, водный и железнодорожный транспорт, сельскохозяйственная техника.

Объектом исследования в данном проекте является установка получения дизельного топлива ЭЛОУ – АТ.

Поставленной задачей является увеличение мощности производства установки до 150000 т/год, с целью увеличения объемов продаж и уменьшения энергозатрат на единицу продукции и себестоимости продуктов [1].

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Нефть – это сложная смесь углеводородов и их соединений выкипающих в широком температурном интервале.

Нефть представляет собой маслянистую жидкость, основными химическими элементами которой являются углерод, водород, сера и азот.

Нефть является основным источником получения всех видов жидкого топлива (бензин, керосин, дизельное топливо, котельное топливо), масел, кокса, битума и сырья для нефтехимии.

Есть множество научных **классификаций нефти** (химическая, генетическая, технологическая и др.), но до сих пор нет единой международной их классификации.

Химическая классификация. За ее основу принято преимущественно содержание в нефти одного или нескольких классов углеводов. Различают 6 типов нефтей: *парафиновые, парафино – нафтеновые, нафтеновые, парафино – нафтенно – ароматические, нафтенно – ароматические и ароматические.*

В парафиновых нефтях (типа узеньской, жетыбайской) все фракции содержат значительное количество алканов: бензиновые — не менее 50 %, а масляные — 20 % и более. Количество асфальтенов и смол исключительно мало [3].

В парафино – нафтеновых нефтях и их фракциях преобладают алканы и циклоалканы, содержание аренов и смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) мало. К ним относят большинство нефтей Урало-Поволжья и Западной Сибири.

Для нафтеновых нефтей характерно высокое (до 60 % и более) содержание циклоалканов во всех фракциях. Они содержат большое количество твердых парафинов, смол и асфальтенов. К нафтеновым относят нефти, добываемые в Баку (балаханская и сураханская) и на Эмбе (доссорская и макатская) и др.

В парафино – нафтенно – ароматических нефтях содержатся примерно в равных количествах углеводы всех трех классов, твердых парафинов не более 1,5 %. Количество смол и асфальтенов достигает 10 %. Нафтенно – ароматические

нефти характеризуются преобладающим содержанием циклановиаренов, особенно в тяжелых фракциях. Алканы содержатся в небольшом количестве только в легких фракциях. В состав этих нефтей входит около 15–20 % смол и асфальтенов. Ароматические нефти характеризуются преобладанием аренов во всех фракциях и высокой плотностью. К ним относят прорвинскую в Казахстане и бугурусланскую в Татарстане.

Предварительную оценку потенциальных возможностей нефтяного сырья можно осуществить по комплексу показателей, входящих в технологическую классификацию нефти. Однако, этих показателей недостаточно для определения набора технологических процессов, ассортимента и качества нефтепродуктов, для составления материального баланса установок, цехов и нефтеперерабатывающих заводов в целом и т. д. Для этих целей в лабораториях научно-исследовательских институтов проводят исследования по установлению всех требуемых для проектных разработок показателей качества исходного нефтяного сырья, его узких фракций, топливных и масляных компонентов, промежуточного сырья для технологических процессов и т. д. Результаты этих исследований представляют обычно в виде зависимости истинной температуры кипения, плотности, молекулярной массы, содержания серы, низкотемпературных и вязкостных свойств от фракционного состава нефти, а также в форме таблиц с показателями, характеризующими качество данной нефти, ее фракций и компонентов нефтепродуктов.

Техническая классификация. Для оценки товарных качеств подготовленной на промысле нефти в 2002 г. был разработан применительно к международным стандартам и принят новый ГОСТ России Р 51858–2002, в соответствии с которым их подразделяют (классифицируют):

- по содержанию общей серы на четыре класса (1–4);
- по плотности при 20 °С на пять типов (0–4);
- по содержанию воды, хлористых солей, механических примесей, ДНП и органических хлоридов на 3 группы (1–3);
- по содержанию сероводорода и легких меркаптанов на 2 вида(1–2).

Условное обозначение марки нефти состоит из четырех цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида нефти. Например, нефть марки 2,2Э,1,2 означает, что она сернистая, поставляется на экспорт, средней плотности, по качеству промышленной подготовки соответствует 1-й группе и по содержанию сероводорода и легких меркаптанов — 2-му виду.[2]

Технологические процессы нефтеперерабатывающего завода принято классифицировать на следующие две группы: физические и химические.

Физическими (массообменными) процессами достигается разделение нефти на составляющие компоненты (топливные и масляные фракции) без химических превращений и удаление (извлечение) из фракций нефти, нефтяных остатков, масляных фракций, газоконденсата и газов нежелательных компонентов (полициклических аренов, асфальтенов, тугоплавких парафинов), неуглеводных соединений. Физические процессы по типу массообмена можно подразделить на типы:

- Гравитационные (Электрообессоливающая установка).
- Ректификационные (атмосферная трубчатка (перегонка), атмосферно – вакуумная трубчатка, газофракционирующая установка и др.).
- Экстракционные (деасфальтизация, селективная очистка, депарафинизация кристаллизацией).
- Адсорбционные (депарафинизация цеолитная, контактная очистка).
- Абсорбционные (абсорбционно – газофракционирующая установка, очистка от H_2S , CO_2).

В химических процессах переработка нефтяного сырья осуществляется путем химических превращений с получением новых продуктов, не содержащихся в исходном сырье. Химические процессы, применяемые на современных нефтеперерабатывающих заводах, по способу активации химических реакций подразделяют на термические и каталитические.

Термические по типу протекающих химических реакций можно подразделить на:

- Термодеструктивные (термический крекинг, висбрекинг, коксование, пиролиз, пекование, производство технического углерода и др.).
- Термоокислительные (производство битума, газификация кокса, углей и др.).

В термодеструктивных процессах протекают преимущественно реакции распада (крекинга) молекул сырья на низкомолекулярные, а также реакции конденсации с образованием высокомолекулярных продуктов, например кокса, пека и др. Каталитические процессы по типу катализа можно классифицировать на следующие типы:

- Гетеролитические, протекающие по механизму кислотного катализа (каталитический крекинг, алкилирование, полимеризация, производство эфиров и др.);
- Гомолитические, протекающие по механизму окислительно-восстановительного (электронного) катализа (производство водорода и синтез газов, метанола, элементной серы).
- Гидрокаталитические, протекающие по механизму бифункционального (сложного) катализа (гидроочистка, гидрокрекинг, каталитический риформинг, изомеризация, гидродеаризация, гидродеафинизация и др.)[3].

1.1 Методы получения дизельного топлива.

Существует несколько способов получения дизельного топлива. Большинство из них основано на расщеплении нефти и выделении тяжелых фракций, но современные технологии позволяют использовать для создания горючего и другие материалы, в т. ч. природный газ, растения, водоросли. Классическая технология, применяющаяся повсеместно на протяжении всего XX столетия, разделяется на несколько этапов.

1.1.1 Первичная переработка нефти:

- *Перегонка нефти в ректификационных колоннах:*

Нефть поступает в ректификационные колонны на атмосферную перегонку (перегонку при атмосферном давлении), где разделяется на несколько

фракций: легкую и тяжёлую бензиновые фракции, керосиновую фракцию, дизельную фракцию и остаток атмосферной перегонки — мазут.

Эта часть технологии является довольно дешевой, а также наименее затратной с точки зрения потраченного времени, но выход готового топлива здесь не очень велик – всего 20-25%.

1.1.2 Вторичная переработка нефти:

- *Крекинг:*

Вторичная переработка нефти уже изменяет структуру углеводородов и химический состав нефти, основной используемый метод – крекинг (от англ. «расщепление»). Главная реакция крекинга – расщепление крупных молекул мазута на значительно меньшие молекулы.

Крекинг бывает:

- Термическим (когда расщепление происходит под воздействием высоких температур, без участия каких-либо катализаторов),
- Каталитическим (когда катализатор присутствует),
- Гидрокрекинг (при расщеплении, помимо катализатора присутствует еще и водород).

После этого начинается процесс удаления серы из получившегося топлива, для данного процесса используется гидроочистка, являющаяся, по сути, одной из разновидностей гидрокрекинга.

- *Компаундирование(смешивание):*

На этой стадии продукты крекинга и прямой переработки смешиваются в необходимых пропорциях, также добавляются необходимые присадки. Именно благодаря этому можно получить разные марки дизельного горючего. Важный фактор, на который необходимо обращать внимание на данной стадии процесса, – содержание серы в конечном продукте.

Каталитический риформинг– каталитическая ароматизация нефтепродуктов (повышение содержания аренов в результате прохождения реакций образования ароматических углеводородов). Риформингу подвергаются бензиновые фракции с пределами выкипания 85-180°C. В результате

риформинга бензиновая фракция обогащается ароматическими соединениями и его октановое число повышается примерно до 85. Полученный продукт (рифформат) используется как компонент для производства автобензинов и как сырье для извлечения ароматических углеводородов.

- *Изомеризация* – процесс получения изо-углеводородов (изобутан, изопентан, изогексан, изогептан) из углеводородов нормального строения. Целью процесса является получение сырья для нефтехимического производства (изоп из изопентана, МТБЭ и изобутилен из изобутана) и высокооктановых компонентов автомобильных бензинов.

- *Алкилирование* — введение алкила в молекулу органического соединения. Алкилирующими агентами обычно являются алкилгалогениды, алкены, эпоксисоединения, спирты, реже альдегиды, кетоны, эфиры, сульфиды, диазоалканы.

- *Коксование* – процесс получения нефтяного кокса из тяжелых фракций и остатков вторичных процессов [3] .

Перегонка (фракционирование) — это процесс физического разделения нефти и газов на фракции (компоненты), отличающиеся друг от друга и от исходной смеси по температурным пределами или температурам кипения.

Первичная перегонка нефти (ППН) – наиболее отработанный и устоявшийся процесс, в основе которого лежит ректификация нефти. Наиболее распространенный в химической и нефтегазовой технологии массообменный процесс, осуществляемый в аппаратах – ректификационных колоннах – путем многократного противоточного контактирования паров и жидкости. Контактное взаимодействие потоков пара и жидкости может производиться либо непрерывно (в насадочных колоннах), либо ступенчато (в тарельчатых ректификационных колоннах). При взаимодействии встречных потоков пара и жидкости на каждой ступени контактирования (тарелке или слое насадки) между ними происходит тепло - и массообмен, обусловленные стремлением системы к состоянию равновесия. В результате каждого контакта компоненты перераспределяются между фазами: пар несколько обогащается низкокипящими,

а жидкость — высококипящими компонентами. При достаточно длительном контакте и высокой эффективности контактного устройства пар и жидкость, уходящие из тарелки или слоя насадки, могут достичь состояния равновесия, т. е. температуры потоков станут одинаковыми и при этом их составы будут связаны уравнениями равновесия. Такой контакт жидкости и пара, завершающийся достижением фазового равновесия, принято называть равновесной ступенью, или теоретической тарелкой. Подбирая число контактных ступеней и параметры процесса (температурный режим, давление, соотношение потоков, флегмовое число и др.), можно обеспечить любую требуемую четкость фракционирования нефтяных смесей. Место ввода в ректификационную колонну нагретого перегоняемого сырья называют питательной секцией (зоной), где осуществляется однократное испарение. Часть колонны, расположенная выше питательной секции, служит для ректификации парового потока и называется концентрационной (укрепляющей), а другая — нижняя часть, в которой осуществляется ректификация жидкого потока, — отгонной, или исчерпывающей, секцией [4] .

1.2. Конструктивные типы ректификационных колонн.

Ректификационная колонна — цилиндрический вертикальный сосуд постоянного или переменного сечения, оснащенный внутренними тепло- и массообменными устройствами и вспомогательными узлами, предназначенный для разделения жидких смесей на фракции, каждая из которых содержит вещества с близкой температурой кипения. Классическая колонна представляет собой вертикальный цилиндр, внутри которого располагаются контактные устройства — тарелки или насадки.

По способу организации контакта парогазовой и жидкой фаз ректификационные колонны бывают: тарельчатые, насадочные, роторные, пленочные.

Для разделения смесей под небольшим вакуумом, при атмосферном и повышенном давлениях применяются аппараты тарельчатые и насадочные.

В тарельчатых колоннах (рис. 1) жидкость находится на установленных друг над другом тарелках и через нее с помощью специальных устройств барботирует газ или пар. С тарелки жидкость перетекает с помощью переливных устройств или проваливается через отверстия в тарелках. В колоннах с провальными тарелками взаимодействие газовой (паровой) и жидкой фаз происходит в условиях, близких к противотоку. На тарелках с переливными устройствами в зависимости от их конструкции и размеров, структуры потоков могут быть различны (прямоток, противоток, перекрестный ток и различные их сочетания).

К недостаткам тарельчатых колонн относится сравнительно высокое гидравлическое сопротивление движению парового потока, что приводит к увеличению давления и, соответственно, температур кипения жидкости в отгонной части и кубе колонны. Тарельчатые аппараты для ректификации под вакуумом применяются обычно при остаточном давлении не менее 3...5 кПа.

Насадочные колонны получили широкое распространение в промышленности (рис. 2). Они представляют собой цилиндрические аппараты, заполненные инертными материалами в виде кусков определенного размера или насадочными телами, имеющими форму, например, колец, шаров для увеличения поверхности фазового контакта и интенсификации перемешивания жидкой и паровой фаз.

Массо- и теплообмен в колоннах с насадкой характеризуются не только явлениями молекулярной диффузии, определяющимися физическими свойствами фаз, но и гидродинамическими условиями работы колонны, которые определяют турбулентность потоков. В зависимости от скорости потока в колонне возможны три гидродинамических режима: ламинарный, промежуточный и турбулентный,— при которых поток пара является сплошным, непрерывным и заполняет свободный объем насадки, не занятый жидкостью, в то время как жидкость стекает лишь по поверхности насадки. Дальнейшее развитие турбулентного движения может привести к преодолению сил поверхностного натяжения и нарушению граничной поверхности между

потоками жидкости и пара. При этом газовые вихри проникают в поток жидкости, происходит эмульгирование жидкости паром, и массообмен между фазами резко возрастает. В случае эмульгирования жидкость распределяется не по насадке, а заполняет весь ее свободный объем, не занятый паром; жидкость образует сплошную фазу, а газ — дисперсную фазу, распределенную в жидкости, т. е. происходит инверсия фаз.

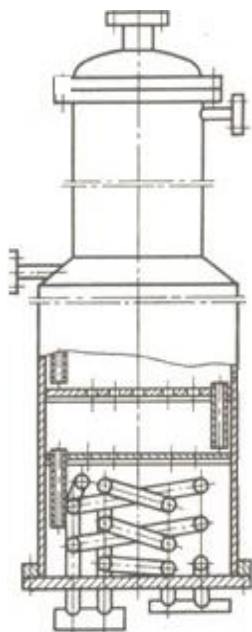


Рисунок 1 - Тарельчатая колонна

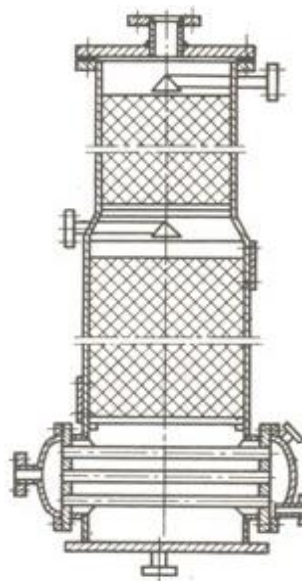


Рисунок 2 - Насадочная колонна

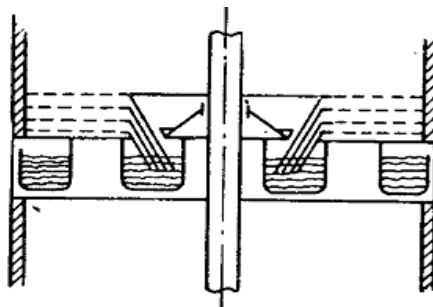


Рисунок 3.1 - Устройство для распыления жидкости в роторных колоннах

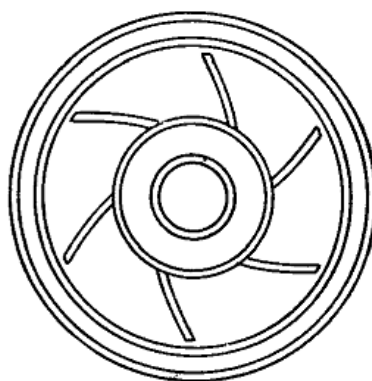


Рисунок 3.2 - Схема устройства роторно-пленочной колонны

Роторно-пленочная (рисунки 3.1, 3.2) ректификационная колонна представляет собой колонну, внутри которой вращается ротор – вертикальный цилиндр или вал с закрепленными на нем элементами (лопасти, диски, ленточная спираль, набор коаксиальных цилиндров и т.п.), создающими развитую поверхность для пленки жидкости.

В колоннах с охлаждаемым ротором и обогреваемым корпусом проводятся процессы термической ректификации. Пар поднимается вверх по колонне и частично конденсируется на поверхности охлаждаемого ротора, с которого жидкость центробежной силой сбрасывается на стенку корпуса, где происходит ее частичное испарение. Эти акты конденсации и испарения многократно повторяются по высоте колонны.

Пленочные и роторно-пленочные аппараты применяются для переработки продуктов с ограниченной или низкой термостойкостью. В них обеспечиваются низкие рабочие температуры процесса и малое время пребывания продуктов в зоне повышенных температур[4].

- *Технология Линас*. Технология Линас основана на модифицированной пленочной ректификации. Как известно, традиционная пленочная колонна имеет несколько серьезных достоинств. Это, прежде всего, простота конструкции, очень низкое сопротивление парогазовому потоку и очень хорошая разделительная способность. Пленочная колонна среди всех ректификационных колонн имеет самую низкую высоту теоретической тарелки, приблизительно равную 5 мм, но при условии скорости парогазового потока не более 0,01 м/с. При повышении скорости парогазового потока внутри колонны до реальных промышленных скоростей в 1,5-2,0 м/с наблюдается эффект "размазывания" пленки по вертикали, что приводит к непропорционально резкому увеличению высоты колонны.

Эта основная проблема пленочной ректификации решена в технологии Линас. Стабильность пленочного режима внутри колонны Линас сохраняется при скоростях парогазового потока до 1,5-2,0 м/с.

Это достигнуто благодаря значительному повышению интенсивности процессов тепломассообмена в радиальном направлении по сечению колонны.

Технология Линас также решает задачи оптимизации процессов тепломассообмена за счет образования флегмы непосредственно в колонне и за счет оптимального распределения этой флегмы по высоте колонны. Следствием этого является снижение потерь тепла, используемого для образования флегмы. Новая организации процесса образования и распределения флегмы приводит к тому, что весь получаемый наверху колонны дистиллят является конечным, как это показано на рис.4. То есть отсутствует классический возврат флегмы в голову колонны.

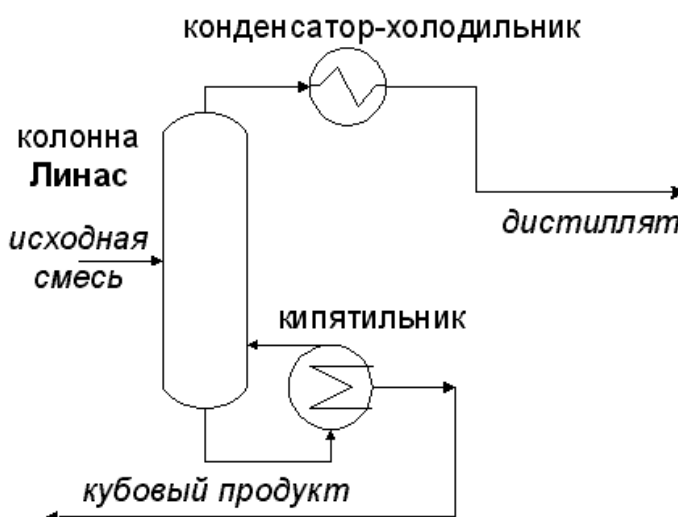


Рисунок 4 – Ректификационная технология Линас

Распространенные на химических предприятиях и освоенные машиностроением тарелки следующих типов: **колпачковые, ситчатые**, клапанные, ситчато-клапанные, ситчатые с отбойными элементами, решетчатые тарелки.

Первые четыре вида являются классическими представителями барботажных тарелок с перекрестным током и организованным сливом жидкости. Ситчатые тарелки с отбойными элементами также имеют переливные устройства для жидкости. Однако благодаря соответствующему конструктивному исполнению они примыкают к группе тарелок с

однонаправленным движением пара и жидкости. Решетчатые тарелки не имеют переливных устройств и относятся к группе тарелок провальнотипа.

Колпачковая тарелка (рис.5) представляет собой металлический диск, в котором имеется множество отверстий для прохода паров. По периметру отверстий закреплены бортики определенной высоты, называемые стаканами, благодаря которым на тарелке поддерживается определенный слой жидкости. Сверху стаканы накрываются колпачками. Между верхним срезом стакана и колпачком имеется зазор для прохода паров, поступающих с нижележащей тарелки. При работе колпачки погружены в слой жидкости, и вследствие этого образуется гидравлический затвор, через который барботируют пары [5].

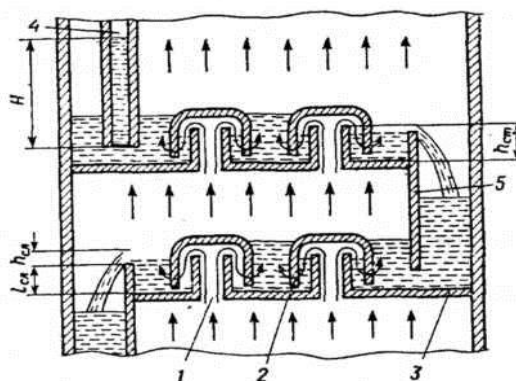


Рисунок 5 – Схемы работы колпачковой тарелки

Ситчатые тарелки. Ситчатые тарелки (рис.6) представляют собой перфорированные полотна с круглыми отверстиями, снабженные переточными устройствами. Пар или газ, проходя через отверстия, удерживает на тарелках жидкость, которая перетекает, как и в колоннах с колпачковыми тарелками по переливным устройствам. Эти тарелки имеют низкое гидравлическое сопротивление и относительно простоты по устройству, однако обладают сравнительно узким диапазоном устойчивой работы. При малых нагрузках по пару жидкость протекает через отверстия, а при больших – уносится потоком пара на вышележащие тарелки. Кроме того, нормальная работа ситчатых тарелок возможна только при разделении смесей, не содержащих взвешенных частиц и не образующих твердых отложений, способных забивать отверстия.

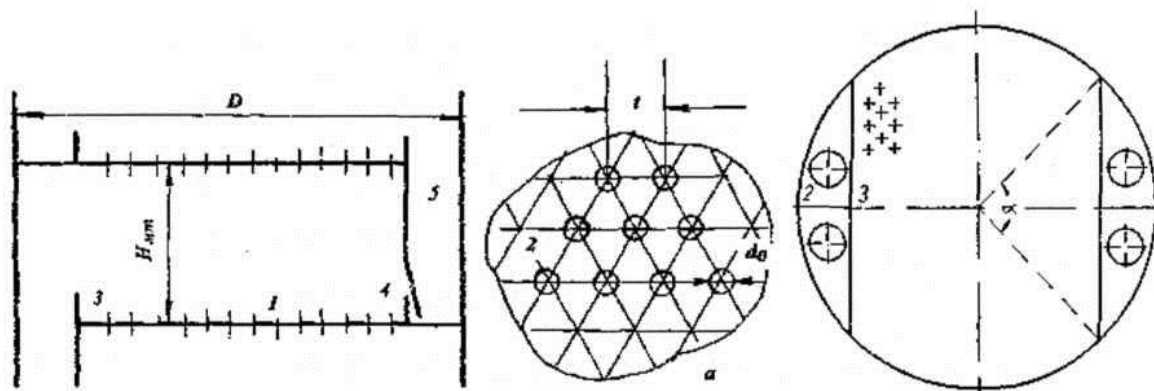


Рисунок 6 – Тарелка ситчатая

Тарелка состоит из следующих основных элементов: 1 – полотно тарелки; 2 – отверстия; 3 – сливной порог (сливной планки); 4 – приемный порог; 5 – перелив, а – элемент ситчатой тарелки с отверстиями диаметром d_a и шагом t . Сливное устройство может быть трубным со сливными перегородками. На тарелках малого размера иногда устанавливают трубу без сливных перегородок. Сливное устройство может быть выполнено и в форме карманов.

Достоинством ситчатых тарелок является их простота. Они устанавливаются горизонтально или с наклоном в сторону стока[8].

Причиной неравномерности, как продольной, так и поперечной, по-видимому, является то обстоятельство, что при барботаже на тарелке возникают мгновенные зоны барботажа там, где уровень ниже и где газонаполненность больше. Чем больше диаметр тарелки, тем больше поперечная неравномерность и тем ниже эффективность тарелки.

Клапанные тарелки. Еще более эффективны для колонн, работающих при переменных нагрузках по пару и жидкости, а также для колонн, в которых требуется добиться повышенной четкости разделения, клапанные прямоточные тарелки. Основной элемент такой тарелки – клапан (рис.7), который под действием паров приподнимается над полотном тарелки на различную высоту. В отличие от прочих колпачковых тарелок, работающих в статичном режиме, для клапанных тарелок характерен динамический, переменный режим работы.

Подвижные клапаны в зависимости от паровой нагрузки поднимаются или опускаются, регулируя площадь свободного сечения тарелки. Благодаря

такой конструкции, в широком диапазоне нагрузок, определяемом возможной длиной хода клапана, скорость паров существенно не меняется.

Клапанные тарелки являются контактными устройствами с переменным свободным сечением. Это достигается тем, что достаточно крупные отверстия в полотне тарелки перекрыты клапанами той или иной формы, степень открытия которых зависит от нагрузки по пару. При низких нагрузках подъем клапана мал и площадь живого сечения для прохода пара невелика. С повышением нагрузки увеличивается подъем клапана и площадь сечения для прохода пара. Благодаря этому скорость пара при выходе из отверстий остается приблизительно постоянной в широком диапазоне изменения нагрузки. Это позволяет сохранить высокую эффективность массообмена почти во всем интервале изменения нагрузок и обеспечивает работу тарелки без провала жидкости.

Одним из факторов, определяющих работу клапанной тарелки, является вес клапана, который зависит от его размера, толщины и плотности материала, из которого он изготовлен. На рисунке 8 показаны элементы конструкции клапанной тарелки[8].

Пластины клапанов могут быть прямоугольные или круглые, по устройству ограничителей хода – с нижним или верхним ограничением.

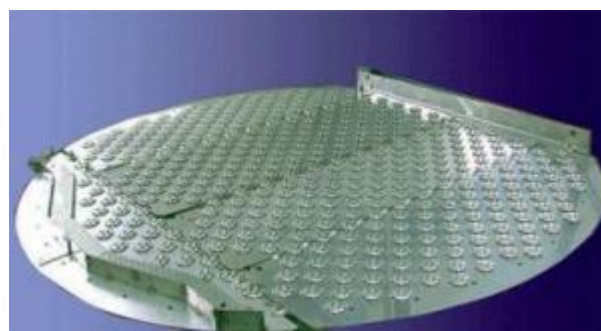
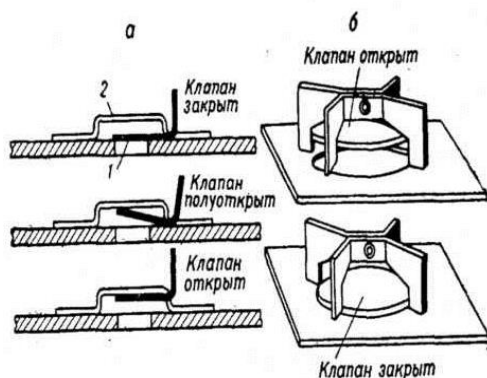


Рисунок 7 – Клапанные колпачки Рисунок 8 – Тарелка клапанная прямоугольная (а) и круглый (б):

1 – клапан; 2 – удерживающая скоба

Принцип работы клапанных тарелок. Брызгоунос на клапанных тарелках меньше, чем в колпачковых, но больше, чем в ситчатых. Это

обстоятельство позволяет уменьшать расстояние между тарелками. При работе с пенящимися жидкостями можно принимать расстояние между клапанными тарелками с дисковыми клапанами равным 200 мм при скорости пара в полном сечении до 1 м/сек. При скорости пара большей 1 м/сек расстояние должно быть увеличено до 300 мм.

Коэффициент полезного действия клапанной тарелки изменяется в зависимости от скорости пара и нагрузок по жидкости. Клапанная тарелка также работает неравномерно, если скорость пара (газа) меньше некоторого минимального значения. При малых скоростях клапаны прилегают к плоскости тарелки и пар проходит через неплотности в виде отдельных пузырьков. При увеличении скорости один или несколько клапанов приподнимаются, а другие не работают. При увеличении скорости пара до известного предела в работу вступают все клапаны и тарелка начинает работать равномерно.

Максимально и минимально допустимым скоростям пара соответствуют максимальные и минимальные значения фактора паровой нагрузки. Отношение максимального значения F_{ϕ} – фактора к его минимально допустимому значению представляет собой диапазон устойчивой работы тарелки.

Нагрузка колонны по жидкости для тарелок с переливными устройствами определяется относительным сечением переливов, периметром слива жидкости, типом и расположением барботажных устройств, а для провальных тарелок, в основном, размером и долей свободного сечения отверстий.

На переточных тарелках с вертикальным направлением пара (колпачковая, ситчатая, клапанная), течение жидкости по тарелке обусловлено в основном разностью уровней жидкости - на приточной и сточной сторонах тарелки. Градиент уровня зависит от нагрузки тарелки по жидкости и от конструктивных особенностей ее элементов. Разность уровней жидкости на тарелке является одной из причин неравномерности ее работы. Пар или газ

стремится пройти в тех зонах, где уровень меньше и следовательно меньше сопротивление.

Из бесколпачковых тарелок применение нашли решетчатые тарелки провального типа и ситчатые тарелки с отбойными элементами.

Основным показателем для тарелок с переливами является скорость паров в свободном сечении колонны.

При малой скорости пара колпачковые тарелки работают неравномерно. Происходят периодические прорывы пара (газа) в отдельных местах тарелки, преимущественно через колпачки, расположенные вблизи сливного устройства. Прорези колпачков в этом режиме открыты не полностью и эффективность тарелок низка.

На ситчатых тарелках, в противоположность колпачковым, жидкость удерживается поднимающимся паром. При очень малых скоростях пара жидкость проваливается через отверстия. Нормальный режим работы ситчатой тарелки устанавливается при некоторой скорости, когда провал жидкости уменьшается, уровень двухфазного слоя достигает верхнего края переливного порога и перелив вступает в действие. Но даже и в этом случае при сравнительно невысоких скоростях, из-за градиента уровня на тарелке, пар проходит преимущественно через часть тарелки, расположенную вблизи переливного порога. Минимально допустимая скорость пара соответствует условию прекращения провала жидкости и установлению равномерного режима работы тарелки.

1.3. Технологическое оформление процесса ректификации нефти:

Процесс ректификации осуществляется в ректификационной установке непрерывно или периодически. В первом случае разделяемая смесь, предварительно подогретая до температуры кипения, подается в установку непрерывно. Подача ее осуществляется в среднюю часть так называемую питающую тарелку колонны, которая делит весь аппарат на нижнюю и верхнюю часть (рис. 9). Нижняя часть аппарата работает как исчерпывающая – в ней происходит удаление легколетучего компонента из разделяемой смеси, а верхняя

часть, как укрепляющая. В верхней части ректификационной колонны происходит обогащение паровой фазы легколетучим компонентом.

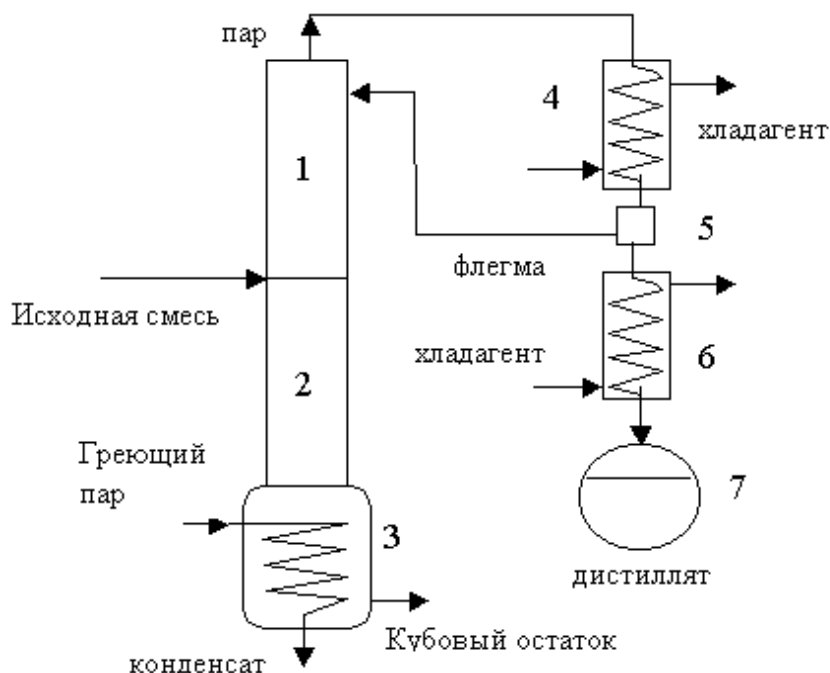


Рисунок 9 – Схема ректификационной установки непрерывного действия:

1 – верхняя часть колонны; 2 – нижняя часть колонны; 3 – куб колонны; 4 – дефлегматор; 5 – отделитель флегмы; 6 – холодильник; 7 – сборник готового продукта.

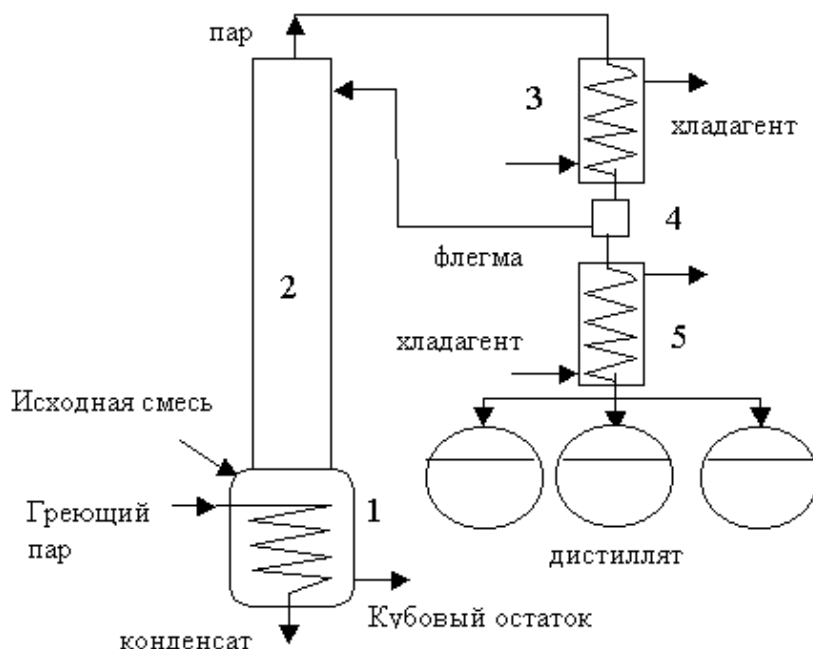


Рисунок 10 – Схема ректификационной установки периодического действия:

1 – куб колонны; 2 – ректификационная колонна; 3 – дефлегматор; 4 – отделитель флегмы; 5 – холодильник; 6 – сборники готового продукта.

Установка в этом случае, обычно, работает в установившемся режиме, что позволяет получать продукт и кубовый остаток с постоянной по времени концентрацией легколетучего компонента. При осуществлении периодического процесса (рис. 10.) разделяемая смесь предварительно заливается в испаритель – куб колонны, доводится до кипения и испаряется. Образовавшийся пар проходит через колонну, орошаемую подаваемой сверху флегмой, представляющую собой часть сконденсированного продукта. При взаимодействии флегмы и паровой фазы последняя обогащается легколетучим компонентом. Установка периодического действия работает в нестационарном режиме, то есть концентрация легколетучего компонента и в кубе во времени непрерывно уменьшается, при условии, что расход флегмы постоянен.

Сущность процесса ректификации состоит в частичном испарении исходной смеси с отводом и последующей конденсацией образовавшейся паровой фазы. Получившийся конденсат снова частично испаряется, конденсируется и т.д. За счет этого образуется продукт, обогащенный легколетучим компонентом (Л.Л.К.)[6].

Кипятильники колонн бывают встроенными в куб или (чаще) выносными. Для колонн больших диаметров обычно применяют несколько установленных параллельно выносных кипятильников. Естественная циркуляция жидкости через кипятильник (кипятильники) происходит благодаря разности плотностей парожидкостной смеси в трубах выносного кипятильника и жидкости внизу колонны и в вертикальной трубе, соединяющей нижние части колонны и кипятильника.

В качестве теплоносителя в кипятильниках чаще всего используют водяной пар различного давления (обычно до 2,0 – 2,5 МПа).

В качестве хладагента в конденсаторах и холодильниках обычно применяют оборотную воду комнатной температуры или наложенную до 5 – 10°C. Весьма перспективны и экономичны в качестве конденсаторов также

теплообменники воздушного охлаждения. Низкие коэффициенты теплоотдачи и теплопередачи компенсируются в них большой поверхностью теплообмена (оребрение, пластинчатые теплообменники и т.п.).

Рабочие давления процесса могут быть различными:

- атмосферное – наиболее простой и дешевый вариант реализации процесса;
- вакуум – для понижения температур процесса (разделение высококипящих или термолабильных жидкостей);
- повышенное – для увеличения температур процесса (разделение смесей, являющихся газообразными при нормальных температурах)[7].

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Общая характеристика производства

Яйский НПЗ расположен в 7,5 километрах от узла учета линейной производственно-диспетчерской станции "Анжеро-Судженск" магистрального нефтепровода Александровское (Томская область) – Анжеро-Судженск - Иркутск. Это обеспечит устойчивую, ритмичную работу предприятия, даст экономию за счет сокращения расходов на транспортировку сырой нефти.

Подключение завода к магистральному нефтепроводу ОАО "АК "Транснефть" на узле учета линейно производственно-диспетчерская станция(ЛПДС) Анжерская обеспечивает доступ к нефти Западносибирских месторождений.

Производственная площадка располагается на землях Яйского района в Кемеровской области и находится на расстоянии 100 километров, как от города Томска, так и от города Кемерово. В двух километрах от площадки строительства располагается действующая станция Судженка Западно-Сибирской железной дороги, на которой будут выполняться все операции по сортировке, приёму и отправке железнодорожных цистерн с товарной продукцией, вырабатываемой на Яйском НПЗ.

Установка по переработке нефти ЭЛОУ – АТ входит в состав производственного комплекса НПЗ. Инфраструктура комплекса обеспечивает установку сырьём, электроэнергией, азотом, водяным паром, водой, реагентами и вспомогательными материалами, а также осуществляет прием получаемой продукции и производственных стоков. В состав установки входит товарно-сырьевой парк, установка получения дизельного топлива, котельная, насосная для светлых фракций и дизеля с эстакадой, операторная, а также дренажное хозяйство[1].

2.2 Характеристика производимой продукции

Характеристика исходного сырья, материалов и полупродуктов.

Сырьем для производства продукции является сборная Западно – Сибирская нефть, которая по основным показателям качества может быть

отнесена к легким, малосернистым, малопарафинистым, малосмолистым нефтям.

Характерно отсутствие коррозионно-активных сернистых соединений, относительно низкое содержание хлористых солей и низкое кислотное число. Сернистые соединения имеют высокую термическую стабильность – порог термостабильности выше 230°С(Приложение А, таблица А1).

2.3 Описание технологической схемы процесса переработки нефти ЯНПЗ

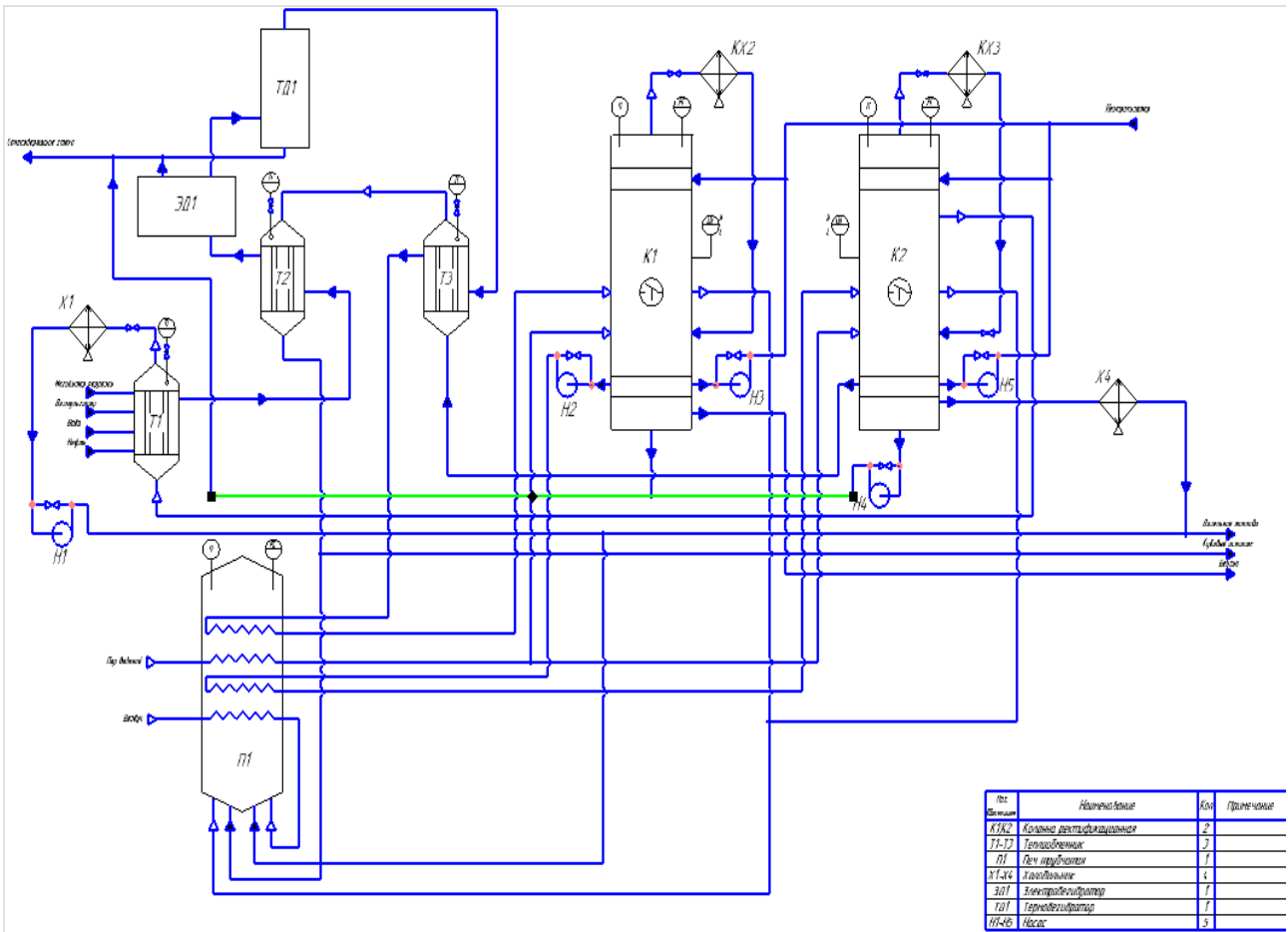


Рисунок 11 Технологическая схема процесса переработки нефти ЯНПЗ

Описание технологической схемы процесса переработки нефти ЯНПЗ приведено на рисунке 11

Сырая нефть поступает на насос Н8, 8Р. Одновременно на насос из сетей предприятия подается техническая вода, используемая для промывки нефти. В трубопровод нагнетания насоса Н8, 8Р из емкости Е6, разделенной на секции, насосами - дозаторами Н10, Н11 в необходимом количестве подаются реагенты -

деэмульгатор и ингибитор коррозии. Реагенты периодически закачиваются в емкость Е6 из бочек шестеренчатым насосом Н9.

Смесь нефти с водой и реагентами насосом Н8, 8Р подается последовательно в теплообменники Т1, Т2/1, Т2/2, где нагревается за счет тепла дизельной фракции и кубового остатка и поступает на первую ступень обессоливания, в термодегидратор ТД1.

В термодегидраторе происходит отделение воды от нефти.

Частично обезвоженная нефть из ТД1 направляется на вторую ступень обессоливания в электродегидратор ЭД1. В ЭД1 под действием электрического поля высокой напряженности происходит разрушение мелкодисперсной эмульсии.

Отстоявшиеся солесодержащие стоки из нижней части ТД1, ЭД1 через регулирующие клапаны, поддерживающие уровень раздела фаз в аппаратах, поступают в воздушный холодильник Х2 и далее сбрасываются в сеть химзагрязненных стоков предприятия.

Обессоленная и обезвоженная нефть из верхней части ЭД1 направляется последовательно в теплообменники Т3/1, Т3/2, обогреваемые кубовым остатком (мазутом), выходящим из куба колонны К2. Для окончательного нагрева нефть поступает в конвективный змеевик трубчатой печи Ш.

Нефть из печи в парожидкостном состоянии поступает в питательную секцию отбензинивающей ректификационной колонны К1. Для улучшения фракционирования в колонну К-1 подается перегретый водяной пар. Пары бензиновой фракции из верхней части колонны поступают в конденсатор-холодильник воздушного охлаждения КХ1. Легкая бензиновая фракция из КХ1 поступает в сепаратор С1, где происходит отделение несконденсировавшихся углеводородных газов и воды от бензиновой фракции. Углеводородные газы из сепаратора направляются в печь П1 на сжигание в качестве топлива. Отстоявшаяся вода, по уровню раздела фаз выводится из нижней части сепаратора, охлаждается в воздушном холодильнике Х2 и сбрасывается в канализацию совместно с солесодержащими стоками. Легкая бензиновая

фракция из сепаратора С1 насосом Н2, 2Р в необходимом количестве подается на верхнюю тарелку колонны К1 в качестве холодного орошения, а избыток по уровню в С1 откачивается на склад.

Кубовый остаток колонны К1 - отбензиненная нефть насосом Н1, 1Р подается в радиантный змеевик печи П1. Поток из змеевика печи по трансферному трубопроводу поступает в колонну К2 для дальнейшей разгонки.

В колонне К2 происходит разделение отбензиненной нефти на тяжелую бензиновую фракцию, дизельную фракцию и мазут. Для улучшения отгонки целевой дизельной фракции от мазута в нижнюю часть колонны К2 из пароперегревателя печи подается перегретый водяной пар. Головной погон - пары тяжелой бензиновой фракции из колонны К2 конденсируются в воздушном конденсаторе- холодильнике КХ2. Конденсат поступает в сепаратор С2, где происходит отделение газов и воды от фракции тяжелого бензина. Вода (конденсат водяного пара) из нижней части сепаратора по уровню раздела фаз направляется в холодильник Х2 и далее в канализацию. Фракция тяжелого бензина из С2 насосом Н4, 4Р подается в качестве орошения на верхнюю тарелку колонны К2. Избыток продукта по уровню в сепараторе направляется насосом Н4, 4Р на охлаждение в воздушный холодильник Х2 и далее на смешение в трубопровод легкого бензина или трубопровод дизельной фракции.

Для уменьшения коррозии оборудования в трубопровод подачи холодного орошения колонны К2 вводится нейтрализатор. Подача нейтрализатора производится насосом Н13 из секции емкости Е6.

Боковой погон колонны К2 - фракция дизельного топлива выводится с 14 тарелки колонны. Температура на тарелке отбора регулируется количеством выводимого продукта. Дизельное топливо проходит теплообменник Т1, где охлаждается сырьем, концевой воздушный холодильник Х1 и насосом Н5, 5Р подается на склад.

Кубовый остаток - мазут откачивается насосом Н3, 3Р по уровню и нижней части колонны К2. Пройдя последовательно рекуперативные теплообменники Т3/2, Т3/1, Т2/2, Т2/1, охлаждаемые потоками сырья, мазут

направляется на склад. Часть кубового остатка поступает в емкость Е5 для дальнейшего использования в качестве основного топлива печи П1.

Нагрев сырья осуществляется в трубчатой печи. Топливо (мазут) к рабочей горелке подается из емкости Е5 насосом Н7, 7Р по циркуляционной линии.

Воздух на горение подается вентилятором В2 и регулируется по соотношению расходов топливо-воздух.

После пуска установки несконденсировавшиеся углеводородные газы из сепараторов С1, С2 направляются на сжигание в печь П1 с целью утилизации. Для предотвращения капельного уноса на линии подачи углеводородных газов установлен каплеотбойник Е4\1. Аварийный сброс газов производится через гидрозатвор Е4\2.

Аварийное опорожнение колонны К1 производится насосом Н1, 1Р по линии аварийного сброса в куб колонны К2. Аварийный продукт из колонны К 2 насосом Н3, 3Р подается через теплообменники Т3/2, Т3/1, Т2/2, Т2/1 по линии некондиционного продукта на склад в резервуары сырья.

При пуске, остановке установки некондиционный продукт направляется на склад в резервуары сырья по линии некондиции.

Перед пуском и после остановки оборудования предусматривается продувка оборудования и трубопроводов водяным паром или азотом. Продувка трубопровода углеводородных газов к горелке печи П1 производится азотом.

Для сбора дренажных стоков от пропарки оборудования предусмотрена подземная дренажная емкость Е1.

Дренажные стоки из Е1 и аварийный продукт из Е2 автоцистернами вывозятся на склад для подачи в сырьевые резервуары [1].

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д11	Степанова Елена Даниловна

Институт		Кафедра	Химической технологии и химической кибернетики
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	Химическая технология топлива

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ проектной разработки	Матрица SWOT.
2. Расчет производственной мощности установки перегонки нефти	Расчет коэффициентов экстенсивного и интенсивного использования оборудования, расчет производственной программы.
3. Расчет себестоимости готовой продукции	Расчет годового фонда зарплаты персонала. Расчет материальных затрат. Расчет основных производственных фондов.
4. Анализ эффективности действующего производства	Расчет точки безубыточности аналитическим и графическим методами.

Перечень графического материала(с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT
2. Расчет производственной мощности УПП
3. Расчет себестоимости готовой продукции
4. Расчет затрат на производство
5. Расчет основных фондов
6. Анализ безубыточности производства
7. Определение технико-экономических показателей

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры МЕН	Сечина Ася Александровна	к.х.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д11	Степанова Елена Даниловна		

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Предпроектный анализ

5.1.1 Потенциальные потребители

Продукт: проектирование установки переработки нефти.

Целевой рынок: предприятия нефтеперерабатывающей отрасли промышленности.

5.1.2 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

Таблица 12 МАТРИЦА-SWOT

Внешняя среда Внутренняя среда	Возможности 1. Отсутствие конкурентов 2. Хорошая репутация как среди потребителей так и у простого населения 3. Поддержка со стороны государственных органов власти 4. Наличие стабильного рынка сбыта	Угрозы 1. Изменение цен на газ 2. Изменение законодательства 3. Природные катастрофы 4. Смена политики местных органов власти 5. Переманивание специалистов другими предприятиями
Сильные стороны 1. Опыт разработки сложных малых и средних месторождений углеводородов. 2. Высокий профессионализм сотрудников 3. Четкая организационная структура 4. Высокотехнологичное оборудование	1. Увеличение объемов добычи углеводородов 2. Поддержание репутации социально ответственной компании 3. Географическое расширение рынка сбыта 4. Улучшение корпоративной культуры	1. Специальные программы по обучению сотрудников и повышению квалификации 2. Покупка новых месторождений 3. Поддержка местной власти по финансированию социальных проектов
Слабые стороны 1. Большой кредитный портфель 2. Нет средств на освоение и развитие новых месторождений 3. Нечеткое распределение обязанностей сотрудников 3. Непринятие сотрудниками нового президента	1. Установление четкой системы обязанностей внутри компании 2. Установление и поддержание тесного взаимодействия между высшим уровнем управления и сотрудниками 3. Проведение опросов у сотрудников компании	1. Привлечение молодых специалистов 2. Проведение реорганизации в компании 3. Привлечение инвестиций. 4. Изучение и проработка всех возможных кризисных ситуаций

5.2 Расчет производственной мощности установки перегонки нефти.

Производственная мощность – максимально возможный годовой выпуск готовой продукции в номенклатуре и ассортименте, предусмотренных на плановый период при наилучшем использовании производственного оборудования, площадей в результате внедрения инноваций или проведения организационно-технических мероприятий.

Для обоснования производственной мощности предварительно установим режим работы производства и фонд времени работы оборудования.

Режим работы отделения ректификации нефти – непрерывный.

Работа осуществляется в две смены по двенадцать часов.

$$M = P_{\text{час.}} * T_{\text{эф.}} * K_{\text{об.}},$$

где $P_{\text{час.}}$ – часовая производительность оборудования;

$T_{\text{эф}}$ – эффективный фонд времени работы оборудования (час.);

$K_{\text{об.}}$ – количество однотипного оборудования, установленного в цехе.

Эффективный фонд времени оборудования:

$$T_{\text{эфф}} = T_{\text{ном.}} - T_{\text{ППР}} - T_{\text{ТО}},$$

где $T_{\text{ном.}}$ – номинальный фонд работы оборудования;

$T_{\text{ППР}}$ – время простоя в ремонтах за расчетный период;

$T_{\text{ТО}}$ – время технологических остановок.

$$T_{\text{ном}} = T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}},$$

где $T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

$T_{\text{кал.}}$ – календарный фонд рабочего времени.

$$T_{\text{кал.}} = 365 \text{ дней в году}$$

$$T_{\text{ном.}} = T_{\text{кал}} = 8760 \text{ часов}$$

$$T_{\text{кал.}} = 365 \cdot 24 = 8760 \text{ часов в году.}$$

$T_{\text{ном.}}$ – номинальный фонд рабочего времени

Время на ремонтные простои определяются согласно планов предупредительных ремонтов (ППР), который включает в себя:

Межремонтное текущее оборудование, периодические, профилактические осмотры, а также проведения всех видов ремонта, предусмотренных для конкретного вида оборудования (текущий, средний и капитальный). Время, отводимое на каждый вид ремонта, и пробеги оборудования между ремонтами регламентируются специальными нормами, называемыми нормативами системами ППР. Время между двумя смежными ремонтами называется межремонтным периодом.

Таблица 13– Баланс рабочего времени.

Показатели	Количество дней (часов)
Календарный фонд рабочего времени	365 (8760)
Номинальный фонд рабочего времени	365 (8760)
Длительность простоя в ремонте	25 (600)
Эффективный фонд рабочего времени	340(8160)

Проектируемая мощность установки переработки нефти – 150 тыс.т/год.

$$M = 18,38 \cdot 8160 \cdot 1 = 150000$$

Коэффициент экстенсивного использования оборудования равен

$$K_{\text{экс}} = T_{\text{эф}}/T_{\text{н}}.$$

Коэффициент интенсивного использования оборудования равен

$$K_{\text{инт}} = Q_{\text{пп}}/Q_{\text{max}},$$

где $Q_{\text{пп}}$ – производительность единицы оборудования в единицу времени;

Q_{max} – максимальная производительность в единицу времени.

Интегральный коэффициент использования мощности:

$$K_{\text{им.}} = K_{\text{экс}} \cdot K_{\text{инт}}.$$

Для определения фактического выпуска продукции рассчитывается производственная программа ($N_{\text{год}}$):

$$N_{\text{год}} = K_{\text{им}} \cdot M,$$

$$K_{\text{экс}} = 8160/8760 = 0,93$$

$$K_{\text{инт}} = 18382,35 / 18382,35 = 1$$

$$K_{\text{им}} = 0,93 \cdot 1 = 0,93$$

$$N_{\text{год}} = 0,93 \cdot 150000 = 94500 \text{ т/год.}$$

5.3 Расчет себестоимости готовой продукции по действующему производству

5.3.1 Расчет годового фонда заработной платы цехового персонала

Промышленно-производственный персонал (ППП) – включает следующие категории работников: рабочие, инженерно-технические работники, служащие, младший обслуживающий персонал, ученики, охрана. На химических предприятиях с непрерывным техническими процессами планируется явочная, штатная и списочная численность рабочих.

Явочная численность – количество рабочих, необходимое для выполнения производственной программы за сутки.

Списочная численность – число рабочих, которое необходимо для выполнения производственной программы с учётом всех планируемых потерь рабочего времени (за сутки).

Штатная численность – численность рабочих с учётом подмены на выходные дни.

Явочная численность:

$$N_{\text{яв}} = 1/N_{\text{обсл}} \cdot K \cdot S,$$

где: K – число аппаратов, которые необходимо обслужить;

S – число смен в сутки при установленном режиме работы;

$N_{\text{обсл}}$ – коэффициент обслуживания основных аппаратов.

Для установки подготовки нефти:

$$N_{\text{яв1}} = 1/0,7 \cdot 1 \cdot 2 = 2 \text{ человека.}$$

Для установки переработки нефти:

$$N_{\text{яв2}} = 1/0,33 \cdot 2 \cdot 2 = 4 \text{ человека.}$$

$$\sum N_{\text{яв2}} = N_{\text{яв1}} + N_{\text{яв2}}$$

$$\sum N_{\text{яв2}} = 2 + 4 = 6 \text{ человек.}$$

Штатная численность:

$$N_{\text{шт}} = N_{\text{яв}} \cdot T_{\text{кал}} / T_{\text{ном}}$$

Для установки подготовки нефти:

$$N_{\text{шт1}} = 2 \cdot 365 / 183 = 4 \text{ человека.}$$

Для установки переработки нефти:

$$H_{шт2} = 4 \cdot 365 / 183 = 8 \text{ человек.}$$

$$\sum H_{шт} = H_{шт1} + H_{шт2}$$

$$\sum H_{шт} = 4 + 8 = 12 \text{ человек.}$$

Списочная численность:

$$H_{сп} = H_{шт} \cdot T_{ном} / T_{эф}$$

$$H_{сп1} = 4 \cdot 183 / 152 = 5 \text{ человека.}$$

$$H_{сп2} = 8 \cdot 183 / 152 = 9 \text{ человек.}$$

$$\sum H_{сп} = H_{сп1} + H_{сп2}$$

$$\sum H_{сп} = 5 + 9 = 14 \text{ человек.}$$

Сумма основных рабочих на установках – 14 человек.

Сумма вспомогательных рабочих – 12 человек.

Сумма служащих, ИТР, МОП – 4 человек.

Расчет баланса эффективного годового времени одного среднесписочного работника (табл. 14).

Из графика сменности можно рассчитать величину сменоборота:

$$T_{см-о} = a \cdot b,$$

где $T_{см-о}$ – длительность сменоборота;

a – количество бригад;

b – количество дней, в течение которых бригада работает одну смену.

$$T_{см-о} = 4 \cdot 1 = 4 \text{ дней.}$$

Сменоборот позволяет нам определить количество выходных дней:

$$T_{вых} = \frac{T_{кал}}{T_{см-о}} \cdot n,$$

где $T_{вых}$ – количество выходных за год;

$T_{кал}$ – время календарное;

n – количество выходных за один сменоборот.

$$T_{вых} = \frac{365}{4} \cdot 2 = 182 \text{ день}$$

Зная количество выходных за год, можно определить эффективное время работы за год:

$$T_{\text{эфф}} = T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{отп}} - T_{\text{нев}},$$

где $T_{\text{эфф}}$ - эффективное время рабочего.

$$T_{\text{эфф}} = 365 - 182 - 31 - 10 = 142 \text{ дня.}$$

Рассчитаем количество эффективного времени в часах:

$$T_{\text{эфф}} = 142 \cdot 12 = 1704 \text{ часов.}$$

Таблица 14 -Баланс времени одного среднесписочного рабочего на год при 12-ми часовом рабочем дне и 4-х бригадном графике

Показатели	Дней	Часов
1. Календарный фонд рабочего времени	365	4380
2. Нерабочие дни:		
выходные	182	2184
3. Номинальный фонд рабочего времени	183	2196
4. Планируемые выходные:		
отпуск	31	372
отпуск в связи с учебой без отрыва от производства	-	-
5. Эффективный фонд рабочего времени	152	1824

Количество выходных дней в году, ночных смен определяется из графика сменности (пример графика сменности представлен в табл.Г15)

Установка работает непрерывно. Основные рабочие работают в 2 смены по 12 часов. Всего на установке 4 бригады. Произведем расчет фонда эффективного рабочего времени и определим заработную плату рабочих.

Таблица Г15– График сменности бригад приведен в приложении Г

Система оплаты труда основных рабочих повременно-премиальная. Годовой фонд заработной платы любой категории трудящихся можно рассчитать по формуле:

$$З_{\text{год}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}},$$

где $З_{\text{осн}}$ - фонд заработной платы основных рабочих, руб.,

$З_{\text{доп}}$ - фонд заработной платы дополнительных рабочих, руб.

Фонд основной заработной платы определяется по формуле:

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{тар}} + Пр + Д_{\text{н.вр}} + Д_{\text{пр.дни}},$$

где $Z_{\text{тар}}$ – тарифный фонд заработной платы, тыс. руб;

Пр – оплата премий, тыс. руб;

$D_{\text{н.вр}}$ – доплата за работу в ночное время, тыс. руб;

$D_{\text{пр.дни}}$ – доплата за работу в праздничные дни, тыс. руб;

Тарифный фонд заработной платы равен:

$$Z_{\text{тар}} = \sum \text{Ч}_{\text{сп}} \cdot T_{\text{ст}} \cdot T_{\text{эф.раб}},$$

где $\text{Ч}_{\text{сп}}$ – списочная численность рабочих данного разряда, чел.;

$T_{\text{ст}}$ – дневная тарифная ставка данного разряда, тыс. руб.

Дополнительная зарплата ($Z_{\text{доп}}$):

$$Z_{\text{доп}} = (D_{\text{н}} * Z_{\text{осн}}) / T_{\text{эф.раб}},$$

где $D_{\text{н}}$ – количество дней невыхода на работу по планируемыми причинам (отпуск, ученические, гособязанности).

Доплата за работу в ночное время осуществляется в размере 40% от тарифной ставки. Доплата за работу в праздничные дни - двойной тариф. Премияльные - 50% от тарифной ставки

Таблица Г16– Фонд заработной платы основных рабочих приведена в Приложении Г

Фонд заработной платы основных рабочих составил 1679914,96руб. Труд инженерно-технического персонала оплачивается по месячным окладам в соответствии с принципами повременной оплаты труда.

Для работников с подобной системой оплаты труда основной фонд заработной платы рассчитывается как:

$$Z_{\text{осн}} = n_{\text{мес}} * T_{\text{окл}} * N_{\text{сп}}$$

где $n_{\text{мес}}$ – количество месяцев;

$T_{\text{окл}}$ – месячный оклад, руб.

Таблица Г17– Фонд заработной платы ИТР приведена в Приложении Г

Общий фонд заработной платы ИТР составил 2234085 руб. Вспомогательным рабочим помимо тарифа выплачивается дополнительная заработная плата из расчёта 40% от тарифа.

Таблица Г18 – Фонд заработной платы вспомогательных рабочих приведена в Приложении Г

Фонд заработной платы вспомогательных рабочих составил 1491390,12 руб. Общий фонд заработной платы за год составил 5405390,08 руб.

5.4 Расчет затрат на производство продукции

5.4.1 Расчет годовой потребности в сырье и материалах

Определение затрат на сырье и материалы производим исходя из принятого объема производства, удельных норм расхода сырья и материалов и планово-заготовительных цен.

Таблица Г19–Расчет годовой потребности в сырье, материалах и электроэнергии приведена в приложении Г

5.4.2 Расчет основных фондов

При расчете стоимости основных фондов определяются капитальные вложения, необходимые для строительства зданий и сооружений, для его оснащения производственным оборудованием, инвентарем и другими основными фондами.

Таблица Г 20– Расчет основных фондов приведена в Приложении Г

Общая стоимость оборудования и технических сооружений составила 163452,24тыс.руб.

Размер амортизационных отчислений определяется по установленным для основных фондов в химической промышленности уравнениям:

$$A = C / m$$

где C–полная стоимость, руб.;

m – срок службы, лет.

Таблица 21– Расчет амортизации

Основные производстве нные фонды	Кол -во шт.	Срок службы , лет	Цена, т ыс.руб.	Общая стоимость	Годовые аморт. отчисления	Месячные аморт. отчисления
Колонна	1	10	76000	163452,24	16345,224	681,051

Таблица Г 22 - Калькуляция себестоимости на производство и реализацию продукции при заданном объеме производства (Q) приведена в Приложении Г

Определение цены готовой продукции

Цену продукта определяем по формуле:

$$Ц = C \cdot (1 + P/100),$$

где С–полная себестоимость единицы готовой продукции;

Р – рентабельность продукции (%).

Рентабельность продукции можно принять от 10% до 25%.

$$Ц = 162,435 \cdot (1 + 20/100) = 194,922 \text{руб.}$$

5.4.3 Анализ безубыточности по действующему производству

Цель анализа – определение точки безубыточности, т.е. минимального объема продаж, начиная с которого предприятие не несет убытков. В точке безубыточности выручка от продажи продукции ($V_{пр}$) равна общим затратам на производство и реализацию продукции:

$$V_{пр} = \text{Изд.}_{\text{пост}} + \text{Изд.}_{\text{пер}}$$

Определение точки безубыточности:

1. Аналитическим способом:

$$Q_{кр.} = \frac{I_{\text{изд.пост}}}{C_{г.п.} - \text{Изд}_{\text{пер/ГП}}}, \text{ тыс. тонн,}$$

где $C_{г.п.}$ – цена единицы готовой продукции (1 тонны);

$\text{Изд.}_{\text{пер/ГП}}$ – удельные переменные издержки (переменные издержки на единицу готовой продукции – 1 тонну).

$$Q_{кр.} = \frac{5735491,18}{194,922 - 101,742} = 61552,814 \text{ т.}$$

$$B_{\text{пр}} = 5735491,18 + 9614613,448 = 15350104,628$$

2. Графическим способом: (рис.12).

5.5 Определение оптимального пути снижения себестоимости

Увеличение объема ее производства за счет полного использования производственной мощности предприятия. Выбираем «эффект масштаба», т.е. при увеличении объема производства продукции на имеющихся производственных мощностях возрастают только переменные издержки, постоянные издержки остаются постоянными, в результате снижается себестоимость на единицу готовой продукции.

5.5.1 Расчет себестоимости готового продукта в проектном году

$$N_{\text{год}} = 1 \cdot 150000 = 150000 \text{ т/год.}$$

Таблица Г23–Калькуляция себестоимости на производство и реализацию продукции при заданном объеме производства (Q) приведена в Приложении Г

5.5.2 Анализ безубыточности по производству в проектном году

Определение точки безубыточности:

1. Аналитическим способом:

$$Q_{\text{кр.}} = \frac{I_{\text{изд.пост}}}{C_{\text{г.п.}} - \text{Изд}_{\text{пер/ГП}}}, \text{ тыс. тонн,}$$

где $C_{\text{г.п.}}$ – цена единицы готовой продукции (1 тонны);

$\text{Изд}_{\text{пер/ГП}}$ – удельные переменные издержки (переменные издержки на единицу готовой продукции – 1 тонну).

$$Q_{\text{кр.}} = \frac{5735491,18}{194,922 - 101,742} = 61552,814 \text{ т.}$$

2. Графическим способом (рис.13)

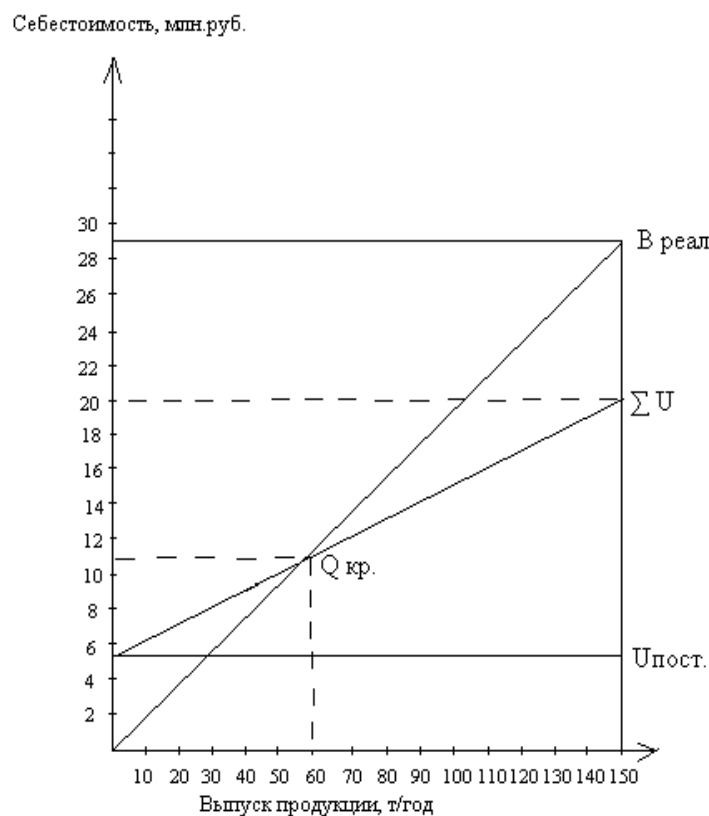
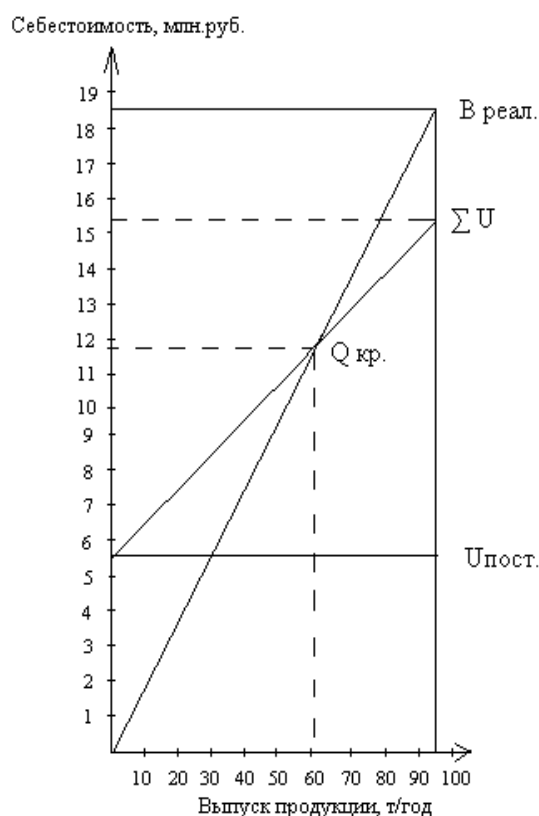


Рисунок 12- График безубыточности Рисунок 13-График безубыточности

5.6 Определение технико-экономических показателей

Таблица 24 -Технико-экономические показатели

Наименование показателя	Ед. изм.	Отчетный год	Плановый год
1	2	3	4
1. Объем производства	тыс. т	94500	150000
2. Объем продаж	тыс. т	94500	150000
3. Цена 1 тонны	тыс. руб.	194,922	194,922
4. Выручка от продажи (2*3)	тыс. руб.	18420129	29238300
5. Суммарные издержки	тыс. руб.	15350104,628	20996791,18
5.1.Издержки переменные	тыс. руб.	9614613,448	15261300
5.2.Издержки постоянные	тыс. руб.	5735491,18	5735491,18
6. Операционная прибыль (4–5)	тыс. руб.	3070024,372	8241508,82
7. Налог на прибыль (6*20%)	тыс. руб.	614004,874	1648301,764
8. Чистая прибыль (6–7)	тыс. руб.	2456019,498	6593207,056
9. Себестоимость 1 тонны	тыс. руб.	162,435	139,979
10. Стоимость основных средств	тыс. руб.	163452,24	163452,24
11. Численность основных рабочих	чел.	6	6
12. Фондовооруженность (10/11)	тыс. руб./чел.	27242,04	27242,04

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4
13. Фондоотдача (4/10)	руб./руб.	11,3	17,8
14. Фондоемкость (10/4)	руб./руб.	0,009	0,006
15. Производительность труда (4/11)	тыс. руб./чел.	3070021,5	4873050
16. Рентабельность производства (8*100%/5)	%	16	16
17. Рентабельность продаж (8*100%/4)	%	13,3	22,5
18. Критический объем продаж ($Q_{кр.}$)	тыс. т	61552,814	61552,814

Вывод: В результате увеличения загрузки производственной мощности на 50 % и, соответственно, использования «эффект масштаба», мы получили следующий экономический эффект: снижение себестоимости на 22,456 тыс. руб, увеличение прибыли в 2,5 раза, рентабельность продаж увеличилась до 22,5%.