

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Ухтинский государственный технический университет»
Индустриальный институт (СПО)

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ
КУРСОВОГО ПРОЕКТА ПО
ПМ 05. Планирование и организация работы коллектива подразделения
специальность 18.02.09 Переработка нефти и газа**

Разработала к.э.н. Салчева С.С., преподаватель ИИ (СПО) УГТУ

Содержание

Введение	4
1. Управление и структура предприятия. Производственная и организационная структура нефтеперерабатывающего завода	30
2. Производственный процесс и принципы его организации. Структура и классификация производственного процесса. Производственный цикл	54
3. Краткое описание технологической установки по переработке нефти. Назначение установки. Сырьё и продукция. Материальный баланс <i>(Исходные данные по вариантам)</i>	59
4. Определение годовой производственной мощности установки по сырью и продукту. Построение ленточного графика работы установки. Составление годовой производственной программы	91
5. Укрупнённая оценка стоимости основных производственных фондов на установке с применением индекса Нельсона. Физический и моральный износ основных производственных фондов	94
6. Организация производства на производственном участке (цехе). Составление графика сменности. Построение баланса рабочего времени одного рабочего	101
7. Расчёт численности персонала. Определение явочной и списочной численности производственных рабочих, обслуживающих установку по переработке нефти. Расчёт численности инженерно-технических работников на установке	117
8. Расчёт годового фонда заработной платы персонала, обслуживающего установку, с применением повременно-премиальной формы оплаты труда для производственных рабочих и окладной системы для инженерно – технических работников	120
9. Составление сметы цеховых расходов на установке. Расчет себестоимости продукции. Прибыль и рентабельность	125
10. Расчёт технико-экономических показателей работы технологической установки по переработке нефти	130
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	131

ПРИЛОЖЕНИЯ	
Приложение А - тест по теме «Производственная структура нефтеперерабатывающего предприятия»	131
Приложение Б – Краткая предыстория нефтепереработки (Хронограф развития нефтепереработки)	137
Приложение В – Экономический глоссарий нефтепереработки для применения в экономических целях при оценке величины добавленной стоимости	138
Приложение Г – Сорты российской нефти	138
Приложение Д –Дополнительные данные к расчетам, образцы оформления таблиц	141
Приложение Е – Перегонка нефти и назначение продуктов	154
Приложение Ж – Производственная структура ремонтной службы НПЗ	155
Приложение З – Инструменты мотивации производственного персонала	156

Нефть – сложная смесь углеводородов, встречающаяся в природе в жидком, газообразном или твердом виде. Под нефтью часто упрощенно понимают лишь жидкую ее форму; на самом деле это понятие включает также природный газ и твердый битум. Слово нефть (petroleum), или каменное масло», происходит от латинских слов petra (камень) и oleum (масло). Оно было впервые употреблено в 1546 году в трактате De Natura Fossilium Георга Бауэра (Агриколы). [Riva, J.P. Jr., Petroleum, in Encyclopaedia Britannica, 2006]

Первые нефтеперегонные заводы строили на месте существующих заводов по переработке угля либо там, где находили нефть. Первоначально они представляли собой простые аппараты в виде горизонтально расположенных емкостей, в которых нефть подогревали для отделения летучих компонентов. Первый в мире нефтеперегонный завод был открыт в Плоешти, Румыния, в 1856 году. Развитие электричества и появление двигателя внутреннего сгорания в течение последующих десятилетий повысили спрос на очищенные продукты, такие как бензин и дизельное топливо. Сегодня нефтепереработка – зрелая отрасль промышленности с развитой инфраструктурой и технологической базой, использующая сложный комплекс технологического оборудования для превращения сырой нефти в продукты, представляющие ценность для потребителей.

Сырая нефть в ее естественном состоянии не представляет ценности для потребителей и должна быть переработана в продукты, имеющие рыночный спрос. Процессы переработки предусматривают использование разнообразных физических и химических методов. Превращение нефти и других углеводородов в нефтепродукты требует различных химических реакций, происходящих в широком диапазоне технологических процессов при различных рабочих условиях. Ключевые факторы этих реакций – температура, давление, катализаторы и химреагенты (таблица 1).

Таблица 1 – Основные типы процессов и операций в нефтепереработке

№п/п	Процессы и операции нефтепереработки	Краткая характеристика
1	2	3
1.	Перегонка	Разделение нефти в атмосферной и вакуумной колоннах на группы углеводородных соединений по массам молекул и интервалам кипения.
2.	Процессы превращения	Процессы, изменяющие размеры или структуру молекул углеводородов.
2.1	Процессы разложения	Расщепление крупных молекул на меньшие с более низкими температурами кипения посредством крекинга и сопутствующих процессов.
2.2	Процессы объединения	Соединение малых молекул в более крупные алкилированием. Полимеризацией и сопутствующими процессами.
2.3	Процессы риформинга	Перестройка геометрической структуры молекул изомеризацией, каталитическом риформингом и сопутствующими процессами.
3.	Процессы очистки	Предназначены для подготовки углеводородов к дополнительной переработке и получения готовых продуктов с помощью химического или физического разделения. В число подобных процессов входят обессоливание, гидрообессеривание, селективная очистка, осветление (очистка от меркаптановой серы), экстракция растворителями и депарафинизация.
4.	Смешение	Процесс смешения и соединения углеводородных фракций, добавок, присадок и других компонентов, направленный на получение готовых продуктов со специфичными эксплуатационными свойствами.
5.	Другие процессы	Другие процессы, в том числе извлечение легких фракций, отгонка кислой воды, переработка твердых отходов и сточных вод, очистка и охлаждение технологической воды, хранение и перекачка, перемещение продуктов, производство водорода, очистка кислых и хвостовых газов, а также производство серы.

[Источник: Дж. Х. Гэри, Г.Е. Хэндверк, М. Дж. Кайзер Технологии и экономика нефтепереработки /Пер. с англ. 5 – го изд. Под ред. О.Ф. Глаголевой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2013. – 440 с. - С. 18]

Краткая характеристика НК «ЛУКОЙЛ»

Первой, получившей опыт в конкурентной борьбе на нефтяном рынке, была нефтяная компания «ЛУКОЙЛ», которая как концерн действовала с 1 февраля 1991 года, состоящая из трех нефтедобывающих предприятий (Лангепаснефтегаз, Когалымнефтегаз и Урайнефтегаз), нефтеперерабатывающих предприятий: «Пермнефтеоргсинтез» и «Волгограднефтепереработка», а также Ново – Уфимский НПЗ и Мяжекыйский НПЗ. Концерн «ЛУКОЙЛ» просуществовал до Указа Президента Российской Федерации №1403 от 17 ноября 1992 года, в соответствии с которым Постановлением Правительства Российской Федерации №299 от 5 апреля 1993 года было учреждено акционерное общество «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ», ставшая его правопреемником, а в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации №861 от 1 сентября 1995 года «О совершенствовании структуры акционерного общества «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» в целях усиления вертикальной интеграции и новой структуры компании в нее вошел ряд предприятий, 38 % акций которых обменивались на акции акционерного общества «Нефтяная компания ЛУКОЙЛ».

Это девять нефтедобывающих, сбытовых и сервисных предприятий Западной Сибири, на Урале и в Поволжье, указанных на схеме, а также ряд специализированных предприятий: Нижневолжскнефть, Пермнефть, Калининградморнефтегаз, Астраханьнефтепродукт, Ростовнефтехимпроект, Урайское строительное специализированное монтажно – наладочное управление, Волгограднефтепродуктавтоматика.

На основе всех указов и постановлений структура нефтяной компании «ЛУКОЙЛ» на 01.10. 1997 г. представлена на схеме (рисунок 1).

Основными видами деятельности компании НК «ЛУКОЙЛ» были добыча нефти и газа, переработка нефти, производство нефтепродуктов, сбыт нефти и нефтепродуктов на внутренний и внешний рынок, геологоразведочные работы.

На момент создания НК «ЛУКОЙЛ» добывала 25,8 млн. тонн нефти.

После передачи четырех нефтедобывающих предприятий и увеличения добычи нефти на собственных трех нефтедобывающих предприятиях объем добычи нефти в 1995 году составил 53,4 млн. тонн, т.е. увеличился в два раза. Такой рост стал возможен не только благодаря вхождению новых нефтедобывающих предприятий, но и большой работы компании, проведенной по увеличению объема добычи на собственных нефтедобывающих предприятиях.

Устойчивый рост объема добычи нефти позволили компании не только обеспечивать нефтью свои дочерние нефтеперерабатывающие предприятия Пермнефтеоргсинтез и Волгограднефтепереработка, но и присоединить

бедствующую от нехватки нефти вертикально интегрированную компанию НК «Коми – ТЭК», обменяв 4,2 акции на 1 акцию НК «ЛУКОЙЛ».

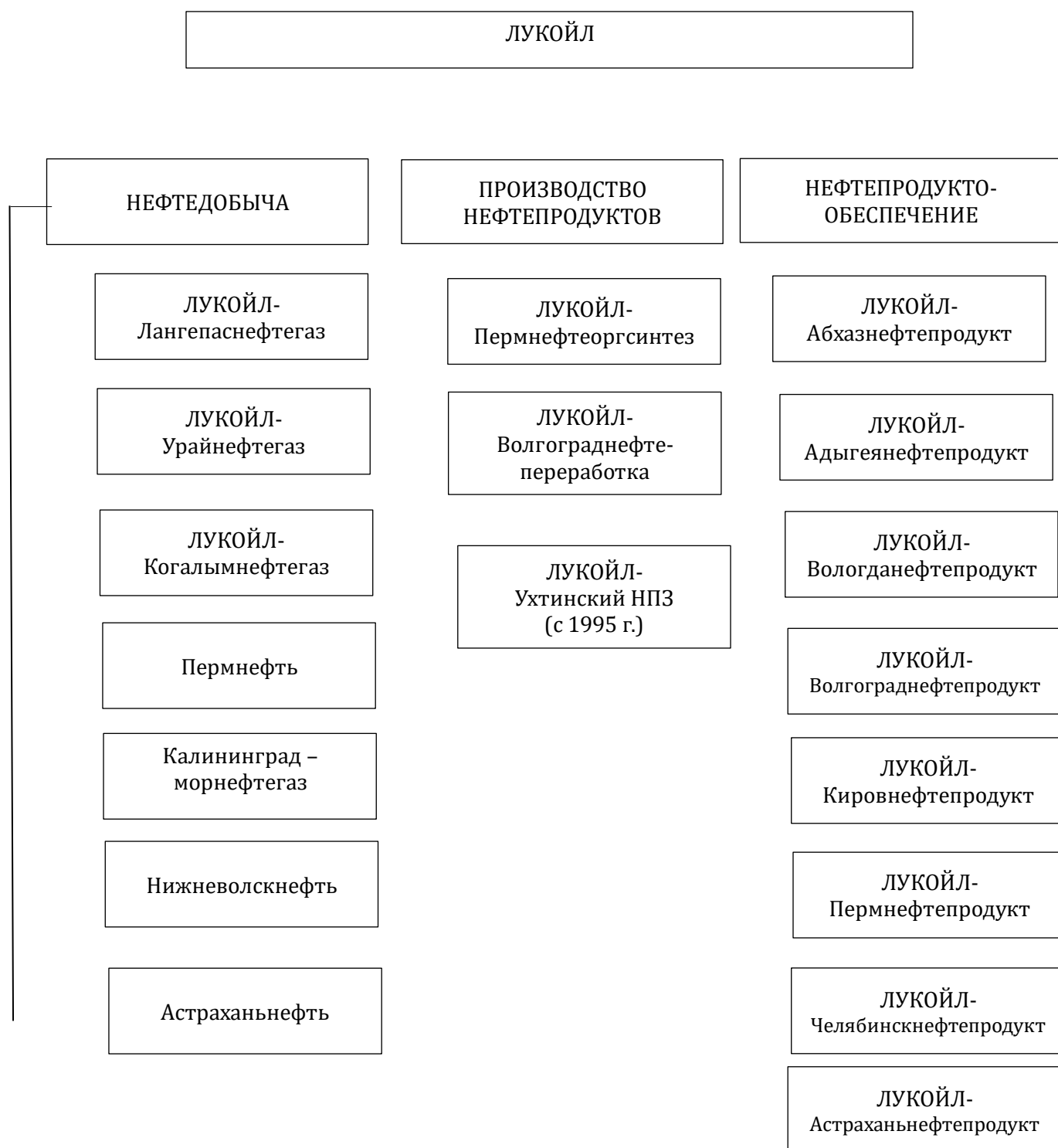


Рисунок 1– Производственные объединения и предприятия НК «ЛУКОЙЛ» (на 01.10. 1997 г.)

За счет значительного увеличения инвестиций в нефтедобычу, из которых 45 % направлялось на бурение новых скважин. Инвестиции на разработку одной новой

скважины увеличились в 1999 году в 5 раз. Это обеспечило рост числа действующих скважин и всего комплекса технологических характеристик нефтедобычи.

[Источник: Рябов В.А., Гермаш В.М., Иванова М.А. Нефть. Нефтепереработка и нефтехимия. 1985 – 2010 гг. – издание второе, дополненное – 2009 г. – 548 с. С. 48]

НК «ЛУКОЙЛ» приобрела Коминетфть, Ухтинский НПЗ, а главное самую перспективную нефтегазоносную провинцию и гарантировала себе стабильное динамичное развитие на многие годы. Освоение *Тимано – Печорского региона* становится стратегически важной задачей и в XXI веке. На момент вхождения в НК «ЛУКОЙЛ» Коми – ТЭК добывала всего 3,6 млн. тонн нефти (по сравнению с 1990 г. объем добычи упал в 3 раза); объем переработки нефти на Ухтинском НПЗ составил в 1999 г. 1,8 млн. тонн.

В тот же период к НК «ЛУКОЙЛ» была присоединена НК «Норси – Ойл», которая испытывала нефтяной голод, не имея собственных нефтедобывающих предприятий и еще в 1994 году первой среди НПЗ России была объявленной несостоятельной, так как не имела собственных оборотных средств – типичная ситуация для всех НПЗ России.

Объем переработки нефти в НК «Норси-Ойл» с 1994 по 1999 г. упал более, чем в три раза, 95 % отгруженной продукции отдавалось в долг. Единственным спасением для предприятия было вхождение в состав НК «ЛУКОЙЛ».

В 1999 году экспорт нефти НК «ЛУКОЙЛ» в дальнее зарубежье составил 16,1 млн. тонн, это более 30 % от ее добычи в компании и 19,3 % от экспорта по России. В рейтинге всех вертикально интегрированных нефтяных компаний НК «ЛУКОЙЛ» заняла первое место.

НК «КОМИТЭК». Поглощение НК «КОМИТЭК» компанией НК «ЛУКОЙЛ»

Отличительной особенностью НК «КомиТЭК» являлось компактное расположение в одном экономическом районе входящих в ее состав акционерных обществ по нефтедобыче, нефтепереработке и нефтепродуктообеспечения.

Вертикально интегрированная нефтяная компания «КомиТЭК» была создана в 1994 году в соответствии с совместным распоряжением Госкомимущества России и Комитета по управлению имуществом Республики Коми от 30.06.94 г. №1816-Р. Производственные единицы НК «КомиТЭК» даны на схеме (рисунок 2).

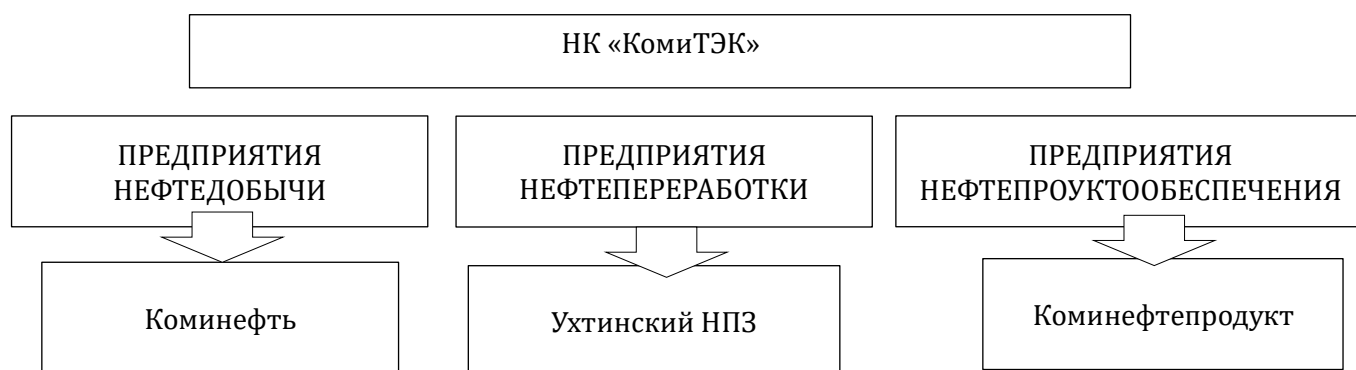


Рисунок 2 – Производственные объединения и предприятия НК «КомиТЭК»

Компания по объему добычи нефти и по ее переработке занимала в 1995 году одно из последних мест среди вертикально интегрированных нефтяных компаний.

Динамика объема добычи нефти и газа и характеристика нефтяных скважин даны в таблице.

Из приведенных данных в таблице видно, что объем добычи нефти в 1995 г. по сравнению с 1990 г. упал более чем в 3 раза; число бездействующих скважин возросло почти на 20 % с одновременным уменьшением более чем в 2 раза в 1995 г. по сравнению с 1990 г. введения новых скважин, особенно снизились мощности по добыче нефти и дебит новых скважин. Так, мощность по добыче на новых скважинах с 1990 г. по 1995 г. упала почти в 200 раз, а суточный дебит, соответственно, более чем в 6 раз. В 1996 г. эта тенденция сохранилась.

Таблица 2 – Объем добычи нефти и газа и характеристика нефтяных месторождений НК «КомиТЭК»

Показатели	1990 г	1994 г.	1995 г.	1999 г.	1999 г. к 1994 г., %
1	2	3	4		
Добыча нефти, включая газовый конденсат, тыс. тонн	15 232	5 066	4 526	3 628,8	71,6
Добыча газа, млн. м ³	910	382	394	397,3	104,0
Число эксплуатационных скважин из них нефтяных	3 436	1 952	1 869	1 572,2	80,5
в том числе бездействующих	316	592	659	893	150,8
Среднесуточный дебит нефтяных скважин, т/сутки	15,3	10,1	11,1		
Новые нефтяные скважины – введено в эксплуатацию, ед.	228	18	8		
Мощность по добыче нефти, тыс. тонн	2 717	177	14		
Добыча нефти, тыс. тонн	915	78	4		
среднесуточный дебит нефтяных скважин, т/сутки	32,5	26,9	4,9		

[Источник: Рябов В.А., Гермаш В.М., Иванова М.А. Нефть. Нефтепереработка и нефтехимия. 1985 – 2010 гг. – издание второе, дополненное – 2009 г. – 548 с. С. 87]

Бурения не было. Поставка нефти на НПЗ в 1999 г., всего, 2060 тыс. тонн – все в Ухтинский НПЗ.

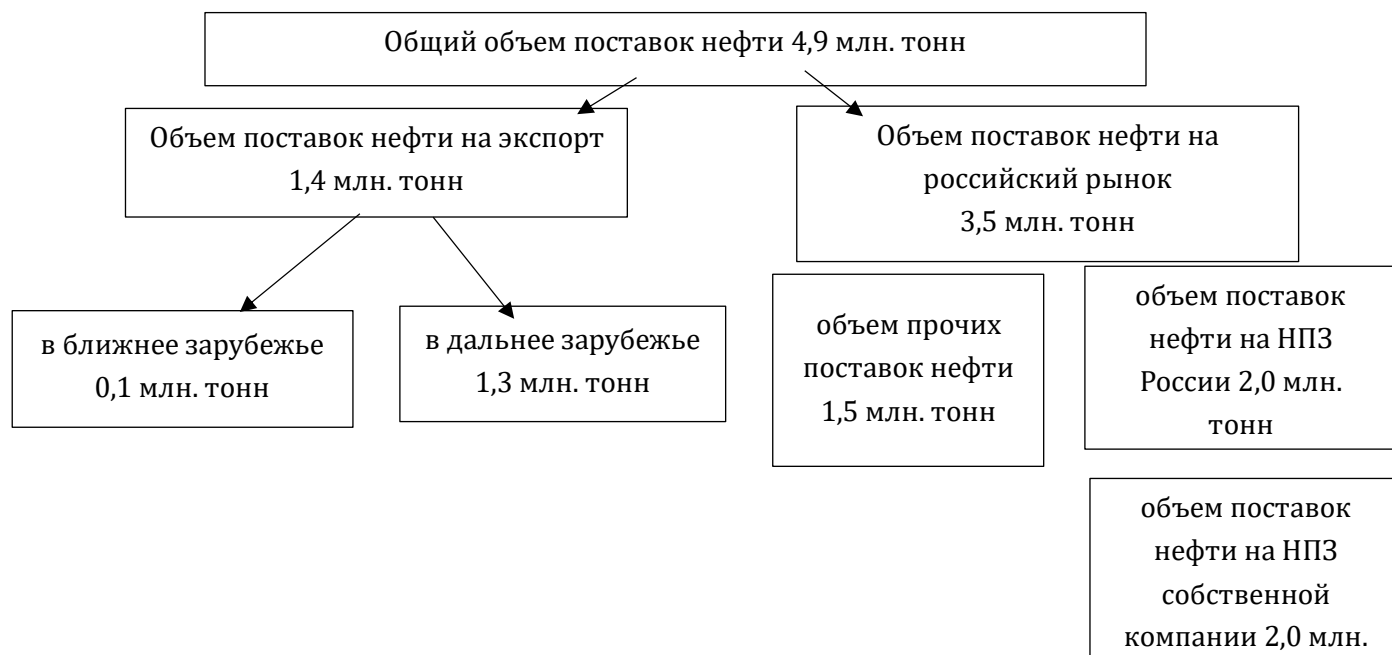


Рисунок 3 – Объем и структура поставок собственной нефти НК «КомиТЭК» на российский рынок и экспорт в 1995 г.

Для НК «КомиТЭК» характерно большое число совместных предприятий – недропользователей (СП), объем их в 1995 г. составил почти 3 млн. тонн. Все они тесно связаны с АО «Ухтинский НПЗ».

Общий объем поставок нефти НК «КомиТЭК» в 1995 г. составил 4,9 млн. тонн (рисунок 3). 71 % добытой нефти поступает на российский рынок и из них 2 млн. тонн или 57 % - на АО «Ухтинский НПЗ» на условиях переработки «для совместной деятельности» (или 77 % от общих поставок нефти в АО «Ухтинский НПЗ»). Этот вид поставок был характерен только для данной компании и объем его в 1996 г. увеличился до 85 %. Остальную нефть в АО «Ухтинский НПЗ» поставили СП, занимающиеся добычей нефти в Республике Коми, и коммерческие структуры, в основном на условиях давальческого сырья.

АО «Ухтинский НПЗ» принадлежит к нефтеперерабатывающим предприятиям топливного профиля. В 1995 г. объем переработки сырья каталитического риформинга составил 357 тыс. тонн, глубина переработки нефти составила 44,2 %. Каталитический риформинг бензинов в 1999 г. – 279 тыс. тонн.

Основные данные работы АО «Ухтинский НПЗ» представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Объем производства основных нефтепродуктов в АО «Ухтинский НПЗ», тыс. тонн

Наименование	Объем производства		1999 г.	1999 г. к 1994 г., %
	1994 г.	1995 г.		
1	2	3	4	5
Переработка нефти	2 985,2	2 696,3	1 822,8	61,1
Бензин автомобильный, всего	387,3	370,7	269,1	69,5
Бензин А-76 н/этил.	300,5	296,3	201,4	67,0
Бензин АИ-92 н/этил.	-	74,4	66,8	-
Бензин АИ-95	-	-	0,7	-
Дизтопливо, всего	733,7	661,1	431,1	58,8
Мазут топочный товарный	1 647,1	1 466,9	1 027,1	62,4

[Источник: Рябов В.А., Гермаш В.М., Иванова М.А. Нефть. Нефтепереработка и нефтехимия. 1985 – 2010 гг. – издание второе, дополненное – 2009 г. – 548 с. С. 89]

Финансовые сложности, которые характерны для нефтеперерабатывающих предприятий России, особенно наглядно проявились в АО «Ухтинский НПЗ». В 1995 г. объем кредиторской задолженности составлял около 60 млрд. руб. и в 3,2 раза превышал объем дебиторской задолженности. Из-за этого НК «КомиТЭК» оказалась неплатежеспособной и самостоятельно не могла выжить в рыночных условиях.

Передел нефтяного рынка в России в начале XXI века и его влияние на конечные результаты деятельности нефтяных компаний

В конце 90-х годов стало очевидным, что за годы кризиса и в период формирования экономики переходного типа ее структура была сильно деформирована и требовала серьезной модернизации. К началу третьего тысячелетия российская экономика испытывала ряд тяжелых проблем, связанных со старением и износом основных фондов, высокой энергоемкостью промышленных отраслей, ухудшением сырьевой базы, явным отставанием в применении высоких технологий, низкой конкурентоспособностью продукции на мировых рынках, ограниченностью платежеспособного спроса на внутреннем рынке, угрожающего банкротством.

Целый ряд проблем проявился и в отраслях ТЭК, главными из которых являлись:

- высокая степень износа основных фондов в ТЭК;
- деформированные ценовые соотношения на взаимозаменяемые энергоресурсы;
- сокращение инвестиционных вложений;
- значительные размеры неплатежей со стороны потребителей ТЭР;
- резкое ухудшение состояния сырьевой базы комплекса как в количественном, так и в качественном отношениях;

- незрелая рыночная инфраструктура и полное отсутствие конкурентного рынка энергосредств;

- малая эффективность управления госсобственностью в отраслях ТЭК (при ограниченной роли Министерства).

В большинстве отраслей промышленности износ основных фондов в конце 90 – х годов превысил 50 %. Например, в нефтяном секторе степень износа основных фондов составляла свыше 70 %.

Из-за отсутствия в больших масштабах энергосберегающих технологий и оборудования энергоемкость ВВП в России в 3,5 раза выше, чем в развитых странах Запада.

Например, в расходах на переработку 1 тонны давальческой нефти на долю энергозатрат приходится от 20 % до 30 %, что составляет значительную сумму. К числу НПЗ, имеющих высокую энергоемкость переработки давальческой нефти, относятся такие, как ОАО «Омский НПЗ», ООО «Киришинефтеоргсинтез», ОАО «Ярославнефтеоргсинтез».

К 2004 году частный капитал в нефтяном комплексе достиг главного: в результате передела собственности на нефтяном рынке России действовали крупные и амбициозные нефтяные компании такие, как НК «ЛУКОЙЛ», НК «ЮКОС», «ТНК – ВР», ОАО «Сургутнефтегаз», НК «Сибнефть», НК «Славнефть», НК «Татнефть», НК «Роснефть», НК «Башнефть», НК «Альянс», НК «Русснефть» и др.

В результате передела нефтяного рынка нефтяные и нефтегазовые компании можно сгруппировать в следующие группы:

- нефтяные компании, которые увеличили число производственных единиц, объемы добычи нефти и газа, объем переработки нефти и производства нефтепродуктов. К ним относятся РАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «ТНК – ВР Холдинг»;

- нефтяные компании, которые стабильны по своему административному составу с момента образования, но увеличивают объемы производства. К ним относятся ОАО «НГК «Славнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», МНК, ОАО «Башнефтехим»;

- нефтяные компании, которые были поглощены более сильными, конкурентоспособными компаниями, - НК «Сиданко», НК «ОНАКО», НК «ВНК», НК «КомиТЭК»;

- нефтяные компании, которые исчезли с нефтяного рынка России по различным причинам. К ним относятся НК «ЮКОС», НК «Сибнефть»;

- вновь созданные в XXI веке компании – НК «Альянс», ОАО «НК «РуссНефть», ОАО «Газпромнефть»;

- нефтяные компании, которые преобразованы в вертикально интегрированные – НК «Башнефть», НК «Татнефть».

ОАО «НК «ЛУКОЙЛ» - ведущая частная транснациональная компания России

За 32-летний период своего существования ОАО «НК «ЛУКОЙЛ» доказала, что является достойным конкурентом крупнейших компаний мира. Объединив ряд предприятий и создав вертикально интегрированную компанию, НК «ЛУКОЙЛ» оказала существенное влияние на структуру всей нефтяной отрасли России, поскольку по пути НК «ЛУКОЙЛ» пошли и другие нефтяные компании.

Сегодня НК «ЛУКОЙЛ» активно развивается и является ведущим участником не только российского, но и транснационального рынков.

Стратегической задачей компании является увеличение ее капитализации. Поэтому на протяжении последних лет руководство компании уделяет большое внимание реализации инвестиционных проектов как в нефтедобыче, в нефтепереработке, так и в нефтехимии не только с целью расширения масштабов производства, но и с целью повышения конкурентоспособности компании на внутреннем и мировых рынках прежде всего за счет снижения издержек производства высококачественных моторных топлив, смазочных масел и нефтехимических продуктов.

В сферу жизненно важных интересов НК «ЛУКОЙЛ» входит не только добыча углеводородного сырья и его переработка, но и решение целого комплекса вопросов, связанных с обеспечением деятельности компании в сопряженных секторах экономики.

НК «ЛУКОЙЛ» вносит свой вклад и в развитие транспортной инфраструктуры. Так, в начале третьего тысячелетия в России появился *Первый негосударственный нефтепродуктопровод Пермь – Андреевка*, построенный на средства компании «ЛУКОЙЛ», который эксплуатируется на протяжении 335-километровом участке ООО «ЛУКОЙЛ – Пермнефтепродукт». Продуктопровод оснащен телемеханикой и автоматикой компании Honeywell (Германия), которая позволяет в любой точке трассы в радиусе 0,5 – 0,6 км от нее связаться с диспетчерским пунктом и обеспечивает передачу сигналов для открытия – закрытия задвижек, управления постами защиты. Обслуживание трассы ведется с использованием вертолетов и обходчиков. Пусковой комплекс нефтепродуктопровода Пермь – Альметьевск – Запад обошелся в 3,2 млрд. руб. По нему до населенного пункта Андреевка (Башкирия) «труба» присоединяется к системе «Транснефтепродукта», прокачивается бензин и дизтопливо в объемах до 2,4 млн. тонн в год самым дешевым трубопроводным транспортом. Только это дает экономию ежегодно до 60

млн. руб. Поэтому нефтяники рассчитывают на то, что вложенные инвестиции они смогут вернуть за семь лет.

В Высоцке Ленинградской области компания своими силами построила и в 2004 году пустила в эксплуатацию суперсовременный экспортный терминал, способный переваливать до 8 млн. тонн нефти и нефтепродуктов.

НК «ЛУКОЙЛ» - единственная компания в России, имеющая свой *танкерный флот для транспортировки нефти* с месторождений на побережье и шельфе арктических морей.

Для создания морской транспортной системы для вывода нефти с месторождений Тимано – Печорской нефтегазоносной провинции НК «ЛУКОЙЛ» инвестировала 300 млрд. долл. В транспортную систему вошли береговой резервуарный парк, рейдовый погрузочный терминал в поселке Варандей, пропускной способностью до 1 млн. тонн нефти в год, подводный трубопровод, танкеры ледового класса, ледоколы, суда обеспечения, средства ликвидации аварийных разливов нефти.

Следует отметить, что *Тимано – Печорская нефтегазоносная провинция* – одна из самых перспективных и ее освоение и динамичное развитие для НК «ЛУКОЙЛ» является важнейшей задачей. Возможность разработки нефтяных месторождений Тимано – Печорского региона компания получила после приобретения НК «КомиТЭК».

Другим новым регионом деятельности НК «ЛУКОЙЛ» служит *Северный Каспий*, где открыта гигантская нефтяная провинция.

Именно эти новые нефтяные регионы обеспечивают основной прирост запасов нефти НК «ЛУКОЙЛ».

Следует отметить, что НК «ЛУКОЙЛ» - одна из немногих вертикально интегрированных нефтяных компаний, которая наряду с нефтедобычей активно развивает свою нефтепереработку и нефтехимию. Об этом свидетельствует тот факт, что у НК «ЛУКОЙЛ» *соотношение вложений в upstream (в разведку, добычу и в сопутствующие услуги) и downstream (в переработку) составляет 60 и 40*. В модернизацию нефтепереработки компания вложила 2/3 всех инвестиций по отрасли, хотя на долю НК «ЛУКОЙЛ» приходится только 20 % от объема нефти, перерабатываемой в России.

В настоящее время суммарная мощность компании по переработке нефти составляет 40,6 млн. тонн в год. По итогам 2007 года НПЗ НК «ЛУКОЙЛ» переработали более 42,0 млн. тонн или почти 19 % от общего объема переработки нефти по НПЗ России и ОАО «Газпром». Среди вертикально интегрированных компаний НК «ЛУКОЙЛ» по объему нефтепереработки в 2007 году уступила только НК «Роснефть».

За 2007 год нефтеперерабатывающие предприятия компании суммарно произвели 2,5 млн. тонн авиационного керосина (более 27 % от его объема по предприятиям Минэнерго РФ), 4,9 млн. тонн автомобильного бензина (14 % от его общего объема), 11,3 млн. тонн дизельного топлива (более 17 % от его суммарного выпуска по предприятиям Минэнерго РФ).

Стратегическим направлением развития нефтепереработки НК «ЛУКОЙЛ» считает *расширение производства высококачественных экологически чистых моторных топлив и смазочных масел*, соответствующих по качеству европейским стандартам, увеличение выпуска нефтехимических продуктов, пользующихся большим спросом как на внутреннем, так и мировых рынках. По производству нефтехимии «ЛУКОЙЛ» - крупнейший в России и Восточной Европе. Компания производит на предприятиях России, Украины и Болгарии продукцию пиролиза, органического синтеза, топливные фракции и полимерные материалы, удовлетворяя значительную часть внутрироссийского спроса на ряд химических товаров, одновременно являясь крупным экспортером химической продукции более чем в 50 стран мира.

В рамках реализации стратегии развития нефтехимии «ЛУКОЙЛ» в 2006 году осуществлялась реализация мероприятий, направленных на модернизацию существующих и создание новых производств. Капитальные расходы в нефтехимии составили 172 млн. долл.

Одним из основных проектов, который планируется реализовать в ближайшие годы, является строительство *Каспийского газохимического комплекса*. Он будет использовать ресурсы природного газа и газового конденсата, добываемого компанией «ЛУКОЙЛ» в Каспийском регионе. Этот проект нацелен на увеличение добавленной стоимости при углублении переработки газового сырья, а также на максимально эффективную химическую переработку этана, широкой фракции легких углеводородов и газового конденсата. Он предусматривает также комплексную переработку природного газа и его компонентов в продукты основного органического синтеза, полиэтилен, полипропилен и другую нефтехимическую продукцию.

Для усиления позиционирования на мировых рынках компания приобретает АЗС в различных странах мира.

Работа нефтеперерабатывающих предприятий в условиях процессинга (толлинга)

После вхождения в состав ВИНК подавляющая часть НПЗ была переведена на процессинг или переработку давальческой нефти. Под давальческой нефтью понимается сырье, передаваемое нефтяной компанией, нефтедобывающим предприятием или посредником нефтеперерабатывающему предприятию на переработку без оплаты для получения нефтепродуктов определенного ассортимента и объема в соответствии с заключенным договором.

Вхождение нефтеперерабатывающих предприятий в состав нефтяных компаний поставило их в полную финансовую зависимость от давальцев, и в том числе собственной нефтяной компании, поскольку они лишили предприятия возможности участвовать в реализации нефтепродуктов, устанавливать на них цены нефтяного рынка и получать от этого доход.

Работа нефтеперерабатывающих предприятий на условиях процессинга жестко ограничила их экономический потенциал, поскольку фактически основные элементы процесса производства были разделены между материнской компанией и дочерним НПЗ. Оборот предприятия определяли только по расходам, связанным с процессингом или переработкой давальческой нефти. В затратах предприятий отсутствовали расходы на приобретение нефтяного сырья. Цена, по которой компания, поставлявшая нефть на переработку, рассчитывалась на НПЗ, определялась исходя из его фактических затрат, с одной стороны, и финансовой стратегией компании по отношению к дочернему НПЗ, с другой стороны. Это наглядно иллюстрируют данные о себестоимости и стоимости переработки 1 тонны давальческой нефти. В среднем по НПЗ России рентабельность переработки 1 тонны давальческой нефти (процессинга) в 2004 г. составляла 50,6 %. Это значит, что в расчете на 1 тонну нефти, переработанную на условиях процессинга, предприятие получило примерно на 1 руб. затрат 0,5 руб. прибыли.

Столь высокое значение рентабельности процессинга обусловлено необходимостью компенсировать НПЗ недополученную прибыль из-за того, что в структуре затрат отсутствуют расходы на покупку нефти, и, следовательно, расчет рентабельности производится от значительно меньшей величины.

Но даже при сверхвысоком уровне рентабельности процессинга значительная часть НПЗ получала прибыль в 3-4 раза меньше той ее величины, которую они имели бы при условии переработки нефти, покупаемой на внутреннем рынке и при продаже произведенных нефтепродуктов.

Длительная работа НПЗ на условиях процессинга, когда возмещались даже очень высокие затраты на переработку 1 тонны давальческой нефти по сравнению со средним их значением, поставила их хозяйственную деятельность вне рыночных

условий. При таком подходе оказалось крайне сложно оценить конкурентоспособность предприятия, в хозяйственной практике которого преобладали затратные методы.

Финансовые результаты нефтеперерабатывающих предприятий зависели не от эффективности их работы, а от того, какую сумму прибыли компания, поставившая нефть на переработку и продававшая нефтепродукты, волевым решением отдавала предприятию.

Расчеты и фактические результаты показывают, что НПЗ, нуждающиеся в обновлении основных средств, в модернизации и реконструкции производства, в освоении новой техники в условиях процессинга, не имели и не могли иметь финансовых ресурсов для решения этих судьбоносных вопросов.

НПЗ ЛУКОЙЛа с 2005 года не работают по схеме процессинга.

Создание вертикально интегрированных нефтяных компаний на первоначальном этапе позволило вывести нефтеперерабатывающие предприятия из глубокого кризиса, в котором они находились после развала СССР, децентрализация управления экономикой, разрушения хозяйственных связей, исчезновения рынков сбыта продукции из-за депрессии экономики.

Большинство нефтеперерабатывающих заводов из-за отсутствия оборотных средств не могли расплачиваться за поставляемое углеводородное сырье. Резкое падение объемов переработки нефти положило начало стагнации нефтеперерабатывающей промышленности. Для выхода из этой ситуации был избран путь: нефтеперерабатывающие заводы введены в состав нефтяных и нефтегазовых компаний и стали получать от них нефть на переработку на давальческой основе.

Понятие толлинга

Перевод НПЗ на «толлинг» означал, что предприятие перерабатывает только давальческую нефть, владельцем которой является материнская компания. Она же – собственник всех продуктов переработки давальческой нефти.

Поставляя нефть на переработку, материнская компания определяла для завода бизнес-план на производство тех или иных нефтепродуктов.

Чем же на практике обернулось для нефтеперерабатывающих предприятий взаимодействие с материнской компанией в форме «процессинга» или переработки давальческой нефти?

Положительный момент – у предприятий появилась гарантированная возможность получать нефтяное сырье на переработку, обеспечивать жизнедеятельность завода и снижать социальную напряженность.

Но, по существу, перевод нефтеперерабатывающих предприятий на «процессинг» или переработку давальческой нефти привел к разрушению их экономической основы.

Проявилось это, прежде всего в падении экономического потенциала предприятий, поскольку в несколько раз сократился их оборот. По оценке, на ряде НПЗ объем производства в стоимостном выражении уменьшился почти в 10 раз.

Оборот предприятия или его товарная продукция определялись исходя не из ассортимента и рыночной стоимости готовых нефтепродуктов, а только в зависимости от того, по какой стоимости материнская компания рассчитывалась с предприятием за переработку давальческой нефти.

Важным моментом в этом расчете явилось требование отраслевой (ведомственной) инструкции, которая предусматривала, что при работе на «процессинге» предприятие должно получать прибыль, примерно, в том же размере, как если бы оно работало на нефти, покупаемой на внутреннем рынке.

Анализ экономических показателей работы предприятий в условиях «процессинга» свидетельствует о том, что ни одна компания этого требования не выполняла. На примере отдельных нефтеперерабатывающих предприятий в таблицах 4,5 представлены данные о полной себестоимости и стоимости услуг по переработке 1 тонны давальческой нефти и их эффективности.

Расчеты показывают, что в 2003 году, согласно инструкции, предприятия при переработке 1 тонны давальческой нефти должны были бы получать за услуги не менее 750 – 850 руб., а в 2004 г. – не менее 1000 – 1200 руб. Причем эти расчетные показатели прибыли характеризуют ее минимальное значение, поскольку не отражают той маржи, которую обеспечивает экспорт нефтепродуктов.

Из представленных данных видно, что, например, в 2003 году только ЛУКОЙЛ – Пермнефтеоргсинтез и ЛУКОЙЛ – Волгограднефтепереработка получили в расчете на 1 т переработанной давальческой нефти немногим более 250 руб. Другие НПЗ не получили даже 100 руб., а Омский НПЗ, Ангарская НХК и Новокуйбышевский НПЗ вообще оказались в убытке (таблица 4).

Материнская компания при расчетах с дочерними НПЗ за услуги по переработке давальческой нефти не учитывала среднеотраслевое значение себестоимости этой услуги, а также не ориентировалась на уровень ее средней стоимости или цены. В основе финансовых расчетов между компаниями – давальцами и НПЗ лежали в основном субъективные оценки их производственной деятельности. Финансовый результат нефтеперерабатывающих предприятий в условиях процессинга не зависит

от масштабов переработки нефти, от качества производимой продукции, материалов и энергоемкости производства, от эффективности работы завода в целом.

Таблица 4 – Техничко – экономические показатели работы отдельных НПЗ в условиях процессинга (на примере данных 2003 года)

№ п/п	Предприятие	Объем переработки нефти, тыс. тонн	Полная себестоимость услуги по переработке давальческой нефти, руб./тонну	Стоимость услуги по переработке давальческой нефти, руб./тонну	Прибыль (убыток) в расчете на 1 тонну переработанной нефти, руб./тонну
1	2	3	4	5	6
1.	Киришинефтеоргсинтез	15 212,0	264,9	410,0	220,4
2.	Омский НПЗ	13 832,2	375,1	373,8	- 101,4
3.	ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез	11 751,4	192,3	637,4	70,5
4.	Ярославнефтеоргсинтез	11520,7	350,4	385,7	20,9
5.	ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез	11 033,9	474,7	814,0	278,0
6.	Московский НПЗ	9432,0	312,3	430,0	111,7
7.	Ангарская НХК	8 360,8	505,9	580,9	- 2,8
8.	ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка	7 619,6	623,5	863,8	254,1
9.	Новокуйбышевский НПЗ	6846,1	314,8	326,9	- 80,7
10.	ЛУКОЙЛ Ухтанефтепереработка	3619,5	223,0	313,6	38,2
	В среднем по НПЗ	-	382,1	545,8	-

[Источник: Рябов В.А., Гермаш В.М., Иванова М.А. Нефть. Нефтепереработка и нефтехимия. 1985 – 2010 гг. – издание второе, дополненное – 2009 г. – 548 с. С. 339]

Получаемая нефтеперерабатывающими заводами прибыль в условиях «процессинга» не отражала их фактическую эффективность и, естественно, не стимулировала ее повышения.

Из представленных в таблицах 4 и 5 данных видно, что в лучшем финансовом положении оказались те предприятия, которым материнская компания не только полностью возмещала все затраты на услугу по переработке нефти, но и обеспечивала высокий уровень рентабельности (свыше 30 – 40 %).

На Омском НПЗ в 2003 г. стоимость или цена услуги по переработке давальческой нефти оказалась ниже себестоимости, а на Новокуйбышевском НПЗ и в Ангарской НХК цена лишь на незначительную величину превышала затраты. Основной причиной убытка явилось нежелание НК «Сибнефть» и НК «ЮКОС» выполнить условие отраслевой инструкции.

Таблица 5 – Техничко – экономические показатели работы отдельных НПЗ в условиях процессинга (на примере данных 2004 года)

№ п/п	Предприятие	Объем переработки нефти, тыс. тонн	Полная себестоимость услуги по переработке давальческой нефти, руб./тонну	Стоимость услуги по переработке давальческой нефти, руб./тонну	Прибыль (убыток) в расчете на 1 тонну переработанной нефти, руб./тонну
1	2	3	4	5	6
1.	Киришинефтеоргсинтез	15 964,7	290,0	472,5	295,2
2.	Омский НПЗ	14 308,2	400,8	403,0	- 15,5
3.	ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез	12 296,6	286,3	401,8	88,2
4.	Ярославнефтеоргсинтез	12 187,2	375,0	433,4	41,6
5.	ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез	11 099,0	509,2	836,8	327,60
6.	Московский НПЗ	9397,9	316,9	364,4	121,3
7.	Ангарская НХК	8 796,1	563,7	890,6	215,5
8.	ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка	8 958,3	530,7	714,0	150,9
9.	Новокуйбышевский НПЗ	6594,6	430,5	564,2	158,5
10.	ЛУКОЙЛ Ухтанефтепереработка	2 895,6	334,4	512,2	158,4
	В среднем по НПЗ	-	420,0	633,8	-

[Источник: Рябов В.А., Гермаш В.М., Иванова М.А. Нефть. Нефтепереработка и нефтехимия. 1985 – 2010 гг. – издание второе, дополненное – 2009 г. – 548 с. С. 340]

Интересно отметить еще одно обстоятельство, характеризующее субъективный подход к оценке финансовой деятельности НПЗ со стороны материнских и нефтяных компаний.

Например, в 2004 г., как видно из приведенных данных, Московский НПЗ по прибыли в расчете на 1 тонну переработанной нефти был сравним с ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка, в то время как по удельным значениям полной себестоимости и стоимости услуг по переработке давальческой нефти они существенно отличались друг от друга и от среднеотраслевых показателей.

В 2004 году, как видно из представленных данных, Омский НПЗ опять оказался в убытке по той же причине. На Новокуйбышевском НПЗ и Ангарской НХК финансовый результат оказался положительным, хотя на этих заводах в 2004 году индивидуальные значения полной себестоимости услуг по переработке 1 т давальческой нефти оказались выше среднеотраслевого значения.

Такие противоречия объясняются тем, что в условиях работы предприятий на «процессинге», экономические законы не действуют.

В этой ситуации у предприятий может быть только одно конкурентное преимущество, которое проявляется в желании материнской компании развивать нефтепереработку, а не в экономической заинтересованности самого НПЗ снижать затраты на производство, внедрять современные методы управления и логистики, повышать конкурентоспособность продукции прежде всего за счет ее высокого качества.

В условиях «процессинга» нефтеперерабатывающие предприятия оказались в жесткой экономической зависимости от материнских компаний, которые в основном и финансировали, если считали необходимым, модернизацию и реконструкцию дочерних НПЗ.

Работа нефтеперерабатывающих предприятий вне конкурентной среды не может обеспечить их эффективное развитие.

Нефтяные компании, несомненно, выделяют финансовые средства на внедрение новых процессов на НПЗ, но пока отечественные предприятия не составляют конкуренцию НПЗ ведущих мировых держав по техническому уровню, по энергоемкости производства, а самое главное – по качеству выпускаемых нефтепродуктов.

Современная нефтепереработка несет огромные потери из-за производства нефтепродуктов низкого качества таких, например, как низкооктановый автомобильный бензин, дизельное топливо с содержанием серы 0,2 %, из-за выпуска в большом количестве топочного мазута.

Следует учитывать, что большинство нефтеперерабатывающих заводов, построенных почти 40 – 50 лет назад, а нужны огромные финансовые вливания, чтобы поднять их на качественно новый уровень развития и одновременно построить новые заводы. За весь период существования компаний не построено ни одного НПЗ, хотя таких огромных прибылей нефтяные компании от реализации нефти за последние восемь лет не имели никогда (1 баррель нефти в 2008 г. достигал 150 долл.). Развитие возможно только на основе сочетания экономических интересов компаний с экономическими интересами дочерних НПЗ.

Формой такого сочетания на современном этапе является предоставление нефтеперерабатывающим предприятиям экономической свободы.

Недальновидно руководствоваться сиюминутными результатами и получать маржу только за счет благоприятной конъюнктуры рынка, прежде всего на сырьевые ресурсы, которыми являются не только нефть, но и полуфабрикаты нефтепродуктов.

Необходимо в корне менять парадигму развития нефтеперерабатывающих предприятий России.

В 2005 г. уже появился первый опыт по переходу НПЗ на рыночные условия хозяйствования. НК «ЛУКОЙЛ» предоставила двум своим дочерним НПЗ

возможность перерабатывать нефть, которую они покупают у самой материнской компании.

Результатом этого явился значительный рост эффективности работы этих предприятий. Например, по итогам деятельности в 2006 г. «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» получил прибыль в размере почти 16,5 млрд. руб., а «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» - около 16 млрд. руб., в 2007 г., соответственно, 16,82 млрд. руб. и 16,94 млрд. руб. (таблица 6).

Для сравнения отметим, что такие флагманы отечественной нефтепереработки в России, как Киришинефтеоргсинтез и Омский НПЗ за результаты своей работы по переработке нефти и производству нефтепродуктов заработали в 2006 г. соответственно 3,9 млрд. руб. и 7,6 млрд. руб., а в 2007 г. – 2,86 млрд. руб. и 3,35 млрд. руб.

Таблица 6– Прибыль на 1 тонну переработанной нефти, руб.

№п/п	Нефтеперерабатывающее предприятие	2006 г.	2007 г.
1.	ЛУКОЙЛ - Пермнефтеоргсинтез	1 393,9	1 459,6
2.	ЛУКОЙЛ - Волгограднефтепереработка	1 658,7	1 769,4
3.	Киришинефтеоргсинтез	130,2	234,9
4.	Омский НПЗ	466,5	203,2

[Источник: Рябов В.А., Гермаш В.М., Иванова М.А. Нефть. Нефтепереработка и нефтехимия. 1985 – 2010 гг. – издание второе, дополненное – 2009 г. – 548 с. С. 342]

Следует отметить, что на Омском НПЗ изменение прибыльности переработки давальческой нефти в большей степени связано со сменой собственника компании «Сибнефть».

Таким образом, многолетняя практика работы нефтеперерабатывающих предприятий *в условиях процессинга* оказалась сдерживающим фактором их экономического развития, роста финансового потенциала. Для ускорения процесса вывода отечественных предприятий на уровень мировых достижений нефтепереработки необходимо создать для них режим экономической заинтересованности в результатах своей деятельности. Это возможно только при условии отказа от процессинга и перевода предприятий на рыночные условия хозяйствования.

Задачей нефтяных компаний в этом случае будет гарантированная продажа нефтяного сырья в объемах, обеспечивающих эффективную загрузку мощностей, финансовая поддержка, информационное обеспечение и другие формы сотрудничества в интересах роста капитализации нефтяных компаний.

[Источник: Рябов В.А., Гермаш В.М., Иванова М.А. Нефть. Нефтепереработка и нефтехимия. 1985 – 2010 гг. – издание второе, дополненное – 2009 г. – 548 с. С. 338 - 342]

Краткая характеристика Ухтинского нефтеперерабатывающего завода

ОАО «ЛУКОЙЛ – Ухтанефтепереработка» по объему переработки нефти наименьший среди предприятий нефтяной компании «ЛУКОЙЛ». Однако по темпам технического перевооружения, внедрения новейших достижений в технике и технологии, использованию новейших катализаторов и присадок предприятие занимает достойное место.

За период, прошедший с момента вхождения завода в компанию (1995 г.) объем переработки нефти, увеличился почти на одну треть.

Предприятие работает *по топливной схеме*, а его установленная мощность составляет 3,7 млн. тонн нефти в год. В настоящее время завод обеспечивает максимальную загрузку мощности по первичной переработке нефти. В 2007 году уровень ее использования достиг 96 %.

Быстрому развитию Ухтинский НПЗ прежде всего обязан своим вхождением в ведущую компанию ОАО «ЛУКОЙЛ» где получил новый юридический статус (дочернего общества) и новое название – открытое акционерное общество ОАО «ЛУКОЙЛ – Ухтанефтепереработка».

Совет директоров Компании в 2000 году утвердил «Комплексную программу реконструкции и модернизации «ЛУКОЙЛ – Ухтанефтепереработка» на 2000 – 2005 годы», согласованную с Правительством Республики Коми. В программе перед предприятием поставлены приоритетные задачи:

- увеличить глубину переработки нефти до уровня не ниже среднеотраслевого;
- довести качество продукции до требований европейских спецификаций;
- решить экологические проблемы.

В соответствии с программой в 2000 году в рекордно короткие сроки построен и введен в эксплуатацию *комплекс железнодорожной эстакады налива светлых нефтепродуктов с резервуарным парком общим объемом более 100 тыс. тонн*. Резервуары хранения бензинов, оборудованные понтонами конструкции американской фирмы «Ультрафлоут», сократили потери от испарения углеводородов до 98 % и тем самым снизили выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Таблица 7 – Хронограф развития Ухтинского НПЗ после включения его в состав нефтяной компании ЛУКОЙЛ

№п/п	Дата	Событие
1	2	3
1.	2000 год	построен и введен в эксплуатацию комплекс железнодорожной эстакады налива светлых нефтепродуктов с резервуарным парком общим объемом более 100 тыс. тонн;
2.	2001 год	модернизация головной установки завода по первичной переработке нефти АТ – 1;
3.	2002 год	на установке АТ-1 построен блок очистки фракции авиакеросина;
4.	2003 год	построена и введена в эксплуатацию установка гидродепарафинизации и гидроочистки дизельного топлива ГДС-850 с блоком получения элементарной серы;
5.	2004 год	проведено техническое перевооружение установки каталитического риформинга. На установке 35-11/300 – 95 заменен катализатор, который позволил почти на 30 % увеличить производительность установки и получить катализат с октановым числом 95 по исследовательскому методу;
6.	2004 год	введена в эксплуатацию первая очередь железнодорожной эстакады слива и налива темных нефтепродуктов. Ввод этого комплекса позволил существенно (до 4 млн. тонн в год) увеличить отгрузку нефтепродуктов.
7.	2007 год	введена в эксплуатацию установка висбрекинга, проектной мощностью 800 тыс. тонн/год. Внедрение этой технологии позволило увеличить производство вакуумного газойля на 51 %.
8.	2009 год	внедрение системы по снижению выбросов окислов азота в дымовых газах технологических печей установок АВТ, АТ-1, 35-11/300-95 (установка каталитического риформинга). Испытания новой технологии показали ее высокую эффективность: содержание в дымовых газах окислов азота, которые относятся к особо вредным веществам, сокращается до 40 %.

Решающее значение сыграла проведенная в 2001 году модернизация головной установки завода по первичной переработке нефти АТ – 1. Благодаря реконструкции установки отбор светлых нефтепродуктов возрос до 98 % от потенциального содержания в нефти; увеличилась продолжительность межремонтного пробега установки до двух лет; снизился уровень технологических потерь в процессе первичной переработки и удельного потребления топлива, электроэнергии, воды; снизились выбросы загрязняющих веществ в атмосферу; повысилась промышленная безопасность производства.

В следующем году на установке АТ-1 построен блок очистки фракции авиакеросина и Межведомственная комиссия Госстандарта РФ разрешила производство и отгрузку ухтинского авиакеросина.

Реконструкция установки по первичной переработке нефти и строительство нового блока очистки фракции авиакеросина обеспечили рост объема переработки нефти с 1994 по 2007 гг. почти на 40 %. С 2003 года производство авиакеросина выросло в 2,3 раза.

В 2001 году для частичного перехвата загрязненного грунтового потока с территории завода в западной части был построен горизонтальный дренаж длиной 100 м, глубиной заложения 4-5 м и пропускной способностью до 20 м³/час.

Крупнейшим достижением в техническом оснащении завода имело построенное и введенное в эксплуатацию в 2003 году установки гидродепарафинизации и гидроочистки дизельного топлива ГДС-850 с блоком получения элементарной серы. Строительство установки позволило перейти на выпуск только экологически чистых дизельных топлив с содержанием серы до 10 и 50 ppm и увеличить глубину переработки нефти на предприятии в среднем на 5,5 %. ГДС – первый российский проект установки, на которой реализована технология гидродепарафинизации дизельного топлива, совмещенная с глубокой гидроочисткой его от серы.

Данная установка абсолютно новая, в строительстве которой учтены все требования экологической безопасности. В составе комплекса ГДС-850 введен в строй и такой новый объект, как *факельное хозяйство*, оснащенное абсолютно уникальным для России техническим сооружением – печью сжигания аварийных сбросов, предназначенной для утилизации углеводородных сбросов без дыма, без шума, без видимого светового и теплового излучения, являющегося полностью закрытым наземным факелом для населенных пунктов.

Только в ООО «ЛУКОЙЛ – Пермнефтеоргсинтез» и на Шимкентском заводе в Казахстане есть похожие установки, но в отличие от ухтинской они переоборудованы из устаревших установок.

По сравнению с 1994 годом объем производства дизельного топлива в 2007 году вырос более, чем в 1,5 раза, причем качество выпускаемого дизельного топлива резко улучшилось: появились такие виды топлива как ЕН-590 с содержанием серы до 0,005 %, объем которого в 2006 году составил 560 тыс. тонн; дизтопливо Евро вид 2 с содержанием серы 0,005 % с объемом производства в 2007 году около 500 тыс.

тонн; дизтопливо Евро вид 3 с содержанием серы 0,001 % (завод осваивает его производство) в 2007 году объем производства составил 12 тыс. тонн.(таблица 8).

Таблица 8 – Объем производства основных нефтепродуктов в ООО «ЛУКОЙЛ – Ухтанефтепереработка» ОАО «НК «ЛУКОЙЛ», тыс. тонн

Наименование	Объем производства									2007 г. к 2000 г. в %
	1994	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бензин автомобильный, всего	387,3	335,6	327,3	341,3	334,8	275,6	313,3	308,0	356,1	91,9
в том числе										
бензин А-76	300,6	229,8	198,8	190,6	182,1	123,2	124,5	97,0	-	-
бензин АИ – 92 неэтил.	86,7	105,8	128,4	141,5	138,7	136,9	166,0	189,6	250,0	288,3
бензин АИ - 95	-	-	0,1	9,1	14,0	15,4	22,7	21,4	36,0	257,1
Керосин авиационный	-	-	-	-	17,3	24,9	23,7	40,2	18,0	104,0
Дизтопливо, всего	733,7	615,7	977,7	1120,5	930,0	775,1	909,4	943,5	1128,4	153,8
Дизтопливо ЕН-590 с содержанием серы 0,005 %	-	-	-	-	-	-	411,3	560,0	125,5	-
Дизтопливо зимнее	594,5	325,9	546,7	595,9	431,6	443,6	416,2	659,8	600,2	101,0
Дизтопливо зимнее с содержанием серы 0,05 %	-	-	182,0	176,5	79,0	254,6	214,3	-	-	-
Дизтопливо арктическое «А»	-	-	-	-	-	1,5	21,4	13,7	43,9	205,1
Дизтопливо экологически чистое с содержанием серы 0,05 %	-	-	-	-	-	284,4	110,1	-	-	-
Дизтопливо ЕВРО вид 2 с содержанием серы 0,005 %	-	-	-	-	-	-	-	-	490,8	-
Дизтопливо ЕВРО вид 3 с содержанием серы 0,001 %	-	-	-	-	-	-	-	-	12,0	
Мазут флотский	-	-	-	-	-	-	-	685,0	667,7	-
Мазут топочный товарный	1604,5	1438,6	1208,8	1066,1	1002,8	878,2	965,7	850,1	997,6	62,2
Нефтебитум, всего	-	-	-	89,3	108,2	83,6	87,6	93,5	103,4	115,8
Вакуумный газойль	-	-	-	-	-	-	-	406,1	540,0	-

[Источник: Рябов В.А., Гермаш В.М., Иванова М.А. Нефть. Нефтепереработка и нефтехимия. 1985 – 2010 гг. – издание второе, дополненное – 2009 г. – 548 с. С. 212]

Особо следует отметить рост производства *арктического дизельного топлива* учитывая географическое положение завода, расположенного на Крайнем Севере, где потребность в этом нефтепродукте особенно велика.

Сразу после пуска установки ГДС – 850 объем производства *арктического дизельного топлива* в 2004 г. составил 1,5 тыс. тонн, а в 2007 г. – 44 тыс. тонн, т.е. за три года его объем увеличился почти в 30 раз. *По производству арктического дизельного топлива ОАО «ЛУКОЙЛ – Ухтанефтепереработка» занимает пятое место в России.*

Большое внимание в период реконструкции на заводе уделялось охране окружающей среды.

В 2003 году для перехвата основного загрязненного потока, формирующегося на территории предприятия в районе битумных установок, АВТ, резервуарных парков, и для снижения техногенной нагрузки на реку Ухта осуществлено строительство второго подземного дренажа протяженностью 180 м, глубиной заложения от 6 до 9 м и пропускной способностью до 50м³/час. Построенная дренажная система позволяет перехватить большую часть (около 600 м³/сут) загрязненных грунтовых вод, формирующихся на территории так называемого левобережного промышленного узла г. Ухта.

В 2003 году завершено строительство экологически значимого объекта, как для завода, так и для всего города в целом – станции ультрафиолетового обеззараживания очищенных сточных вод на биологических очистных сооружениях.

В 2004 году проведено техническое перевооружение установки каталитического риформинга. На установке 35-11/300 – 95 заменен катализатор, который позволил почти на 30 % увеличить производительность установки и получить катализат с октановым числом 95 по исследовательскому методу. Кроме того, изменения, проведенные в реакторном блоке каталитического риформинга, позволили получать не менее 8 тыс. тонн в год 100% - го водорода, который используется для нормальной работы установкой гидродепарафинизации ГДС – 850.

В 2004 году введена в эксплуатацию первая очередь железнодорожной эстакады слива и налива темных нефтепродуктов. Ввод этого комплекса позволил существенно (до 4 млн. тонн в год) увеличить отгрузку нефтепродуктов. Наливное устройство барабанного типа – изобретение заводских проектировщиков, процесс налива осуществляется в автоматическом режиме и регулируется распределительной системой управления фирмы Honeywell.

Для выпуска экологически чистого дизельного топлива, соответствующего европейскому стандарту EN – 590 (Евро-4) *внедрен блок ввода присадок*, обеспечивающий дозированную подачу необходимых компонентов в поток дизельного топлива и улучшающих его эксплуатационные свойства. Отличительная

особенность экологически чистого дизельного топлива – минимальное негативное воздействие на окружающую среду.

Продолжается *работа по улучшению экологии и утилизации отходов*: сдана в эксплуатацию утилизационная котельная с котлом NOVITER. Этот объект за счет утилизации избыточного топливного газа, получаемого на технологических установках предприятия, позволяет вырабатывать в час до 25 тонн водяного пара.

Введена в эксплуатацию *установка утилизации нефтешлам*ов, которая используется в качестве компонента при производстве топочного мазута М-100, обеспечивая дополнительный выпуск продуктов.

В 2007 году введена в эксплуатацию установка висбрекинга, проектной мощностью 800 тыс. тонн/год. Внедрение этой технологии позволило увеличить производство вакуумного газойля на 51 %. В целом по заводу глубина переработки сырья возрастет на 8 – 9 %.

Начато внедрение системы, которая позволит вдвое снизить выбросы окислов азота в дымовых газах технологических печей установок АВТ, АТ-1, 35-11/300-95 (установка каталитического риформинга). Испытания новой технологии показали ее высокую эффективность: содержание в дымовых газах окислов азота, которые относятся к особо вредным веществам, сокращается до 40 %.

Одним из результативных показателей производственно – технической деятельности предприятия является показатель глубины переработки нефти. В 2007 году он составил 75, 7 %, при среднем по НПЗ 70,9 %, а в декабре этого года в ОАО «ЛУКОЙЛ – Ухтанефтепереработка» - 82,6 % (таблица 9).

Таблица 9 – Объем переработки нефти по процессам в ООО «ЛУКОЙЛ – Ухтанефтепереработка» ОАО «НК «ЛУКОЙЛ», тыс. тонн

Наименование	Объем переработки за									2007 г. к 1994 г., %
	1994	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Первичная переработка нефти	2 985,2	2558,3	3060,4	3641,3	3619,5	2895,6	3407,7	3561,9	4147,2	138,9
Каталитическое риформирование бензинов	-	290,4	317,8	329,3	329,2	259,8	309,2	302,5	360,5	-
Гидроочистка топлив (гидродепарафинизация топлив)	-	-	-	-	-	637,3	850,8	803,8	935,9	-
Каталитическое крекирование	-	-	-	-	-	-	-	302,5	360,5	-

Таблица 10 – Глубина переработки нефти и выход основных нефтепродуктов на переработанную нефть в ООО «ЛУКОЙЛ – Ухтанефтепереработка» ОАО «НК «ЛУКОЙЛ», %

Наименование	1994 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Глубина переработки нефти	42,54	42,08	58,38	69,85	71,60	69,00	71,2	76,0	75,7
Выход основных нефтепродуктов: автомобильный бензин	13,0	13,7	10,6	9,4	9,2	9,5	9,2	8,6	8,59
авиакеросин	-	-	-	-	0,5	0,9	0,7	1,1	0,4
дизельное топливо	24,6	24,5	25,1	25,2	25,7	26,8	26,7	26,5	27,2
мазут топочный товарный	53,7	56,7	39,0	29,3	27,7	30,3	28,3	23,9	24,1
нефтяной битум	-	-	-	2,5	3,0	2,9	2,6	2,6	2,5

[Источник: Рябов В.А., Гермаш В.М., Иванова М.А. Нефть. Нефтепереработка и нефтехимия. 1985 – 2010 гг. – издание второе, дополненное – 2009 г. – 548 с. С. 211]

Результатом деятельности завода за последние семь лет по борьбе со всякого рода отходами, улучшению сохранности при транспортировке нефти и нефтепродуктов, утилизации газа на факел и т.д. стал *самый низкий показатель среди НПЗ России по безвозвратным потерям нефти и нефтепродуктов – 0,22 %* при среднем по НПЗ России – 0,90 %.

Постоянная борьба за повышение качества продукции обеспечили конкурентоспособность продукции предприятия на мировом рынке.

Так экспорт авиакеросина в 2007 году составил 18 тыс. тонн, автомобильного бензина составил 356 тыс. тонн, что почти на 50 тыс. тонн больше 2006 г., дизельного топлива соответственно 1 128 тыс. тонн, что на 185 тыс. тонн больше, чем в прошлом году.

Приведенные данные говорят о высоком экспортном потенциале ОАО «ЛУКОЙЛ – Ухтанефтепереработка».

Все перечисленные достижения завода обязаны прежде всего финансовой, технической, технологической, проектной, кадровой помощи со стороны компании НК «ЛУКОЙЛ», а также руководителям предприятия.

Дальнейшее развитие предприятия определено Генеральной схемой развития НПЗ на 2008 – 2017 гг. , в которой намечено завершение работы по увеличению глубины переработки нефти до 85 – 88 %, доведение качества автобензинов до уровня европейского качества, снижение техногенной нагрузки на окружающую среду.

В ближайшей перспективе запланировано:

- техперевооружение установки АВТ с увеличением мощности до 2 млн. тонн нефти в год (2009 год);

- строительство блока изомеризации установки каталитического риформинга 35 – 11/300 – 95, который позволит выпускать автомобильные бензины, соответствующие спецификации Евро – 4 (2009 год);

- дооборудование установки ГДС – 850 вторым потоком гидроочистки дизельных топлив с блоком производства серы, установкой по производству водорода и отпарки кислых стоков (2010 г.);

- строительство установки первичной переработки нефти АТ-2 (2010 год).

Кроме этого, в среднесрочной перспективе предусматривается проведение *комплекса организационно – технических мероприятий*, направленных на повышение эффективности работы предприятия и его вхождение в десятку лучших нефтеперерабатывающих заводов стран Центральной и Юго – Восточной Европы по показателям компании Solomon Associates.

[Источник: Рябов В.А., Гермаш В.М., Иванова М.А. Нефть. Нефтепереработка и нефтехимия. 1985 – 2010 гг. – издание второе, дополненное – 2009 г. – 548 с. С. 207 - 214]

1. Управление и структура предприятия. Производственная и организационная структура нефтеперерабатывающего завода

ВИНК – вертикально-интегрированная нефтяная компания.

Интегрированные нефтяные компании участвуют во всех сегментах цепи энергоснабжения: от разведки, бурения скважин и добычи сырья, от подготовки и хранения (*upstream*) до транспортировки (*midstream*), переработки и сбыта (*downstream*). Компании, действующие в одном сегменте или более (но не во всех), называются частично интегрированными, или независимыми. Независимые нефтеперерабатывающие компании и поставщики нефтепродуктов обычно действуют лишь на конечном участке цепи энергоснабжения. Традиционная отраслевая модель нефтепереработки, основанная на праве собственности вертикально интегрированных нефтяных компаний.

В настоящее время в России действует несколько крупных вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), объединяющих в своем составе нефтедобычу, нефтепереработку, нефтехимию, а также реализацию полученной продукции. В состав таких компаний входят предприятия, расположенные в различных регионах страны. Так, в состав компании «ЛУКОЙЛ» входят Волгоградский нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) и Пермнефтеоргсинтез. В состав компании «Роснефть» входят Туапсинский НПЗ, а также Комсомольский НПЗ.

Анализ предприятий, входящих в состав ВИНК, показывает, что в составе компаний находятся старые нефтеперерабатывающие заводы. Дальнейшее развитие

производств нефтегазовой отрасли на этих предприятиях может осуществляться только за счет реконструкции и технического перевооружения морально устаревших установок, углубления комбинирования и строительства новых установок. В условиях НПЗ расширение ассортимента продукции тесно связано с *диверсификацией производства*.

Таблица 11 – Лидерство по объемам переработки нефти крупнейших ВИНК, млн. тонн в год

ВИНК	Объемы переработки, млн. тонн
АО «НК «Роснефть» (с учетом предприятий ОАО «ТНК-ВР»	81,3
ОАО «НК «ЛУКОЙЛ»	45,2
ОАО «Газпром нефть»	31,3
АНК «Башнефть»	21,4
ОАО «Сургутнефтегаз»	19,8

В России функционируют 32 крупных НПЗ и более 200 малых НПЗ (МНПЗ). Около 90 % всей переработки осуществляется на НПЗ, входящих в состав восьми интегрированных нефтегазовых компаний, не входящими в структуру ВИНК. На долю мини-НПЗ приходится меньше 5 % объемов нефтепереработки (порядка 2 %).

На долю этих компаний приходится около 72,0 % от общего объема нефтепереработки.

Ряд российских компаний – «ЛУКОЙЛ», «ТНК- ВР», «Газпром нефть», «Роснефть» - владеют нефтеперерабатывающими заводами либо планируют покупку и строительство НПЗ за рубежом – на Украине, в Румынии, Болгарии, Сербии, Китае и другие.

Ведущие зарубежные собственники нефтеперерабатывающих мощностей США – *Royal Dutch Shell, BP, Total, Saudi Aramco и Petroleos de Venezuela SA*.

Таблица 12 – Группировка предприятий в зависимости от профиля НПЗ и структуры вторичных процессов

Группа, тип предприятия	Основные технологические процессы и производства
I группа – НПЗ топливного профиля	АВ, АВТ, каталитический риформинг, гидроочистка, изомеризация, производство битума и др.
А) с неглубокой схемой переработки нефти	
Б) с глубокой схемой переработки нефти	Группа I А + каталитический крекинг, гидрокрекинг, термический крекинг, висбрекинг, коксование, алкилирование и др.
II группа – НПЗ топливно – масляного профиля	Группа I + производство масел
III группа – НПЗ топливно – масляно – нефтехимического профиля	Группа II + нефтехимическое производство

[Источник: Рябов В.А., Гермаш В.М., Иванова М.А. Нефть. Нефтепереработка и нефтехимия. 1985 – 2010 гг. – издание второе, дополненное – 2009 г. – 548 с. С. 415]

Производственное объединение – единый производственно-хозяйственный комплекс, в состав которого входят специализированные заводы, ремонтно-строительные управления, вычислительный центр, лаборатории, научно-исследовательские и проектные подразделения и другие производственные единицы. Заводы в составе производственного объединения не обладают правами юридического лица, а являются частью единого предприятия.

Нефтеперерабатывающий завод может быть как широкого профиля (топливно-масляно-химического), так и более узкого (топливного или топливно-масляного). В отличие от производственного объединения он проще по составу и, как правило, меньше по объему производства. Тип нефтеперерабатывающего завода во многом определяется качеством исходного сырья, обеспеченностью сырьем и топливом, структурой топливно-энергетического баланса экономического района, мощностью предприятия.

Производственная структура – это форма организации производственного процесса, которая находит свое выражение в делении предприятия на производственные подразделения (участки, цехи, производства), а также в их связи, построении и размещении на промышленной площадке.

Производственная структура предприятий в нефтеперерабатывающей промышленности достаточно разнообразна. Не принимая во внимание несущественные различия, можно выделить три типа производственной структуры предприятия (объединения):

- I – предприятие – производство – цех;
- II – предприятие – цех – установка (отделение);
- III – предприятие – цех.

Основное производство нефтеперерабатывающего предприятия

Основное производство нефтеперерабатывающего предприятия объединяет все подразделения, осуществляющие все технологические процессы по изготовлению целевой продукции.

К основному производству относятся:

- подготовка и первичная переработка нефти;
- термический и каталитический крекинг;
- коксование;
- гидроочистка;
- депарафинизация;
- газофракционирование;
- алкилирование;
- полимеризация;
- производство масел;
- производство нефтехимических полуфабрикатов и продуктов и др.

Вспомогательное производство нефтеперерабатывающего предприятия

Вспомогательное производство объединяет подразделения, обслуживающие основное производство с целью обеспечения непрерывного и ритмичного выпуска продукции.

В состав вспомогательного производства входят подразделения, обеспечивающие предприятие всеми видами энергии и выполняющие всевозможные услуги (ремонт, транспорт, складирование материальных ценностей).

В нефтеперерабатывающей промышленности вспомогательное производство отличается большой сложностью и значительными размерами. Так, вспомогательное общезаводское хозяйство занимает большую часть территории предприятия. Стоимость строительства объектов вспомогательного и общезаводского хозяйства достигает 40 % от общего объема капитальных вложений в сооружение нефтеперерабатывающего предприятия, а численность работающих в этих подразделениях на действующих предприятиях составляет около 60 % всего промышленно-производственного персонала.

Состав и размер объектов вспомогательного хозяйства предприятия зависят от мощности, направления переработки нефти, степени развития кооперирования и комбинирования процессов.

К вспомогательному производству относятся:

- товарный цех;
- тепловое и энергетическое хозяйство;
- водоснабжение;
- ремонтно-механический цех;
- ремонтно-строительный цех;
- цех КИПиА;
- общезаводское хозяйство (склады, транспортное хозяйство, очистные сооружения).

К числу важных подразделений вспомогательного производства относятся ремонтно-механический, ремонтно-строительный цехи и цех КИПиА. Они обеспечивают нормальное функционирование всех видов основных фондов. На некоторых предприятиях в целях улучшения обслуживания основного производства ремонтное хозяйство организовано, как крупное специализированное производство с широкой сетью цехов и участков в составе основных цехов или производственных комплексов. Передача трудоемких работ по ремонту и техническому обслуживанию технологического оборудования специализированным звеньям способствует улучшению качества ремонта, снижению затрат, повышению производительности труда вспомогательных рабочих.

Состав и масштабы вспомогательного производства зависят от размеров предприятия и внутренних производственных связей всех подразделений.

Товарный цех

Товарный цех принимает от технологических цехов готовые продукты и компоненты на компаундирование, хранит их и отпускает потребителям.

Для приготовления товарной продукции товарные цехи располагают резервуарным парком, насосными для смешения компонентов. Широкое распространение имеют системы автоматизированного смешения топлив и масел. Эти системы высокоэффективны, так как сокращают затраты времени на смешение, уменьшают потребность в резервуарах, повышают качество нефтепродуктов.

На некоторых предприятиях товарный цех получает сырую нефть от промыслов, хранит ее и подготавливает к переработке. В таких случаях он называется товарно-сырьевым.

Энергетическое хозяйство

Большое и важное подразделение вспомогательного хозяйства – это тепловое и *энергетическое хозяйство*. Современное предприятие нефтепереработки – крупный потребитель тепловой и электрической энергии. На переработку 1 тонны нефти с использованием пара и горячей воды затрачивается $(8,37 - 12,5) \cdot 10^8$ Дж. Суммарная потребляемая электрическая мощность завода, перерабатывающего от 6 до 12 млн. тонн нефти в год, достигает 120-250 МВт.

Кроме технологических нужд тепловая электроэнергия расходуется на силовые, двигательные, осветительные, отопительные и прочие нужды. Поэтому полное удовлетворение нужд производства в тепле и энергии возможно при наличии развитой технологической базы системы тепло- и электро- снабжения, подстанции и распределительных устройств, достаточной мощности силового оборудования и др.

Водоснабжение

К вспомогательному производству относится и водоснабжение, обеспечивающее потребности технологии и хозяйственные нужды. Расход воды зависит от глубины переработки нефти. По фактическим данным, на 1 тонну перерабатываемой нефти заводы топливной схемы расходуют $0,23 - 0,85 \text{ м}^3$ свежей воды и $7,0 - 19,0 \text{ м}^3$ оборотной воды. Заводы топливно-масляного профиля соответственно – $0,58 - 1,68 \text{ м}^3$ и $10 - 27 \text{ м}^3$, заводы нефтехимического профиля – $1,63 - 2,63 \text{ м}^3$ свежей воды и $18 - 37 \text{ м}^3$ оборотной.

Профиль НПЗ	расход свежей воды на 1 тонну перерабатываемой нефти, м ³ /т	расход оборотной воды на 1 тонну перерабатываемой нефти, м ³ /т
- топливный	0,23 – 0,85 м ³	7,0 – 19,0 м ³
- топливно-масляный	0,58 -1,68 м ³	10-27м ³
- нефтехимический	1,63 – 2,63 м ³	18-37м ³

Хозяйство водоснабжения имеет водозаборные сооружения, системы оборотного водоснабжения, организует очистку и подготовку воды к производственному использованию.

Цех

Основной производственной структурной единицей предприятия является цех. В процессе производства продукции каждый цех выполняет определенные функции:

- технологические;
- обслуживающие;
- оказания услуг.

В соответствии с функциональной ролью цех относится к основному и вспомогательному производству

В зависимости от типа производственного процесса и формы специализации основные цехи нефтеперерабатывающего предприятия могут быть организованы по технологическому, предметному и смешанному принципу.

Наиболее эффективный путь – внедрение *бесцеховой структуры производства*. Сущность ее заключается в том, что вместо цехов создаются производственные участки, которые становятся основным производственным подразделением предприятия. При этом сокращается число ступеней подчиненности, повышается оперативность управления и контроля.

Значительная часть нефтеперерабатывающих предприятий имеет более простую производственную структуру. К числу таких относятся предприятия топливного и топливно – масляного типа.

Специализация цехов основного производства		преимущества	недостатки
технологический принцип организации цеха (технологическая специализация)	объединение однотипных, однородных технологических установок в одном цехе	- высокая специализация кадров; - упрощение технического руководства цехом.	- рост числа внутризаводских подразделений;
предметный принцип организации цеха (предметная специализация)	- производство топлив; - производство нефтехимической продукции; - производство катализаторов.	- сокращает путь движения исходного сырья и полуфабрикатов при превращении их в готовую продукцию; - создает условия для пропорционального развития (первичных и вторичных процессов) основного производства предприятия; - переход на прямоточное питание технологических установок, минуя промежуточные емкости.	
смешанная специализация	В результате строительства технологических установок в разное время, постоянного расширения предприятия и совершенствования технологических схем, цехи основного производства многих действующих предприятий специализированы как по технологическому, так и по предметному принципу, а иногда относятся к смешанному типу.		
Специализация цехов вспомогательного производства			
предметная специализация	В отличие от основного производства цехи вспомогательного производства специализируются только по предметному признаку.		

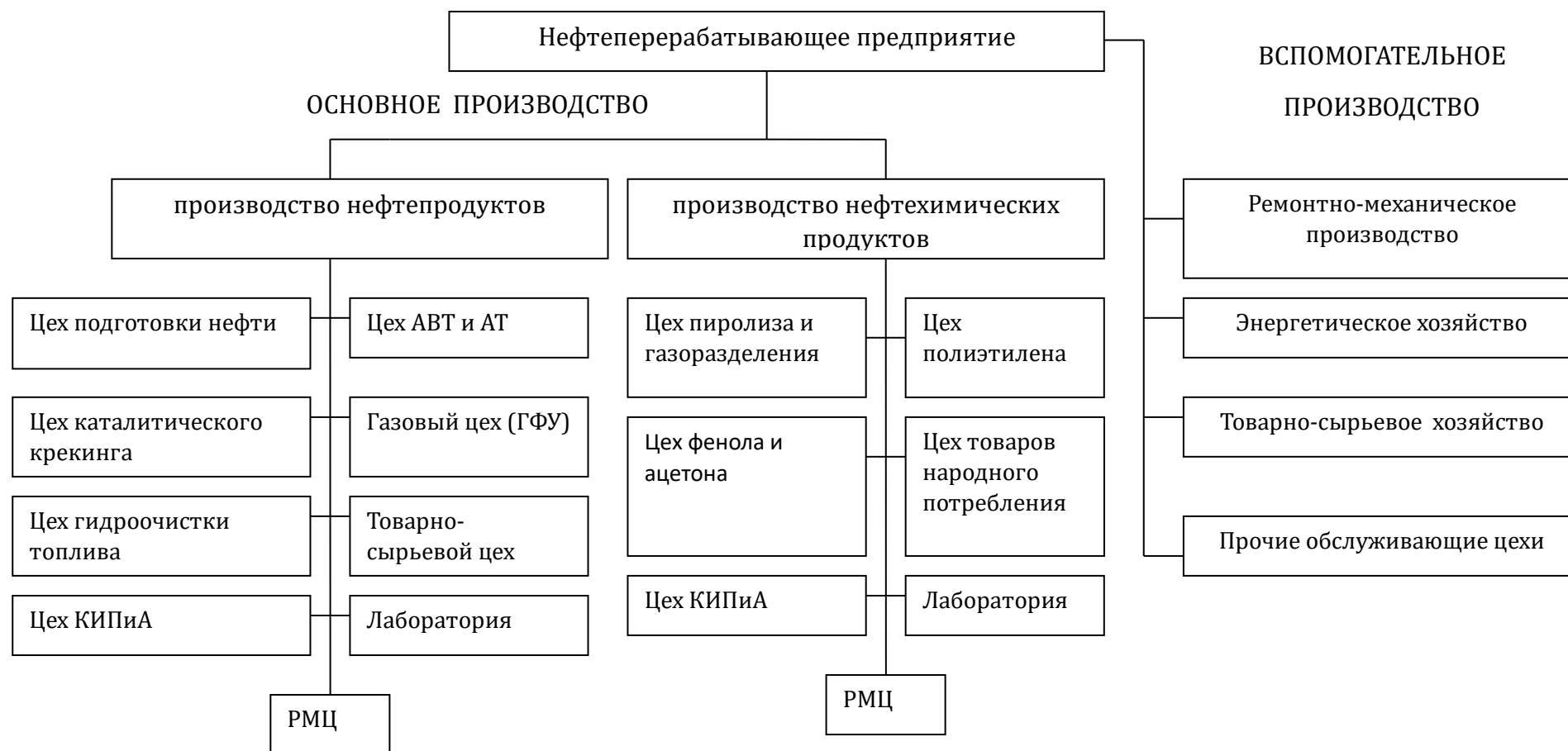
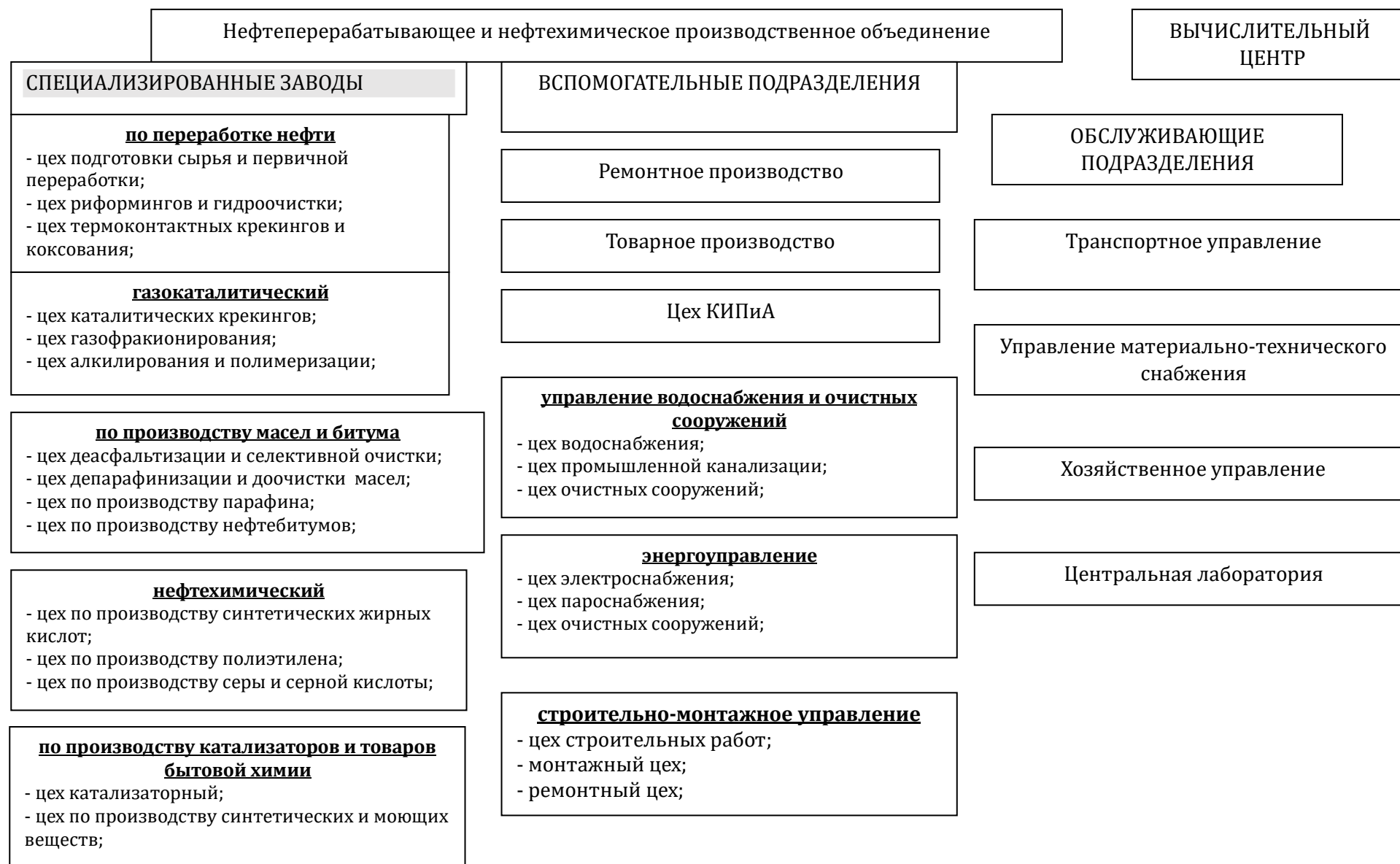


Рисунок 4 – Производственная структура нефтеперерабатывающего предприятия (комплекс взаимосвязанных цехов, объединенных по технологическому признаку)



Структура аппарата управления нефтеперерабатывающим и нефтехимическим предприятием

Структура аппарата управления промышленным предприятием - совокупность органов управления, а также системы их взаимосвязей и взаимодействия.

Во главе нефтеперерабатывающего и нефтехимического предприятия стоит директор.

Директор осуществляет руководство всей деятельностью предприятия на основе единоначалия. Директор руководит предприятием через своих заместителей, а также через соответствующие отделы и секторы.

Права и обязанности каждого отдела (сектора), заместителей директора, каждого работника аппарата управления определяется положениями, которые утверждает директор предприятия.

Заместители директора:

- главный инженер;
- заместитель директора по экономическим вопросам (главный экономист);
- заместитель директора по кадрам;
- заместитель директора по снабжению и сбыту;
- заместитель директора по общехозяйственным вопросам.

Отделы

В состав аппарата управления входят отделы:

- планово-экономический отдел;
- отдел организации труда и заработной платы;
- финансовый отдел;
- бухгалтерия;
- отдел материально-технического снабжения;
- отдел главного технолога;
- производственно-технический отдел;
- отдел главного механика;
- отдел главного энергетика;
- отдел главного прибориста;
- центральная лаборатория предприятия;
- отдел капитального строительства;
- отдел охраны труда и техники безопасности;
- отдел кадров;
- отдел технического обучения рабочих;
- информационно-вычислительный центр и другие.

Перечисленные отделы выполняют определенные функциональные задачи по руководству теми или иными сторонами деятельности предприятий.

Главный инженер

Первым заместителем директора предприятия является главный инженер. Главный инженер руководит производством и наравне с директором несет ответственность за производственно-хозяйственную деятельность предприятия. Он обеспечивает внедрение передовой техники, изучение и внедрение передового опыта и прогрессивной технологии, руководит разработкой мероприятий по механизации и автоматизации производства и рациональному использованию материальных ресурсов, организует научно-исследовательские работы, занимается освоением новых производств, возглавляет работу по рационализации и изобретательству.

Отдел главного технолога

- разрабатывает и внедряет в производство наиболее прогрессивную технологию;
- контролирует соблюдение технологической дисциплины;
- разрабатывает мероприятия для увеличения отбора целевых продуктов, улучшения использования вспомогательных материалов и топлива.

Руководит отделом главный технолог, который подчиняется главному инженеру.

Производственно-технический отдел

- оперативно руководит производством;
- разрабатывает мероприятия для совершенствования процесса производства и улучшения использования оборудования;
- анализирует выполнение установленных режимов и технических норм работы оборудования;
- координирует производственную деятельность всех подразделений предприятия;
- контролирует соблюдение суточных графиков производства продукции;
- разрабатывает перечень тем для рационализации производства;
- оформляет техническую документацию;
- руководит разработкой организационно-технических мероприятий;
- руководит техническим учетом работы оборудования;
- организует работу диспетчерской службы предприятия.

Отдел главного механика

- руководит монтажом, демонтажом, обслуживанием и ремонтом всей техники, находящейся на предприятии;
- ведет контроль за правильной эксплуатацией оборудования;

- проведение работ по модернизации устаревшего и распределение поступающего оборудования;
- внедрение прогрессивных систем ухода за оборудованием и совершенствованием способов его ремонта;
- выявление неиспользуемого оборудования и его реализация.

Отделом руководит главный механик, который подчинен непосредственно главному инженеру.

Отдел главного энергетика

- несет ответственность за бесперебойное обеспечение предприятия всеми видами энергии;
- отвечает за эксплуатацию энергетического оборудования;
- разрабатывает мероприятия для экономии энергетических ресурсов.

Отдел возглавляет главный энергетик, который подчинен непосредственно главному инженеру.

Отдел главного энергетика создается только на крупных предприятиях. На мелких и средних предприятиях функции отдела главного энергетика выполняет отдел главного механика или механо-энергетический отдел.

Отдел главного прибориста

- руководит службой контроля и автоматизации производственных процессов;
- участвует в разработке и внедрении в производство средств автоматики и телемеханики.

Центральная лаборатория предприятия

- проверяет качество поступающих на предприятие сырья и материалов;
- качество производимой продукции;
- участвует в разработке мероприятий для совершенствования методов технического контроля и технологических процессов.

Заместитель директора по экономическим вопросам (главный экономист)

Главный экономист координирует и контролирует деятельность всех экономических служб, активно способствует улучшению экономики производства.

Служба главного экономиста включает:

- планово-экономический отдел;
- отдел труда и заработной платы;
- финансовый отдел;
- бухгалтерия.

Планово-экономический отдел

- разрабатывает перспективные и текущие планы;
- контролирует и учитывает выполнение плановых заданий;
- анализирует производственно-хозяйственную деятельность предприятия и его подразделений;
- руководит разработкой прогрессивных норм и изучает фактическое их выполнение.

Отдел организации труда и заработной платы

- обосновывает внедрение прогрессивных систем оплаты труда;
- обобщает и внедряет передовые методы труда;
- возглавляет работу по пересмотру норм выработки и расценок;
- следит за выполнением установленных показателей численности работников;
- следит за соблюдением законодательства о труде;
- организует работу по заключению коллективных договоров;
- участвует в проверке принятых обязательств.

Финансовый отдел

- ведет работу с поставщиками и покупателями;
- разрабатывает мероприятия для укрепления финансовой дисциплины;
- мероприятия по ускорению оборачиваемости оборотных средств.

Бухгалтерия

- ведет бухгалтерский учет хозяйственной деятельности предприятия;
- контролирует расходование материальных ресурсов и денежных средств;
- составляет бухгалтерские отчеты и балансы;
- производит расчеты с рабочими и служащими.

На предприятиях, где нет финансовых отделов, их функции выполняет бухгалтерия.

Заместитель директора по кадрам.

Заместитель директора по кадрам обеспечивает комплектование предприятия кадрами, создает условия для профессионально-технического роста работников и их закрепления на предприятии.

Заместитель директора по снабжению и сбыту.

Заместитель директора по снабжению и сбыту руководит материально-техническим снабжением предприятия и организует сбыт продукции.

Отдел материально-технического снабжения (и сбыта)

- организует снабжение предприятия всеми необходимыми для производства материальными ресурсами (оборудованием, инструментами, материалами, запасными частями и др.);
- заключает договоры на материально-техническое снабжение и реализует их;
- организует сбыт продукции.

Заместитель директора по общехозяйственным вопросам.

Заместитель директора по общехозяйственным вопросам руководит административно-хозяйственной работой, жилищно-бытовым хозяйством, дорожными и транспортными службами.

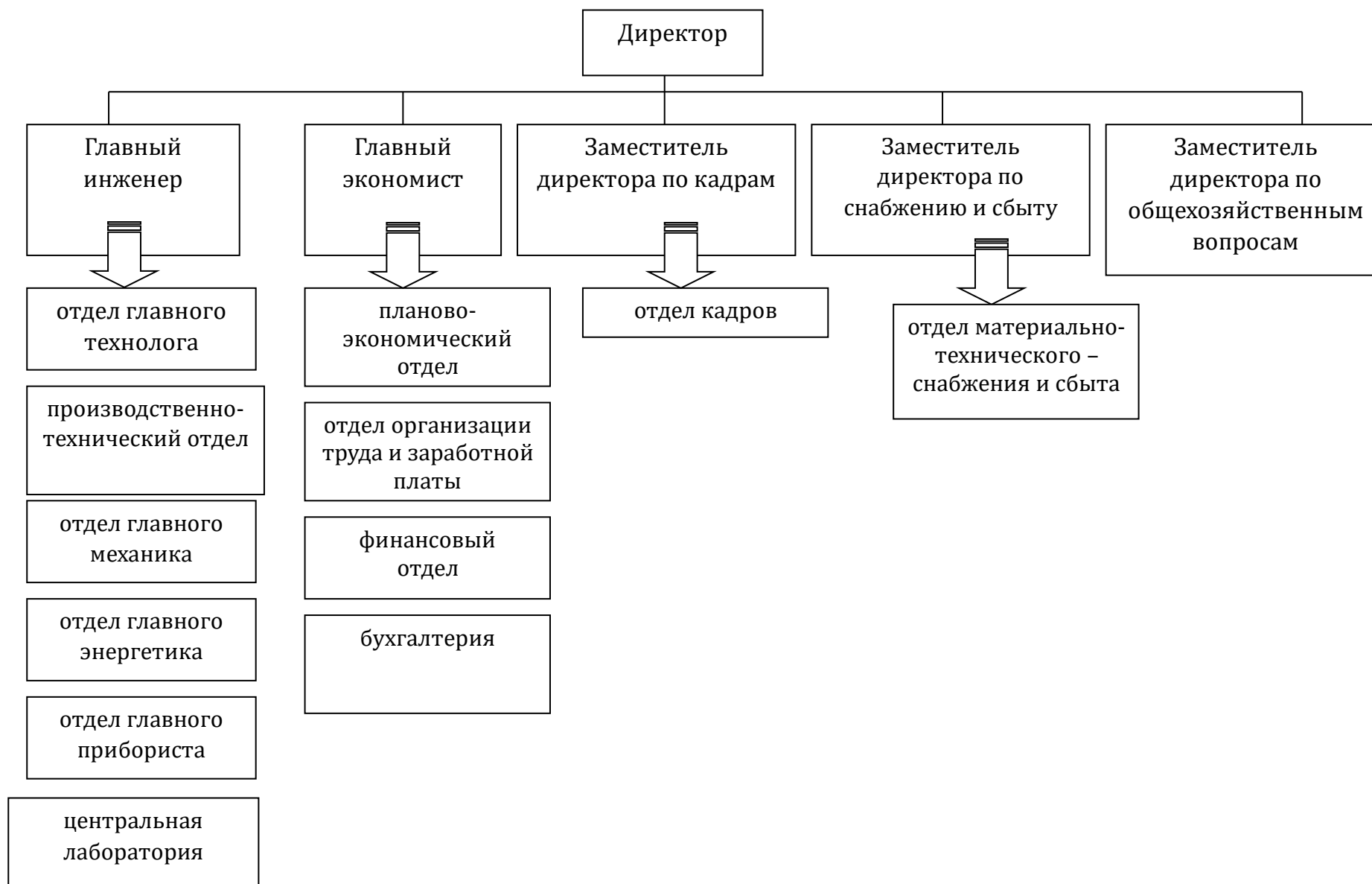


Рисунок 5 – Структура аппарата управления нефтеперерабатывающим и нефтехимическим предприятием

Начальник подразделения предприятия (начальник цеха, начальник установки)

Начальник цеха

Во главе цеха стоит начальник цеха.

Начальник установки

Основное низовое звено в производственной структуре нефтеперерабатывающего и нефтехимического предприятия – технологическая установка или производство. Ими управляет начальник установки (производства), наделенный правами мастера.

Начальник цеха, начальник установки:

- обеспечивают выполнение планового производственного задания;
- целесообразную расстановку работников;
- систематически проверяют выполнение производственных обязанностей работников;
- участвуют в разработке технологий, режимов работы предприятия;
- руководят первичным учетом материальных ценностей;
- внедряют в производство новую технику, технологии, рационализаторские предложения, более совершенные формы организации труда;
- обоснованные нормы затрат труда и материальных средств;
- обеспечивают высокий уровень трудовой и производственной дисциплины;
- соблюдают технику безопасности, следят за соблюдением техники безопасности, промышленной санитарии и противопожарной защиты.

Функциональные отделы управления предприятием не имеют права отдавать распоряжения начальником цехов, установок без ведома директора или главного инженера.

Отдел технического контроля (может быть в составе центральной лаборатории предприятия), производственно-технический отдел – ему подчиняются контроллеры и технологи цехов (дежурные инженеры, старшие операторы).

К управлению производством привлекаются рабочие и служащие. На многих предприятиях действуют советы новаторов, члены которых участвуют в разработке предложений по развитию техники.

Совершенствование и удешевление аппарата управления

А) концентрация производства

Одним из направлений совершенствования и удешевления аппарата управления является *концентрация производства*, которая способствует более рациональному использованию рабочей силы и средств производства, увеличению выпуска продукции, повышению производительности труда, снижению себестоимости

продукции и вместе с тем сокращению затрат, связанных с содержанием аппарата управления.

Б) бесцеховая система управления

Важное значение для совершенствования управления предприятием имеет переход на *бесцеховую систему управления*. На нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях при такой системе начальники технологических установок (производств) непосредственно подчиняются аппарату управления предприятием. Это исключает дублирование и управление производством, повышает оперативность управления, сокращает численность аппарата управления, улучшает технико-экономические показатели работы предприятий.

В) механизация, компьютеризация управленческого труда

Большое значение в совершенствовании работы аппарата управления имеет механизация управленческого труда, т.е. применение высокопроизводительных машин, механизмов, приборов, а также математических методов при выполнении различного рода операций и получении данных, необходимых для управления производством.

Сбор и обработка различной информации, разработка оптимальных технических и хозяйственных решений на базе экономико-математических методов (АСУП – автоматизированная система управления предприятием) входит в компетенцию информационно-вычислительных центров и является важнейшим звеном современной системы управления.

Применение экономико-математических методов и электронно-вычислительной техники дает возможность резко повысить производительность и эффективность управленческого труда и сократить число работников аппарата управления.

Мастер производственного участка

Мастер

Если же в цехе имеются отдельные производственные участки и бригады, то ими руководят мастера, которые организуют производственный и трудовой процесс.

Первичный трудовой коллектив – это бригада, производственный участок.

Руководителем первичного трудового коллектива на предприятии является мастер, который руководит производственным участком. Все распоряжения, относящиеся к производственной деятельности участка, передаются для исполнения рабочим через мастера.

Мастер должен знать:

- технологию производства;
- производство и управление;

- организацию труда и заработной платы;
- психологию и педагогику.

Мастер должен постоянно совершенствовать свою квалификацию, повышать технические и экономические знания, а также культурный уровень.

Мастер подчиняется непосредственно старшему мастеру или начальнику цеха. При бесцеховой структуре – директору предприятия.

От мастера зависит выполнение в срок заданий по производству продукции. Мастер обязан довести плановое производственное задание до подчиненных ему бригад и не входящих в бригаду рабочих и организовать его выполнение в соответствии с графиком, с действующими нормами затрат сырья, энергии, топлива.

На мастера возлагается обязанность координации работы подчиненных ему людей и создания условий для выполнения норм выработки, производственных планов.

Мастер должен содействовать внедрению новой техники и совершенствованию технологии, принимаемой на производственном участке, развивать изобретательство рабочих, внедрять на участке рационализаторские предложения.

Для обеспечения постоянного роста производительности труда мастер контролирует своевременность пересмотра норм трудовых затрат, внедрение прогрессивных технически обоснованных норм, полное использование технических возможностей оборудования установок, участвует в разработке мероприятий и обязательств по повышению эффективности производств и качества работы.

Важным видом деятельности мастера является воспитание у рабочих чувства высокой ответственности за порученное дело, проявление заботы о повышении рабочими профессионального мастерства, культурного уровня, улучшения бытовых условий.

Положение о мастере производственного участка предприятия

В соответствии с этим положением мастер имеет право:

- участвовать в разработке и обсуждении текущих и перспективных планов;
- принимать участие в приемке законченных работ после реконструкции, ремонта технологического оборудования, механизации и автоматизации производственных процессов, во внедрении мероприятий;
- мастер расстановливает и перемещает рабочих с учетом их квалификации и специальности;
- имеет право премировать рабочих за достижение высоких производственных показателей, за образцовую работу;
- право налагать на рабочих участка дисциплинарные взыскания за нарушение дисциплины, за брак в работе, за нарушение правил эксплуатации оборудования, техники безопасности и др.

Мастеров назначают, перемещают и освобождают от работы по представлению начальника цеха (участка) приказом директора (генерального директора) производственного предприятия.

Старший мастер

На крупных предприятиях имеется также должность *старшего мастера*, который является руководителем нескольких (не менее трех) первичных трудовых коллективов.

Старший мастер должен личным примером показывать образец трудолюбия, творческой активности, сознательности, инициативы. Он является наставником, воспитателем молодых рабочих.

На должность старшего мастера назначают людей:

- с высшим образованием и стажем работы на производстве не менее одного года;
- со средним специальным образованием и стажем работы на производстве не менее трех лет;
- высококвалифицированного рабочего без специального, но со средним образованием, имеющий стаж работы на производстве не менее пяти лет.

Старший мастер руководит первичными трудовыми коллективами через подчиненных ему мастеров на принципе единоначалия. Распоряжения для исполнения передаются рабочим через мастеров.

Старший мастер отвечает за работу возглавляемого участка, за выполнение плановых показателей, за повышение эффективности производства и качества работы.

Старший мастер вместе с мастерами участвует в разработке планов внедрения новой и совершенствования действующей техники, планов подготовки производства и в обсуждении результатов труда. Старший мастер инструктирует мастеров, контролирует качество выполнения работы, соблюдение правил охраны труда и техники безопасности. Совместно с мастерами разрабатывает мероприятия для повышения культуры производства, лучшего использования рабочего времени в результате внедрения передовых методов и приемов труда: многоагрегатного обслуживания, совмещения профессий, расширения зон обслуживания.

Старший мастер наделяется определенными правами в области организации труда и его оплаты, материального и морального поощрения, в установлении порядка наложения взысканий, в контроле производства и качества продукции.

Положение о присвоении мастерам звания

Звание «Мастер I класса» - присваивается мастерам за систематическое (не менее чем два года подряд) выполнение технико-экономических показателей. При этом необходимое условие иметь стаж работы в должности мастера не менее трех лет.

Звание «Мастер II класса» - присваивается мастерам, обеспечивающим в течение не менее года выполнение технико-экономических показателей и имеющим стаж работы в должности мастера не менее двух лет.

Мастерам со званиями устанавливаются надбавки к заработной плате в процентах к должностному окладу – мастеру I класса – от 20 до 30 %, мастеру II класса – от 10 до 15 %. Звания мастерам присваивают руководители предприятия по представлению начальника цеха. Присвоение или лишение звания производится по итогам работы за год.

Руководителя всех подразделений предприятия назначаются приказом директора предприятия.

[Экономика, организация и планирование производства на нефтеперерабатывающих предприятиях: 3-е издание, переработанное и дополненное. – М.: Химия, 1981. – 392 с. С.62-79]

Производственная структура промышленного предприятия отличается составом основных и вспомогательных производств. Закрепленные за предприятием основные фонды и оборотные средства образуют его уставный фонд. Из прибыли предприятия отчисляются средства для внесения в бюджет платы за основные фонды и оборотные средства (производственные фонды).

Задание 1

Провести анализ производственной структуры предприятия.

Пример выполнения Задания 1.

На нефтеперерабатывающем предприятии имеются следующие цехи и подразделения.

Наименование структурного подразделения	Число работающих
1	2
Подготовка сырья, материалов и предварительной обработки	200
Производство полуфабрикатов	660
Обработка полуфабрикатов	590
Отдел технического контроля	70
Центральная заводская лаборатория	120
Ремонтно – механический цех	140
Цех водоснабжения и очистки сточных вод	65
Цех пароснабжения	50
Цех электроснабжения и ремонта электрооборудования	45
Цех контрольно – измерительных приборов и средств автоматизации	60

Вывод: 72,5 % составляет основное производство.

Простейший НПЗ, часто называемый нефтеперегонным, располагает установками атмосферной перегонки и одной или более установками предварительной обработки, каталитического риформинга и гидрообессеривания. Простые НПЗ имеют ограниченные возможности по изменению состава поступающего нефтяного сырья.

Сложный («крекирующий») или очень сложный («коксующий») НПЗ характеризуются значительными возможностями облагораживания и высоким уровнем интеграции. Простые НПЗ имеют наименьшую доходность и часто эксплуатируются нишевыми операторами. Сложные НПЗ способны изменять состав поступающего нефтяного сырья, преобразуя малоценные тяжелые нефти в ценные легкие продукты, возмещая предельно низкую рентабельность сырья получением прибыли от базовой доходности.

«Крекирующие» НПЗ обычно включают вакуумную перегонку, установки гидрообессеривания бензиновых фракций, дистиллятов, керосина и вакуумного газойля, а также установки каталитического риформинга, каталитического крекинга в псевдоожиженном слое, алкилирования и изомеризации легких бензиновых фракций.

«Коксующие» НПЗ располагают установками коксования, которые перерабатывают вакуумный остаток, что позволяет превращать в ценные легкие продукты практически весь объем получаемой сырой нефти. Такие НПЗ осуществляют наиболее глубокую переработку и чрезвычайно гибки. Экономикой «коксующих» НПЗ, в отличие от «крекирующих», управляет разница цен на легкую, малосернистую и тяжелую, сернистую нефть. Сложные НПЗ демонстрируют большую доходность при переработке тяжелых, сернистых нефтей и меньшую – при переработке легких [Leffler, W., Petroleum Refining in Nontechnical Language, 3rd ed., PennWell, Tulsa, OK, 2000.] [National Petroleum Council, Observations on Petroleum Product Supply, Washington, D.C., 2004.]

Задание 2

Начертить свою собственную схему генерального плана нефтеперерабатывающего предприятия.

Для выполнения задания 2 необходимо заранее подготовить: ватман, карандаши, маркеры, линейку.

Методические указания к выполнению задания 2.

Генеральный план представляет схему территории предприятия с указанием расположения технологических установок, производственных подразделений, транспортных, энергетических и прочих вспомогательных средств, баз снабжения.

Генеральный план должен обеспечивать:

- минимальный размер занимаемой территории, высокий коэффициент застройки;
- минимальную протяженность коммуникаций при хорошей взаимосвязи установок;
- возможность расширения предприятия при минимальном строительстве коммуникаций и объектов общезаводского хозяйства;
- упрощение управления предприятием.

Основная цель генерального плана – обеспечение технологической последовательности и поточности производства. Прямоточность (поточность) выражается в обеспечении кратчайшего пути прохождения сырья и полуфабрикатов всех стадий обработки.

Технологические установки, связанные между собой, группируются и располагаются вблизи друг от друга, установки по производству готовой продукции или полуфабрикатов, идущих на смешение, приближаются к товарным паркам. Объекты водо- и энергоснабжения располагаются в центральной части предприятия, остальные объекты подсобно-вспомогательного хозяйства (лаборатории, ремонтная база, цех КИПиА и др.) приближаются к его границе. ТЭЦ, строительная база, административное здание располагаются за пределами предприятия.

В генеральном плане должна быть четко определена территория производственной, складской, товарно-сырьевой и административно-хозяйственной зон.

Задание 3

Изучить особенности нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств и заполнить таблицу 13.

Таблица 13 – Особенности нефтеперерабатывающего производства

Особенность	Характеристика особенности
1	2

Методические указания к выполнению задания 3.

Основное производство в нефтеперерабатывающей промышленности и нефтехимической промышленности имеет ряд особенностей, определяющих формы и методы организации производства.

Первая из них заключается в том, что большинство технологических процессов – непрерывные. Это – процессы электрообессоливания, атмосферно-вакуумной перегонки, крекирования, риформирования, алкилирования, изомеризации и др. На нефтеперерабатывающих предприятиях лишь незначительное число технологических процессов периодические. Это – процессы по производству смазок, иногда битума и кокса.

На нефтехимических заводах количество периодических процессов больше. Это приводит к необходимости иметь резервные реакторы, регенераторы и другое оборудование, иногда целые резервные линии для обеспечения непрерывного выпуска продукции. Например, резервные линии есть в производстве полиэтилена, этилового спирта, на стадии дегидрирования. Во время остановки одной из линий подключается резервная, поэтому производственный процесс прерывается только в период

капитального ремонта. Непрерывность технологических процессов позволяет организовать в нефтепереработке и нефтехимии непрерывное, поточное производство.

Вторая особенность – такой характер технологических процессов, когда из одного исходного сырья вырабатывается несколько целевых продуктов (бензины, дизельное топливо, керосины и другие) или несколько полуфабрикатов, входящих в состав готовых продуктов либо поступающих на дальнейшую переработку. Одна и та же установка может использоваться для производства компонентов разных товарных продуктов или полуфабрикатов различного качества. Так, на установке селективной очистки может перерабатываться и дистиллятное, и остаточное сырье, на атмосферно-вакуумной установке могут вырабатываться компонент бензина, керосин, дизельное топливо, вакуумный газойль и мазут или компонент бензина, лигроин, дизельное топливо, масляные дистилляты, гудрон и другие. Смешение готовой продукции в большинстве случаев также возможно различными способами. Исключение составляет производство масел, где смешение происходит по твердо установленным рецептам.

Третья особенность состоит в том, что готовая продукция получается смешением полуфабрикатов. Лишь небольшое количество продуктов, преимущественно нефтехимических, являются готовыми: бензол, ксилол, сера, серная кислота, полиэтилен и другие, а также нефтебитум, кокс, керосины. Основная масса топлив получается смешением.

Четвертая особенность – короткий производственный цикл, обусловленный в значительной мере непрерывностью процесса. Длительность реакции измеряется минутами, а часто и долями секунды, и одновременно с реакцией происходит передвижение реагирующих масс, осуществляется контроль производства.

Пятая особенность – большая потребность в энергии, транспортных и ремонтных работах. Поэтому на предприятиях значительна доля вспомогательных процессов, связанных с производством и транспортировкой пара, воды. Электроэнергии, выполнением ремонтных работ и изготовлением запасных частей.

Шестая особенность заключается в том, что предмет труда удален от исполнителя, контроль за ходом производства осуществляется по показаниям контрольно-измерительных приборов и данным анализа качества полуфабрикатов. В связи с этим в составе предприятий есть специальные подразделения по обслуживанию, ремонту и совершенствованию КИПиА, а также лаборатории контроля качества полуфабрикатов.

Седьмая особенность – пожаро- и взрывоопасность производственных процессов. Учитывая высокую концентрацию производства, это вносит ограничения в размеры цехов и подразделений, требует организации специальных служб по охране труда и обеспечению безопасности работы.

Особенностью нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий является получение разнообразной продукции из одного вида сырья – нефти, газа или

газовых фракций. Ассортимент продукции отрасли исчисляется сотнями наименований. Это обуславливает большое количество технологических процессов на предприятиях, и число их увеличивается с появлением новых видов продукции. С другой стороны, для нефтехимических предприятий характерно получение одного и того же продукта из различных видов сырья. Это позволяет предприятию в зависимости от задач регулировать направления использования сырья.

Для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности характерны большие мощности как объединений и заводов, так и отдельных технологических установок. Мощность предприятия зависит от многих факторов и в первую очередь от потребности в данной продукции, близости других аналогичных предприятий, ресурсов сырья и топлива и т.д. Крупные предприятия имеют ряд преимуществ. Во-первых, при их строительстве достигается относительное уменьшение потребности в капитальных, трудовых и материальных затратах. Во-вторых, на таких предприятиях возможно сооружение мощных технологических установок и создание крупных производственных подразделений.

И отдельные технологические процессы, и производственный процесс в целом на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях отличаются большой сложностью. Это вызвано условиями протекания процесса (высокие температуры и часто высокие давления, большие скорости), необходимостью применения катализаторов и инициаторов, особыми требованиями к чистоте сырья. Сложность процессов возрастает по мере повышения требований к качеству продукции или улучшению использования сырья. Для современных нефтеперерабатывающих предприятий характерна большая доля вторичных процессов в общем производственном процессе.

Нефтеперерабатывающая промышленность отличается высокой степенью автоматизации основных технологических процессов, что способствует концентрации производства, позволяет организовать непрерывное производство, внедрять современные методы управления.

Отличительной особенностью нефтеперерабатывающего и нефтехимического производства является его высокая капиталоемкость, энергоемкость и относительно небольшая потребность в рабочей силе и оборотных средствах.

На экономику нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности оказывают влияние следующие особенности:

- разнообразие продуктов, получаемых из одного вида сырья (нефть и газ);
- высокая степень концентрации производства;
- многовариантность процессов и большая взаимозаменяемость сырья;
- сложность технологических процессов;
- высокая степень автоматизации производства;
- непрерывность производства большей части продуктов;

- высокая капиталоемкость процессов, увеличивающаяся с повышением качества продукции и углублением переработки сырья;
- большое потребление энергии;
- относительно небольшая потребность в рабочей силе;
- значительная доля затрат на сырье в себестоимости продукции.

2. Производственный процесс и принципы его организации. Структура и классификация производственного процесса. Производственный цикл

В нефтеперерабатывающей промышленности имеется пять видов производственных процессов:

- аппаратурные;
- машинные;
- аппаратурно – ручные;
- машинно – ручные;
- ручные.

Рассмотрим некоторые технико – экономические показатели, характеризующие эти процессы.

Занятость рабочих в различных производственных процессах по заводу, участкам, рабочим местам выражается формулой (1):

$$Z_{анр} = \frac{N_{пр.пр}}{N_{общ}} \cdot 100, \quad (1)$$

где $N_{пр.пр}$ – численность рабочих, занятых теми или другими отдельно взятыми производственными процессами (аппаратурными, аппаратурно – ручными, машинными, машинно – ручными, ручными);

$N_{общ}$ – общая численность рабочих на участке, в цехе, на заводе.

Уровень охвата рабочих механизированным трудом (в %) формула (2):

$$Y_{охв} = \frac{N_{мех}}{N_{общ}} \cdot 100, \quad (2)$$

где $N_{мех}$ – численность рабочих, занятых механизированным трудом (аппаратурным, аппаратурно – ручным, машинным, машинно – ручным).

Уровень механизации работ $U_{мех}$ на рабочем месте (в %) формула (3):

$$U_{мех} = \frac{T_{м.р}}{T_{общ}} \cdot 100, \quad (3)$$

где $T_{м.р}$ – время механизированной работы рабочего в течение определенного периода (часа, смены, месяца) или в течение процесса изготовления изделия (продукции);

Т общ – общее время, затрачиваемое рабочим на изготовление изделия (продукции).

Задание 4

Определить уровень охвата механизированным трудом по следующим видам работ:

Профессия	Вид производственного процесса	Численность рабочих в цехах	
		ремонтном	основном
1	2	3	4
Слесари по ремонту оборудования	ручной	106	39
Токари, фрезеровщики, столяры	машинно - ручной	21	-
Аппаратчики	аппаратурный	-	156

Ответ: механизированные работы в ремонтном цехе составляют 16,5 %, в основном – 80 %, ручные работы соответственно 83,5 и 20 %.

Таблица 14 – Классификация производственных процессов в нефтяной и газовой промышленности

№	Вид	Описание вида	Примеры
по функциям в изготовлении продукции или выполнения работ			
1	Основные процессы	направлены на преобразование предмета труда в продукт труда	-бурение скважин; -добыча нефти и газа; -перегонка
2	Вспомогательные процессы	создают необходимые предпосылки для нормального хода основных процессов	-ремонт; -снабжение сырьём; -обеспечение энергоносителями
3	Частичные процессы	процессы, в результате которых решается часть задачи по выпуску готовой продукции или выполнению комплексных работ	-термическая обработка; -крекинг; -алкилирование
4	Совокупные процессы	комплекс всех стадий, в результате которых сырьё, материалы и полуфабрикаты преобразуются в готовую продукцию	-законченная строительством скважина; -строительство вышки; -монтаж бурового оборудования
№	Вид	Описание вида	Примеры
по уровню механизации			

5	Ручные процессы	отсутствие каких-либо механизмов, механизированного инструмента и источника энергии	-раскладка инструмента при подготовке рабочего места; -сверловка отверстий ручной дрелью
6	Ручные механизированные процессы	выполняются с применением механизированного ручного инструмента при наличии источника энергии	-сверловка отверстий ручной электродрелью; -проверка термопары; -замер уровня нефтепродукта в резервуаре
7	Машинно-ручные процессы	осуществляются с помощью машин, причём рабочий орган машины перемещается к предмету труда или предмет труда к рабочему органу рабочим вручную с применением усилий	-сверловка отверстий на станке с ручной подачей сверла; -установка свечи на подсвечник
8	Машинные процессы	осуществляются с помощью машин, рабочими органами которых управляют рабочие без приложения физических усилий	-подъём лебёдкой трубы из скважины; -перекрытие задвижек; -включение насосов
9	Автоматизированные процессы	основные работы по изготовлению продукции автоматизированы полностью, а вспомогательные полностью или частично	-производство сварочных швов; -моечные машины
10	Аппаратурные процессы	протекают в аппаратах, печах и т.д. где под воздействием тепла, электрической или химической энергии предмет труда изменяется качественно	-обессоливание; -обезвоживание; -стабилизация
по содержанию			
11	Механические процессы	под воздействием механических усилий изменяют формы, размеры, положения и состояние предметов труда в пространстве	-обессоливание; -обезвоживание
12	Физико-химические процессы	под воздействием какого-либо вида энергии изменяются свойства и структура предмета труда или исходных материалов и сырьё превращается из одного состояния в другое	-разрушение эмульсии в процессе обезвоживания; стабилизация
№	Вид	Описание вида	Примеры

по периодичности повторения и длительности			
13	Прерывные циклические	свойственна довольно частая повторяемость однородных операций с ярко выраженной циклическостью работ при незначительной длительности цикла	-приготовление глинистого раствора; -спуско-подъёмные операции при бурении скважин
14	Прерывные периодические	характеризуются значительной продолжительностью от начала до конца производственного цикла. Нет ярко выраженной циклическости, хотя она существует. Перерывы процесса обуславливаются необходимостью загрузки сырья и выгрузки продукции	-отстой нефти в ёмкостях
по числу участвующих в производстве исполнителей			
15	Индивидуальные	процесс выполняет один человек	-наблюдение; -контроль; -регулирование
16	Групповые	процесс выполняет группа людей (от 2-х человек); бригадная форма организации труда	-замер уровня в резервуаре; -перенос груза свыше 30 кг; - выполнение ремонтных работ
по соотношению видов сырья и получаемых продуктов			
17	Синтетические	первичная обработка комплексного сырья и получение различных продуктов, поступающих в различные процессы последующей переработки	-получение синтетической нефти; -производство пластмасс
18	Аналитические	изготовление нескольких видов продукции из одного сырья	-атмосферная перегонка; -вакуумная перегонка

Производственный цикл

Длительность производственного цикла в нефтеперерабатывающей промышленности рассчитывается путем суммирования длительности отдельных стадий и операций, составляющих процесс изготовления продукции, в порядке их технологической последовательности.

Длительность производственного цикла определяется по формуле (4):

$$D_{\text{ц}} = t_{\text{техн}} + t_{\text{тр}} + t_{\text{хр}} + t_{\text{см}}, \quad (4)$$

где $D_{\text{ц}}$ – длительность производственного цикла, час;

$t_{\text{техн}}$ – время переработки сырья и полуфабриката, то есть время технологического процесса, час;

$t_{\text{тр}}$ – время передвижения сырья и полуфабрикатов от одной технологической установки к другой, час, минуты;

$t_{\text{хр}}$ – время хранения полуфабрикатов в промежуточных резервуарах для установления их качества и накопления, час;

$t_{\text{см}}$ – время необходимое для компаундирования готовых продуктов, час.

Задание 5

Определить длительность производственного цикла на установках:

ВАРИАНТ 1,2 – установка электрообессоливания нефти (ЭЛОУ)

ВАРИАНТ 3 – установка атмосферно – вакуумной трубчатки (АВТ) переработка ромашкинской нефти

ВАРИАНТ 4 – установка атмосферно – вакуумной трубчатки (АВТ) переработка самотлорской нефти

ВАРИАНТ 5 – первичная переработка нефти по топливной схеме на АВТ

ВАРИАНТ 6 – первичная переработка нефти по масляной схеме на АВТ

ВАРИАНТ 7 – установка каталитического риформинга (КР) с применением биметаллического катализатора

ВАРИАНТ 8 – установка каталитического риформинга (КР) с применением полиметаллического катализатора

ВАРИАНТ 9 – установка каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора

ВАРИАНТ 10 – установка изомеризации

ВАРИАНТ 11 - установка гидроочистки дизельного топлива

ВАРИАНТ 12 – установка гидроочистки вакуумного дистиллята

ВАРИАНТ 13 - установка каталитического крекинга с псевдоожиженным слоем микросферического цеолитсодержащего катализатора

ВАРИАНТ 14 – установка каталитического крекинга с шариковым аморфным катализатором

ВАРИАНТ 15 – установка гидрокрекинга

ВАРИАНТ 16 – установка висбрекинга

ВАРИАНТ 17 – установка коксования гудрона

ВАРИАНТ 18 – установка коксования крекинг-остатка

ВАРИАНТ 19 – битумная установка

ВАРИАНТ 20 - установка сернокислотного алкилирования

Пример выполнения Задания 5.

Процесс производства синтетического каучука состоит из шести стадий:

1 стадия – приготовление шихты – 0,5 часа

2 стадия – получение бутадиена в контактных газах – 13,2 часа

3 стадия -компримирование контактных газов – 0,5 часа

4 стадия -ректификация бутадиена – 3 часа

5 стадия – полимеризация бутадиена в каучук – 46,25 часа

6 стадия – обработка каучука – 22,5 часа.

Длительность производственного цикла изготовления синтетического каучука из бутадиена составит:

$$0,5 + 13,2 + 0,5 + 3,0 + 46,25 + 22,5 \approx 86 \text{ ч}$$

Задание 6

Определить длительность производственного цикла изготовления партии резиновых деталей, состоящего из операций подготовительных (развеска ингредиентов и транспортировка) – 12 ч и технологических – 14 ч, а также операций выдерживания резиновой смеси и заготовок – 4 ч, отбора проб и проведения анализа по плану контроля – 3 ч, транспортировки готовых изделий – 1 ч, хранения перед комплектацией партий для отправки потребителю – 14 ч.

Ответ: 48 ч.

3.Краткое описание технологической установки по переработке нефти. Назначение установки. Сырьё и продукция. Материальный баланс

Пример выполнения пункта 3 (на примере установки каталитического риформинга)

Установка каталитический риформинг. Назначение установки. Сырьё и продукция. Материальный баланс установки. Расходные показатели на установке (Пример)

Назначение – получение высокооктанового компонента автомобильных бензинов, ароматизированного концентрата для производства индивидуальных ароматических углеводородов, а также технического водорода.

Сырьё и продукция. В качестве сырья риформинга используются прягонные бензиновые фракции, бензины гидрокрекинга и термического крекинга. При получении высокооктанового компонента автомобильного бензина используются широкие фракции, выкипающие в пределах от 60-90°C до 180°C; при получении бензола, толуола, ксилолов – узкие фракции, выкипающие соответственно в интервалах 62-86°C, 85-105°C, 105-140°C. Для предотвращения дезактивации катализатора в сырье ограничивается содержание серы (не более 0,00005% в

зависимости от типа катализатора) и азота (не более 0, 0001%). В таблице 15 приведена продукция установки каталитического риформинга.

Таблица 15– Продукция установки каталитического риформинга

Продукт	Описание продукта
1	2
Углеводородный газ	содержит в основном метан и этан, служит топливом нефтезаводских печей;
Головка стабилизация (углеводороды C ₃ -C ₄ и C ₃ -C ₅)	применяется как бытовой газ или сырьё газофракционирующих установок;
Катализат	используется в качестве компонента автомобильных бензинов или сырья установок экстракции ароматических углеводородов;
Водородсодержащий газ (ВСГ)	содержит 75-90% об. водорода, используется в процессах гидроочистки, гидрокрекинга, изомеризации, гидродеалкилирования.

[Источник: Рудин М. Г., Сомов В.Е., Фомин А.С. Карманный справочник нефтепереработчика /Под редакцией М.Г. Рудина. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2004. – с.146 – 147]

Катализаторы. Катализаторы риформинга относятся к классу окисло-металлических катализаторов. На первом этапе развития процесса применялись монометаллические катализаторы – алюмоплатиновые. Современные катализаторы – полиметаллические, представляют собой оксид алюминия, промотированный хлором, с равномерно распределёнными по всему объёму платиной и металлическими промоторами (рений, кадмий). В таблице 16 представлен материальный баланс установки каталитического риформинга. В таблице 17 приведены расходные показатели на 1 тонну перерабатываемой нефти.

Таблица 16 – Материальный баланс установки каталитического риформинга

Показатели	С применением биметаллического катализатора	С применением полиметаллического катализатора
1	2	3
<i>Поступило</i>		
Сырьё (фракция 85-180°C или 105-180°C) (бензин прямой гонки)	100,0	100,0
<i>Получено</i>		
углеводородный газ (сухой газ)	13,2	7,4
головка стабилизации (газовая головка)	4,5	4,5
катализат (ароматизированный бензин)	76,9	82,3
водородсодержащий газ	5,4	5,8
в том числе водород	1,0	1,3
Всего	100,0	100,0

Таблица 17 – Расходные показатели на установке каталитический риформинг на 1 тонну перерабатываемой нефти

Наименование энергоресурса, материала	Единица измерения	Количественное значение
1	2	3
Пар водяной	Гкал	0,15-0,19
Электроэнергия	кВт·ч	20-30
Вода оборотная	м ³	3-10
Топливо	кг	80-100
Катализатор	кг	0,01-0,03

[Источник: Рудин М. Г., Сомов В.Е., Фомин А.С. Карманный справочник нефтепереработчика /Под редакцией М.Г. Рудина. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2004. – с.147]

Исходные данные по вариантам

ВАРИАНТ 1 – установка электрообессоливания нефти (ЭЛОУ)

1. Назначение установки

Назначение установки ЭЛОУ – удаление солей и воды из нефти перед подачей на переработку. Эффективное обессоливание позволяет значительно уменьшить коррозию технологического оборудования установок по переработке нефти, предотвратить дезактивацию катализаторов, улучшить качество топлив, нефтяного кокса, битумов и других продуктов.

2. Сырье и продукция

Сырье – нефть, содержащая воду и соли. Продукция – обессоленная и обезвоженная нефть, содержащая 3- 4 мг/л солей и до 0,1 % мас.воды.

3. Материальный баланс

На российских НПЗ эксплуатируются как отдельно стоящие установки электрообессоливания нефти (ЭЛОУ), так и блоки ЭЛОУ, входящие в состав комбинированных установок переработки нефти.

Вариант 1 – Материальный баланс установки ЭЛОУ (производительность оборудования в единицу времени по сырью – 6 400 т/сут; эффективный фонд времени работы оборудования – дни)

№п/п	Поступило	% масс
1	2	3
1.	<i>Поступило</i>	
1.1	Нефть сырая	100,2
	в том числе вода и соли	0,2
1.2	Вода свежая или конденсат	5,0
	Всего	105,2
2.	<i>Получено</i>	
2.1	Нефть обессоленная	99,8
2.2	Соляной раствор	5,4
	Всего	105,2

4. Расходные показатели (на 1 тонну нефти) для отдельно стоящей установки обессоливания

№п/п	Наименование	Единица измерения	Количественное значение
1	2	3	4
1.	Пар водяной	Гкал	0,035
2.	Электроэнергия	кВт·час	2,5
3.	Вода	м ³	0,20
4.	Деземulgатор	г	10

[Источник: Рудин М.Г., Сомов В.Е., Фомин А.С. Карманный справочник нефтепереработчика /Под редакцией М.Г. Рудина. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2004. – 336 с. С. 132 - 134]

Таблица – Нормы расхода материально – технических средств (МТС) на 1 тонну перерабатываемого сырья на установке ЭЛОУ

№п/п	Наименование МТС	Единица измерения	Норма натуральных единиц	Цена, руб./натур.единица
	Цена 1 тонны нефти			
1.	Деземulgатор	кг	0,011 кг/тонну	76 000 руб./тонну
2.	Сода каустическая	кг	0,018 кг/тонну	9 050 руб./тонну
3.	Пар	Гкал	0,011 Гкал/тонну	1 360 руб./Гкал
4.	Вода	м ³	0,429 м ³ /тонну	114,5 руб./м ³
5.	Электроэнергия	кВт·час	0,982 кВт·час/тонну	5,08 руб./ кВт·час
6.	Сжатый воздух	м ³	0,502 м ³ /тонну	78 руб./м ³

Примечание: для деземulgатора, соды, аммиака, МЭА, ДЭГ, инертного газа норма расхода указана в кг, а цена – в руб. за 1 т.

Данные для расчета эффективного фонда времени работы ведущего оборудования на установке ЭЛОУ:

Календарное время, дни.....	365
Простои, дни	
выходные и праздничные.....	-
капитальный ремонт.....	15
текущий ремонт.....	8
по технологическим причинам.....	2

ВАРИАНТ 2 – установка электрообессоливания нефти (ЭЛОУ)

Вариант 2 – Материальный баланс установки ЭЛОУ (производительность оборудования в единицу времени по сырью – 5 800 т/сут; эффективный фонд времени работы оборудования – 345 дни)

№п/п	Поступило	% масс
1	2	3
1.	<i>Поступило</i>	
1.1	Нефть сырая	100,0
	Всего	100,0
2.	<i>Получено</i>	
2.1	Нефть обессоленная	99,0
2.2	Потери при обессоливании	1,0
	Всего	100,0

Расходные показатели (на 1 тонну нефти) для отдельно стоящей установки обессоливания

№п/п	Наименование	Единица измерения	Количественное значение
1	2	3	4
1.	Пар водяной	Гкал	0,035
2.	Электроэнергия	кВт·час	2,5
3.	Вода	м ³	0,20
4.	Дезэмульгатор	г	30

[Источник: Рудин М.Г., Сомов В.Е., Фомин А.С. Карманный справочник нефтепереработчика /Под редакцией М.Г. Рудина. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2004. – 336 с. С. 132 - 134]

Таблица – Нормы расхода материально – технических средств (МТС) на 1 тонну перерабатываемого сырья на установке ЭЛОУ

№п/п	Наименование МТС	Единица измерения	Норма натуральных единиц	Цена, руб./натур.единица
	Цена 1 тонны нефти			
1.	Дезэмульгатор	кг	0,011 кг/тонну	76 000 руб./тонну
2.	Сода каустическая	кг	0,018 кг/тонну	9 050 руб./тонну
3.	Пар	Гкал	0,011 Гкал/тонну	1 360 руб./Гкал
4.	Вода	м ³	0,429 м ³ /тонну	114,5 руб./м ³
5.	Электроэнергия	кВт·час	0,982 кВт·час/тонну	5,08 руб./ кВт·час
6.	Сжатый воздух	м ³	0,502 м ³ /тонну	78 руб./м ³

Примечание: для дезэмульгатора, соды, аммиака, МЭА, ДЭГ, инертного газа норма расхода указана в кг, а цена – в руб. за 1 т.

ВАРИАНТ 3 – установка атмосферно – вакуумной трубчатки (АВТ) переработка ромашкинской нефти

1. Назначение установки

Назначение установки – разделение нефти на фракции для последующей переработки или использования в качестве товарной продукции. Перегонка нефти осуществляется на атмосферных трубчатых (АТ) и атмосферно – вакуумных трубчатых (АВТ) установках. Установки АТ и АВТ часто комбинируются с установками обессоливания нефти и вторичной переработки бензинов.

2. Сырье и продукция

Сырье – нефть, обессоленная на установках и блоках ЭЛОУ. Продукция установки представлена в таблице.

Таблица – Продукция установки АВТ

№п/п	Наименование	Краткая характеристика
1	2	3
1.	Углеводородный газ	выводится с установок в газообразном и жидком («головка стабилизации») виде, направляется для дальнейшей переработки на газофракционирующие установки, используется как топливо нефтезаводских печей;
2.	Бензиновая фракция	выкипает в пределах 50 – 180 ° С, используется как компонент товарного автомобильного бензина, сырье установок каталитического риформинга и пиролиза; подвергается вторичной перегонке для получения узких фракций;
3.	Керосиновая фракция	выкипает в пределах 120 – 315 ° С, используется как топливо для реактивных и тракторных карбюраторных двигателей, для освещения, как сырье установок гидроочистки;
4.	Дизельная фракция (атмосферный газойль)	выкипает в пределах 180 – 360 ° С, используется как топливо для дизельных двигателей и сырье установок гидроочистки;
5.	Мазут	остаток атмосферной перегонки – выкипает выше 350° С, применяется как котельное топливо или сырье для установок гидроочистки и термического крекинга;
6.	Вакуумные дистилляты (вакуумные газойли)	выкипают в пределах 350 – 500 °С, используются как сырье каталитического крекинга и гидрокрекинга; на НПЗ с масляной схемой переработки получают несколько (2-3) вакуумных дистиллятов;
7.	Гудрон	остаток атмосферно – вакуумной перегонки нефти, выкипает при температуре выше 500°С, используется как сырье установок термического крекинга, коксования, производства битумов и масел.

3. Материальный баланс

Выход продукции на установках первичной переработки зависит от свойств исходной нефти, достигнутого отбора от потенциала светлых нефтепродуктов, вакуумного дистиллята и т.д.

Вариант 3 (установка АВТ_ромашкинская нефть) – Материальный баланс установки АВТ (производительность оборудования в единицу времени по сырью - т/сут; эффективный фонд времени работы оборудования – дни)

№п/п	Поступило	% масс (ромашкинская нефть)	% масс (самотлорская нефть)
1	2	3	4
1.	<i>Поступило</i>		
1.1	Нефть	100,0	100,0
2.	<i>Получено</i>		
2.1	Сжиженный газ	1,0	1,1
2.2	Бензиновая фракция (н.к. – 140 °С)	12,2	18,5
2.3	Керосиновая фракция (140 – 240 °С)	16,3	17,9
2.4	Дизельная фракция (240 – 350 °С)	17,0	20,2
2.5	Вакуумный дистиллят (350 - 500 °С)	23,4	23,1
2.6	Гудрон (выше 500 °С)	30,1	19,1
	Всего	100,0	100,0

4. Расходные показатели установки АВТ (на 1 тонну нефти)

№п/п	Наименование	Единица измерения	Количественное значение
1	2	3	4
1.	Пар водяной	Гкал	0,025
2.	Электроэнергия	кВт·час	5
3.	Вода оборотная	м ³	2
4.	Топливо	кг	25

На современных установках после вывода на режим потребность в паре полностью компенсируется за счет собственной выработки в котлах – утилизаторах.

[Источник: Рудин М.Г., Сомов В.Е., Фомин А.С. Карманный справочник нефтепереработчика /Под редакцией М.Г. Рудина. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2004. – 336 с. С. 134 - 138]

Таблица – Нормы расхода материально – технических средств (МТС) на 1 тонну перерабатываемого сырья на установке АВТ

№п/п	Наименование МТС	Единица измерения	Норма натуральных единиц	Цена, руб./натур.единица
	Цена 1 тонны нефти			
1.	Сода кальцинированная	кг	0,055 кг/тонну	5 855 руб./тонну
2.	Сода каустическая	кг	0,02 кг/тонну	9 050 руб./тонну
3.	Аммиак	кг	0,058 кг/тонну	5 400 руб./тонну
4.	Топливо	т	0,027 т/тонну	3 700 руб./тонну
5.	Пар	Гкал	0,02 Гкал/тонну	430 руб./Гкал
6.	Вода	м ³	2,26 м ³ /тонну	114,5 руб./м ³
7.	Электроэнергия	кВт·час	13,3 кВт·час/тонну	5,08 руб./ кВт·час
8.	Сжатый воздух	м ³	4,15 м ³ /тонну	78 руб./м ³

Примечание: для деэмульгатора, соды, аммиака, МЭА, ДЭГ, инертного газа норма расхода указана в кг, а цена – в руб. за 1 т.

Данные для расчета эффективного фонда времени работы ведущего оборудования на установке АВТ – 1. График работы установки непрерывный.

Производительность установки по сырью.....	187 т/час
Номинальный фонд времени.....	6 279 час/год

Продолжительность ремонтов, час

текущего ремонта.....	144
капитального ремонта.....	528

Целевым продуктом на установке является дистиллят бензина. Выход целевой продукции составляет 12 % от сырья.

**ВАРИАНТ 4 – установка атмосферно – вакуумной трубчатки (АВТ)
переработка самотлорской нефти**

Вариант 4 (установка АВТ_самотлорская нефть) – Материальный баланс установки АВТ (производительность оборудования в единицу времени по сырью - т/сут; эффективный фонд времени работы оборудования – дни)

№п/п	Поступило	% масс (ромашкинская нефть)	% масс (самотлорская нефть)
1	2	3	4
1.	<i>Поступило</i>		
1.1	Нефть	100,0	100,0
2.	<i>Получено</i>		
2.1	Сжиженный газ	1,0	1,1
2.2	Бензиновая фракция (н.к. – 140 °С)	12,2	18,5
2.3	Керосиновая фракция (140 – 240 °С)	16,3	17,9
2.4	Дизельная фракция (240 – 350 °С)	17,0	20,2
2.5	Вакуумный дистиллят (350 - 500 °С)	23,4	23,1
2.6	Гудрон (выше 500 °С)	30,1	19,1
	Всего	100,0	100,0

4. Расходные показатели установки АВТ (на 1 тонну нефти)

№п/п	Наименование	Единица измерения	Количественное значение
1	2	3	4
1.	Пар водяной	Гкал	0,035
2.	Электроэнергия	кВт·час	7
3.	Вода оборотная	м ³	6
4.	Топливо	кг	35

На современных установках после вывода на режим потребность в паре полностью компенсируется за счет собственной выработки в котлах – утилизаторах.

[Источник: Рудин М.Г., Сомов В.Е., Фомин А.С. Карманный справочник нефтепереработчика /Под редакцией М.Г. Рудина. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2004. – 336 с. С. 134 - 138]

Таблица – Нормы расхода материально – технических средств (МТС) на 1 тонну перерабатываемого сырья на установке АВТ

№п/п	Наименование МТС	Единица измерения	Норма натуральных единиц	Цена, руб./натур.единица
	Цена 1 тонны нефти			
1.	Сода кальцинированная	кг	0,055 кг/тонну	5 855 руб./тонну
2.	Сода каустическая	кг	0,02 кг/тонну	9 050 руб./тонну
3.	Аммиак	кг	0,058 кг/тонну	5 400 руб./тонну
4.	Топливо	т	0,027 т/тонну	3 700 руб./тонну
5.	Пар	Гкал	0,02 Гкал/тонну	430 руб./Гкал
6.	Вода	м ³	2,26 м ³ /тонну	114,5 руб./м ³
7.	Электроэнергия	кВт·час	13,3 кВт·час/тонну	5,08 руб./ кВт·час
8.	Сжатый воздух	м ³	4,15 м ³ /тонну	78 руб./м ³

Примечание: для деэмульгатора, соды, аммиака, МЭА, ДЭГ, инертного газа норма расхода указана в кг, а цена – в руб. за 1 т.

Данные для расчета эффективного фонда времени работы ведущего оборудования на установке АВТ – 2. График работы установки непрерывный.

Производительность установки по сырью.....	370 т/час
Номинальный фонд времени.....	6 279 час/год

Продолжительность ремонтов, час

текущего ремонта.....	260
капитального ремонта.....	503

Целевым продуктом на установке является дистиллят дизельного топлива. Выход целевой продукции составляет 25 % от сырья.

ВАРИАНТ 5 – первичная переработка нефти по топливной схеме на АВТ

Производительность установки – 6 150 тонн/сутки, запланированное число суток работы – 325 дней.

Таблица - Материальный баланс установки АВТ переработка нефти по топливной схеме (производительность оборудования в единицу времени по сырью – 6 150 т/сут; эффективный фонд времени работы оборудования – 325 дней)

№п/п	Поступило	% масс
1	2	3
1.	<i>Поступило</i>	
1.1	Нефть обессоленная	100,0
	Всего	100,0
2.	<i>Получено</i>	
2.1	Сухой газ	0,2
2.2	Газовая головка (головка стабилизации)	0,8
2.3	Бензин	10,0
2.4	Керосин тракторный	20,0
2.5	Дизельное топливо (полуфабрикат)	20,0
2.6	Вакуумный газойль (сырье для каталитического крекинга)	19,5
2.7	Гудрон (сырье для установки коксования)	28,0
2.8	Технологические потери	1,5
	Всего	100,0

ВАРИАНТ 6 – первичная переработка нефти по масляной схеме на АВТ

Производительность установки – 3 125 тонн/сутки, запланированное число суток работы – 320 дней.

Таблица - Материальный баланс установки АВТ переработка нефти по масляной схеме (производительность оборудования в единицу времени по сырью – 3 125 т/сут; эффективный фонд времени работы оборудования – 320 дней)

№п/п	Поступило	% масс
1	2	3
1.	<i>Поступило</i>	
1.1	Нефть обессоленная	100,0
	Всего	100,0
2.	<i>Получено</i>	
2.1	Сухой газ	0,2
2.2	Газовая головка (головка стабилизации)	0,8
2.3	Бензин прямой гонки (компонент автомобильного бензина)	23,5
2.4	Дизельное топливо (компонент)	25,0
2.5	Дистиллятные масляные фракции	24,0
2.6	Гудрон (остаточная масляная фракция)	25,0
2.7	Технологические потери	1,5
	Всего	100,0

ВАРИАНТ 7 – установка каталитического риформинга (КР) с применением биметаллического катализатора

1. Назначение установки

Назначение – получение высокооктанового компонента автомобильных бензинов, ароматизированного концентрата для производства индивидуальных ароматических углеводородов, а также технического водорода.

2. Сырье и продукция

В качестве сырья риформинга используются:

- прямогонные бензиновые фракции;
- бензины гидрокрекинга;
- бензины термического крекинга.

При получении высокооктанового компонента автомобильного бензина используются широкие фракции, выкипающие в пределах от 60 – 90 °С до 180 °С; при получении бензола, толуола, ксилолов – узкие фракции, выкипающие соответственно в интервалах 62-85°С, 85 - 105°С, 105 - 140°С. Для предотвращения дезактивации катализатора в сырье ограничивается содержание серы (не более 0,00005 % в зависимости от типа катализатора) и азота (не более 0,0001 %).

Продукция установки представлена в таблице.

Таблица – Продукция установки КР

№п/п	Наименование	Краткая характеристика
1	2	3
1.	Углеводородный газ	содержит в основном метан и этан, служит топливом нефтезаводских печей;
2.	Головка стабилизации (углеводороды C ₃ – C ₄ и C ₃ – C ₅)	применяется как бытовой газ или сырье газодиффузионных установок;
3.	Катализат	используется в качестве компонента автомобильных бензинов или сырья установок экстракции ароматических углеводородов; ниже приводится характеристика катализатов, полученных риформированием фракций 62 - 105°С (I), 62-140°С (II), 85 - 180°С (III) в жестком режиме;
4.	Водородсодержащий газ	содержит 75 – 90 % об.водорода, используется в процессах гидроочистки, гидрокрекинга, изомеризации, гидродеалкилирования.

3. Катализаторы

Катализаторы риформинга относятся к классу окисно – металлических катализаторов, приготовленных нанесением небольшого количества металла на огнеупорный носитель. На первом этапе развития процесса применялись монометаллические катализаторы – алюмоплатиновые. Современные катализаторы – полиметаллические, представляют собой оксид алюминия, промотивированный хлором, с равномерно распределенными по всему объему платиной и металлическими промоторами (рений, кадмий). На отечественных установках риформинга

применяются, как отечественные катализаторы типа КР, ПР, РЕФ, так и зарубежные типа R (выпускается фирмой ЮОП, США) и типа RG (производится французской фирмой «Прокатализ»). Для обеспечения долговременного цикла работы эти катализаторы требуют тщательной подготовки сырья. Сырье должно быть очищено от сернистых, азотистых и кислородсодержащих соединений, что обеспечивается включением в состав установок риформинга блока гидроочистки; циркулирующий в системе водородсодержащий газ (ВСГ) должен быть тщательно осушен.

4. Материальный баланс установки

В России и других странах бывшего СССР эксплуатируются установки каталитического риформинга со стационарным и движущимся слоем катализатора, установки дуалформинга, установки каталитического риформинга, скомбинированные с блоками выделения ароматических углеводородов.

Вариант 7 (установка КР_биметаллический катализатор) – Материальный баланс установки КР (производительность оборудования в единицу времени по сырью - т/сут; эффективный фонд времени работы оборудования – дни)

№п/п	Поступило	% масс (биметаллический катализатор)	% масс (полиметаллический катализатор)
1	2	3	4
1.	<i>Поступило</i>		
1.1	Сырье (фракция 85 – 180 °С или 105 – 180 °С)	100,0	100,0
2.	<i>Получено</i>	13,2	7,4
2.1	Углеводородный газ	4,5	4,5
2.2	Катализат	76,9	82,3
2.3	Водородсодержащий газ	5,4	5,8
	в том числе водород	1,0	1,3
	Всего	100,0	100,0

5. Расходные показатели установки КР (на 1 тонну нефти)

№п/п	Наименование	Единица измерения	Количественное значение
1	2	3	4
1.	Пар водяной	Гкал	0,15
2.	Электроэнергия	кВт·час	20
3.	Вода оборотная	м ³	3
4.	Топливо	кг	80
5.	Катализатор	кг	0,01

[Источник: Рудин М.Г., Сомов В.Е., Фомин А.С. Карманный справочник нефтепереработчика /Под редакцией М.Г. Рудина. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2004. – 336 с. С. 146 - 153]

Таблица – Нормы расхода материально – технических средств (МТС) на 1 тонну перерабатываемого сырья на установке КР

№п/п	Наименование МТС	Единица измерения	Норма натуральных единиц	Цена, руб./натур.единица
	Цена 1 тонны нефти			
1.	Сода каустическая	кг	0,015 кг/тонну	9 050 руб./тонну
2.	Платиновый катализатор	кг	0,05	180 000 руб./тонну
3.	Инертный газ	кг	1,61 кг/тонну	400 руб./тонну
4.	Моноэтаноламин (МЭА)	кг	0,032 кг/тонну	27 070 руб./тонну
5.	Диэтиленгликоль (ДЭГ)	кг	0,32 кг/тонну	9 900 руб./тонну
6.	Топливо	т	0,065 т/тонну	3 700 руб./тонну
7.	Пар	Гкал	0,032 Гкал/тонну	430 руб./Гкал
8.	Вода	м ³	6,64 м ³ /тонну	114,5 руб./м ³
9.	Электроэнергия	кВт·час	34,8 кВт·час/тонну	5,08 руб./ кВт·час
10.	Сжатый воздух	м ³	4,13 м ³ /тонну	78 руб./м ³

Примечание: для деэмульгатора, соды, аммиака, МЭА, ДЭГ, инертного газа норма расхода указана в кг, а цена – в руб. за 1 т.

Данные для расчета эффективного фонда времени работы ведущего оборудования на установке каталитического риформинга. График работы установки непрерывный.

Производительность установки по сырью..... 35 т/час
Номинальный фонд времени..... 6 279 час/год

Продолжительность ремонтов, час

текущего ремонта..... 198
капитального ремонта..... 430

Целевым продуктом на установке являются ароматические соединения. Выход целевой продукции составляет 15 % от сырья.

ВАРИАНТ 8 – установка каталитического риформинга (КР) с применением полиметаллического катализатора

Вариант 8 (установка КР_полиметаллический катализатор) – Материальный баланс установки КР (производительность оборудования в единицу времени по сырью - т/сут; эффективный фонд времени работы оборудования – дни)

№п/п	Поступило	% масс (биметаллический катализатор)	% масс (полиметаллический катализатор)
1	2	3	4
1.	<i>Поступило</i>		
1.1	Сырье (фракция 85 – 180 °С или 105 – 180 °С)	100,0	100,0
2.	<i>Получено</i>	13,2	7,4
2.1	Углеводородный газ	4,5	4,5
2.2	Катализат	76,9	82,3
2.3	Водородсодержащий газ	5,4	5,8
	в том числе водород	1,0	1,3
	Всего	100,0	100,0

Расходные показатели установки КР (на 1 тонну нефти)

№п/п	Наименование	Единица измерения	Количественное значение
1	2	3	4
1.	Пар водяной	Гкал	0,19
2.	Электроэнергия	кВт·час	30
3.	Вода оборотная	м ³	10
4.	Топливо	кг	100
5.	Катализатор	кг	0,03

[Источник: Рудин М.Г., Сомов В.Е., Фомин А.С. Карманный справочник нефтепереработчика /Под редакцией М.Г. Рудина. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2004. – 336 с. С. 146 - 153]

Таблица – Нормы расхода материально – технических средств (МТС) на 1 тонну перерабатываемого сырья на установке КР

№п/п	Наименование МТС	Единица измерения	Норма в натуральных единицах	Цена, руб./натур.единица
	Цена 1 тонны нефти			
1.	Сода каустическая	кг	0,015 кг/тонну	9 050 руб./тонну
2.	Платиновый катализатор	кг	0,05	180 000 руб./тонну
3.	Инертный газ	кг	1,61 кг/тонну	400 руб./тонну
4.	Моноэтаноламин (МЭА)	кг	0,032 кг/тонну	27 070 руб./тонну
5.	Диэтиленгликоль (ДЭГ)	кг	0,32 кг/тонну	9 900 руб./тонну
6.	Топливо	т	0,065 т/тонну	3 700 руб./тонну
7.	Пар	Гкал	0,032 Гкал/тонну	430 руб./Гкал
8.	Вода	м ³	6,64 м ³ /тонну	114,5 руб./м ³
9.	Электроэнергия	кВт·час	34,8 кВт·час/тонну	5,08 руб./ кВт·час
10.	Сжатый воздух	м ³	4,13 м ³ /тонну	78 руб./м ³

Примечание: для деэмульгатора, соды, аммиака, МЭА, ДЭГ, инертного газа норма расхода указана в кг, а цена – в руб. за 1 т.

Данные для расчета эффективного фонда времени работы ведущего оборудования на установке каталитического риформинга.

Межремонтный пробег установки каталитического риформинга равен 150 дням, капитальный ремонт проводится ежегодно, длительность капитального ремонта – 20 дней, текущего ремонта – 5 дней. Последний текущий ремонт закончен 15.09 предшествующего года. Суточная производительность установки по сырью равна 931 тонн/сутки.

Ниже приведен график работы и простоев установки каталитического риформинга.

Сроки работы	Длительность, дни	Сроки ремонта	Длительность, дни
01.01 -14.04	104	15.04 – 19.04	5
20.04 -16.09	150	17.09 – 06.10	20
07.10 – 31.12	86	-	-
Итого	340	-	25

ВАРИАНТ 9 – установка каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора

Производительность установки – 1 010 000 тонн в год.

Таблица - Материальный баланс установки каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора (производительность оборудования в единицу времени по сырью – т/сут; эффективный фонд времени работы оборудования – дней)

№п/п	Поступило	% масс
1	2	3
1.	<i>Поступило</i>	
1.1	Гидроочищенная фракция 93 – 180 °С	100,0
	Всего	100,0
2.	<i>Получено</i>	
2.1	Катализат	91,6
2.2	Водородсодержащий газ (ВСГ)	5,1
	в том числе водород	3,5
2.3	Сухой газ	0,8
2.4	Жирный газ	2,5
	Всего	100,0

Определить межремонтный пробег установки каталитического риформинга, построить ленточный график работы установки каталитического риформинга, если известно:

- начало капитального ремонта установки – 01.01
- длительность капитального ремонта – 25 дней
- начало текущего ремонта – 24.12
- длительность текущего ремонта установки – 8 дней.

ВАРИАНТ 10 – установка изомеризации

1. Назначение установки

Вариант 10 – Материальный баланс установки изомеризации (производительность оборудования в единицу времени по сырью - т/сут; эффективный фонд времени работы оборудования – дни)

№п/п	Поступило	% масс
1	2	3
1.	<i>Поступило</i>	
1.1	Фракция н.к. – 62 ° С	100,0
1.2	Водородсодержащий газ	0,8
	в том числе водород	0,22
	Всего	100,8
2.	<i>Получено</i>	
2.1	Углеводородный газ	1,6
2.2	Сжиженный газ	16,8
2.3	Компонент автомобильного бензина	82,4
	в том числе:	
	изопентановая фракция	53,4
	изогексановая фракция	22,1
	гексановая фракция	6,9
	Всего	100,8

ВАРИАНТ 11 - установка гидроочистки дизельного топлива

Вариант 11 (установка гидроочистки дизельного топлива) – Материальный баланс установки гидроочистки прямогонного бензина (производительность оборудования в единицу времени по сырью – т/сут; эффективный фонд времени работы оборудования – дни)

№п/п	Поступило	% масс (гидроочистка дизельного топлива)	% масс (гидроочистка вакуумного дистиллята)
1	2	3	4
1.	<i>Поступило</i>		
1.1	Сырье	100,0	100,0
1.2	Водород (в расчете на 100 %-й)	0,3	0,6
	Всего	100,3	100,6
2.	<i>Получено</i>	13,2	7,4
2.1	Углеводородный газ	2,0	1,25
2.2	Бензин - отгон	1,3	1,3
2.3	Фракция 180 – 350 °С	95,8	6,5
2.4	Фракция выше 350 °С	-	88,6
2.5	Сероводород	1,2	2,9
2.6	Аммиак	-	0,05
	Всего	100,3	100,60

Таблица – Нормы расхода материально – технических средств (МТС) на 1 тонну перерабатываемого сырья на установке ГО

№п/п	Наименование МТС	Единица измерения	Норма в натуральных единицах	Цена, руб./натур.единица
1.	Катализатор	кг	0,013	420 000 руб./тонну
2.	Сода каустическая	кг	0,83 кг/тонну	9 050 руб./тонну
3.	Инертный газ	кг	1,278 кг/тонну	400 руб./тонну
4.	Моноэтаноламин (МЭА)	кг	0,012 кг/тонну	45 800 руб./тонну
5.	Топливо	т	0,027 т/тонну	3 700 руб./тонну
6.	Пар	Гкал	0,032 Гкал/тонну	430 руб./Гкал
7.	Вода	м ³	6,3 м ³ /тонну	114,5 руб./м ³
8.	Электроэнергия	кВт·час	34,1 кВт·час/тонну	5,08 руб./ кВт·час
9.	Сжатый воздух	м ³	1,54 м ³ /тонну	78 руб./м ³

Примечание: для деэмульгатора, соды, аммиака, МЭА, ДЭГ, инертного газа норма расхода указана в кг, а цена – в руб. за 1 т.

Данные для расчета эффективного фонда времени работы ведущего оборудования на установке гидроочистки дизельного топлива. График работы установки непрерывный.

Производительность установки по сырью..... 93 т/час
Номинальный фонд времени..... 6 279 час/год

Продолжительность ремонтов, час

текущего ремонта..... 135
капитального ремонта..... 330

Целевым продуктом на установке является очищенное дизельное топливо. Выход целевой продукции составляет 95 % от сырья.

ВАРИАНТ 12 – установка гидроочистки вакуумного дистиллята

Вариант 12 (установка гидроочистки вакуумного дистиллята) – Материальный баланс установки гидроочистки прямогонного бензина (производительность оборудования в единицу времени по сырью – т/сут; эффективный фонд времени работы оборудования – дни)

№п/п	Поступило	% масс (гидроочистка дизельного топлива)	% масс (гидроочистка вакуумного дистиллята)
1	2	3	4
1.	<i>Поступило</i>		
1.1	Сырье	100,0	100,0
1.2	Водород (в расчете на 100 %-й)	0,3	0,6
	Всего	100,3	100,6
2.	<i>Получено</i>	13,2	7,4
2.1	Углеводородный газ	2,0	1,25
2.2	Бензин - отгон	1,3	1,3
2.3	Фракция 180 – 350 °С	95,8	6,5
2.4	Фракция выше 350 °С	-	88,6
2.5	Сероводород	1,2	2,9
2.6	Аммиак	-	0,05
	Всего	100,3	100,60

Таблица – Нормы расхода материально – технических средств (МТС) на 1 тонну перерабатываемого сырья на установке ГО

№п/п	Наименование МТС	Единица измерения	Норма натуральных единиц	Цена, руб./натур.единица
1.	Катализатор	кг	0,013	420 000 руб./тонну
2.	Сода каустическая	кг	0,83 кг/тонну	9 050 руб./тонну
3.	Инертный газ	кг	1,278 кг/тонну	400 руб./тонну
4.	Моноэтаноламин (МЭА)	кг	0,012 кг/тонну	45 800 руб./тонну
5.	Топливо	т	0,027 т/тонну	3 700 руб./тонну
6.	Пар	Гкал	0,032 Гкал/тонну	430 руб./Гкал
7.	Вода	м ³	6,3 м ³ /тонну	114,5 руб./м ³
8.	Электроэнергия	кВт·час	34,1 кВт·час/тонну	5,08 руб./ кВт·час
9.	Сжатый воздух	м ³	1,54 м ³ /тонну	78 руб./м ³

Примечание: для деэмульгатора, соды, аммиака, МЭА, ДЭГ, инертного газа норма расхода указана в кг, а цена – в руб. за 1 т.

Данные для расчета эффективного фонда времени работы ведущего оборудования на установке гидроочистки:

Календарное время, дни.....	365
Простои, дни	
выходные и праздничные.....	-
капитальный ремонт.....	30
текущий ремонт.....	10
по технологическим причинам.....	3

ВАРИАНТ 13 - установка каталитического крекинга с псевдоожиженным слоем микросферического цеолитсодержащего катализатора

Вариант 13 (установка каталитического крекинга с псевдоожиженным слоем микросферического цеолитсодержащего катализатора) – Материальный баланс установки каталитического крекинга (производительность оборудования в единицу времени по сырью – 920 т/сут; эффективный фонд времени работы оборудования – дни)

№п/п	Поступило	% масс (с псевдоожиженным слоем микросферического цеолитсодержащего катализатора)	% масс (с плотным слоем шарикового аморфного катализаторов)
1	2	3	4
1.	<i>Поступило</i>		
1.1	Сырье – прямогонный вакуумный газойль	100,0	100,0
2.	<i>Получено</i>		
2.1	Углеводородный газ	17,3	17,0
2.2	Бензин	43,2	28,0
2.3	Лёгкий газойль	12,6	18,0
2.4	Сырье для производства технического углерода	10,0	15,0
2.5	Тяжёлый газойль	11,6	16,5
2.6	Кокс выжигаемый	5,3	5,5
	Всего	100,0	100,0

Таблица – Нормы расхода материально – технических средств (МТС) на 1 тонну перерабатываемого сырья на установке КК

№п/п	Наименование МТС	Единица измерения	Норма в натуральных единицах	Цена, руб./натур.единица
1.	Катализатор	кг	3,559	70 000 руб./тонну
2.	Сода каустическая	кг	0,015 кг/тонну	9 050 руб./тонну
3.	Топливо	т	0,022 т/тонну	3 700 руб./тонну
4.	Пар	Гкал	0,76 Гкал/тонну	430 руб./Гкал
5.	Вода	м ³	10,7 м ³ /тонну	114,5 руб./м ³
6.	Электроэнергия	кВт·час	36,87 кВт·час/тонну	5,08 руб./ кВт·час
7.	Сжатый воздух	м ³	9,28 м ³ /тонну	78 руб./м ³

Примечание: для деэмульгатора, соды, аммиака, МЭА, ДЭГ, инертного газа норма расхода указана в кг, а цена – в руб. за 1 т.

Данные для расчета эффективного фонда времени работы ведущего оборудования на установке каталитического крекинга:

Календарное время, дни.....	365
Простои, дни	
выходные и праздничные.....	-
капитальный ремонт.....	30
текущий ремонт.....	12
по технологическим причинам.....	2

ВАРИАНТ 14 – установка каталитического крекинга с шариковым аморфным катализатором

Вариант 14 (установка каталитического крекинга с шариковым аморфным катализатором) – Материальный баланс установки каталитического крекинга (производительность оборудования в единицу времени по сырью – 837 т/сут; эффективный фонд времени работы оборудования – дни)

№п/п	Поступило	% масс (с псевдоожиженным слоем микросферического цеолитсодержащего катализатора)	% масс (с плотным слоем шарикового аморфного катализаторов)
1	2	3	4
1.	<i>Поступило</i>		
1.1	Сырье – прямогонный вакуумный газойль	100,0	100,0
2.	<i>Получено</i>		
2.1	Углеводородный газ	17,3	17,0
2.2	Бензин	43,2	28,0
2.3	Лёгкий газойль	12,6	18,0
2.4	Сырье для производства технического углерода	10,0	15,0
2.5	Тяжёлый газойль	11,6	16,5
2.6	Кокс выжигаемый	5,3	5,5
	Всего	100,0	100,0

Таблица – Нормы расхода материально – технических средств (МТС) на 1 тонну перерабатываемого сырья на установке КК

№п/п	Наименование МТС	Единица измерения	Норма натуральных единиц	Цена, руб./натур.единица
1.	Катализатор	кг	3,559	70 000 руб./тонну
2.	Сода каустическая	кг	0,015 кг/тонну	9 050 руб./тонну
3.	Топливо	т	0,022 т/тонну	3 700 руб./тонну
4.	Пар	Гкал	0,76 Гкал/тонну	430 руб./Гкал
5.	Вода	м ³	10,7 м ³ /тонну	114,5 руб./м ³
6.	Электроэнергия	кВт·час	36,87 кВт·час/тонну	5,08 руб./ кВт·час
7.	Сжатый воздух	м ³	9,28 м ³ /тонну	78 руб./м ³

Примечание: для деэмульгатора, соды, аммиака, МЭА, ДЭГ, инертного газа норма расхода указана в кг, а цена – в руб. за 1 т.

Данные для расчета эффективного фонда времени работы ведущего оборудования на установке каталитического крекинга:

Календарное время, дни.....	365
Простои, дни	
выходные и праздничные.....	-
капитальный ремонт.....	30
текущий ремонт.....	8
по технологическим причинам.....	3

ВАРИАНТ 15 – установка гидрокрекинга

Вариант 15 – Материальный баланс установки гидрокрекинга (производительность оборудования в единицу времени по сырью - т/сут; эффективный фонд времени работы оборудования – дни)

№п/п	Поступило	% масс
1	2	3
1.	<i>Поступило</i>	
1.1	Вакуумный газойль	96,7
1.2	Водород в расчете на 100 %-й	3,3
	Всего	100,0
2.	<i>Получено</i>	
2.1	Углеводородный газ	0,9
2.2	Сжиженный газ C ₃ – C ₄	4,6
2.3	Бензиновая фракция	19,1
2.4	Керосиновая фракция	35,8
2.5	Дизельная фракция	33,9
2.6	ВСГ на концентрирование	2,7
2.7	Тяжёлый газойль (фракция выше 240 °С)	0,9
2.8	Сероводород + аммиак	2,1
	Всего	100,0

ВАРИАНТ 16 – установка висбрекинга

Вариант 16 – Материальный баланс установки висбрекинга (производительность оборудования в единицу времени по сырью – 1 050 т/сут; эффективный фонд времени работы оборудования – дни)

№п/п	Поступило	% масс
1	2	3
1.	<i>Поступило</i>	
1.1	Гудрон	100,0
2.	<i>Получено</i>	
2.1	Углеводородный газ	1,7
2.2	Бензин висбрекинга	4,3
2.3	Газойль	11,3
2.4	Остаток висбрекинга	82,7
	Всего	100,0

ВАРИАНТ 17 – установка коксования гудрона

Вариант 17 (установка коксования гудрона) – Материальный баланс установки коксования гудрона (производительность оборудования в единицу времени по сырью – т/сут; эффективный фонд времени работы оборудования – дни)

№п/п	Поступило	% масс (коксование гудрона)	% масс (коксование крекинг - остатка)
1	2	3	4
1.	<i>Поступило</i>		
1.1	Сырье	100,0	100,0
2.	<i>Получено</i>		
2.1	Углеводородный газ	5,9	5,0
2.2	Головка стабилизации	2,7	2,2
2.3	Бензин	13,0	5,5
2.4	Керосино – газойлевая фракция и лёгкий газойль	28,5	25,8
2.5	Тяжёлый газойль	25,9	28,5
2.6	Кокс	24,0	33,0
	в том числе:		
	фракция выше 25 мм	10,0	11,8
	фракция ниже 25 мм	14,0	21,2
	Всего	100,0	100,0

ВАРИАНТ 18 – установка коксования крекинг-остатка

Вариант 18 (установка коксования крекинг-остатка) – Материальный баланс установки коксования крекинг-остатка (производительность оборудования в единицу времени по сырью – т/сут; эффективный фонд времени работы оборудования – дни)

№п/п	Поступило	% масс (коксование гудрона)	% масс (коксование крекинг - остатка)
1	2	3	4
1.	<i>Поступило</i>		
1.1	Сырье	100,0	100,0
2.	<i>Получено</i>		
2.1	Углеводородный газ	5,9	5,0
2.2	Головка стабилизации	2,7	2,2
2.3	Бензин	13,0	5,5
2.4	Керосино – газойлевая фракция и лёгкий газойль	28,5	25,8
2.5	Тяжёлый газойль	25,9	28,5
2.6	Кокс	24,0	33,0
	в том числе:		
	фракция выше 25 мм	10,0	11,8
	фракция ниже 25 мм	14,0	21,2
	Всего	100,0	100,0

ВАРИАНТ 19 – битумная установка

Вариант 19 – Материальный баланс битумной установки
(производительность оборудования в единицу времени по сырью - т/сут;
эффективный фонд времени работы оборудования – дни)

№п/п	Поступило	% масс
1	2	3
1.	<i>Поступило</i>	
1.1	Гудрон	23,7
1.2	Асфальт деасфальтизации гудрона	39,7
1.3	Экстракт селективной очистки	32,9
1.4	Поверхностно – активные вещества	3,7
	Всего	100,0
2.	<i>Получено</i>	
2.1	Битумы дорожные	73,5
	в том числе	
	БНДп 200/300, БНДп 130/200	15,0
	БНДп 90/130	15,0
	БНДп 60/90	28,5
	БНДп 40/60	15,0
2.2	Битумы строительные	22,4
	в том числе	
	БН - IV	11,2
	БН - V	11,2
2.3	Отгон	1,3
2.4	Газы окисления	2,8
	Всего	100,0

ВАРИАНТ 20 - установка сернокислотного алкилирования при переработке бутан – бутиленовой фракции

Вариант 20 (установка сернокислотного алкилирования) – Материальный баланс установки сернокислотного алкилирования при переработке бутан – бутиленовой фракции (производительность оборудования в единицу времени по сырью – 258 т/сут; эффективный фонд времени работы оборудования – дни)

№п/п	Поступило	% масс (переработка бутан- бутиленовой фракции)	% масс (переработка смеси пропан – пропиленовой и бутан-бутиленовой фракций)
1	2	3	4
1.	<i>Поступило</i>		
1.1	Бутан – бутиленовая фракция	100,0	54,2
1.2	Пропан – пропиленовая фракция	-	29,7
1.3	Изобутан	-	15,9
	Всего	100,0	100,0
2.	<i>Получено</i>		
2.1	Легкий алкилат	79,1	69,5
2.2	Тяжёлый алкилат	3,4	5,9
2.3	Пропан	2,1	14,0
2.4	Отработанная бутан-бутиленовая фракция	15,4	10,6
	Всего	100,0	100,0

Данные для расчета эффективного фонда времени работы ведущего оборудования на установке сернокислотного алкилирования.

Режим работы непрерывный. Период между капитальными ремонтами 365 дней, между текущими – 91. Простой в капитальном ремонте 20 дней, текущем – 5. Производительность установки по сырью 200 тонн/сутки. Выход высокооктанового алкилбензина составляет 52 % на исходное сырье. С сентября планируется увеличение производительности установки на 25 % за счет монтажа дополнительного реактора.

Определить среднегодовую мощность установки алкилирования.

При планировании рассчитывается среднегодовая производственная мощность $M_{ср.год.}$ по формуле (5):

$$M_{\text{ср.год}} = M_{\text{вх}} - \frac{M_{\text{выб}} \cdot n_1}{12} + \frac{M_{\text{в.в.}} \cdot n_2}{12}, \quad (5)$$

где $M_{\text{вх}}$ – входная мощность или наличная мощность на начало планируемого года, тонн;

$M_{\text{выб}}$ – выбывающая мощность, тонн;

n_1 – число месяцев, остающихся до конца года с момента выбытия мощности, месяцы;

$M_{\text{в.в.}}$ – вновь вводимая мощность, тонн;

n_2 – число месяцев работы вновь вводимой мощности до конца года, месяцы.

ВАРИАНТ 21 - установка сернокислотного алкилирования при переработке смеси пропан-пропиленовой и бутан-бутиленовой фракций

Вариант 21 (установка сернокислотного алкилирования) – Материальный баланс установки сернокислотного алкилирования при переработке смеси пропан-пропиленовой и бутан-бутиленовой фракций (производительность оборудования в единицу времени по сырью – 245 т/сут; эффективный фонд времени работы оборудования – дни)

№п/п	Поступило	% масс (переработка бутан- бутиленовой фракции)	% масс (переработка смеси пропан – пропиленовой и бутан-бутиленовой фракций)
1	2	3	4
1.	<i>Поступило</i>		
1.1	Бутан – бутиленовая фракция	100,0	54,2
1.2	Пропан – пропиленовая фракция	-	29,7
1.3	Изобутан	-	15,9
	Всего	100,0	100,0
2.	<i>Получено</i>		
2.1	Легкий алкилат	79,1	69,5
2.2	Тяжёлый алкилат	3,4	5,9
2.3	Пропан	2,1	14,0
2.4	Отработанная бутан-бутиленовая фракция	15,4	10,6
	Всего	100,0	100,0

4. Определение годовой производственной мощности установки по сырью и продукту. Построение ленточного графика работы установки. Составление годовой производственной программы

Производственная мощность участков, отделений, установок, цехов или предприятия в целом определяет их максимальные реальные возможности по выпуску продукции заданного ассортимента и качества за определённый период времени при наилучших условиях производства и наиболее полном использовании оборудования. При расчёте производственной мощности учитываются:

- производительность оборудования в единицу времени;
- число единиц оборудования;
- качество сырья и эффективность его использования;
- производственные площади;
- режим работы производства;
- фонд времени использования оборудования;
- трудоёмкость продукции.

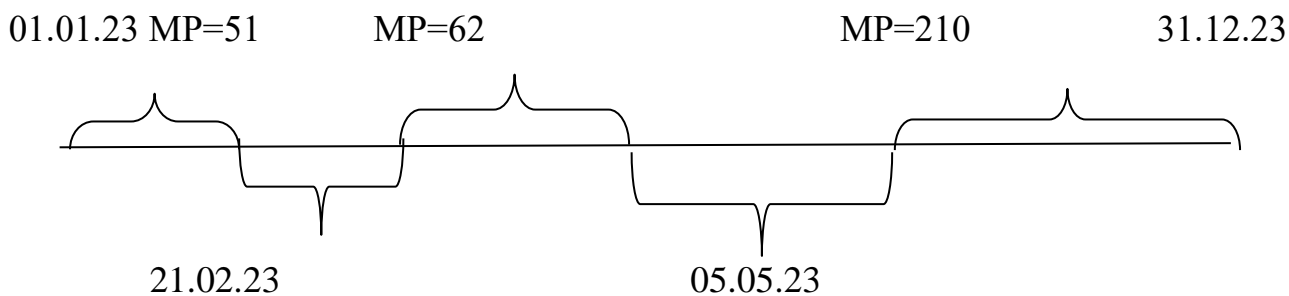
Пример выполнения пункта 4 (на примере установки каталитического риформинга)

Исходные данные для расчёта годовой производственной мощности установки каталитического риформинга по сырью и по продукту представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Исходные данные для расчёта эффективного фонда времени работы установки каталитического риформинга и построения ленточного графика работы установки

Показатели	Единица измерения	Значение
1	2	3
Число рабочих дней в расчётном периоде	дни	365
Число расчётных часов в смену	час	6
Число рабочих смен	смены сутки	4
Продолжительность простоя оборудования при капитальном оборудовании КР	сутки	31
Дата начала капитального ремонта КР	-	05.05.23
Продолжительность простоя оборудования при текущем ремонте ТР	сутки	11
Дата начала текущего ремонта ТР	-	21.02.23
Время технологических остановок оборудования	% от текущего ремонта	6%

На основе данных, представленных в таблице 18 построим ленточных график работы установки каталитического риформинга (рисунок 6).



ТР=11

КР=31

Рисунок 6 - Ленточный график работы установки каталитического риформинга
Номинальный фонд времени T_H определяется режимом производства по формуле (6):

$$T_H = n_p \cdot n_{\text{ч}} \cdot n_{\text{см}}, \quad (6)$$

где n_p – число рабочих дней в расчётном периоде (расчётный период – год);

$n_{\text{ч}}$ – число рабочих часов в смену, час;

$n_{\text{см}}$ – число рабочих смен, смены в сутки.

$$T_H = 365 \cdot 6 \cdot 4 = 8\,760 \text{ час},$$

Номинальный фонд времени работы установки каталитического риформинга составляет 8 760 часов в год.

Эффективный фонд времени $T_{\text{эф}}$ определяется по формуле (7):

$$T_{\text{эф}} = T_H - T_{\text{пр}} - T_{\text{т.о}}, \quad (7)$$

где $T_{\text{пр}}$ – продолжительность простоя оборудования на плановом ремонте всех видов (текущих, средних, капитальных), сутки;

$$T_{\text{пр}} = 31(\text{КР}) + 11(\text{ТР}) = 42 \text{ суток}$$

$$T_{\text{пр}} = 42 \cdot 24 \text{ час} = 1\,008 \text{ час}.$$

В том числе:

-продолжительность текущего ремонта – 11 суток · 24 час = 264 час.;

-продолжительность капитального ремонта – 31 суток · 24 час = 744 час

$T_{\text{т.о}}$ – время технологических остановок оборудования, час (время технологических установок принимает 10 % от продолжительности текущего ремонта).

$$T_{\text{т.о}} = 264 \text{ час} \cdot 6/100 = 16 \text{ час}.$$

$$T_{\text{эф}} = 8\,760 - 1\,008 - 16 = 7\,736 \text{ час}.$$

Результаты расчётов показывают, что эффективный фонд времени работы установки каталитического риформинга составляет 7 736 часов в год. Представим расчёт производственной мощности установки каталитического риформинга по сырью и по целевому продукту в таблице 19.

Таблица 19 – Расчёт годовой производственной мощности установки каталитического риформинга

Наименование установки	Производительность по сырью, т, час	Ттн, час	Целевой продукт	Выход целевой продукт, % от сырья	Продолжительность часов, час		Производительность установки по целевому продукту, тыс. тонн в год
					текущий	капитальный	
1	2	3	4	5	6	7	8
Каталитический риформинг	35	8 760	катализат	82,3	264	744	222,8

Столб 8 = столб 2 · (столб 3-столб 6-столб 7- Т_{т.о}) · столб 5/100

35 · (8 760-264-744-16) · 82,3/100 = 222 835,38 тонн = 222,8 тыс. тонн

Далее представим в таблице 20 расчёт годовой производственной программы установки каталитического риформинга.

Таблица 20 – Производственная программа установки каталитического риформинга

№ п/п	Наименование	% масс на сырьё	Количество				
			в год	по кварталам			
				I	II	III	IV
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Суточная производительность установки	-	840	840	840	840	840
2.	Дни работы, дни (по данным ленточного графика)	-	323	79	60	92	92
3.	Производительность установки по сырью, тонн (строка 1-строка 2)	-	271 320	66 360	50 400	77 280	77 280
4.1	Сырьё (фракция 85-180С или 105-180С) (бензины прямой гонки)	100,0	271 320	66 360	50 400	77 280	77 280
5.	Всего	100,0					
6.	Получено:	-					
6.1	основная продукция (целевой продукт)	-	224 679	53 923	62 910	48 392	59 454
6.1.1	катализат	82,3	224 679	53 923	62 910	48 392	59 454
7.	Итого основной продукции	82,3					
8.	Попутная продукция	-					
8.1	Углеводородный газ (сухой газ)	7,4	20 202	4 849	5 657	4 351	5 346
8.2	Головка стабилизации (газовая головка)	4,5	12 285	2 948	3 440	2 646	3 251
8.3	Водородсодержащий газ	5,8	15 834	3 800	4 434	3410	4190
9.	Итого попутной продукции	17,7	48 321	11 597	13 530	10 408	12 787
10.	Всего	100,0	273 00	65 520	76 440	58 800	72 240

План производства и реализации продукции – это основной план цеха и предприятия. Расчётными показателями являются:

- объём товарной продукции;
- объём валовой продукции.

Товарной называется продукция, предназначенная для реализации потребителя. *Валовая* продукция включает готовую продукцию основных и вспомогательных цехов, полуфабрикаты собственного производства, пригодная для реализации, работы промышленного характера на сторону. Расчёт стоимости товарной продукции на установке каталитического риформинга представим в таблице 21.

Таблица 21 – Расчёт стоимости выпущенной (товарной) продукции на установке каталитического риформинга

№ п/п	Наименование продукта (полуфабриката)	Количество, тонн/год	Цена предприятия, руб./тонну	Стоимость продукции, млн. руб.
1	2	3	4	5
1.	Катализат	224 679	23 598,8	5 302,2
	ИТОГО	224 679	23 598,8	5 302,2

Объём реализуемой продукции определяется как стоимость предназначенной к поставке заказчикам и оплате в планируемом периоде готовой продукции и работ промышленного характера на сторону в действующих оптовых ценах. Планируемый выпуск товарной продукции на установке каталитического риформинга составит 5 302,2 млн. руб.

5. Укрупнённая оценка стоимости основных производственных фондов на установке с применением индекса Нельсона. Физический и моральный износ основных производственных фондов

Для укрупнённой оценки стоимости основных фондов на установке каталитический риформинг применим формулу (8):

$$КЗ_{в.п. \text{ эталон}} = КЗ_{уд.п.п. \text{ эталон}} \cdot I_n \cdot M_{п} \quad (8)$$

где $КЗ_{в.п. \text{ эталон}}$ – эталонная величина капитальных (единовременных) затрат на строительство и сооружение установки вторичного процесса переработки нефти (каталитический риформинг) в пределах границ технологической установки за исключением завтра на общезаводское хозяйство, руб.;

$KZ_{\text{уд.п.п.эталон}}$ – удельные (на 1 тонну) капитальные затраты на сооружение эталонной установки первичной переработки нефти, руб./тонну; ($KZ_{\text{уд.п.п.эталон}} = 776,25$ руб/тонну)

I_n – индекс Нельсона вторичного процесса (постоянная величина, представляющая собой отношения удельных капитальных затрат на сооружение установки любого вторичного процесса НПЗ к удельным капитальным затратам на сооружение установки атмосферной перегонки), ед.

Индекс Нельсона по технологическим установкам составляет:

-ЭЛОУ – АВТ - 1,0

-термокрекинг – 3,0

-каталитический риформинг – 5,0

-каталитический крекинг – 6,0

-гидрокрекинг – 6,0

-гидроочистка – 1,7

-производство кокса – 5,5

-производство битума – 1,5

-изомеризация – 3,0

-алкилирования – 11,0

M_n – проектная номинальная мощность технологической установки вторичного процесса (каталитический риформинг), тонн/год (M_n (по сырью) = 273 000 тонн/год)
(M_n (по продукту) = 222 800 тонн)

$$KZ_{\text{в.п. эталон}} = 776,25 \cdot 5,0 \cdot 273\,000 = 1\,059\,581\,250 \text{ руб.} = 1\,059,6 \text{ млн.руб.}$$

Таблица 22 – Укрупнённый расчёт капитальных затрат на сооружение установки каталитического риформинга

№ п/п	Статьи капитальных затрат	Состав капитальных затрат	Формула расчёта	Результат расчёта, млн.руб.
1	2	3	4	5
Капитальные затраты в пределах границ технологической установки				
1.	Капитальные затраты в строительстве основных сооружений КЗ	<p>-затраты на оборудование (реакторное, насосное, компрессорное, колонное)</p> <p>-затраты на хранилище (резервуары для хранения нефти, промежуточных продуктов, готовых продуктов; трубопроводная обвязка, перекачивающие насосы, противопожарное оборудование, наливное оборудование, монтажные работы);</p> <p>-затраты на паровые системы (котлы, сопутствующее вспомогательное оборудование на обработку воды, деаэрацию, питательные насосы, паропроводы, конденсатопроводы, оборудование для очистки дымового газа, монтажные работы);</p> <p>-затраты на системы водяного охлаждения (градирни с искусственной тягой, водяные насосы, оборудование для обработки воды, водопроводная обвязка, монтажные работы).</p>	Применили формулу (8) с использованием эталонного значения и индекса Нельсона	1 059,6
Капитальные затраты, выходящие за пределы технологической установки				
2	Потребность в оборотном капитале КЗоб	<p>-запасы сырья, материалов, нефтепродуктов, денежных средств на оплату труда и вспомогательных материалов, хим. реагентов, сумм на дебиторских счетах, запасных частей и комплектующих;</p> <p>В нефтепереработке целесообразным является 30 – суточный запас оборотных средств. Как правило, когда речь идёт о строительстве установок «с нуля» стоимость оборотного капитала принимается укрупнённо в размере 10% от стоимости основных сооружений.</p>	$KЗоб = KЗ \cdot 0,1$	105,96

продолжение таблицы 22 – Укрупнённый расчёт капитальных затрат на установке каталитический риформинг

№ п/п	Статьи капитальных затрат	Состав капитальных затрат	Формула расчёта	Результат расчёта, млн.руб.
1	2	3	4	5
3	Капитальные затраты на общезаводское хозяйство и другие инженерные системы КЗ'	-затраты на общезаводское хозяйство (электрораспределительные сети, система распределения жидкого и газообразного топлива, система водоснабжения, обработки и сброса воды, система технического воздуха, противопожарные системы, факельные и дренажные системы, системы локализации отходов, заводские системы связи, автомобильные и пешеходные пути, железнодорожные пути, ограды, здания, транспортные средства, сооружения, оборудования и средства для смешения продуктов, добавок и присадок, оборудование для отгрузки продуктов); -затраты на другие инженерные системы (электрическая распределительная сеть, система питания сжатым воздухом КИП и аппаратуры, система распределения питьевой воды, система пожарной воды, канализационная система, система сбора сточных вод и др.).	$KЗ' = KЗ \cdot 0,25$	264,9
4	Дополнительные капитальные затраты КЗдоп	-затраты на земельную площадь, управление проектом, технический контроль, офисное и лабораторное оборудование, дополнительные расходы на проектирование.	$KЗ_{доб} = (KЗ + KЗ') \cdot 0,04$	52,98
5	Непредвиденные капитальные затраты КЗн	-упущение и просчёты в оценке затрат в связи с неточностями применительно к конкретным частным случаям, а также в случаях неопределённости о необходимых производственных средствах.	$KЗ_{н} = (KЗ + KЗ' + KЗ_{доб}) \cdot 0,15$	206,6
	ИТОГО			1 690,04

[Салчева С.С. оценка экономической эффективности экономической инвестиции с государственным участием в глубокую переработку нефти с.54 - 63]

Результаты проведённых расчётов показывают, что первоначальная стоимость оборудования на установке каталитический риформинг составит **1 690, 04** млн.руб.

В таблице 23 представим структуру, стоимость и расчёт годовых амортизационных отчислений с применением *линейного метода определения амортизации*.

Таблица 23 – Структура основных фондов действующей установки каталитический риформинг, расчёт величины годовых амортизационных отчислений

№ п/п	Вид	Структура , %	Стоимость , млн.руб.	Срок службы , лет	Годовая норма амортизации , %	Сумма годовых амортизационных отчислений, млн.руб.
1	2	3	4	5	6	7
1.	Здание	14,0	236,61	35,7	2,8	6,63
2.	Сооружения	16,0	270,41	3,4	29,0	78,42
3.	Передаточные устройства	18,0	304,21	9,3	10,8	32,85
4.	Машины и оборудование	50,0	845,02	-	-	102,25
4.1	Силовые машины и оборудование	10,0	169,0	17	5,9	9,97
4.2	Рабочие машины и оборудование	38,0	642,22	7,1	14,0	89,91
4.3	Измерительные, регулирующие устройства и лабораторное оборудование	2,0	33,80	14,3	7,0	2,36
5.	Транспортные средства	1,0	16,90	8,3	12,0	2,03
6.	Производственный и хозяйственный инвентарь	1,0	16,90	12,1	8,3	1,40
	ИТОГО	100	1 690,04	-	-	223,59

В процессе производства основные фонды изнашиваются и их стоимость по частям переносится на стоимость готовой продукции цеха, предприятия. Постепенная погашение стоимости основных фондов по мере их износа называется *амортизацией*. Сумму годовых амортизационных отчислений определяем линейным методом путём перемножения стоимости основных фондов (таблица 23 столб 4) на годовую норму амортизации (таблица 23 столб 6) и деления полученной суммы на 100.

Результаты расчётов, проведённые в таблице 23, показывают, что величина годовых амортизационных отчислений по установке каталитический риформинг составит 223,59 млн. руб.

Далее на рисунке 7 представим наглядно структуру основных производственных фондов на установке каталитического риформинга.

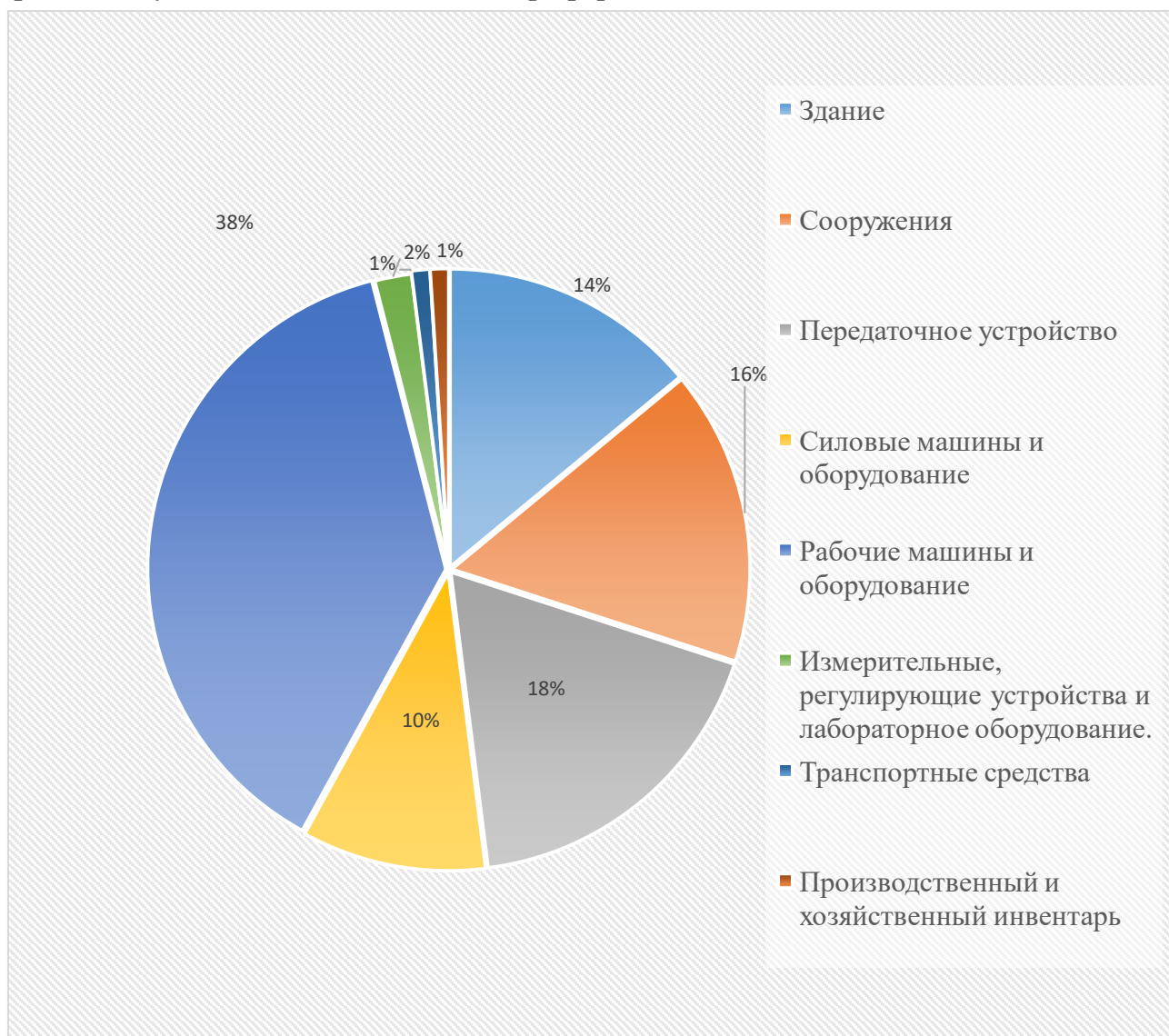


Рисунок 7 – Структура основных производственных фондов на установке каталитического риформинга

С учётом затрат на контрольно – измерительное оборудование (КИП), трубопроводы и производственные здания полная стоимость основных производственных фондов на установке каталитического риформинга составляет 1 690,04 млн. руб.

Материальную основу процесса производства составляют средства производства. На промышленном предприятии такими средствами производства являются основные и оборотные производственные фонды. Соотношения между отдельными видами основных фондов называется структурой основных фондов (рисунок 7). Основные фонды могут быть измерены в различных натуральных единицах: здания – в кубических метрах, технологические аппараты – в штуках, двигатели – в единицах

мощности и т.д. Общим измерителем всех видов основных фондов является их стоимость.

Полной первоначальной стоимостью основных фондов называется сумма фактических затрат на строительство зданий и сооружений, приобретение технологических аппаратов насосов, приборов и другого производственного оборудования, перевозку и монтаж всего оборудования.

Капитальными вложениями называются затраты на создание новых и реконструкцию действующих основных фондов. Капитальные вложения на здания и сооружения определяют по стоимости 1 м³ с учётом их размера, характера и действующих цен на строительные материалы. Размер капитальных вложений на оборудование определяется по группам производственного назначения в зависимости от технической характеристики, по действующим ценникам и прайс - листам.

[Источник: Тимашева Б.А., Леонов Е.Т. Экономика, организация и планирование производства на предприятиях химической и нефтехимической промышленности. Издание 2-е переработанное и дополненное, М., «Химия», 1975 г.-192 с.9-14]

Фондоотдача – стоимость выпущенной продукции на 1 рубль средней стоимости основных фондов. Фондоотдачу определяем по формуле (9):

$$\Phi_{\text{отд}} = \frac{\text{Ст}_{\text{год.вып}}}{\Phi_{\text{с}}}, \quad (9)$$

где Ст год.вып – стоимость годового выпуска продукции, млн.руб (таблица 21 столб 5, строка итога);

$\Phi_{\text{с}}$ - среднегодовая стоимость основных фондов (таблица 22, столб 5, строка итога).

$$\Phi_{\text{отд}} = \frac{5\,302,2}{1\,690,04} = 3,14 \text{ руб./руб.}$$

Показатель фондоотдачи составляет 3,14 руб./руб. Это значит, что каждый один рубль, вложенный в установку каталитического риформинга позволяет получить продукцию на сумму 3 руб. 14 коп.

Коэффициент экстенсивной нагрузки характеризует использование технологического оборудования во времени и рассчитывается по формуле (10):

$$K_{\text{эк}} = \frac{T_{\text{факт}}}{T_{\text{пл}}}, \quad (10)$$

где $T_{\text{факт}}$ – фактическое время работы установки, час ($T_{\text{факт}}=T_{\text{эф}}$);

$T_{\text{пл}}$ – плановое или календарное время работы, час ($365 \cdot 24=8\,760$ час.).

$$K_{\text{эк}} = \frac{7\,736}{8\,760} = 0,8831 \text{ (88,31\%)}$$

Коэффициент экстенсивной нагрузки оборудования равен 88,31%, что означает имеющийся резерв в более эффективном использовании времени работы оборудования (11,69%). Увеличение времени работы установки возможно за счёт:

-сокращения времени простоя оборудования в планово-предупредительных ремонтах;

-минимизации непроизводительных затрат времени на непланируемые простои.

6. Организация производства на производственном участке (цехе). Составление графика сменности. Построение баланса рабочего времени одного рабочего

На установке осуществляется аппаратурный процесс непрерывного действия длительность рабочего дня – 6 часов. Для ведения рабочего процесса и для обеспечения отдыха персонала проектируется 5 – сменный график с продолжительностью рабочей смены 8 часов (таблица 24).

Таблица 24 – 5-сменный график работы с продолжительностью смены 8 часов

Бригада	Дни месяца									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1-я	1*	1	В	2	2	В	3	3	В	В
2-я	2	В	3	3	В	В	1	1	В	2
3-я	В	2	2	В	3	3	В	В	1	1
4-я	В	В	1	1	В	2	2	В	3	3
5-я	3	3	В	В	1	1	В	2	2	В

Примечание. *1-я смена с 8.00 до 16.00 час; 2-я смена с 16.00 до 24 час; 3-я смена с 00.00 до 8.00 час; В-выходной день. Время отдыха между сменами – 48 час.

Под рабочим местом понимается участок отделения, пролёта, цеха, закреплённый за одним или группой рабочих и оснащённый орудиями и средствами труда. Рациональная организация рабочего места способствует высокой производительности труда.

Задание 7

Выполнить следующие задания:

1. Дать краткое описание рабочего места лаборанта центральной заводской лаборатории или оператора технологической установки по переработке нефти.

2. Провести анализ должностной инструкции техника – технолога по переработке нефти, оператора технологической установки по переработке нефти, лаборанта центральной заводской лаборатории. Оригинал должностной инструкции разместить в приложении. (Приложение – Должностная инструкция техника – технолога по переработке нефти)

2. Описать виды инструктажей проводимых на рабочем месте.

ПРИМЕР ОПИСАНИЯ РАБОЧЕГО МЕСТА

Организация рабочего места лаборанта

Лаборатория должна быть оснащена современной лабораторной мебелью, вытяжными шкафами. Для реактивов выделяют отдельные полки и шкафы.

Поверхность производственных столов для работы должна быть из водонепроницаемого, кислото-щёлочестойчивого и индифферентного к действию дезинфектантов материала. Рабочий стол лаборатории должен быть приспособлен к условиям работы, оборудован водопроводными кранами и водостоком. Также в непосредственной близости находятся корзины, куда помещается сухой мусор: бумага, битое стекло и т. п.

Рабочее место должно быть хорошо освещено: недалеко от окон и иметь осветительные лампы.

Помимо производственных поверхностей для проведения исследований в оснащение химической лаборатории входит один или несколько письменных столов, предназначенных для ведения записей и хранения различной документации.



Рисунок 8 – Рабочее место лаборанта

Функции лаборанта:

- получает у руководителя работ производственное задание;
- должен осмотреть и очистить рабочее место от посторонних предметов, не относящихся к проводимому анализу;
- проверяет исправность оборудования, приборов;
- проверяет наличие и годность необходимых химреагентов, посуды;
- проверяет исправность приточно-вытяжной вентиляции;
- знакомится с записями в оперативном журнале и журнале распоряжений;
- проводит анализы;
- записывает результаты анализов в журналы.

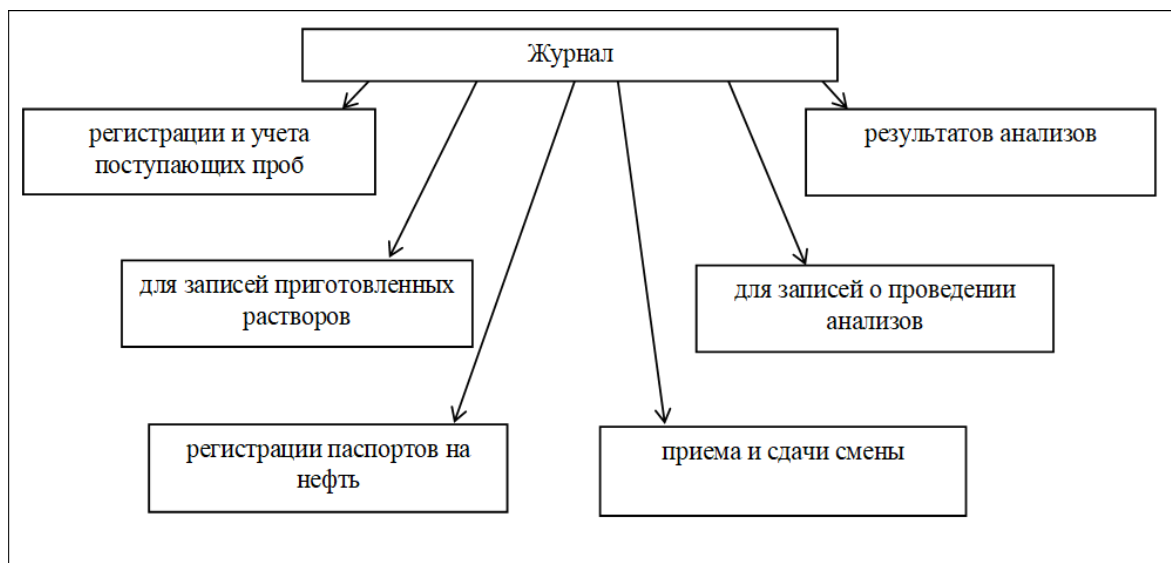


Рисунок 9 – Основные документы лаборатории

Лаборант при приеме на работу должен пройти *вводный инструктаж*. До допуска к самостоятельной работе рабочий должен пройти:

- первичный инструктаж на рабочем месте у руководителя работ;
- производственное обучение безопасным методам и приемам труда;
- обучение по оказанию первой помощи пострадавшим;
- стажировку на рабочем месте 14 дней (смен);
- проверку знаний по охране труда на допуск к самостоятельной работе.

Лаборант в процессе работы обязан проходить:

- *повторный инструктаж* не реже 1 раза в три месяца;
- *целевой инструктаж* – при выполнении работ повышенной опасности и разовых работ, не связанных с прямым выполнением работ по специальности;
- периодическую проверку знаний по охране труда не реже 1 раза в год с момента сдачи экзамена по графику.

Основными элементами организации рабочего места являются:

- создание нормальных санитарных и гигиенических условия;
- обеспечение сырьём и материалами;
- обеспечение средствами автоматики и контрольно-измерительными приборами;
- составление графиков времени работы и отдыха (графика сменности).

Общие принципы и последовательность составления графика сменности сводятся к следующим:

- 1) расчёт среднемесячной нормы рабочего времени;
- 2) определение сменоборота, то есть времени от начала работы по графику до дня его повторения;
- 3) определение числа выходов на работу в течение месяца;
- 4) определение среднемесячного числа фактической работы одного работающего;
- 5) определение числа периодов отдыха;
- 6) определение продолжительности отдыха (при переходе из смены в смену в выходной день должен быть не менее 32 часов) и длительности перерыва между рабочими сменами (не менее 16 часов).

Исходные данные: 4 бригады работают в условиях непрерывного производства при 7-часовом рабочем дне. Продолжительность смены 8 часов. Среднее число выходов на работу 23. Фактическое среднемесячное число часов работы 182,5 часа. Норма рабочего времени 175,8 (169,5) часа, за переработку сверх нормы рабочего времени (182,5-175,8=6,7 часа) предоставляется отгул или оплачиваются сверхурочные часы. Средняя продолжительность отдыха при переходе из смены в смену 48 часов.

Среднемесячная норма рабочего времени определяется по формуле (11):

$$T_{\text{раб.вр}} = \frac{T_{\text{год}} \cdot 7 + (T_{\text{вых}} + T_{\text{праздн}}) \cdot 7}{12} - \frac{(T_{\text{предвых}} + T_{\text{предпраздн}}) \cdot 1}{12}, \quad (11)$$

где $T_{\text{год}}$ – среднее число дней в году, ($T_{\text{год}} = 365$);

$T_{\text{вых}}$ – число дней еженедельного отдыха по календарю ($T_{\text{вых}} = 52$);

$T_{\text{праздн}}$ – число праздничных дней ($T_{\text{праздн}} = 14$ дней);

$T_{\text{предвых}}$ – число предвыходных дней ($T_{\text{предвых}} = 52$);

$T_{\text{предпраздн}}$ – число предпраздничных дней ($T_{\text{предпраздн}} = 7$).

$$T_{\text{раб.вр}} = \frac{365 \cdot 7 - (52 + 14) \cdot 7}{12} - \frac{(52 + 7) \cdot 1}{12} = 169,5 \text{ час}$$

Сменоборот, то есть время от начала работы по графику до дня его повторения определяется по формуле (12):

$$\text{Пр. см} = n_{\text{бр}} \cdot \sum T_{\text{раб. вр}} \quad (12)$$

где Пр. см – сменоборот, дни;

$n_{\text{бр}}$ – число сменных бригад, которое зависит от вида производства (например, в непрерывных производствах, где круглосуточная работа, при 7-часовом рабочем

дней работают 4 сменные бригады. В тех же производствах при 6-часовом рабочем дне 5 бригад.).

$$n_{бр} = \frac{24}{tr} + 1 \text{ (здесь 24 – продолжительность суток, час);}$$

tr – продолжительность рабочей смены по графику, то есть число бригад равно числу смен за сутки плюс одна подменная выходная смена.

-непрерывное производство, 6-часовой рабочий день (число рабочих дней в неделе-4)

$$n_{бр} = \frac{24}{6} + 1 = 5 \text{ бригад}$$

$$Пр.см = 5 \cdot 4 = 20 \text{ дней}$$

-непрерывное производство 8-часовой рабочий день (число рабочих дней в неделе-4)

$$n_{бр} = \frac{24}{8} + 1 = 4 \text{ бригады}$$

$$Пр.см = 4 \cdot 4 = 16 \text{ дней}$$

Число выходов на работу в течение месяца определяем по формуле (13):

$$N_{вых} = \frac{n \cdot 31}{Пр.см} \quad (13)$$

где n – число выходов за один сменоборот, которое определяется по графику ($n=12$);

31 – число календарных дней в месяце.

$$N_{вых} = \frac{12 \cdot 31}{20} = 18,6 \approx 19 \text{ выходов}$$

$$N_{вых} = \frac{12 \cdot 31}{16} = 23,25 \approx 23 \text{ выхода}$$

При пяти бригадной форме организации труда число выходов на работу составит 19 раз в месяц. При четырёх бригадной форме организации труда число выходов на работу составит 23 раза в месяц.

Среднемесячное число часов фактической работы определяется по формуле (14):

$$Tф = \frac{T_{год} \cdot 24}{12 \cdot n_{бр}} \quad (14)$$

$$Tф (5 \text{ бригад}) = \frac{365 \cdot 24}{12 \cdot 5} = 146 \text{ час}$$

$$Tф (4 \text{ бригад}) = \frac{365 \cdot 24}{12 \cdot 4} = 182,5 \text{ час}$$

При пяти бригадной форме организации труда число часов фактической работы на каждого рабочего составит 146 час. в месяц. При четырех бригадной организации труда на участке число часов фактической работы на каждого рабочего составит 182,5 час. в месяц.

На основании проведённых расчётов построим график сменности четырёх бригад для непрерывного производства (таблица 25).

Таблица 25 – Четырёх бригадный график сменности с продолжительностью рабочей смены 8 часов

Смена	Часы работы	Дни месяца															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
I	23-7	А	А	А	А	Б	Б	Б	Б	В	В	В	В	Г	Г	Г	Г
II	7-15	В	Г	Г	Г	Г	А	А	А	А	Б	Б	Б	Б	В	В	В
III	15-23	Б	Б	В	В	В	В	Г	Г	Г	Г	А	А	А	А	Б	Б
ОТДЫХ		Г	В	Б	Б	А	Г	В	В	Б	А	Г	Г	В	Б	А	А

Условные обозначения: А – первая бригада; Б – вторая бригада, В – третья бригада; Г – четвёртая бригада.

Методика расчета графика сменности

1. Среднемесячная норма рабочего времени определяется по формуле (15):

$$T_{\text{раб.вр}} = \frac{T_{\text{год}} \cdot 7 + (T_{\text{вых}} + T_{\text{праздн}}) \cdot 7}{12} - \frac{(T_{\text{предвых}} + T_{\text{предпраздн}}) \cdot 1}{12}, \quad (15)$$

где $T_{\text{год}}$ – среднее число дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – среднее число дней еженедельного отдыха по календарю;

$T_{\text{праздн}}$ – число праздничных дней;

$T_{\text{предвых}}$ – число предвыходных дней;

$T_{\text{предпраздн}}$ – число предпраздничных дней (7 час – нормальная продолжительность рабочего дня, 1 час – сокращение рабочего дня накануне выходных и праздничных дней, 12 – число месяцев в году).

$$H P_{B P} = \frac{[T_k - (2b_v + b_{п})] t_{cm}}{12},$$

где T_k – календарная продолжительность года, сут; $b_v, b_{п}$ – число выходных и праздничных дней в году; t_{cm} – продолжительность смены, ч; 12 – число месяцев в году;

2. Сменооборот, т.е. время от начала работы по графику до дня его повторения, равен (формула 16):

$$P p . c m = n_{б p} \sum T p a b . v p$$

где $P p . c m$ – сменооборот, дни;

$n_{б p}$ – число сменных бригад, которое зависит от вида производства (например, в непрерывных производствах, где круглосуточная работа, при 7 –

часовом рабочем дне работают 4 сменные бригады. В тех же производствах при 6-часовом рабочем дне – 5 бригад);

$$n_{бр} = \frac{24}{t_p} + 1$$

24 – продолжительность суток, час;

t_p – продолжительность рабочей смены по графику, т.е. число бригад равно числу смен за сутки плюс одна подменная выходная смена.

Сменооборот также может быть определен по формуле:

$$\Pi = \left(\frac{t_{сут}}{t_{см}} + 1 \right) \delta_d,$$

где Π - сменооборот, сут; $t_{сут}$ - продолжительность суток- 24 ч; δ_d - число рабочих дней в неделю (по существующему графику) сут;

3. Число выходов на работу в течение месяца (формула 17):

$$N_{вых} = \frac{n \cdot 31}{\Pi \cdot \text{Пр.см}}, \quad (17)$$

где n – число выходов за один сменооборот, которое определяется по графику; 31 – число календарных дней в месяце.

$$\delta_{вр} = \frac{\delta_{вр} t_{мес}}{\Pi},$$

где $\delta_{вр}$ – число выходов на работу за один сменооборот ($\Pi \cdot \delta_d$); $t_{мес}$ - средняя продолжительность месяца – 30,4 сут;

4. Среднемесячное число часов фактической работы (формула 18):

$$T_{ф} = \frac{T_{год} \cdot 24}{12 \cdot n_{бб}}, \quad (18)$$

$$T_{ф} = \frac{T_{год} t_{сут}}{12 n_{вах}},$$

где $T_{год}$ - 365 дней; $t_{сут}$ - 24 ч; 12- число месяцев в году; $n_{вах}$ -число вахт (смен) в бригаде.

Для непрерывного производства

$$n_{вах} = \frac{t_{сут}}{t_{см}} + 1,$$

где $t_{сут}$ - 24 ч; $t_{см}$ – продолжительность рабочей смены, ч.

5. Число периода отдыха работающего в месяц определяется по формуле (формула 19):

$$Q = \frac{N \cdot 31}{\text{Пр.см}}, \quad (19)$$

где N – число периодов отдыха за один сменоборот (берется из графика);
31 – число календарных дней в месяце.

Время отдыха с учетом фактора утомляемости

$$t_{\text{от}} = t_{\text{оп}} Y_{\text{от}} / 100,$$

где $t_{\text{от}}$ – время отдыха, мин; $t_{\text{оп}}$ – оперативное время за смену, мин; $Y_{\text{от}}$ – суммарный процент времени на отдых с учетом утомляемости %.

6. Продолжительность отдыха в рабочее время.

Для сохранения нормальной жизнедеятельности и работоспособности в течение смены рабочему предоставляются перерывы на отдых. Продолжительность отдыха зависит от следующих факторов, вызывающих усталость.

Таблица 26 – Продолжительность отдыха в зависимости от усталости

№п/п	Факторы утомляемости	Продолжительность отдыха, % от оперативного времени
1	2	3
1.	Физические усилия	1 – 9
2.	Нервное напряжение	1 – 5
3.	Темп работы	1 – 4
4.	Рабочее положение	1 – 4
5.	Монотонность работы	1 – 3
6.	Температура, влажность и тепловое излучение	1 – 5
7.	Загрязненность воздуха	1 – 5
8.	Производственный шум	1 – 4
9.	Вибрация, вращение	1 – 4
10.	Освещение	1 – 2

Оперативное время – это сумма времени основной и вспомогательной работ. Кроме времени на отдых, рабочему полагается время на личные надобности – 10 мин. в смену.

Таблица 27 – Физические усилия

Категория усилий	Масса перемещаемых грузов, кг	Время, в течение которого затрачиваются физические усилия	Время на отдых, % от оперативного времени
1	2	3	4
Незначительные	5 – 15	менее половины суммы оперативного времени в течение смены	1
		более половины суммы оперативного времени в течение смены	2
Средние	16 - 30	менее половины оперативного времени	3
		более половины оперативного времени	4
Тяжелые	31 – 50	менее половины оперативного времени	5
		более половины оперативного времени	6
Очень тяжелые	51 - 80	менее 1/3 оперативного времени	7
		более 1/3 , но менее 1/2 оперативного времени	8
		более 1/2 оперативного времени	9

Таблица 28 – Загрязненность воздуха

Степень загрязненности	Характеристика загрязненности пылью	Время на отдых, %
1	2	3
Незначительная	- нетоксичная от 35 до 50 % предела по допустимой концентрации	1
Средняя	- нетоксичная от 51 – 50 %	2
	- токсичная до 35 %	
Повышенная	- нетоксичная от 61 до 70 %	3
	- токсичная от 35 до 50 %	
Сильная	- нетоксичная от 71 до 85 %	4
	- токсичная от 51 до 70 %	

Таблица 29 - Производственный шум

Уровень шума	Шум, дБ			Время на отдых, %
	низкочастотный	среднечастотный	высокочастотный	
1	2	3	4	5
Умеренный	60 – 70	55 – 65	50 – 60	1
Повышенный	70 – 80	65 – 75	61 – 70	2
Сильный	80 – 90	75 – 85	70 – 75	3
Очень сильный	90 – 100	85 – 90	75 – 85	4

Источник: Сборник задач по организации, планированию и управлению предприятиями нефтегазодобывающей промышленности. Учебное пособие для вузов / А.Ф. Андреев, Е. А. Смирнова, З.Ф. Шпакова, Е.С. Сыромятников. – М.: Недра, 1984. – 191 с. [с.16]

В таблице 30 представим баланс рабочего времени одного рабочего.

Таблица 30 – Баланс рабочего времени одного рабочего

№ п/п	Показатель	Количественное значение
1	2	3
1	Календарное время	365
2	Выходные дни	73
3	Номинальный фонд рабочего времени (строка 1-строка 2)	292
4	Очередной отпуск	40
5	Дополнительный отпуск по вредности	12
6	Выполнение государственных и общественных обязанностей	2
7	Болезни	5
8	Эффективный фонд рабочего времени в днях (строка 2 – строки 4,5,6,7)	233
9	Эффективный фонд рабочего времени в часах (строка 8 умножить на продолжительность рабочей смены 8 часов)	1 864

Результаты расчётов показывают, что в среднем один рабочий отработывает 1 864 часа в год.

Задание 8 по составлению графика сменности

(для вариантов 1 – 7)

Составить график сменности четырех бригад (А,Б, В, Г) для непрерывного производства при 7 – часовом рабочем дне. Продолжительность смены – 8 часов; число рабочих бригад – 4; среднее число выходов на работу 23; фактическое среднемесячное число часов работы 182,5 час; норма рабочего времени 175,8 час; за переработку сверх нормы рабочего времени ($182,5 - 175,8 = 6,7$ час) предоставляется отгул или оплачиваются сверхурочные часы; средняя продолжительность отдыха при переходе из смены в смену 48 час.

(для вариантов 8 – 15)

Организация сменной работы

Длительность рабочего дня в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности - 6 – 7 часов в зависимости от качества перерабатываемой нефти, сложности технологических процессов, условий труда. Для обеспечения непрерывности производства организуется сменная работа.

При шестичасовом рабочем дне организуются четыре смены, семичасовом – три по 8 часов, а переработка компенсируется дополнительными днями отдыха. Среднемесячная норма рабочего времени при семичасовом рабочем дне – 175,4 час, шестичасовом – 151 час.

Создание условий для высокопроизводительной работы связано с правильной организацией и чередованием работы и отдыха. С этой целью составляются графики

сменности, обеспечивающие сохранение работоспособности, здоровья и всестороннее развитие трудящихся. При составлении графиков руководствуются:

- среднемесячной нормой с учетом установленной законодательством продолжительности рабочего дня;
- особенностей производства;
- равномерности чередования работы и отдыха;
- наличия благоприятных условий для использования свободного времени.

Чередование смен может быть прямым и обратным, что оказывает существенное влияние на перерывы между сменами.

Перерывы внутри смен не предусматриваются, при этом рабочие подменяют друг друга. Длительность перерывов входит в счет рабочего времени.

При семичасовом рабочем дне наиболее целесообразен показанный в таблице 31 четырехбригадный график сменности с обратным чередованием смен через два дня.

Таблица 31 – Четырехбригадный график сменности

Смена	Часы работы	Числа месяца										Длительность перерывов между сменами, час.
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
I	7 – 15	A	A	B	B	C	C	D	D	A	A	I – II 24
II	15 – 23	D	D	A	A	B	B	C	C	D	D	II – III 24
III	23 – 7	C	C	D	D	A	A	B	B	C	C	III – I 72
Отдых		B	B	C	C	D	D	A	A	B	B	

Примечание: Часы работы определяются каждым предприятием самостоятельно

A, B, C, D - бригады

Для нормального использования рабочего времени при семичасовой смене и четырехбригадном графике в штате технологических бригад предусматриваются рабочие для подмены.

В тех случаях, когда в непрерывных производствах можно предоставить рабочему получасовой перерыв (прибористы, электрики, лаборанты и другие), работа ведется по тем же четырехбригадным графикам, но с продолжительностью смены 7,5 час. Среднемесячное рабочее время при этом уменьшается на 11,2 час., т.е. образуется недоработка на 1,7 час по сравнению с нормальным количеством рабочих часов при семичасовой смене.

(для всех остальных вариантов)

При шестичасовом рабочем дне в непрерывном производстве круглосуточная работа обеспечивается введением пятибригадного графика обслуживания, показанного в таблице 6, с прямым чередованием.

Среднее количество выходов одной бригады в течение месяца составляет 24 дня, среднемесячное рабочее время – 146 час., т.е. меньше нормы на 5 час. В отдельные

месяцы недоработка несколько увеличивается. Иногда при шестичасовой смене непрерывность работы установки достигается введением 4,5 – бригадного графика.

Таблица 32 – Пятибригадный график сменности

Смена	Часы работы	Дни месяца												Длительность перерывов между сменами, час
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
I	7 – 13	A	A	B	B	C	C	D	D	E	E	A	A	I – II 24
II	13 – 19	E	E	A	A	B	B	C	C	D	D	E	E	II – III 24
III	19 – 1	D	D	E	E	A	A	B	B	C	C	D	D	III – IV 24
IV	1 – 7	C	C	D	D	E	E	A	A	B	B	C	C	IV – I 72
Отдых		B	B	C	C	D	D	E	E	A	A	B	B	

A, B, C, D, E - бригады

При шестичасовой смене и пятибригадном графике предполагается привлечение рабочих для замены больных или не вышедших на работу по другим причинам.

Во вспомогательных и обслуживающих подразделениях, где возможен перерыв трудового процесса, работа ведется по пятидневной неделе с двумя днями отдыха и в зависимости от требований производственного процесса может быть организована в одну, две и даже три смены. Многосменная работа организуется обычно в период ремонтов.

Графики сменности должны соответствовать установленной законом продолжительности рабочего дня, соответствовать режиму производственного процесса, обеспечивать нормальную передачу смен, создавать условия для наиболее рационального использования рабочего времени, способствовать максимальному сокращению ночных часов. Они устанавливаются администрацией предприятия по согласованию с профсоюзной организацией.

Варианты графиков сменности

Таблица 33 - График сменности четырех бригад для непрерывного производства

Смена	Часы работы	Дни месяца															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1-я	23-7	A	A	A	A	B	B	B	B	B	B	B	B	Г	Г	Г	Г
2-я	7-15	B	Г	Г	Г	Г	A	A	A	A	B	B	B	B	B	B	B
3-я	15-23	B	B	B	B	B	B	Г	Г	Г	Г	A	A	A	A	B	B
Отдых	-	Г	B	B	B	A	Г	B	B	B	A	Г	Г	B	B	A	A

Условные обозначения: A – первая бригада (первый рабочий); B – вторая бригада (второй рабочий); B – третья бригада (третий рабочий); Г – четвертая бригада (четвертый рабочий).

Таблица 34 – Организация рабочих мест (выполнить задания) (для вариантов 1 – 5)

№п/ п	Производственное задание	Решение	Ответ
1	2	3	4
1.	Число дней в году 365, выходных по календарю – 52, праздничных – 7, предвыходных – 52, предпраздничных – 4. Рассчитать среднемесячную норму рабочего времени при 7-часовом рабочем дне (в расчет принять сокращение рабочего дня в предвыходные и предпраздничные дни на один час)		
2.	Число рабочих дней в неделе 4. Продолжительность рабочей смены по графику 8 час. Определить сменоборот при непрерывном производстве.		
3.	Рассчитать число выходов на работу в месяц (31 календарный день), если число выходов за один сменоборот – 12.		

Таблица 35 – Организация рабочих мест (выполнить задания) (для вариантов 6 - 10)

№п/ п	Производственное задание	Решение	Ответ
1	2	3	4
1.	Определить среднемесячное число часов фактической работы одного рабочего при наличии четырех бригад в условиях непрерывного производства		
2.	Смена А закончила работу 4-го числа в 8 час и 6-го числа вышла на работу в 8 час. Определить продолжительность отдыха при переходе из смены в смену.		
3.	Определить продолжительность отдыха рабочего, занятого на вспомогательных работах, которые характеризуются большими физическими нагрузками, монотонностью и значительной загрязненностью воздуха. Время на отдых принять по двум факторам: максимальным физическим усилиям и загрязненность воздуха до 50 % нормы. Перерыв назначается каждые 2 часа работы. Исходные данные следующие: - продолжительность смены – 8 час. - время начала утренней смены – 8 час. - время оперативной работы за смену – 410 мин.		

Таблица 36 – Организация рабочих мест (выполнить задания) (для вариантов 11 - 15)

№п/п	Производственное задание	Решение	Ответ
1	2	3	4
1.	Рассчитать число рабочих дней в месяце (выходов), если число смен и вахт соответственно 3 и 4; продолжительность смены – 8 час; число рабочих дней в неделе – 4; средняя продолжительность месяца – 30,4 дней; продолжительность отдыха – 48 час.		
2.	Определить среднее число фактически отработанных часов в месяце, если известно, что производство непрерывное, продолжительность рабочей смены равна 8 час, число вахт – 3.		
3.	Определить общую продолжительность отдыха для рабочих по ремонту производственного оборудования по следующим данным: продолжительность рабочей смены – 8 час, оперативное время составляет 67 % общего времени, условия труда характеризуются следующим: уровень шума низкочастотный – до 90 дБ; физические усилия – перемещение груза массой 30 – 50 кг в течение менее половины смены.		

Таблица 37 – Организация рабочих мест (выполнить задания) (для всех остальных вариантов)

№п/п	Производственное задание	Решение	Ответ
1	2	3	4
1.	<p>Определить продолжительность отдыха слесаря, занимающегося ремонтом оборудования. Подсчитать среднюю продолжительность перерыва. Составить примерный график работы и отдыха.</p> <p>Время оперативной работы 380 мин. В смену. Начало работы в 8 час, продолжительность рабочего дня 7 час, обеденного перерыва – 1 час. работа по характеру относится к работам со средними физическими условиями и нервным напряжением.</p>		
2.	<p>Продолжительность смены 7 час. 12 мин. Начало работы 9 час, окончание в 17 час. Число суток в году 366, праздничных дней – 8 дней, выходных (воскресений) – 51.</p> <p>Составить график пятидневной рабочей недели с двумя выходными днями и 6 – часовым рабочим днем; определить продолжительность ежедневного отдыха, рабочей недели, непрерывного еженедельного отдыха, среднемесячное число рабочих дней, число дней еженедельного отдыха в среднем за год и среднемесячную норму рабочего времени.</p>		

7. Расчёт численности персонала. Определение явочной и списочной численности производственных рабочих, обслуживающих установку по переработке нефти. Расчёт численности инженерно-технических работников на установке

Для определения норм обслуживания оборудования установку необходимо разделить на зоны обслуживания с учётом состава работы, уровня механизации и автоматизации отдельных операций и приёмов. Установку делим на две зоны. Состав технологической бригады в смену входит старший оператор, который обслуживает весь узел каталитического риформинга, оператор и помощник оператора, которые обслуживают вакуумную систему реактора и насосы.

Старший оператор (VI разряд) – старший в смене - руководит работой бригады. Он обязан:

- проводить процесс в полном соответствии с технологической инструкцией;
- аккуратно и точно вести технологический журнал;
- при сдаче и приёмке смены проверять состояние оборудования и фактического наличия сырья и реагентов;
- отвечает за ведение технологического процесса, качество продукции, экономичное использование всех ресурсов,
- выполнение правил техники безопасности и противопожарного режима.

Оператор (V разряд) обязан:

- следить за состоянием и работой вакуумной системы реакторов, насосов;
- проверять состояние ёмкостей и трубопроводов;
- отвечает за соблюдение правил пуска и остановки оборудования, за соблюдение режима эксплуатации оборудования, дозировку реагентов, своевременный отбор проб для анализа.

Задание 9

Заполните таблицу 38, заранее изучив понятия профессиональной, социальной, методической и временной компетенций.

Таблица 38 – Виды компетенций

Компетенция	Характеристика
Профессиональная	
Социальная	
Методическая	
Временная	

Методические указания к заданию 9.

Профессиональная компетентность – это качество, свойство или состояние специалиста, обеспечивающее вместе или в отдельности его физическое, психическое и духовное соответствие необходимости, потребности, требованиям определенной профессии, специальности, специализации, стандартам квалификации, занимаемой или исполняемой служебной должности.

В более узком понимании под профессиональной компетентностью понимается круг вопросов, в которых субъект обладает познаниями, опытом и совокупность которых отражает социально-профессиональный статус и профессиональную квалификацию, а также некие личностные, индивидуальные особенности (способности) или качества, обеспечивающие возможность реализации определенной профессиональной деятельности.

Социальная компетентность (социальный – межличностный) подразумевает способность к межличностным отношениям. Социальная компетентность отражает отношения между людьми в процессе трудовой деятельности, умение работать в команде, коллективе, эффективно взаимодействовать с другими работниками (коллегами, руководителями, подчиненными, клиентами) для достижения организационных и личных целей.

Социальная компетентность включает знание этики делового общения, умение предотвращать и относительно безболезненно разрешать конфликты, быстро и правильно передавать информацию, налаживать коммуникации, давать ясные и четкие задания и соответственно мотивировать сотрудников, тактично указывать на недостатки, корректно делать замечания, вызывать доверии и т.п.

Высокая социальная компетентность и высокий социальный интеллект отражается в таких характеристиках:

- в готовности участвовать в совместном принятии решений;
- способности брать на себя ответственность, способность самостоятельно принимать решения;
- регулирование конфликтов ненасильственным путем;
- участие в функционировании общественных институтов.

Благодаря социальной компетентности человек приобретает независимость, стремление к успеху, что немаловажно и актуально в любом обществе. Приобретение знаний, умений, опыта, желания действовать в области межличностных отношений предопределяет будущий успех или неудачу в жизненных ситуациях.

Методическая компетентность означает способность к системному мышлению, правильному восприятию и интерпретации разнообразной

информации, структурированию проблем, умению отличать главное от второстепенного, видеть целое – общее состояние дел. Значение методической компетентности особенно велико для руководителей.

Временная компетентность отражает умение рационально планировать и использовать рабочее время. Она включает адекватную оценку временных затрат («чувство времени»), умение конструировать программу достижения цели во временном пространстве (континууме), правильно определять временные затраты.

Численный и квалификационный состав производственных рабочих в одну смену представлен в таблице 39.

Таблица 39 – Штат основных технологических рабочих на установке каталитического риформинга

Наименование профессии	Разряд	Численность в смену	Условия труда	Система оплаты труда	Премия, %
1	2	3	4	5	6
Старший оператор	VI	1	вредные	повременно-премиальная	21
Оператор	V	1	вредные	повременно-премиальная	21
Помощник оператора	IV	1	вредные	повременно-премиальная	21
Дежурный слесарь	IV	1	нормальные	повременно-премиальная	16
Для пяти смен (5-ти бригадный график смен)		5·4 = 20 человек (явочная численность)			

Явочная численность производственных рабочих на установке составляет 4 человека за смену и 20 человек за сутки. Для перевода явочной численности в списочную применяет коэффициент подмены (коэффициент списочного состава) Ксп, который определяется условиях непрерывного производства по формуле (20):

$$K_{сп} = \frac{T_k}{T_{\text{э}}}, \quad (20)$$

где Тк – календарный фонд рабочего времени, дни (таблица 30, строка 1 Тк=365 дней)

Тэ – эффективный фонд рабочего времени, дни (таблица 30, строка 8 Тэ=233 дней)

$$K_{сп} = \frac{365}{233} = 1,57$$

Списочная численность производственных рабочих Чсп, обслуживающих установку каталитический риформинг, определяем по формуле (21):

$$\text{Чсп} = \text{Чяв} \cdot \text{Ксп}, \quad (21)$$

где Чяв – явочная численность производственных рабочих, обслуживающих установку, чел. (Чяв = 20 человека по данным таблицы 39)

$$\text{Чсп} = 20 \cdot 1,57 = 31 \text{ чел.}$$

Таким образом при пяти бригадном графике сменности явочная численность производственных рабочих составит 20 человека, а списочная численность составит 31 человек.

Принимаем 31 человек.

Кроме производственных рабочих установку обслуживают *инженерно-технические работники (ИТР)*, к которым относим:

- начальника установку – 1 человек;
- механика установки – 1 человек.

8. Расчёт годового фонда заработной платы персонала, обслуживающего установку, с применением повременно-премиальной формы оплаты труда для производственных рабочих и окладной системы для инженерно – технических работников

Труд производственных рабочих, обслуживающих установку каталитический риформинг, оплачивается с применением повременно-премиальной формы оплаты труда. Для расчёта годового фонда заработной платы технологических рабочих необходимо рассчитать часовые тарифные ставки по каждому разряду, основываясь на действующей по предприятию тарифной сетке и минимального размера оплаты труда (МРОТ), установленного на законодательном уровне Правительством РФ.

С 1 января 2023 года МРОТ по республике Коми 16 242 рубля в месяц. Часовая тарифная ставка первого разряда определяется как частное от деления МРОТ и среднемесячной нормы часов, которую должен отработать рабочий ($16\,242/169,5 = 95,82$ руб./час)

Представим часовые тарифные ставки рабочих НПЗ в таблице 40.

Таблица 40 – Тарифная сетка для производственных рабочих НПЗ

Условия труда	Разряд					
	I	II	III	IV	V	VI
1	2	3	4	5	6	7
Нормальные	95,82	104,44	114,98	124,57	143,73	163,85
Вредные и тяжёлые	108,28	118,03	129,94	140,46	162,42	185,16
Особо вредные и особо тяжёлые	119,78	130,56	143,74	155,71	179,67	204,82
Тарифный коэффициент	1	1,09	1,2	1,3	1,5	1,71

Расчёт годового фонда заработной платы:

Старший оператор (VI разряд)

Оплата по тарифу: $1\ 864 \cdot 185,16 = 345\ 138,24$ руб.

Премия: $345\ 138,24 \cdot 21/100 = 72\ 479,03$ руб.

Доплата за работу

в ночное время: $\frac{345\ 138,24 \cdot 0,2}{3} = 23\ 009,22$ руб.

Доплата за работу

в праздничные дни: $24 \cdot 8 \cdot 185,16 = 35\ 550,72$ руб.

(3 смены по 8 часов)

Северная надбавка: $(345\ 138,24 + 72\ 479,03 + 23\ 009,22 + 35\ 550,72) \cdot 0,5 = 238\ 088,61$ руб.

Районный коэффициент: $(345\ 138,24 + 72\ 479,03 + 23\ 009,22 + 35\ 550,72) \cdot 0,3 = 142\ 853,16$ руб.

Фонд основной заработной платы: $345\ 138,24 + 72\ 479,03 + 23\ 009,22 + 35\ 550,72 + 238\ 088,61 + 142\ 853,16 = 857\ 118,98$ руб.

Оплата дней отпуска: $\frac{857\ 118,98}{233} \cdot 52 = 191\ 238,36$ руб.

Оплата дней выполнения

государственных обязанностей: $\frac{857\ 118,98}{233} \cdot 2 = 7\ 357,24$ руб.

Итого: 1 055 714,58 руб.

Далее все остальные расчёты по заработной плате производственных рабочих проведём с применением программы Exell. Детальные расчёты годового фонда заработной платы представим в Приложении.

Итоговые результаты расчёта годового фонда заработной платы производственных рабочих представим в таблице 41.

Таблица 41 – Состав и структура годового ФЗП производственных рабочих, обслуживающих установку каталитического риформинга

№ п/п	Состав ФЗП	Сумма, тыс.руб.	Структура, %
1	2	3	4
1	Оплата по тарифу	8 968,34	35,25
2	Премияльные выплаты	1 792,21	7,04
3	Доплата за работу в ночное время	597,89	2,35
4	Доплата за работу в праздничные дни	117,68	0,45
5	Северные надбавки	5 738,06	22,55
6	Районный коэффициент	3 442,84	13,53
7	Оплата дней отпуска	4 610,15	18,12
8	Оплата дней государственных обязанностей	177,31	0,70
9	Всего ФЗП производственных рабочих за год	25 444,49	100,0

Представим структуру фонда заработной платы производственных рабочих на круговой диаграмме (рисунок 10).

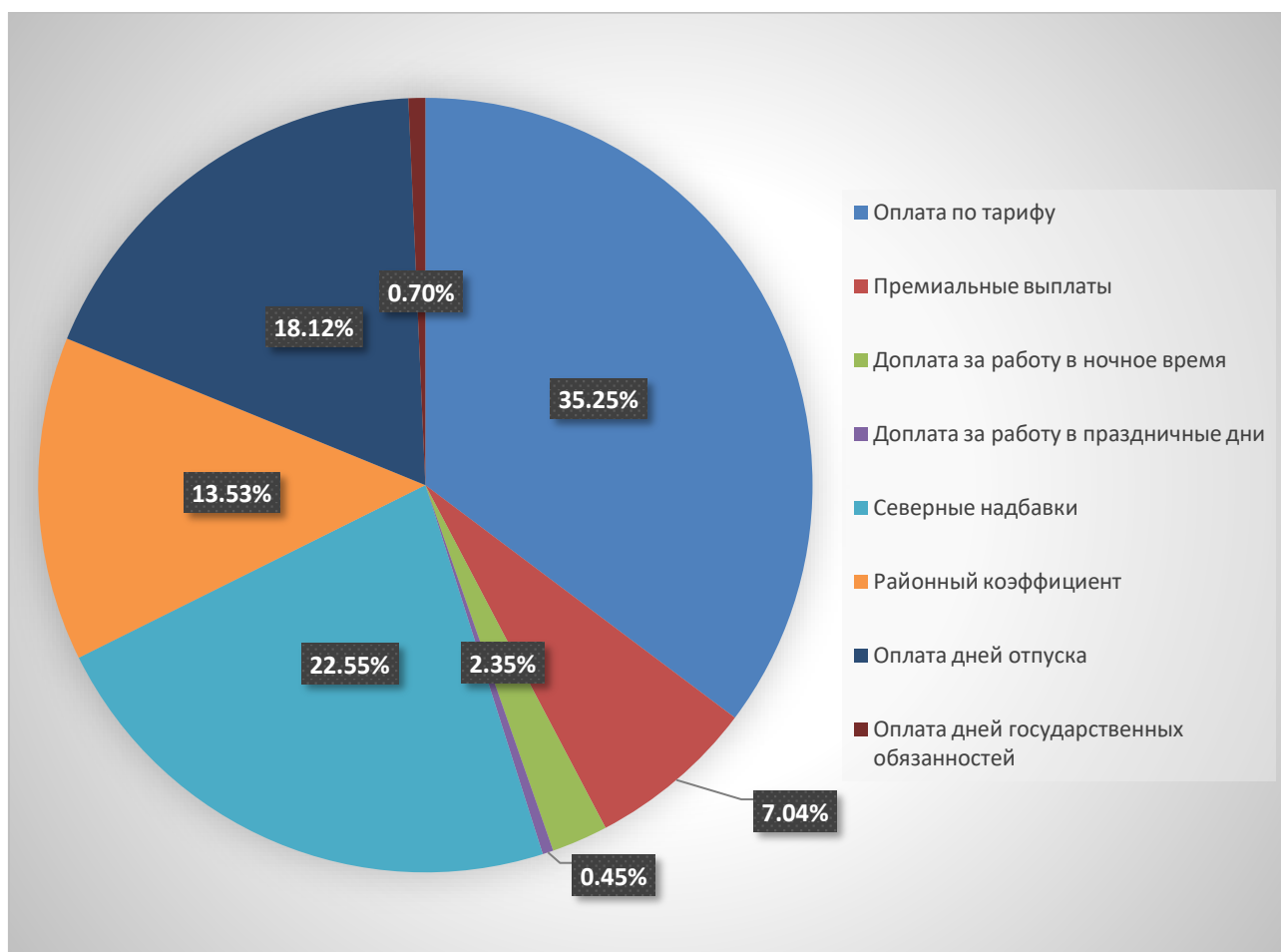


Рисунок 10 – Структура фонда заработной платы производственных рабочих на установке каталитического риформинга

Наибольший удельный вес в годовом фонде заработной платы производственных рабочих занимает оплата по тарифу (35,25%), которая зависит от величины отработанного времени и размера часовой тарифной ставки. Рабочие заинтересованы в повышении квалификации, так как от уровня разряда зависит их часовая оплата труда. Второе и третье места в структуре ФЗП занимает северные надбавки (22,55) и районный коэффициент (13,53), что доказывает стимулирующую роль северных выплат. Около 18% в структуре ФЗП приходится на оплату за неотработанное время, оплата отпуска. Стабильно высокий уровень оплаты рабочих на НПЗ способствует росту производительности их труда и снижению текучести кадров на предприятии.

Представим графически среднемесячную заработную плату технологических рабочих на установке каталитического риформинга (рисунок 11).

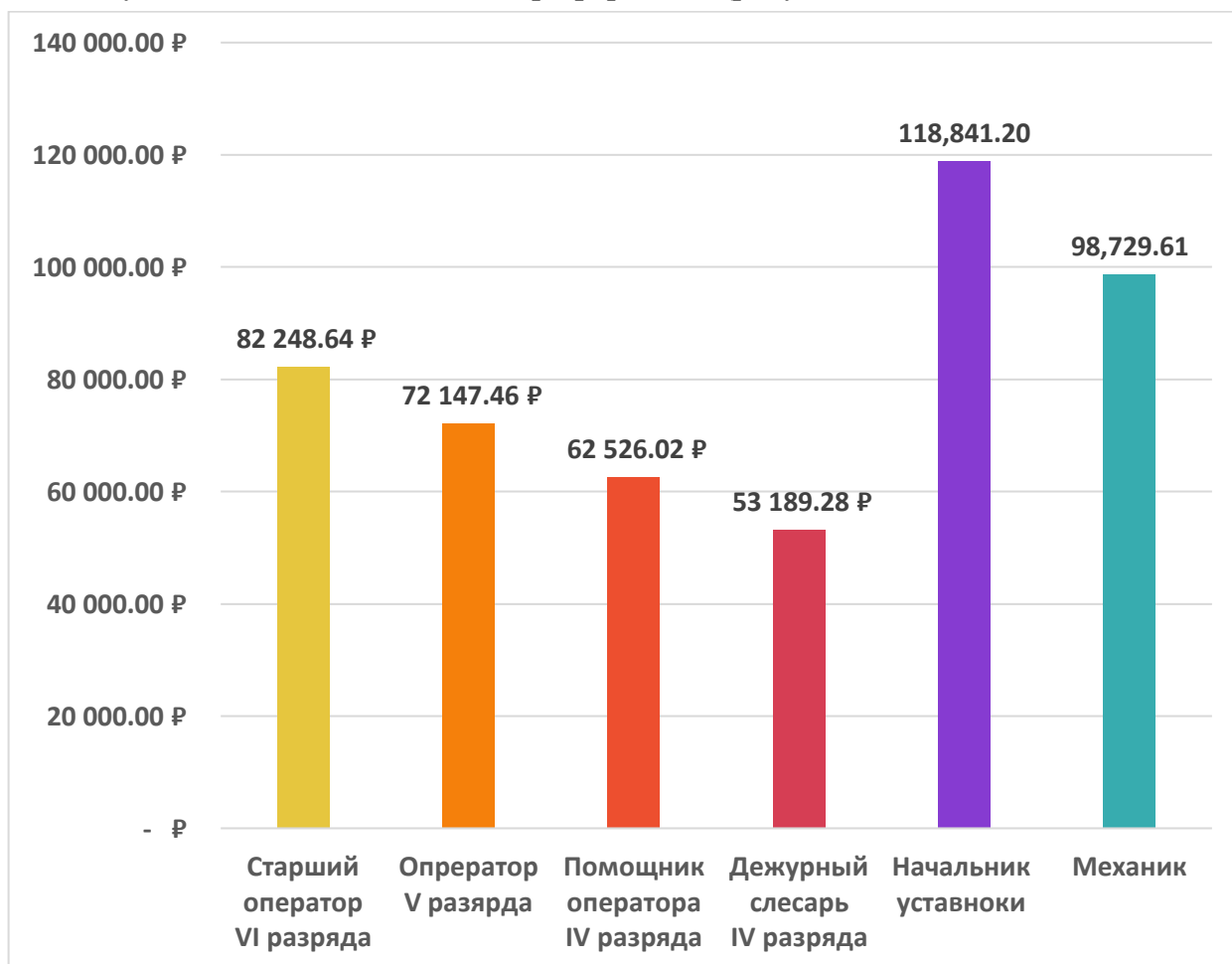


Рисунок 11 – Дифференциация среднемесячной заработной платы персонала, обслуживающего установку каталитического риформинга

Среднемесячная заработная плата технологических рабочих, обслуживающих установку каталитического риформинга, варьирует от 50 до 80 тыс.руб. в месяц, что соответствует средней заработной плате высококвалифицированного персонала по региону.

Годовые затраты на оплату труда рабочих на установке составляет 25 444,49 тыс.руб.

При расчёте фонда заработной платы рабочих применяется *повременно-премиальная форма оплаты труда*. Для определения годового фонда заработной платы инженерно-технических рабочих (ИТР) (отпуск – 48 рабочих дней, выполнение государственных обязанностей – 3 рабочих дня) применяется окладная форма оплаты труда (таблица 42).

Таблица 42 – Расчёт годового фонда заработной платы ИТР

№ п/п	Должность	Месячный оклад, руб.	Фонд основной заработной платы с учётом районного коэффициента и северной надбавки	Дополнительная заработная плата, руб.	Годовой фонд заработной платы, руб.	Среднемесячная заработная плата, руб./мес.
1	2	3	4	5	6	7
1	Начальник установки	65 000	$65\,000 \cdot 10 \cdot 1,8 = 1\,170\,000$	256 094,42	1 426 094,42	118 841,2
2	Механик установки	54 000	$54\,000 \cdot 10 \cdot 1,8 = 972\,000$	212 755,36	1 184 755,36	98 729,61
	ИТОГО	-	2 142 000	468 849,78	2 610 849,78	-

Расчёт дополнительной заработной платы *начальника установки*:

$$\text{Оплата дней отпуска: } \frac{1\,170\,000}{233} \cdot 48 = 241\,030,04 \text{ руб.}$$

Оплата дней выполнения

$$\text{государственных обязанностей: } \frac{1\,170\,000}{233} \cdot 3 = 15\,064,38 \text{ руб.}$$

Итого: 256 094,42 руб.

Расчёт дополнительной заработной платы *механика установки*:

$$\text{Оплата дней отпуска: } \frac{972\,000}{233} \cdot 48 = 200\,240,34 \text{ руб.}$$

Оплата дней выполнения

$$\text{государственных обязанностей: } \frac{972\,000}{233} \cdot 3 = 12\,515,02 \text{ руб.}$$

Итого: 1 184 755,36 руб.

Расчёты в таблице 42 показывают, что общая сумма годового фонда заработной платы ИТР на установке каталитического риформинга равна 2 610,85 тыс.руб.

9. Составление сметы цеховых расходов на установке. Расчет себестоимости продукции. Прибыль и рентабельность

Пример выполнения пункта 9 курсовой работы

Удельная норма расхода электроэнергии составляет 30 кВт·ч. Рассчитываем потребную годовую массу электроэнергии для установки каталитического риформинга.

$$30 \cdot 273\,000 = 8\,190\,000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

При определении потребной годовой массы электроэнергии необходимо учитывать:

-коэффициент спроса – 0,7

-КПД сети – 0,97

-КПД двигателей – 0,85

$$\frac{X \cdot 0,7 \cdot 7\,774}{0,97 \cdot 0,85} = 8\,190\,000$$

$$X = 1\,236,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Таблица 43 – Удельные расходные нормы электроэнергии на установке каталитический риформинг

№ п/п	Оборудование	Номинальная мощность одного электродвигателя, кВт	Число электродвигателей	Суммарная номинальная мощность, кВт
1	2	3	4	5
1	Реакторы	16	29	464
2	Насос РМК-2	8	19	152
3	Насос МОК	8	10	80
4	Насос КНЗ-3/600	8	13	104
5	Насос РЗ-60	3,5	15	52,5
6	Насос ВН-6Г	16	17	272
7	Насос НОР-2,5	8	14	112
8	ИТОГО	-	-	1 236, 5

Расчёт затрат на материально-технические средства приведём в таблице 44.

Таблица 44 – Расходные показатели на установке (на 1 тонну перерабатываемой нефти)

Наименование энергоресурса, материала	Единица измерения	Количественное значение на тонну сырья	Количественное значение на весь объём	Цена за ед.	Затраты на весь объём
1	2	3	4	5	6
Пар водяной	Гкал	0,18	$273\,000 \cdot 0,18 = 51\,870$ Гкал	1 441,11 руб/Гкал	74 750,38
Электроэнергия	кВт·ч	30	$273\,000 \cdot 30 = 8\,190\,000$ кВт·ч	5,08 руб/кВт·ч	41 605,2
Вода оборотная	м ³	10	$273\,000 \cdot 10 = 2\,730\,000$ м ³	44, 27 руб/м ³	120 857,1
Топливо	кг	100	$273\,000 \cdot 100 = 27\,300$ т	72 139 руб/кг	1 969 394,7
Сжатый воздух	м ³	4,13	$273\,000 \cdot 4,13 = 1\,127\,490$ м ³	78 руб/кг	87 944,22
ИТОГО	-	-	-	-	2 294 551,6

По данным таблицам 44 энергетические затраты составят 2 294 551,6 руб. В том числе на:

- пар водяной – 74 750,38 тыс. руб.;
- электроэнергию – 41 605,2тыс. руб.;
- воду оборотную -120 857,1тыс. руб.;
- топливо – 1 969 394,7тыс. руб.;
- сжатый воздух – 87 944,22тыс. руб.

Расчет затрат на материалы, на установке каталитический риформинг, произведем в таблице 45.

Таблица 45 – Расчёт затрат на материалы

Наименование материала	Единица измерения	Количественное значение на тонну сырья	Количественное значение на весь объём	Цена	Затраты на весь объём, тыс. руб.
1	2	3	4	5	6
Сода каустическая	кг	0,015	$273\,000 \cdot 0,015 = 4\,095 = 4,1$ т	9 050 руб/тонну	37,1
Платиновый катализатор	кг	0,05	$273\,000 \cdot 0,05 = 13\,650 = 13,7$ т	180 000 руб/тонну	2 466
Инертный газ	кг	1,61	$273\,000 \cdot 1,61 = 439\,530 = 439,5$ т	400 руб/тонну	175,8
Моноэтаноламин (МЭА)	кг	0,032	$273\,000 \cdot 0,032 = 8\,736 = 8,7$ т	27 070 руб/тонну	235,5
Диэтиленгликоль (ДЭГ)	кг	0,32	$273\,000 \cdot 0,32 = 87\,360 = 87,4$ т	9 900 руб/тонну	865,3
ИТОГО	-	-	-	-	3 779,7

По данным таблицы 45 затраты на материалы составляют 3 779,7 тыс. руб. В том числе на:

- соду каустическую – 37,1 тыс. руб.;
- платиновый катализатор – 2 466 тыс. руб.;
- инертный газ – 175,8 тыс. руб.;
- моноэтаноламин (МЭА) – 235,5 тыс. руб.;
- диэтиленгликоль (ДЭГ) – 865,3 тыс. руб.

Далее в таблице 46 представим смету цеховых расходов на установке каталитического риформинга.

Таблица 46 – Смета цеховых расходов на установке каталитический риформинг

№ п/п	Затраты	Расчёт, обоснование	Сумма, тыс.руб
1	2	3	4
1	<i>Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, в том числе</i>		
1.1	Содержание оборудования	0,05% от стоимости оборудования (табл. 9 стр. 4 столб 4) ·1000·0,05/100	422,5 Число 1
1.2	Текущий ремонт оборудования и передаточных устройств	6% от стоимости оборудования и передаточных устройств [(табл.9 стр.3 столб 4+ табл.9 стр.4 столб4) ·6/100]	68 952, 6 Число 2
	Итого		69 375,1

№ п/п	Затраты	Расчёт, обоснование	Сумма, тыс.руб
1	2	3	4
2	Общеховые расходы, в том числе		
2.1	Содержание цехового персонала (заработная плата с отчислениями во внебюджетные фонды ИТР)	(табл.16 итого столб 6/1000) ·1,3	3 394,1 Число 3
2.2	Содержание здания цеха	1% от стоимости здания (табл.9 стр.1 столб.4 · 1000)·1/100	2 336,1 Число 4
2.3	Текущий ремонт здания цеха	2% от стоимости здания (табл.9 стр.1 столб4 ·1000)·2/100	4 732,2 Число5
2.4	Амортизация здания цеха	(табл.9 стр.1, столб7 · 1000)	6 630 Число 6
2.5	Расходы по охране труда	19% годового фонда заработной платы всех работающих на установке [(приложение Г предпоследний столб + табл16 столб 6 итого)/1000]·19/100	5 481,6
	ИТОГО		22 604
	Всего по смете		91 979,1

Цеховые расходы состоят из затрат по управлению, обслуживанию и охране труда, а также из затрат по содержанию и отдельным видам ремонта основных

производственных фондов цеха. Смета цеховых расходов рассчитывается по нормативам, которые представлены в таблице 46 столб 3. Результаты расчётов показывают, что общая сумма цеховых расходов на установке каталитический риформинг составит 91 979, 1 тыс. руб.

Таблица 47 – Затраты на одну тонну выпускаемого целевого нефтепродукта на установке каталитический риформинг

№ п/п	Статьи затрат	Обоснование, расчёт	Сумма, тыс. руб	Затраты на 1 тонну, руб/тонну	Структура себестоимости, %
1	2	3	4	5	6
1	Сырьё				
1.1	Фракция 85-180С, или 105-180	273 000 · 17 400/1000	4 750 200	(столб 4 · 82,3/100) тонны целевого продукта · 1000 = 17 400	66,15
	Итого затраты на сырьё		4 750 200	17 400	66,15
№ п/п	Статьи затрат	Обоснование, расчёт	Сумма, тыс. руб	Затраты на 1 тонну, руб/тонну	Структура себестоимости, %
1	2	3	4	5	6
2	Затраты на материалы, в том числе				
2.1	Сода каустическая		37,1	0,14	0,0005
2.2	Платиновый катализатор		2 466	9,03	0,04
2.3	Инертный газ		175,8	0,64	0,003
2.4	Моноэталомин (МЭА)		235,5	0,86	0,003
2.5	Диэтиленгликоль (ДЭГ)		865,3	3,17	0,012
	Итого затрат на материалы		3 779,7	13,84	0,058
3	Энергетические затраты, в том числе				
3.1	Сжатый воздух		87 944,4	322,14	1,23
3.2	Электроэнергия		41 605,2	152,4	0,58
3.3	Химически очищенная вода		-		
3.4	Топливо		1 969 394,7	7 213,9	27,42
3.5	Пар водяной		74 750,38	273,81	1,04
3.6	Вода оборотная		120 857,1	442,7	1,68
	Итого энергетических затрат		2 294 551,6	8 404,95	31,95
4	Заработная плата производственных рабочих с отчислениями во внебюджетные фонды	(Приложение Г предпоследний столб итого 1,3)/1000	34 111,8	124,95	0,47
5	Амортизация основных средств	Табл.9 стр. итого столб 7·1000	6 630	24,3	0,092
5	Цеховые расходы	Табл 20 столб4 всего по смете	91 979,1	336,9	1,28
	ИТОГО ЗАТРАТЫ		7 181 252,2	26 304,94	100%
	ИТОГО ЦЕХОВАЯ СЕБЕСТОИМОСТЬ		26,3		

Показатель себестоимости продукции в денежной форме отражает все затраты предприятия на изготовление и реализацию продукции. Цель планирования себестоимости продукции – определить минимальную величину затрат необходимых для изготовления продукции, выявить размеры возможного снижения себестоимости, обеспечить действенность контроля затрат на производство и реализацию продукции.

Проведён расчёт затрат на одну тонну выпускаемого на установке каталитический риформинг целевого нефтепродукта (таблица 47).

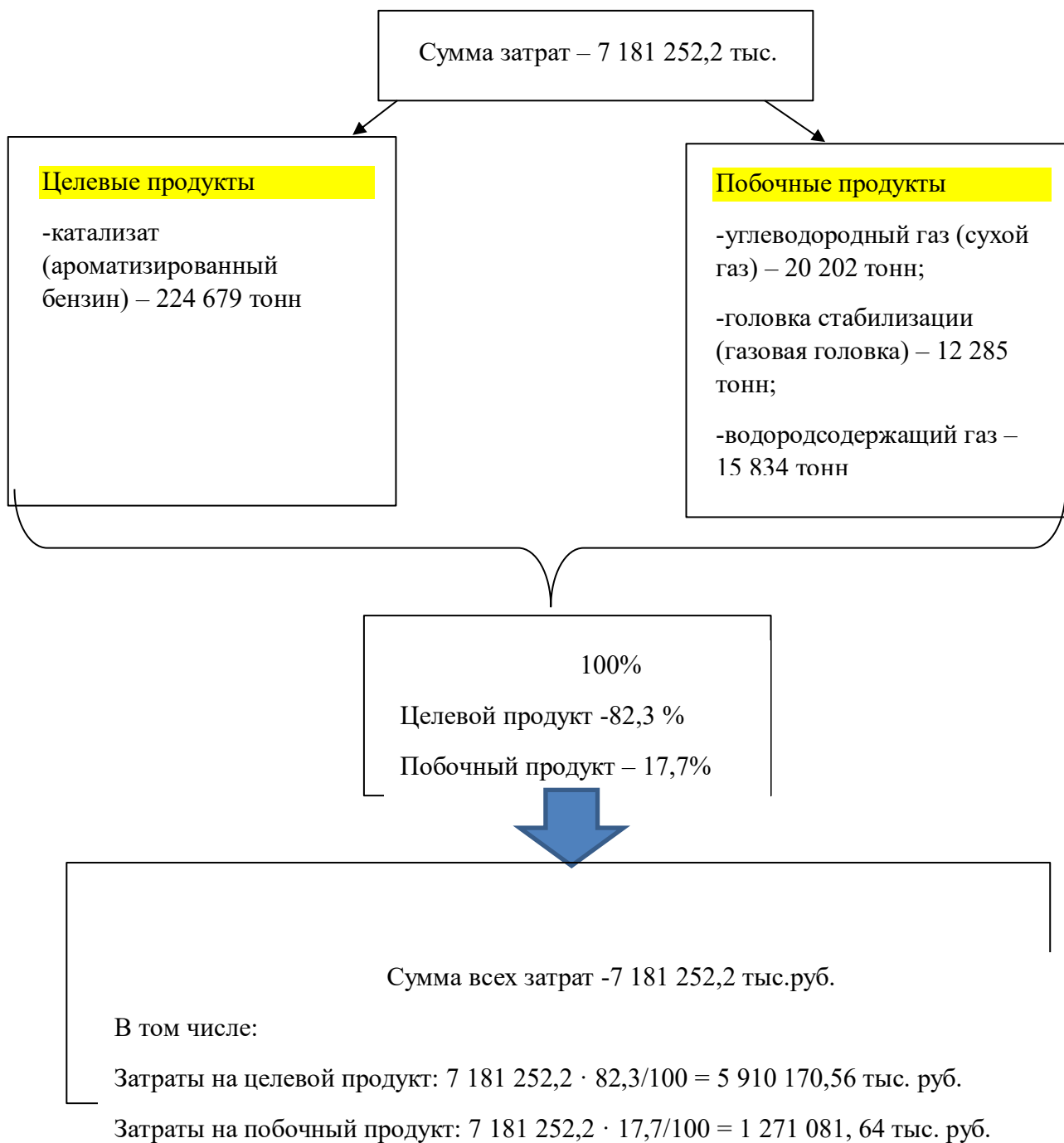


Рисунок 12 – Перераспределение затрат между целевыми и побочными продуктами пропорционально объёму выпуска

10. Расчёт технико-экономических показателей работы технологической установки по переработке нефти

Произведем расчёт технико-экономических показателей работы установки

Таблица 48 – Техничко-экономические показатели работы установки коксования

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Количественное значение
1	2	3	4
1	Мощность установки по целевому продукту	тонн/год	396 778,368
2	Капитальные затраты на сооружение установки	млн. руб.	3 915,253
3	Удельные капитальные затраты	руб./тонну	9 897,6
4	Численность работников	чел.	27
5	Производительность труда	тонн/чел.	99 197
6	Себестоимость единицы продукции	руб./тонну	20 579,7

Расчет технико – экономических показателей, произведённый в таблице 48 показывает, что капитальные затраты на сооружение установки коксования составляют 3 915,253 млн.руб, производительность труда 99 197 тонн/чел, общая себестоимость единицы продукции 20 579,7 руб/тонну.

Список используемой литературы

1. Дж. Х. Гэри, Г.Е. Хэндверк, М. Дж. Кайзер Технологии и экономика нефтепереработки /Пер. с англ. 5 – го изд. Под ред. О.Ф. Глаголевой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2013. – 440 с.
2. Рудин М.Г., Сомов В.Е., Фомин А.С. Карманный справочник нефтепереработчика /Под редакцией М.Г. Рудина. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2004. – 336 с.
3. Рябов В.А., Гермаш В.М., Иванова М.А. Нефть. Нефтепереработка и нефтехимия. 1985 – 2010 гг – издание второе, дополненное – 2009 г. – 548 с.
4. Салчева С.С. Оценка экономической эффективности инвестиций с государственным участием в глубокую переработку нефти – 2015 г. - с. 54 - 63
4. Сборник задач по организации, планированию и управлению предприятиями нефтегазодобывающей промышленности. Учебное пособие для вузов / А.Ф. Андреев, Е. А. Смирнова, З.Ф. Шпакова, Е.С. Сыромятников. – М.: Недра, 1984. – 191 с.
5. Тимашева Б.А., Леонов Е.Т. Сборник задач по экономике, организации и планированию производства на предприятиях химической и нефтехимической промышленности. Издание 2-е, переработанное и дополненное. М., «Химия», 1975. – 191 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

тест по теме «Производственная структура нефтеперерабатывающего предприятия»

1. Производственная структура это:

- а) единый производственно-хозяйственный комплекс, в состав которого входят специализированные заводы, ремонтно-строительные управления, вычислительный центр, лаборатории, научно-исследовательские и проектные подразделения и другие производственные единицы;
- б) все подразделения, осуществляющие все технологические процессы по изготовлению целевой продукции;
- в) форма организации производственного процесса, которая находит свое выражение в делении предприятия на производственные подразделения (участки,

цехи, производства), а также в их связи, построении и размещении на промышленной площадке.

2. К основному производству нефтеперерабатывающего предприятия относим:

а) подготовка и первичная переработка нефти; термический и каталитический крекинг; коксование; гидроочистка; депарафинизация; газодифракционирование; алкилирование; полимеризация; производство масел; производство нефтехимических полуфабрикатов и продуктов и др.;

б) подразделения, обеспечивающие предприятие всеми видами энергии и выполняющие всевозможные услуги (ремонт, транспорт, складирование материальных ценностей);

в) товарный цех; тепловое и энергетическое хозяйство; водоснабжение; ремонтно-механический цех; ремонтно-строительный цех; цех КИПиА; общезаводское хозяйство (склады, транспортное хозяйство, очистные сооружения).

3. Функциональное назначение товарного цеха нефтеперерабатывающего предприятия заключается в:

а) организует очистку и подготовку воды к производственному использованию;

б) принимает от технологических цехов готовые продукты и компоненты на компаундирование, хранит их и отпускает потребителям;

в) удовлетворение нужд производства в тепле и энергии при наличии развитой технологической базы системы тепло- и электро- снабжения, подстанции и распределительных устройств, достаточной мощности силового оборудования и др.

4. К функциям основных и вспомогательных цехов нефтеперерабатывающего завода относим:

а) производство топлив; производство нефтехимической продукции; производство катализаторов.

б) объединение однотипных, однородных технологических установок по переработке нефти;

в) технологические; обслуживающие; оказания услуг.

5. В состав аппарата управления входят отделы:

а) планово-экономический отдел; отдел организации труда и заработной платы; финансовый отдел; бухгалтерия; отдел материально-технического снабжения; отдел главного технолога; производственно-технический отдел; отдел главного механика;

б) отдел главного энергетика; отдел главного прибориста; центральная лаборатория предприятия; отдел капитального строительства; отдел охраны труда и

техники безопасности; отдел кадров; отдел технического обучения рабочих; информационно-вычислительный центр и другие;

в) верны ответы (а) и (б).

6. В обязанности главного инженера нефтеперерабатывающего завода входят:

а) руководит производством и наравне с директором несет ответственность за производственно-хозяйственную деятельность предприятия; обеспечивает внедрение передовой техники, изучение и внедрение передового опыта и прогрессивной технологии, руководит разработкой мероприятий по механизации и автоматизации производства и рациональному использованию материальных ресурсов, организует научно-исследовательские работы, занимается освоением новых производств, возглавляет работу по рационализации и изобретательству;

б) руководит монтажом, демонтажом, обслуживанием и ремонтом всей техники, находящейся на предприятии; ведет контроль за правильной эксплуатацией оборудования; проведение работ по модернизации устаревшего и распределение поступающего оборудования; занимается внедрением прогрессивных систем ухода за оборудованием и совершенствованием способов его ремонта; выявляет неиспользуемое оборудование и его реализацию;

в) разрабатывает и внедряет в производство наиболее прогрессивную технологию; контролирует соблюдение технологической дисциплины; разрабатывает мероприятия для увеличения отбора целевых продуктов, улучшения использования вспомогательных материалов и топлива.

7. Отдел материально-технического снабжения и сбыта отвечает за:

а) организует снабжение предприятия всеми необходимыми для производства материальными ресурсами (оборудованием, инструментами, материалами, запасными частями и др.); заключает договоры на материально-техническое снабжение и реализует их; организует сбыт продукции;

б) обосновывает внедрение прогрессивных систем оплаты труда; обобщает и внедряет передовые методы труда; возглавляет работу по пересмотру норм выработки и расценок; следит за выполнением установленных показателей численности работников; следит за соблюдением законодательства о труде; организует работу по заключению коллективных договоров; участвует в проверке принятых обязательств;

в) разрабатывает перспективные и текущие планы; контролирует и учитывает выполнение плановых заданий; анализирует производственно-хозяйственную деятельность предприятия и его подразделений; руководит разработкой прогрессивных норм и изучает фактическое их выполнение.

8. Отдел главного прибориста нефтеперерабатывающего завода:

а) проверяет качество поступающих на предприятие сырья и материалов; качество производимой продукции; участвует в разработке мероприятий для совершенствования методов технического контроля и технологических процессов;

б) руководит службой контроля и автоматизации производственных процессов; участвует в разработке и внедрении в производство средств автоматики и телемеханики;

в) несет ответственность за бесперебойное обеспечение предприятия всеми видами энергии; отвечает за эксплуатацию энергетического оборудования; разрабатывает мероприятия для экономии энергетических ресурсов.

9. Начальник цеха, начальник установки:

а) обеспечивают выполнение планового производственного задания; целесообразную расстановку работников; систематически проверяют выполнение производственных обязанностей работников; участвуют в разработке технологий, режимов работы предприятия; руководят первичным учетом материальных ценностей;

б) внедряют в производство новую технику, технологии, рационализаторские предложения, более совершенные формы организации труда; обоснованные нормы затрат труда и материальных средств; обеспечивают высокий уровень трудовой и производственной дисциплины; соблюдают технику безопасности, следят за соблюдением техники безопасности, промышленной санитарии и противопожарной защиты;

в) верны ответы (а) и (б).

10. Первичный трудовой коллектив – это:

а) бригада, производственный участок;

б) мастер, который руководит производственным участком;

в) производственный и трудовой процесс.

11. Мастер должен знать:

а) личным примером показывать образец трудолюбия, творческой активности, сознательности, инициативы;

б) сроки заданий по производству продукции;

в) технологию производства; производство и управление; организацию труда и заработной платы; психологию и педагогику.

12. На должность старшего мастера назначают людей:

а) с высшим образованием и стажем работы на производстве не менее одного года;

б) со средним специальным образованием и стажем работы на производстве не менее трех лет;

в) высококвалифицированного рабочего без специального, но со средним образованием, имеющий стаж работы на производстве не менее пяти лет;

г) все ответы верны.

13. Звание «Мастер I класса» - присваивается мастерам:

а) за систематическое (не менее чем два года подряд) выполнение технико-экономических показателей, стаж работы в должности мастера не менее трех лет;

б) мастерам, обеспечивающим в течение не менее года выполнение технико-экономических показателей и имеющим стаж работы в должности мастера не менее двух лет;

в) нет верного ответа.

14. Руководителей всех подразделений предприятия назначают:

а) приказом главного инженера нефтеперерабатывающего предприятия;

б) приказом заместителя директора по экономическим вопросам нефтеперерабатывающего предприятия;

в) приказом директора нефтеперерабатывающего предприятия.

15. Преимуществами предметной специализации цехов основного производства нефтеперерабатывающего завода являются:

а) высокая специализация кадров и упрощение технического руководства в целом;

б) сокращение путей движения исходного сырья и полуфабрикатов при превращении их в готовую продукцию;

в) переход на прямоточное питание технологических установок, минуя промежуточные емкости;

г) ответы (б) и (в).

16. В чем заключается сущность бесцеховой структуры управления:

а) нефтеперерабатывающее предприятие делится на основное производство и вспомогательное производство; в состав основного производства входят цехи и технологические установки; в состав вспомогательного производства входят цехи и службы;

б) вместо цехов создаются производственные участки, которые становятся основным производственным подразделением предприятия; при этом сокращается число ступеней подчиненности, повышается оперативность управления и контроля;

в) применение высокопроизводительных машин, механизмов, приборов, математических методов при выполнении различного рода операций и получении данных, необходимых для управления производством.

17. В подчинении главного инженера нефтеперерабатывающего предприятия находятся:

а) отдел кадров;

б) отдел материально-технического снабжения и сбыта;

в) отделы главного технолога, главного механика, главного энергетика, главного прибориста, производственно-технический отдел, центральная лаборатория.

18. Центральная лаборатория нефтеперерабатывающего предприятия:

А) оформляет техническую документацию, контролирует соблюдение суточных графиков производства продукции;

б) следит за выполнением установленных показателей численности работников;

в) проверяет качество поступающих на НПЗ нефтяного сырья, материалов и производимых нефтепродуктов.

19. В состав специализированного завода по переработке нефти нефтеперерабатывающего объединения входит следующий состав цехов:

а) цех каталитических крекингов; цех газофракционирования, цех алкилирования и полимеризации;

б) цех подготовки сырья и первичной переработки; цех риформингов и гидроочистки; цех термоконтактных крекингов и коксования;

в) катализаторный цех, цех по производству синтетических и моющих веществ.

20. К обслуживающим подразделениям нефтеперерабатывающего предприятия относим:

а) транспортное управление, управление материально-технического снабжения, центральную лабораторию;

б) цех КИПиА, ремонтное производство, товарное производство;

в) цех электроснабжения, цех пароснабжения, очистных сооружений, монтажный и ремонтный цеха.

Критерии оценивания результатов тестирования:

- количество правильных ответов менее 10 – оценка «неудовлетворительно»

- количество правильных ответов 10 – 12 – оценка «удовлетворительно»

- количество правильных ответов 13 – 17 – оценка «хорошо»
- количество правильных ответов 18 – 20 – оценка «отлично»

Краткая предыстория нефтепереработки (Хронограф развития нефтепереработки)

Год	Название процесса	Цель	Побочные продукты и т.д.
1	2	3	4
1862	Атмосферная перегонка	Производство керосина	Нафта, остаток и др.
1870	Вакуумная перегонка	Смазочные масла (первоначально). Сырьё для крекинга (1930-е)	Асфальт, остаточное сырьё для коксования
1913	Термический крекинг	Повышение выхода бензина	Остатки, судовое топливо
1916	Обессеривание	Снижение содержания серы и устранение запаха	Нет
1930	Термический риформинг	Повышение октанового числа	Остатки
1932	Гидрирование	Удаление серы	Сера
1932	Коксование	Производство компонентов бензина	Кокс
1933	Экстракция растворителями	Повышение индекса вязкости смазочных масел	Ароматические углеводороды
1935	Депарафинизация растворителями	Снижение температуры текучести	Парафин
1935	Каталитическая полимеризация	Повышение выхода и октанового числа бензина	Нефтехимическое сырьё
1937	Каталитический крекинг	Производство бензина с повышенным октановым числом	Нефтехимические сырьё
1939	Висбрекинг	Снижение вязкости	Повышенный выход дистиллятов, смола
1940	Алкилирование	Повышение выхода и октанового числа бензина	Высокооктановый авиационный бензин
1940	Изомеризация	Производство сырьё для алкилирования	Бензиновые фракции
1942	Каталитический крекинг в псевдоожиженном слое	Повышение выхода и октанового числа бензина	Нефтехимическое сырьё
1950	Деасфальтизация	Повышение выхода сырьё для крекинга	Асфальт
1952	Каталитический риформинг	Превращение низкокачественного бензина	Ароматические углеводороды
1954	Гидрообессеривание	Удаление серы	Сера
1956	Осветление ингибиторами	Удаление меркаптанов	Дисульфиды
1957	Каталитическая изомеризация	Превращение в продукт с более высоким октановым числом	Сырьё для алкилирования
1960	Гидрокрекинг	Улучшение качества продукта и снижение содержания серы	Сырьё для алкилирования
1974	Каталитическая депарафинизация	Снижение температуры потери текучести	Парафин
1975	Гидрокрекинг остатков	Повышение выхода бензина из остаточного сырьё	Тяжёлые остатки

**Экономический глоссарий нефтепереработки для применения в экономических целях
при оценке величины добавленной стоимости**

Термин	Пояснение
1	2
Тяжёлая нефть	тяжёлая, высокосернистая нефть: плохо поддаётся переработке из-за содержания серы, конденсированных ароматических соединений (асфальтенов) и металлов
Первичная переработка нефти	<i>начало производственной цепочки по переработке нефти</i> ; разделение сырой нефти на фракции, различающиеся по пределам кипения (первый этап переработки)
Вторичная переработка нефти (каталитический крекинг, гидрокрекинг, коксование)	переработка полученных фракций от первичной переработки путём их химических превращений
Каталитический крекинг (КК)	процесс превращения высококипящих фракций в бензин и другие нефтепродукты; процесс открыт в 1920 гг.; компания Еххон первой начала коммерческую эксплуатацию с псевдоожиженным слоем катализатора на НПЗ в Батон – Руж, Луизиана; процесс проводится с присутствием катализатора
Гидрокрекинг (ГК)	гибкий процесс вторичной переработки нефти, может быть настроен для максимизации выхода бензина или дизельного топлива, очистки сырья для установки каталитического крекинга или для получения базовых масел для производства смазочных материалов; процесс гидрокрекинга был разработан в корпорации IGFarben (Германия) в 1927 г., процесс проводится с присутствием катализатора
Коксование (замедленное коксование) (УЗК)	процесс вторичной переработки самых тяжёлых нефтяных фракций (гудрона); процесс проводится без катализатора
Товарное производство (гидроочистка, риформинг, алкилирование, изомеризация)	<i>окончание производственной цепочки по переработке нефти</i> ; получение товарных нефтепродуктов
Гидроочистка	процесс удаления серы, металла, азота, дающий окончательный товарный (целевой) продукт
Риформинг, алкилирование, изомеризация	каталитические процессы молекулярной перегруппировки с целью превращения низкооктановых компонентов в высокооктановые компоненты, т.е. улучшение эксплуатационных, потребительских и экологических характеристик нефтепродуктов

Сорта российской нефти

Сорт нефти	Описание	Отдельные важные характеристики
1	2	3
Urals	Смесь нефти из всех месторождений России. Поставляется на экспорт по магистральным нефтепроводам «Транснефти». Основу нефти Urals составляет смесь лёгкой западносибирской нефти Siberian light и высокосернистой нефти Урала и Поволжья. Экспортируется по нефтепроводу «Дружба» через порты Приморск, Усть-Луга на Балтике и Новороссийский морской торговый порт на Чёрной море. Цена такой нефти рассчитывается с дисконтом от цены нефти Brent	Содержание серы – 1,2-1,3% 1 тонны Urals = 7,28 барреля
Siberian light	Сорт лёгкой российской нефти. Смесь нефтяного сырья, добываемого в Ханты-Мансийском автономном округе. В магистральных нефтепроводах является основой Urals. Небольшая часть Siberian light продаётся как самостоятельный сорт. Основные поставки идёт через порт Туапсе.	Содержание серы – 0,57%
Sokol	Нефть, добываемая в проекте «Сахалин-1». Экспортируется через порт Де-Кастри (Хабаровский край)	Содержание серы – 0,23%
Vityaz	Сахалинская нефть, добываемая в рамках проекта «Сахалин-2». Экспортируется через порт Пригодное (Сахалин). Цена привязана к стоимости сорта Dubai	
Espo	Марка восточносибирской нефти, поставляемой по трубопроводу Восточная Сибирь-Тихий Океан (ВСТО). Цена нефти ESPO имеет привязку к эмиратскому сорту Dubai. Espo поставляется в страны Азии, а также на западное побережье США, где конкурирует с аляскинской нефтью	Содержание серы – 0,62% 1 тонны Espo = 7,39% барреля
СПРАВНЕНИЕ		
Brent	Эталонная марка, добываемая в Северном море (4 группы шельфовых месторождений, принадлежащих Великобритании и Норвегии). Цена нефти Brent с 1971 года является основой для ценообразования около 40% всех мировых сортов нефти. Данная марка стала эталонной, благодаря надёжности поставок, наличию нескольких независимых поставщиков и готовности её покупки со стороны множества потребителей и переработчиков	Содержание серы – 0,37% 1 тонны Brent – 7,559 барреля
WIT (West Texas Intermediate) Texas Light Sweet	Эталонная марка нефти. Добывается в штате Техасе (США). В основном используется для производства бензина и поэтому на данный тип нефти высокий спрос, в первую очередь в самих Соединённых штатах Америки и Китае	Содержание серы – 0,24

Дополнительные данные к расчетам, образцы оформления таблиц

Таблица 1 – Продукция установки ...

Продукт	Описание продукта
1	2

Таблица 2 – Материальный баланс установки гидрокрекинга

1	2

Таблица 3 – Расходные показатели на установке (на 1 тонну перерабатываемой нефти)

Наименование энергоресурса, материала	Единица измерения	Количественное значение
1	2	3

[Источник: Рудин М.Г., Сомов В.Е., Фомин А.С. Карманный справочник нефтепереработчика /Под редакцией М.Г. Рудина. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2004. – с.134 - 138]

Таблица 4 – Исходные данные для расчета эффективного фонда времени работы установки ...и построения ленточного графика работы установки (вариант_1)

Показатели	Единица измерения	Количественное значение
1	2	3
1.Число рабочих дней в расчетном периоде	дни	365
2.Число рабочих часов в смену	час	6
3.Число рабочих смен	смены/сутки	4
4.Продолжительность простоя оборудования при капитальном ремонте КР	сутки	25_1 вариант 23_2 вариант 31_3 вариант 28_4 вариант
5.Дата начала капитального ремонта КР	-	05.02.23_1 вариант 03.04.23_2 вариант 05.05.23_3 вариант 10.09.23_4 вариант
6.Продолжительность простоя оборудования при текущем ремонте ТР	сутки	15_1 вариант 10_2 вариант 11_3 вариант 12_4 вариант
7.Дата начала текущего ремонта ТР	-	01.12.23_1 вариант 10.01.23_2 вариант 21.02.23_3 вариант 11.03.23_4 вариант
8.Время технологических остановок оборудования	% от текущего ремонта	10 %_1 вариант 4 %_2 вариант 6 %_3 вариант 9 %_4 вариант

Таблица 5 – Расчет стоимости, выпущенной (товарной) продукции на установке...

№п/п	Наименование продукта (полупродукта)	Количество, тонн/год	Цена предприятия, руб./тонну	Стоимость продукции, млн. руб.
1	2	3	4	5
1.	Очищенное дизельное топливо	690 656,7	21 825,6	15 073,99
2.	Катализат		23 598,8	
3.	Бензиновая фракция (с АВТ)		21 480,2	
4.	Керосиновая фракция (с АВТ)		18 391,5	
5.	Дизельная фракция (с АВТ)		21 825,6	
6.	Вакуумный дистиллят		8 824	
7.	Компонент автомобильного бензина (изомеризат)		27 138,62	
8.	Керосино – газойлевая фракция (коксование)		10 147,6	
9.	Бензин		21 734,4	
10.	Тяжелый газойль		3 728,8	
11.	Кокс		18 597,2	
12.	Лёгкий алкилат		28 495,55	
13.	Бутан – этиленовая фракция		19 678,91	
14.	Битум строительный		4 288,12	
15.	Битум дорожный		4 199,8	
	ИТОГО	сумма	-	сумма

Объем реализуемой продукции определяется как стоимость предназначенной к поставке заказчикам и оплате в планируемом периоде готовой продукции и работ промышленного характера на сторону в действующих оптовых ценах. Планируемый выпуск товарной продукции составит ____ млн. руб.

Таблица 6 – Укрупненный расчет капитальных затрат на сооружение установки

№ п/п	Статьи капитальных затрат	Состав капитальных затрат	Формула расчета	Результат расчета, млн. руб.
1	2	3	4	5
капитальные затраты в пределах границ технологической установки				
1.	Капитальные затраты в строительство основных сооружений КЗ	<p>- <i>затраты на оборудование</i> (реакторное, теплообменное, насосное, компрессорное, колонное);</p> <p>- <i>затраты на хранилища</i> (резервуары для хранения нефти, промежуточных продуктов, готовых продуктов; трубопроводная обвязка, перекачивающие насосы, противопожарное оборудование, наливное оборудование, монтажные работы);</p> <p>- <i>затраты на паровые системы</i> (котлы, сопутствующее вспомогательное оборудование на обработку воды, деаэрацию, питательные насосы, паропроводы, конденсатопроводы, оборудование для очистки дымового газа, монтажные работы);</p> <p>- <i>затраты на системы водяного охлаждения</i> (градирни с искусственной тягой, водяные насосы, оборудование для обработки воды, водопроводная обвязка, монтажные работы).</p>	применили формулу (3) с использованием эталонного значения и индекса Нельсона	X
капитальные затраты, выходящие за пределы технологической установки				
2.	Потребность в оборотном капитале КЗоб	<p>- запасы сырья, материалов, нефтепродуктов, денежных средств на оплату труда и вспомогательных материалов, химреагентов, сумм на дебиторских счетах, запасных частей и комплектующих;</p> <p>В нефтепереработке целесообразным является 30 – суточный запас оборотных средств. Как правило, когда речь идет о строительстве установок «с нуля», стоимость оборотного капитала принимается укрупненно в <i>размере 10 % от стоимости основных сооружений.</i></p>	$KЗоб = KЗ \cdot 0,1$	Y

продолжение таблицы 6				
№ п/ п	Статьи капитальных затрат	Состав капитальных затрат	Формула расчета	Результат расчета, млн. руб.
1	2	3	4	5
3.	Капитальные затраты на общезаводское хозяйство и другие инженерные системы КЗ'	<p>- <i>затраты на общезаводское хозяйство</i> (электрораспределительные сети, системы распределения жидкого и газообразного топлива, системы водоснабжения, обработки и сброса воды, системы технического воздуха, противопожарные системы, факельные и дренажные системы, системы локализации отходов, заводские системы связи, автомобильные и пешеходные пути, железнодорожные пути, ограды, здания, транспортные средства, сооружения, оборудование и средства для смешения продуктов, добавок и присадок, оборудование для отгрузки продуктов);</p> <p>- <i>затраты на другие инженерные системы</i> (электрическая распределительная сеть, система питания сжатым воздухом контрольно – измерительных приборов и аппаратуры, система распределения питьевой воды, система пожарной воды, канализационная система, система сбора сточных вод и др.).</p>	$KЗ' = KЗ \cdot 0,25$	число
4.	Дополнительные капитальные затраты КЗ доп	- затраты на земельную площадь, управление проектом, технический контроль, офисное и лабораторное оборудование, дополнительные расходы на проектирование	$KЗ_{доп} = (KЗ + KЗ') \cdot 0,04$	число
5.	Непредвиденные капитальные затраты КЗн	- упущения и просчеты в оценке затрат в связи с неточностями применительно к конкретным частным случаям, а также в случаях неопределенности о необходимых производственных средствах	$KЗн = (KЗ + KЗ' + KЗ_{доп}) \cdot 0,15$	число
	ИТОГО			сумма

[Источник: Салчева С.С. Оценка экономической эффективности инвестиций с государственным участием в глубокую переработку нефти с. 54 - 63]

Результаты проведенных расчетов показывают, что первоначальная стоимость оборудования на установке ... составит **сумма** млн. руб.

Таблица 7 – Структура основных фондов действующей установки ..., расчет величины годовых амортизационных отчислений

№ п/п	Вид	Структура, %	Стоимость, млн. руб.	Срок службы, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма годовых амортизационных отчислений, млн. руб.
1	2	3	4	5	6	7
1.	Здания	14,0			2,8	
2.	Сооружения	16,0			29,0	
3.	Передаточные устройства	18,0			10,8	
4.	Машины и оборудование	50,0				
4.1	Силовые машины и оборудование	10,0			5,9	
4.2	Рабочие машины и оборудования	38,0			14,0	
4.3	Измерительные, регулирующие устройства и лабораторное оборудование	2,0			7,0	
5.	Транспортные средства	1,0			12,0	
6.	Производственный и хозяйственный инвентарь	1,0			8,3	
	ИТОГО	100,0	сумма	-	-	

Таблица 8 – Баланс рабочего времени одного рабочего

№ п/п	Показатели	Количественное значение
1	2	3
1.	Календарное время	365
2.	Выходные дни	73
3.	Номинальный фонд рабочего времени (строка 1 минус строка 2)	292
4.	Очередной отпуск	40
5.	Дополнительный отпуск по вредности	12
6.	Выполнение государственных и общественных обязанностей	2
7.	Болезни	5
8.	Эффективный фонд рабочего времени в днях (строка 3 минус строки 4,5,6,7)	233
9.	Эффективный фонд рабочего времени в часах (строка 8 умножить на продолжительность рабочей смены 8 часов)	1 864

Результаты расчетов показывают, что в среднем один рабочий отрабатывает 1 864 часа в год.

Численный и квалификационный состав производственных рабочих в одну смену представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Штат основных технологических рабочих на установке ...

Наименование профессии	Разряд	Численность в смену	Условия труда	Система оплаты труда	Премия, %
1	2	3	4	5	6
Старший оператор	VI	1	вредные	повременно - премиальная	Вариант 1 – 15 % Вариант 2_ 18 % Вариант 3- 21 % Вариант 4_ 25 %
Оператор	V	1	вредные	повременно - премиальная	
Помощник оператора	IV	1	вредные	повременно - премиальная	
Дежурный слесарь	IV	1	нормальные	повременно – премиальная	Вариант 1 – 10 % Вариант 2_ 13 % Вариант 3- 16 % Вариант 4_ 20 %
Для четырех смен (четыре бригадный график работы)		4·4 = 16 чел. (явочная численность)			
Для пяти смен (пяти бригадный график работы)		4·5 = 20 чел. (явочная численность)			

Таблица 10 – Тарифная сетка для рабочих НПЗ (данные актуальны на 01.01.2023 года)

Условия труда	Разряд					
	I	II	III	IV	V	VI
1	2	3	4	5	6	7
Нормальные	95,82	104,44	114,98	124,57	143,73	163,85
Вредные и тяжелые	108,28	118,03	129,94	140,76	162,42	185,16
Особо вредные и особо тяжелые	119,78	130,56	143,74	155,71	179,67	204,82
Тарифный коэффициент	1	1,09	1,2	1,3	1,5	1,71

Итоговые результаты расчетов годового фонда заработной платы (ФЗП) производственных рабочих представим в таблице 11.

Таблица 11 – Состав и структура годового ФЗП производственных рабочих, обслуживающих установку ...

№п/п	Состав ФЗП	Сумма, тыс. руб.	Структура, %
1	2	3	4
1.	Оплата по тарифу		
2.	Премияльные выплаты		
3.	Доплата за работу в ночное время		
4.	Доплата за работу в праздничные дни		
5.	Северные надбавки		
6.	Районный коэффициент		
7.	Оплата дней отпуска		
8.	Оплата дней выполнения государственных обязанностей		
9.	Всего ФЗП производственных рабочих за год		

Таблица 12 – Удельные расходные нормы электроэнергии на установке ...

№п/п	Оборудование	Номинальная мощность одного электродвигателя, кВт	Число электродвигателей	Суммарная номинальная мощность, кВт
1	2	3	4	5
1.	Реакторы	16		
2.	Насос РМК - 2	8		
3.	Насос МОК	8		
4.	Насос КНЗ 3/600	8		
5.	Насос РЗ - 60	3,5		
6.	Насос ВН – 6Г	16		
7.	Насос НОР-2,5	8		
	ИТОГО	-		10 227,61

Таблица 13 – Расчет затрат на материалы

Наименование материала	Единица измерения	Количественное значение на тонну сырья	Количественное значение на весь объем переработки	Цена	Затраты на весь объем переработки, тыс. руб.
1	2	3	4	5	6
ЭЛОУ					
Дезэмульгатор	кг	0,011	$0,011 \cdot Q = \text{кг} = \text{тонны}$	76 000 руб./тонну	столб 4· столб 5/1000 =
Сода каустическая	кг	0,018	$0,018 \cdot Q = \text{кг} = \text{тонны}$	9 050 руб./тонну	столб 4· столб 5/1000 =
АВТ					
Сода кальцинированная	кг	0,055	$0,055 \cdot Q = \text{кг} = \text{тонны}$	5 855 руб./тонну	столб 4· столб 5/1000 =
Сода каустическая	кг	0,02	$0,02 \cdot Q = \text{кг} = \text{тонны}$	9 050 руб./тонну	столб 4· столб 5/1000 =
Аммиак	кг	0,058	$0,058 \cdot Q = \text{кг} = \text{тонны}$	5 400 руб./тонну	столб 4· столб 5/1000 =
КК					
Катализатор	кг	3,559	$3,559 \cdot Q = \text{кг} = \text{тонны}$	70 000 руб./тонну	столб 4· столб 5/1000 =
Сода каустическая	кг	0,015	$0,015 \cdot Q = \text{кг} = \text{тонны}$	9 050 руб./тонну	столб 4· столб 5/1000 =
КР					
Сода каустическая	кг	0,015	$0,015 \cdot Q = \text{кг} = \text{тонны}$	9 050 руб./тонну	столб 4· столб 5/1000 =
Платиновый катализатор	кг	0,05	$0,05 \cdot Q = \text{кг} = \text{тонны}$	180 000 руб./тонну	столб 4· столб 5/1000 =
Инертный газ	кг	1,61	$1,61 \cdot Q = \text{кг} = \text{тонны}$	400 руб./тонну	столб 4· столб 5/1000 =
Моноэтаноламин (МЭА)	кг	0,032	$0,032 \cdot Q = \text{кг} = \text{тонны}$	27 070 руб./тонну	столб 4· столб 5/1000 =
Диэтиленгликоль (ДЭГ)	кг	0,32	$0,32 \cdot Q = \text{кг} = \text{тонны}$	9 900 руб./тонну	столб 4· столб 5/1000 =
ГО					
Инертный газ	кг	1,278	$1,278 \cdot Q = \text{кг} = \text{тонны}$	400 руб./тонну	столб 4· столб 5/1000 =
Сода каустическая	кг	0,83	$0,83 \cdot Q = \text{кг} = \text{тонны}$	9 050 руб./тонну	столб 4· столб 5/1000 =
Катализатор	кг	0,013	$0,013 \cdot Q = \text{кг} = \text{тонны}$	420 000 руб./тонну	столб 4· столб 5/1000 =
МЭА	кг	0,012	$0,012 \cdot Q = \text{кг} = \text{тонны}$	45 800 руб./тонну	столб 4· столб 5/1000 =
ИТОГО					

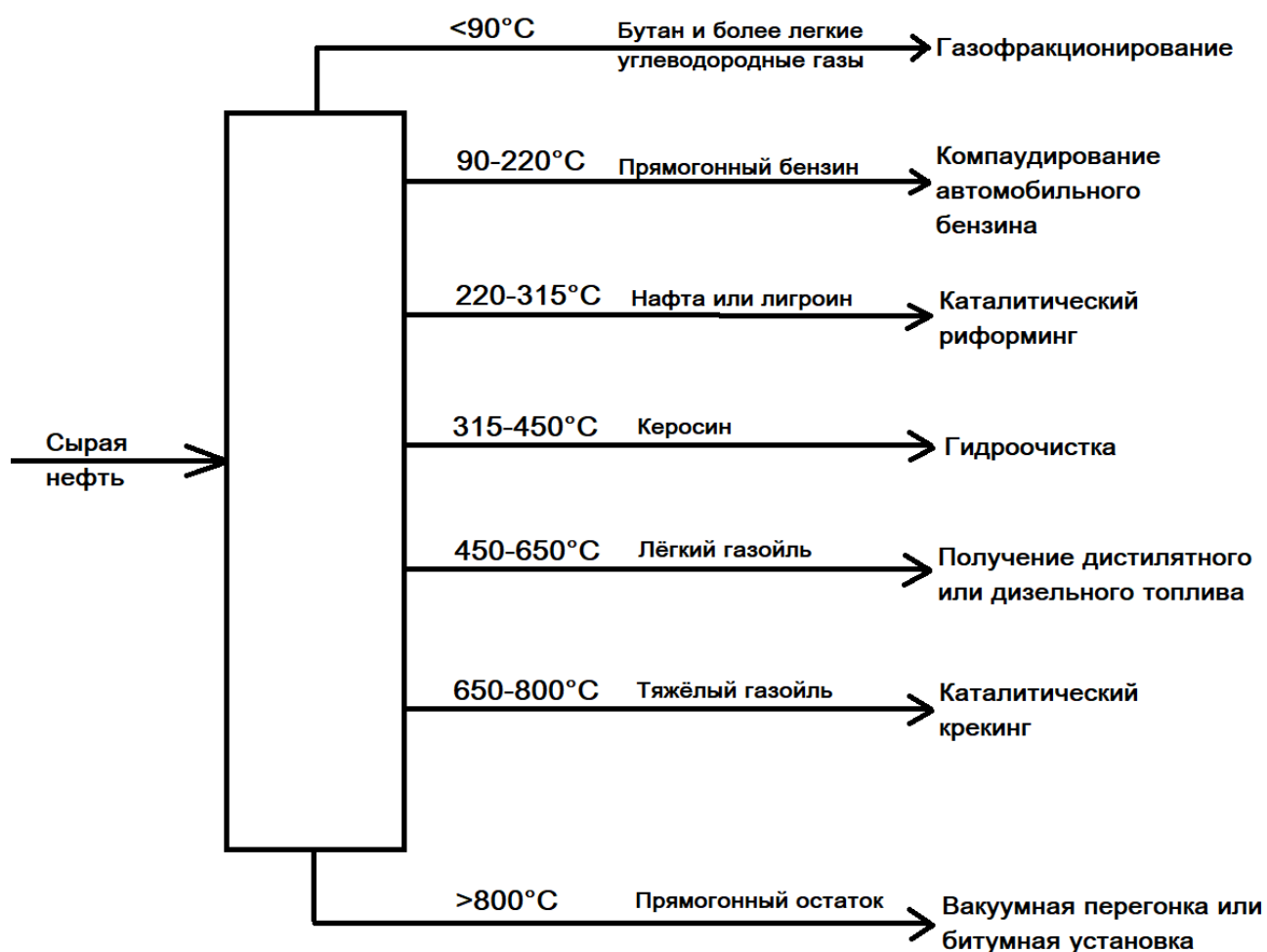
Таблица 14 –Смета цеховых расходов на установке ...

№ п/п	Затраты	Расчет, обоснование	Сумма, тыс. руб.
1	2	3	4
1.	<i>Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования</i>		
	в том числе		
1.1	Содержание оборудования	0,05 % от стоимости оборудования (табл.9 строка 4 столб 4 – сумма) сумма·1000·0,05/100	число 1
1.2	Текущий ремонт оборудования и передаточных устройств	6 % от стоимости оборудования и передаточных устройств [(табл.9 строка 3 столб 4 + табл.9 строка 4 столб 4)·1000]·6/100	число 2
	Итого		число 1 + число 2
2.	Общехозяйственные расходы		
	в том числе		
2.1	Содержание цехового персонала (зарплата с отчислениями во внебюджетные фонды ИТР)	(табл.16 итого столб 6 /1000) ·1,3	число 3
2.2	Содержание здания цеха	1 % от стоимости здания (табл. 9 строка 1 столб 4 · 1000) ·1/100	число 4
2.3	Текущий ремонт здания цеха	2 % от стоимости здания (табл. 9 строка 1 столб 4 · 1000) ·2/100	число 5
2.4	Амортизация здания цеха	табл. 9 строка 1 столб 7 · 1 000	число 6
2.5	Расходы по охране труда	19 % годового фонда заработной платы всех работающих на установке [(Приложение Г предпоследний столб итого жёлтой заливкой + табл. 16 столб 6 итого)/1000]·19/100	число 7
	Итого		число 3 + число 4 + число 5 + число 6 + число 7
	Всего по смете		складываем числа с жёлтой заливкой СУММА

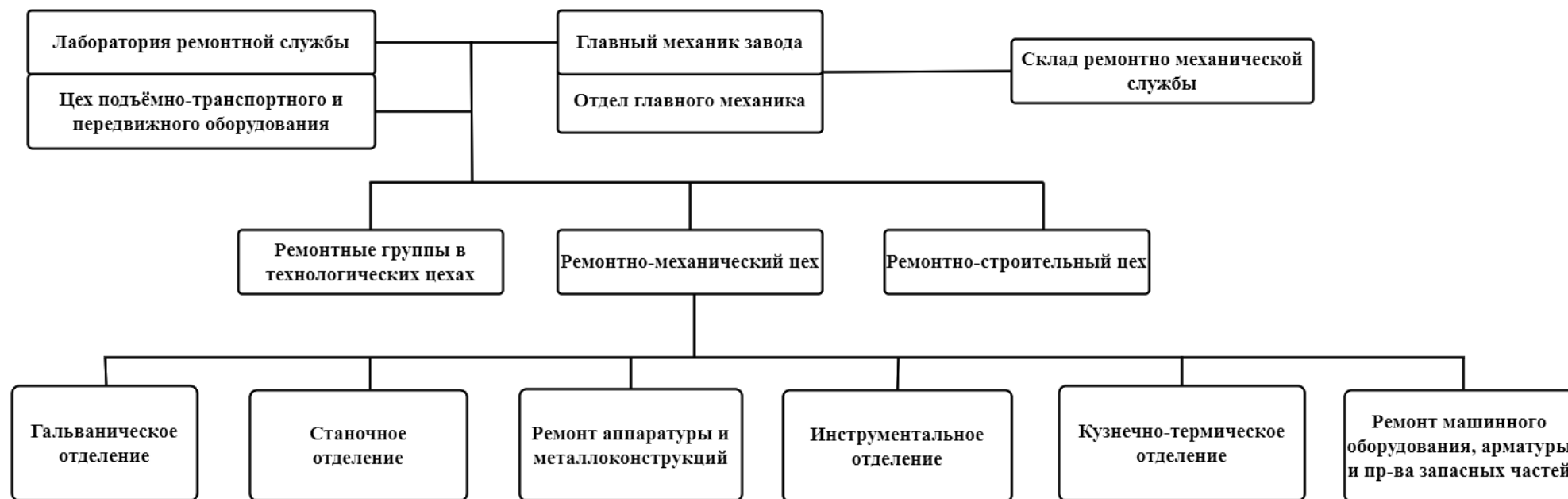
Таблица 15 – Техничко – економические показатели работы установки...

№п/п	Показатели	Единица измерения	Количественное значение
1	2	3	4
1.	Мощность установки по целевому продукту	тонн/год	
2.	Капитальные затраты на сооружение установки	млн. руб.	Таблица 8 столб 5 итого
3.	Удельные капитальные затраты	руб./тонну	Строка 2 разделить на строку 1 умножить на 1 000 000
4.	Численность работников	чел.	25 + 2 31 + 2
5.	Производительность труда	тонн/чел.	Строка 1 /строка 4
6.	Себестоимость единицы продукции	руб./тонн	

Перегонка нефти и назначение продуктов



Производственная структура ремонтной службы НПЗ



Инструменты мотивации производственного персонала

Инструмент мотивации	Характеристика
Бонусы, премии	Обладает высокой мотивационной эффективностью. <i>При частом применении может потерять эффективность.</i>
Компенсационный пакет*	Компенсация затрат работника, связанных с его работой и поддержанием работоспособности. <i>Оплата мобильной связи, предоставление корпоративного автомобиля или транспорта, медицинской страховки, обедов.</i>
Нематериальные поощрения	Публичное признание заслуг путём передачи информации о его заслугах рабочего: <i>публичная похвала</i> , вручение грамоты, размещение на доске почёта, представление к государственной награде.
Порицания	Порицание (высказывание, выговор) работника может быть <i>мотиватором по добросовестному исполнению своих обязанностей</i> . Не должно быть публичным.
Корпоративное обучение*	<i>Оплата дополнительного образования (переподготовка, повышение квалификации, стажировка).</i> Является важным мотивационным инструментом, позволяющим повысить трудовой потенциал работников и повысить эффективность работы предприятия.
Коучинг, тренинг	Индивидуальная работа руководителя или бизнес – тренера с работником. Внимательное и заботливое отношение мотивируют повышать эффективность своего труда.
Расширение полномочий (job enrichment)	«Обогащение должностных обязанностей». Предоставление работнику дополнительных полномочий, при расширении производственной задачи.

Примечание * - чаще всего используется на нефтеперерабатывающих и газоперерабатывающих предприятиях.

