

В.М. Капустин  
С.Г. Кукес  
Р.Г. Бертолусини

---

Нефте~  
перерабатывающая  
промышленность  
США  
и бывшего  
СССР



МОСКВА  
„ХИМИЯ“  
1995

Нефтеперерабатывающая промышленность США и бывшего СССР/В. М. Капустин, С. Г. Кулес, Р. Г. Бертолусини.— М.: Химия, 1995.— 304 с.  
ISBN 5-7245-1001-4.

Подробно проведен сравнительный анализ нефтеперерабатывающих заводов, их технического и финансового положения. Освещена история нефтяных компаний США и промышленности бывшего СССР. Рассмотрены пути совершенствования производства катализаторов. Даны основы маркетинга.

Для специалистов нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, студентов и предпринимателей.

Табл. 74. Ил. 90. Библиогр: 170 назв.

К 2804020200-058  
050(01)-95 Без объявл.

ISBN 5-7245-1001-4

© В. М. Капустин,  
С. Г. Кулес,  
Р. Г. Бертолусини, 1995

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение . . . . .	5
Об авторах . . . . .	7
<b>Глава 1. История развития нефтеперерабатывающей промышленности США и бывшего Советского Союза . . . . .</b>	<b>8</b>
1.1. Нефтеперерабатывающая промышленность в ранние годы ее развития . . . . .	8
1.2. Нефтяной бизнес в США в 1917-1992 гг. . . . .	15
1.3. Нефтяная промышленность СССР в 1917-1991 гг. . . . .	22
<b>Глава 2. Экономика и финансы нефтяных компаний США . . . . .</b>	<b>29</b>
2.1. Нефтяные компании США . . . . .	29
2.2. Акции нефтяных компаний США . . . . .	44
2.3. Экономическая и производственная деятельность крупных нефтяных компаний США . . . . .	48
2.3.1. Корпорация <i>Амоко</i> (итоги 1991 г.) . . . . .	48
2.3.2. Корпорация <i>Шеврон</i> . . . . .	65
2.3.3. Нефтяная компания <i>Тексако</i> . . . . .	69
2.3.4. Корпорация <i>Эксон</i> . . . . .	73
2.3.5. Корпорация <i>Мобил</i> . . . . .	78
<b>Глава 3. Нефтеперерабатывающие заводы США и бывшего Советского Союза . . . . .</b>	<b>82</b>
3.1. Структура и перспективы развития нефтеперерабатывающих заводов США . . . . .	83
3.1.1. Влияние экологических законов на деятельность нефтяных компаний США . . . . .	85
3.1.2. Нефтеперерабатывающие заводы США: перспективы развития . . . . .	90
3.1.3. Маркетинг . . . . .	108
3.2. Нефтеперерабатывающие заводы стран бывшего Советского Союза . . . . .	121
3.2.1. Российские нефтеперерабатывающие заводы . . . . .	125
3.2.2. Нефтеперерабатывающие заводы Украины . . . . .	152
3.2.3. Другие заводы стран бывшего Советского Союза . . . . .	154
3.2.4. Требования к качеству нефтепродуктов на территории бывшего Советского Союза . . . . .	161
3.2.5. Организация доставки нефти до заводов и нефтепродуктов до потребителя . . . . .	167

4.1. Технологические процессы переработки нефтяного сырья на заводах США	171
4.1.1. Установки атмосферно-вакуумной перегонки нефти	171
4.1.2. Термические процессы	173
4.1.2.1. Висбрекинг	173
4.1.2.2. Коксование	175
4.1.3. Каталитические процессы переработки нефтяного сырья	178
4.1.3.1. Каталитический крекинг	178
4.1.3.2. Каталитический риформинг	187
4.1.3.3. Гидрокрекинг и гидроочистка нефтяных фракций	191
4.1.3.4. Алкилирование	201
4.1.3.5. Изомеризация парафиновых углеводородов	205
4.1.3.6. Полимеризация	208
4.1.3.7. Очистка светлых нефтепродуктов	209
4.1.3.8. Производство водорода	212
4.1.3.9. Производство кислородсодержащих добавок	213
4.1.4. Перспективы развития процессов переработки нефти в США	216
4.2. Технологические установки на нефтеперерабатывающих заводах стран бывшего Советского Союза	220
4.2.1. Процессы первичной переработки нефти	223
4.2.2. Термодеструктивные процессы	227
4.2.2.1. Висбрекинг	227
4.2.2.2. Термический крекинг: получение сырья для технического углеорода	228
4.2.2.3. Коксование	230
4.2.2.4. Пиролиз нефтяного сырья	233
4.2.3. Каталитические процессы переработки нефтяного сырья	234
4.2.3.1. Каталитический крекинг	235
4.2.3.2. Каталитический риформинг	244
4.2.3.3. Гидроочистка и гидрокрекинг нефтяных фракций	246
4.2.3.4. Сернокислотное алкилирование изобутана олефинами	250
4.2.3.5. Изомеризация парафиновых углеводородов, получение водорода, серы и кислородсодержащих добавок	252
4.2.3.6. Комбинированные установки	252
4.2.4. Перспективы развития промышленной переработки нефти и газа в странах бывшего СССР	253
4.3. Катализаторы переработки нефтяного сырья	263
4.3.1. Подбор катализаторов для нефтеперерабатывающих производств	263
4.3.2. Катализаторные компании США	266
4.3.3. Катализаторные фабрики бывшего Советского Союза	277
4.4. Фирмы США, занимающиеся технологиями процессов переработки нефти	282
4.5. Патентование и лицензирование процессов переработки нефтяного сырья в США и СССР	285
Библиографический список	295

Настоящая книга — обзор состояния нефтеперерабатывающей промышленности двух крупных нефтяных держав мира — Соединенных Штатов Америки и бывшего Советского Союза, ныне распавшегося на пятнадцать независимых государств, которые продолжают сохранять экономические связи прежде всего в области добычи, переработки нефти и распределения нефтепродуктов.

Почему возникла необходимость в создании такой книги? Для чего нужен сравнительный анализ нефтеперерабатывающей промышленности этих двух стран? Прежде всего для читателей бывшего Советского Союза, интересующихся будущим развитием нефтяной индустрии в связи с реформами, связанными с переходом страны (стран) от централизованного планирования, социалистического распределения, монополизированного хозяйства, всеобщей государственной собственности к обычным нормам мировой экономики, принятым в настоящее время в большинстве ведущих стран мира, жизненный уровень в которых сегодня выше, чем в странах бывшего СССР. Сравнение с нефтеперерабатывающей промышленностью США проведено не случайно. Соединенные Штаты Америки, их крупные нефтяные компании сконцентрировали в себе лучший опыт ведения хозяйства в этой области, соединили современные экономические модели развития нефтепереработки с новейшей технологией, направленной на максимальное извлечение прибыли при полном удовлетворении населения количеством, качеством и разнообразием нефтепродуктов и уделении при этом большого внимания охране окружающей среды.

Эта книга будет полезна и для читателей США, желающих получить сконцентрированную информацию о нефтеперерабатывающей промышленности бывшего Советского Союза, оценить ее состояние, возможности для сотрудничества с нами и перспективы на будущее в этом плане.

При написании книги мы столкнулись с рядом трудностей, связанных с обилием информации в печати об американских нефтяных компаниях и практически полным отсутствием материала о деятельности нефтеперерабатывающих заводов бывшего Советского Союза. В советской, а с 1992 г. в российской печати не публикуется статистическая информация о работе заводов, их эффективности и будущем развитии. Мало материала о введении в действие новейших технологий, модернизации существующего производства. Парадоксально, но основные сведения о советских нефтеперерабатывающих заводах получены из американских источников.

Хотелось бы поблагодарить руководство американской нефтяной корпорации *Амоко* за помощь при написании книги

и предоставлении обильной информации и технического материала о производственной и финансовой деятельности компании.

При написании книги нам была оказана помощь со стороны многих специалистов. В нашем тексте приведено большое количество литературных источников, чтобы книга выглядела более обобщенным материалом по данной теме. Каждому автору публикаций, на которые сделаны ссылки, мы написали письмо с запросом о возможности использования таблиц, графиков, части текста.

Практически каждый автор ответил нам достаточно быстро и положительно. Особенно хотелось бы поблагодарить журнал «Ойл энд Гэз» и его редактора Джона Л. Кеннеди за разрешение использовать необходимые таблицы и графики, а также Американский институт нефти и Кэрола Торнера за материал по маркетингу бензина. Большую помощь в подготовке книги оказали отчеты *Energy Security Analysis*, и Сара А. Эмерсон (сотрудница этого ведомства) участливо подсказала нам, как мы можем использовать эти отчеты. Много полезных и нужных нам сведений содержалось в книге, посвященной нефтяной компании *Амоко*, и мы благодарны Сандре Александр-Баррет за помощь в выборе важнейших дат из этой книги.

Мы были бы неправы, если бы забыли отметить огромную помощь А. Стюарта из сервисной группы исследовательского центра информации *Амоко*. Ему удалось найти и доставить нам материал по самым трудным вопросам нашей книги, без ответа на которые анализ вряд ли бы получился. Его помощь оказалась крайне необходимой и действенной.

Мы также очень признательны Б. Раданскому из корпорации *Амоко*, который в течение всей нашей работы был ценным источником важнейших сведений по маркетингу, необходимых для книги. Наконец, еще раз мы выражаем благодарность компании *Амоко Ойл* за помощь в работе над этой книгой, которой отдавалось предпочтение в ряду важнейших дел, связанных с Россией.

Наша книга не претендует на полное описание истории становления и развития нефтяной промышленности двух стран, подробное изучение деятельности каждой нефтяной компании или каждого нефтеперерабатывающего завода. Это только первый опыт вхождения в тему. В будущем возможно более полное и информативное обобщение.

Особо хотелось бы отметить организацию *International Research and Exchanges Board*, благодаря которой стала возможной плодотворная девятимесячная командировка в США профессора В. М. Капустина.

## ОБ АВТОРАХ

*Капустин Владимир Михайлович* — профессор, доктор технических наук, работает в Государственной академии нефти и газа им. И. М. Губкина, где читает курсы лекций, посвященные технологии переработки нефти и катализаторам нефтеперерабатывающей промышленности. Автор монографии «Дисперсные состояния в каталитических системах нефтепереработки». Автор более 100 научных публикаций и около 50 изобретений.

Доктор *Саймон Г. Кукус* широко известен в США работами в области разработки катализаторов и процессов переработки нефти. В нефтяной промышленности США работает 16 лет, сначала в Нефтяной компании *Филлипс Петролеум*, а в последние годы — директором технологического центра компании *Амоко Ойл*. С 1993 г. он является директором международного отдела по нефтепереработке, маркетингу и транспорту.

С. Кукус — автор 120 патентов США и более 40 научных статей.

С. Г. Кукус — почетный профессор Делаверского университета (США) и член программного комитета нефтяного отдела Американского химического общества.

Доктор *Ралф Бертолусини* хорошо известен в научном мире Америки и Европы. В течение многих лет он являлся начальником отдела катализаторов и новых разработок в технологическом центре *Амоко Ойл*. После 39 лет работы в *Амоко Ойл* в 1990 г. вышел в отставку. Ралф Бертолусини — автор 86 патентов США и многочисленных статей. В течение нескольких лет был президентом нефтяного отдела Американского химического общества, лауреат различных наград этого общества.

## **ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ США И БЫВШЕГО СОВЕТСКОГО СОЮЗА**

Первые сведения о нефти появились почти пятнадцать веков назад, но до середины 19-го века промышленного значения использование нефти не имело.

Приблизительно в одно и то же время в России и США начались интенсивные поиски полезного применения нефти для нужд промышленности и сельского хозяйства. До октября 1917 г. российская нефтеперерабатывающая промышленность развивалась в единой мировой экономической системе, и ее судьба неразрывно была связана с успехами и неудачами технологических процессов того времени, причем по основным направлениям – технологии, научным исследованиям, оборудованию – российская нефтеперерабатывающая промышленность не только не отставала от мирового уровня, но и превосходила его по целому ряду позиций. Поэтому нам представляется целесообразным отметить особенности развития нефтеперерабатывающей промышленности России и США до октября 1917 г., а затем рассмотреть отдельно историю развития нефтепереработки США и СССР до наших дней.

### **1.1. НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ В РАННИЕ ГОДЫ ЕЕ РАЗВИТИЯ**

В России в 1823 г. в Моздоке по проекту братьев Дубининых и в 1837 г. в селе Балаханы (Азербайджан) по проекту П. Воскобойникова были построены небольшие нефтеперегонные заводы, на которых в железных кубах осуществлялась перегонка нефти с целью получения осветительного керосина [1–3]. В 60-х годах 19-го века в районах Грозного и Баку были построены первые нефтеперегонные кубы для промышленного производства керосина. В конце 70-х годов в Баку уже эксплуатировалось более 200 заводов, принадлежащих отдельным лицам и фирмам. В 19-м в. в России нефть была открыта только в районе Баку на Апшеронском полуострове и на Кавказе, и именно развитие этих двух районов положило начало российской нефтяной промышленности [4–5].

Нефтяная промышленность США была заложена в 1846 г., когда канадский геолог А. Геснер открыл процесс перегонки из пород, пропитанных нефтью, и получил керосин, который стали применять для освещения. Так как полученный керосин стоил намного дешевле, чем осветительные масла и газ, а также не

давал копоти, то это и дало толчок интенсивному его использованию [6–7].

Полученный способ нашел свое подтверждение в работах профессора Б. Силимана по болотным водам и взвесям, которые он проводил для Пенсильванской нефтяной компании. Это позволило резко увеличить производство осветительного керосина [8–9]. К концу 50-х годов 19-го века в США было уже 34 компании с общим производством 8 млн бар.\* керосина в год.

В 1859 г. тридцатидевятилетний бывший железнодорожный кондуктор Э. Дрейк пробурил первую нефтяную скважину. Этот способ получил быстрое распространение из-за своей простоты и высокой эффективности, что позволило многим компаниям в Пенсильвании получать большое количество нефти с минимальными затратами [10, 11].

К началу 60-х годов количество нефтяных компаний сильно возросло, появилось много перегонных заводов в добывающих районах США, которые осуществляли простейшую перегонку с целью получения керосина. Например, в маленьком городке Кливленде (штат Огайо) работало около пятнадцати таких заводов. Именно в таком городке двадцатитрехлетний Д. Рокфеллер в 1865 г. купил небольшой перегонный завод. С этой покупки началось богатство семьи Рокфеллеров. Дела фирмы Рокфеллера пошли настолько хорошо, что в 1866 г. был построен второй завод, а в 1870 г. под контролем этой фирмы было уже 10% нефтяного бизнеса США. Фирма получила название *Стандард Ойл* [12, 13].

Братья Рокфеллеры – Джон и Уильям – вели очень жесткую политику покупки малых компаний. Джон был главой быстроразвивающегося концерна. К 1873 г. *Стандард Ойл* уже практически доминировала в США. Если кто-то не хотел вступать в переговоры с Д. Рокфеллером, то в тех штатах, где работали их соперники, они сильно занижали цены на нефтепродукты и тем самым разоряли конкурентов. К 1879 г. компания *Стандард Ойл* стала признанной королевой нефтяного бизнеса и имела прочные позиции в большинстве штатов США.

Почему стал возможен такой огромный успех компании Д. Рокфеллера? Как случилось, что за короткий срок так быстро выросло промышленное производство небольшой поначалу компании?

Чтобы ответить на эти вопросы, надо обратиться к 70-м годам прошлого века – времени всевозможных спекуляций вокруг начавшегося нефтяного бума и резкого колебания цен на нефтепродукты. Компания *Стандард Ойл* имела блестящее руководство, отличную экономическую структуру, использовала современные по тем временам методы бухгалтерского учета. Технический директорат компании уделял большое внимание вопросам

\* Бар. – баррель; 1 бар. = 158,988 дм<sup>3</sup>.

новейших технологий, что в конечном итоге позволяло получать наибольший выход керосина из нефти по сравнению с другими нефтяными компаниями. Кроме того, компания активно покупала лицензии в различных штатах, что позволило ей к 1879 г. стать полностью интегрированным конгломератом, т.е. в ее руках имелись все необходимые элементы успеха в нефтяном бизнесе – добыча, переработка, транспорт и маркетинг. Имея эти компоненты производства, *Стандард Ойл* перестала зависеть от сопутствующих компаний и быстро вытеснила конкурентов из нефтяного бизнеса.

В 1879 г. компания *Стандард Ойл* была преобразована в трест – огромный конгломерат, объединяющий весь нефтяной бизнес в 38 самых крупных штатах. Практически вся нефтяная промышленность США находилась под властью одной монополии. Капитал треста составлял 70 млн дол., из них более 25% принадлежало Д. Рокфеллеру. Хозяева треста – Д. Рокфеллер, Г. Флаглер, Д. Арчеболд и пятеро других – контролировали практически весь нефтяной бизнес США, что приводило к угасанию свободной торговли в нефтяной сфере.

В 80-е годы 19-го века *Стандард Ойл* начинает завоевывать нефтяной рынок по всему миру, и к 1885 г. 70% нефтяного бизнеса было уже вне США. Эта компания стала по-настоящему глобальной, мировой и вышла из-под контроля правительства [14–16].

В то время промышленное нефтяное производство, кроме США, существовало в основном только в России. В 1879 г. в России появилось нефтяное предприятие братьев Нобелей, которое сыграло исключительную роль в развитии нефтяной промышленности России, примерно такую же, как *Стандард Ойл* в США. К 1883 г. компания братьев Нобелей уже имела 49,1% общероссийского керосина [17]. С 1879 по 1917 г. доля продажи керосина этой компанией в России никогда не опускалась ниже 50,1%, а в отдельные годы доходила до 89,3%.

Начиная с 1887 г. братья Нобели – Людвиг, Роберт и Альфред, – имея небольшой нефтеперегонный завод в Баку, стали вывозить керосин морским путем через Каспийское море в главные промышленные центры России и на экспорт [18, 19]. Вместе с ними в Баку активно работали компании семьи Ротшильдов (фирма Ротшильдов была основана в 1886 г.) и Манташева [20]. В табл. 1 приведены данные о добыче нефти в России и США с 1880 по 1915 г. [21]. Можно отметить, что уже в 1888 г. добыча нефти в России была сравнима с добычей нефти в США; через 10 лет количество добываемой нефти в России превысило аналогичные показатели в США, а экспорт нефтепродуктов составлял треть от экспорта США. Российский керосин стал составлять конкуренцию продукции компании *Стандард Ойл* в Европе. Тогда, чтобы вытеснить компанию Нобелей, *Стандард Ойл* стал применять свою обычную тактику – резко снижать цены на керо-

Таблица 1. Добыча нефти в России и США за 1880–1915 гг. [21]

Год	Добыча нефти, млн т/год		Год	Добыча нефти, млн т/год	
	Россия	США		Россия	США
1880	0,4	3,6	1898	8,6	7,5
1882	0,9	4,1	1899	9,3	7,8
1884	1,5	3,3	1900	10,9	8,7
1886	1,9	3,8	1901	12,0	9,5
1888	3,1	3,8	1902	11,6	12,1
1890	3,9	6,2	1904	11,7	15,9
1892	4,8	6,8	1906	8,9	17,2
1894	5,0	6,7	1910	11,3	28,5
1896	7,1	8,3	1912	10,4	30,3
1897	7,6	8,2	1915	10,1	40,9

син для полного контроля за европейским рынком, но успеха это не принесло.

В 1893 г. в России под эгидой царского министра финансов был создан синдикат – Союз бакинских керосинозаводчиков, объединивший компании Нобелей, Ротшильдов и Манташева. Союз был призван сыграть роль российского аналога *Стандард Ойл*, но оказался непрочным и гораздо слабее американского собрата.

В 1895 г. Д. Рокфеллер предложил, учитывая сильную конкуренцию со стороны России, поделить мировой рынок продажи керосина, чтобы иметь 75% продажи, а остальное отдать российским компаниям, – но сделка не состоялась из-за отказа российского правительства. И в дальнейшем руководство *Стандард Ойл* не смогло договориться с правительством России, а революция 1905 г., затем первая мировая война и революции 1917 г. окончательно подорвали экономику Российской империи.

В 1911 г. компания братьев Нобелей вынудила фирму Ротшильдов уйти из российского нефтяного бизнеса в результате искусственного снижения цен на нефть и нефтепродукты, т.е. используя те же приемы, что и *Стандард Ойл* в США. Практически в том же году компания *Роял Датч Шелл* вступает вместо Ротшильдов в российское нефтяное дело. К этому времени компания *Шелл* была очень сильным конкурентом американским нефтяным фирмам даже в США, а не только в Европе. Положение в нефтяной промышленности России продолжает ухудшаться, экспорт керосина практически сходит на нет. Однако очень выгодной становится продажа высококачественных бакинских смазочных масел, которые пользуются большим успехом в Европе, чем пенсильванские масла (пенсильванская нефть содержала намного меньше масляных фракций, чем бакинская, и была хуже по качеству для производства масел).

С открытием двигателя внутреннего сгорания Р. Дизелем началась новая эра применения светлых нефтепродуктов в про-

мышленности. Широкое использование двигателей Р. Дизеля на нефтеналивных и военных судах резко увеличивает потребность промышленности в нефтяном топливе. Л. Нобель одним из первых поддержал Р. Дизеля в его изобретении и способствовал быстрому распространению дизельных двигателей.

Кроме того, компания *Нобель* нашла эффективное применение тяжелых фракций нефти в качестве дешевого топлива в паровых котлах после изобретения распылительной форсунки для сжигания мазута. Это позволило резко увеличить прибыльность нефтяного бизнеса [22]. В целом же годы, предшествовавшие революциям 1917 г., можно охарактеризовать как годы спада в промышленности России. Последующая гражданская война 1918–1920 гг. основательно разрушила нефтяное хозяйство и надолго исключила Россию из числа ведущих нефтяных держав мира.

В Соединенных Штатах Америки в 90-х годах 19-го столетия стали нарастать протесты общественности против засилия треста *Стандард Ойл* в нефтяной сфере, в прессе появилась целая серия статей о деятельности треста. В 1890 г. в конгрессе прошел антимонопольный закон Шормена, и президент Харрисон утвердил его. С 1892 г. начались многочисленные суды в связи с нарушениями компанией *Стандард Ойл* антимонопольного закона и настоятельными рекомендациями правительству разделить трест на более мелкие компании [23].

Надо отметить, что образование треста *Стандард Ойл* дало большие преимущества развитию нефтяной промышленности США. Были закрыты многие небольшие и не очень эффективные нефтеперегонные заводы и построены крупные с новейшей технологией в других штатах.

Это позволило резко увеличить количество керосина, получаемого из нефти. Заводы строились в местах, удобных для вывоза керосина, вместе с парками резервуаров и трубопроводами. Такое стало возможным только в условиях полной интеграции, которая была в тресте, имеющем капитал, нефтедобывающие скважины, транспортные коммуникации, заводы с современной технологией, собственный маркетинг. Благодаря этому цена очищенного нефтепродукта за период с 1880 по 1897 г. снизилась почти в 2 раза. Цена снизилась также потому, что производство стало превышать потребление в результате роста числа скважин, заводов и повышения их эффективности. Именно в этот период полного контроля трестом нефтяного бизнеса США цены на нефтепродукты были самыми низкими. При этом, пользуясь бесконтрольностью, своим монопольным правом и благодаря высокой эффективности производства трест *Стандард Ойл* сумел увеличить цены на керосин, смазочные масла и парафины по отношению к затратам на 75–84%.

Это прошло практически незамеченным, так как трест сумел в этот период организовать хороший маркетинг своих продуктов.

Как мы уже отмечали, в начале 20-го века в нефтяной промышленности наступили большие перемены. В США и Европе осветительный керосин широко заменялся на более дешевые газ и электричество (благодаря изобретению ламп Эдисона). Началось бурное развитие автомобильной промышленности. Хотя Эдисон изобрел также и автомобили, работающие на электричестве от батарей, электромобили не могли соперничать с машинами, имеющими бензиновый двигатель внутреннего сгорания. С нескольких тысяч автомашин в 1900 г. производство поднялось до полутора миллионов в 1914 г. И если в конце 19-го века бензин рассматривался как побочный и ненужный продукт при переработке нефти, то к началу первой мировой войны он уже оценивался как важное топливо, необходимое для автомобильного транспорта. С 1899 по 1914 г. доля продажи керосина в общем объеме нефтепродуктов снизилась с 58 до 25%. Век керосина кончился. В штатах окрепли подразделения треста *Стандард Ойл*, также выросли нефтяные компании в штатах Канзас, Оклахома, Техас и Калифорния, которые начали активно сопротивляться монопольному диктату треста *Стандард Ойл*, штаб-квартира которого находилась в Нью-Джерси. И хотя объем переработанной нефти с 1892 по 1911 г. в тресте увеличился в 2,5 раза, доля производимых им для США продуктов уменьшилась в 3 раза. Все это указывало на то, что период монопольного хозяйствования *Стандард Ойл* в нефтяном бизнесе подходил к концу.

Приход к власти президента Т. Рузвельта означал усиление антимонопольных настроений в стране. В начале 20-го века тресту были посвящены серьезные статьи в прессе о многочисленных нарушениях его хозяевами законов бизнеса и о нелегальных сделках, что восстановило большинство населения против треста. А в мае 1911 г. состоялось историческое решение Верховного суда США о разделении в течение шести месяцев треста *Стандард Ойл* на более мелкие нефтяные компании. В это время трест имел свои подразделения в 38 штатах, которые образовали независимые компании. В результате разделения самой большой оказалась компания *Стандард Ойл* штата Нью-Джерси, получившая впоследствии название *Эксон*. В штате Нью-Йорк на базе *Стандард Ойл* появилась нефтяная фирма, получившая позднее название *Мобил*, в Пенсильвании – *Тексако*, в штате Индиана – *СОКо*, которая в 1985 г. была преобразована в *Амоко*, в штате Калифорния – *Соккал*, которая с 1984 г. носит название *Шеврон*. Мы привели здесь только названия наиболее крупных нефтяных компаний, ныне корпораций, которые отпочковались от треста при разделении. В 1911 г. каждая из отделившихся частей *Стандард Ойл* имела не только свое месторождение нефти, но и заводы по переработке нефти, свою систему распределения нефтепродуктов, включающую нефтеналивные танкеры, трубопроводы по сырью и нефтепродуктам, автозаправочные станции. К началу первой мировой войны многие из штатных подразделений *Стан-*

*дарт Ойл* значительно выросли, что позволило им оказывать существенное влияние на политику США в нефтяном вопросе в течение последующих восьми десятилетий и делает их наиболее весомыми в настоящее время.

Итак, с распадом треста *Стандарт Ойл* закончилась история монопольной организации нефтяной промышленности США. Больше таких случаев в истории развития нефтяной индустрии Америки не было. Трест *Стандарт Ойл* был частным, а не государственным предприятием. Существование треста *Стандарт Ойл* имело свои преимущества и недостатки. К преимуществам следует отнести интегрирование всех составляющих нефтяного бизнеса: собственные месторождения нефти, добыча, собственный транспорт, нефтеперерабатывающие заводы, средства доставки нефтепродуктов до потребителя, маркетинг. Кроме того, концентрирование капитала привело к вложению денег в строительство более рентабельных больших нефтеперерабатывающих заводов с новейшей технологией, что позволило проводить снижение цен на нефтепродукты при увеличивающейся прибыли.

В то же время монополия в нефтяной промышленности весьма негативно отразилась на ее развитии, особенно в последние годы существования треста. Отсутствие конкуренции и контроля за деятельностью *Стандарт Ойл* привело к снижению требований к качеству продаваемых нефтепродуктов и сервисному обслуживанию. Кроме того, пользуясь положением наднациональной компании, то есть компании, над которой практически не имело власти правительство США, трест не занимался надлежащим образом вопросами безопасности своих работников на производстве, не участвовал в экологических мероприятиях по восстановлению своей нефтяной территории, загрязнял окружающую среду, проводил нелегальные, противозаконные сделки, не обращая при этом никакого внимания на мнение населения штатов и страны в целом.

Все это послужило началом широких выступлений в прессе и в органах власти против монопольных привилегий треста, а затем распада *Стандарт Ойл*.

События первой мировой войны привели к высокой государственной централизации нефтяного бизнеса как в США, так и в России. В США во время войны существовал Национальный военный нефтяной комитет, занимавшийся распределением нефтепродуктов. В России распределением нефтепродуктов тоже занимались правительственные органы. Изменилось и соотношение поставляемых продуктов. Так, например, американская армия в 1918 г. на свои нужды использовала 6 млн бар. дизельного топлива.

Таким образом, годы зарождения и развития нефтяной промышленности конца прошлого и начала 20-го века можно охарактеризовать как годы зарождения, роста и распада крупных

монополий. Это было и в России, и в США. Но если опасный рост монопольного могущества *Стандарт Ойл* американцы осознали спустя 20 лет после его образования и больше уже не допустили такого повторения, то в России только сейчас начинают понимать, какие печальные последствия имеет монопольное развитие нефтяного хозяйства. И поэтому новым, только зарождающимся российским нефтяным компаниям будет полезно воспользоваться более чем восьмидесятилетним опытом свободной торговли американских компаний в мировом нефтяном бизнесе.

## 1.2. НЕФТЯНОЙ БИЗНЕС В США В 1917–1992 ГГ.

После первой мировой войны в нефтяной промышленности США на первый план выходит производство высококачественного бензина из нефти, что требует основательной перестройки технологии нефтеперерабатывающих заводов и больших капитальных затрат. При этом правительство Соединенных Штатов Америки продолжает политику ограничения власти монополий, предоставляет широкие права свободному предпринимательству, мелкому частному бизнесу, стимулирует развитие новых видов промышленности [6]. Автомобиль как нельзя лучше вписывается в планы каждой американской семьи как доступный и комфортабельный вид транспорта. Двадцатые годы в США характеризуются возрастанием конкуренции среди нефтяных компаний, мощным развитием автомобильной промышленности, широким строительством дорог. Кроме того, усиливается государственное строительство за нефтяными компаниями, вводятся федеральные налоги на нефтепродукты и топливо. В 1928 г. ведущие нефтяные корпорации США, такие как *Эксон*, *Мобил*, *Шеврон*, *Тексако* и *Галф*, а также английская компания *Бритиш Петролеум* и англо-голландская компания *Шелл*, организуют международный нефтяной картель, известный как «Семь сестер». Этот союз сыграл исключительно важную роль в разработке нефтяных месторождений на Ближнем и Среднем Востоке, способствовал добыче и транспортировке дешевой арабской нефти в США [20].

Период 30-х годов проходит в условиях спада в работе большинства промышленных компаний США, усиления депрессии в коммерческой и общественной жизни страны [23]. Нефтяной индустрии страны в эти годы помогло то, что, несмотря на спад, автомобильная промышленность продолжала развиваться.

В 1933 г. (в «годы великой депрессии») правительство США согласилось объединить усилия государства и нефтяных компаний, чтобы в рамках общих государственных программ продавать нефтепродукты, поддерживая цены на них на определенном уровне. Это позволило в то нелегкое время нефтяной индустрии не только выжить, но и накопить силы для последующего бурного развития [24].



Надо отметить, что в 30-е годы усилиями нефтяных компаний США были открыты богатые месторождения нефти в Бахрейне, Кувейте, Саудовской Аравии, что резко усилило позиции корпораций – членов Международной нефтяной картели.

В течение второй мировой войны и послевоенного периода особенно эффективно происходило взаимодействие нефтяной промышленности и правительства США. Действовала хорошо зарекомендовавшая себя во время первой мировой войны централизованная планирующая система регулирования цен и распределения нефтепродуктов и концессионная политика вывоза нефти из стран Персидского залива [6].

После второй мировой войны мир пережил 5 нефтяных кризисов. Первые 2 нефтяных кризиса произошли в 50-е годы и были связаны с национализацией англо-иранского предприятия и с Суэцким каналом, третий – с шестидневной арабо-израильской войной. На положении США они сильно не отразились, так как в эти годы совместная и слаженная работа правительства и нефтяных компаний позволяла держать под контролем иностранные нефтяные месторождения, особенно на Ближнем и Среднем Востоке. При поддержке Государственного департамента США американские нефтяные компании получили возможность разрабатывать важные и дешевые месторождения во многих странах Персидского залива. Это определило государственную политику США в этих странах на многие годы, и этим объясняется то, что в течение двадцати лет – с 1947 по 1967 г. – цены на нефтепродукты практически оставались неизменными, а с учетом инфляции даже понижались. В 1930 г. баррель нефти стоил 1,2, в 1945 г. – 1,2, в 1951 г. – 1,7, в 1970 г. – 1,8 дол. [20]. США постоянно увеличивали импорт нефти, так как привозная нефть обходилась дешевле собственной. В 60-е годы расходы на добычу нефти в странах Ближнего и Среднего Востока были в 15–20 раз ниже, чем в США, что было связано с более дешевым бурением и большими мощностями скважин.

Очень сильное влияние на развитие политических событий в этих странах оказывал Международный нефтяной картель, где продолжали играть ведущую роль те самые 7 нефтяных компаний, которые его образовали [7]. Практически под их контролем происходили разработка существующих нефтяных месторождений, поиск и разведка новых, транспортировка и переработка ближневосточной нефти. Эти компании на протяжении всей истории нефтяной промышленности входят в первую десятку самых крупных нефтяных компаний мира и определяют политику в США в области нефтяного бизнеса.

Эра стабильных цен на бензин закончилась в начале 70-х годов, когда 13 ведущих стран в области нефтедобычи, объединившись в организацию ОПЕК, перестали продавать по низким ценам нефть американским нефтяным компаниям (эмбарго 1973–1974 гг.)

Это были прежде всего страны Ближнего и Среднего Востока – Иран, Ирак, Кувейт, Ливия, Саудовская Аравия, Объединенные Арабские Эмираты, а также Нигерия, Алжир, Оман, Габон, Венесуэла, Эквадор и Индонезия [6]. До сих пор добыча нефти в них составляет около 25 млн бар. в день. Американские компании лишились контроля над богатыми месторождениями, и результатом бойкота стало резкое увеличение цен на импортируемую нефть. Разразился энергетический кризис [25]. Однако даже в условиях резкого повышения цен (41 дол. за баррель в 1980 г.) импорт ближневосточной нефти продолжался в крупных масштабах (8,4 млн бар. в день в 1979 г.) и оставался выгодным для нефтяных компаний США.

Вторым фактором, повлекшим за собой рост цен на нефть и нефтепродукты, явилось принятие за короткий срок (с 1967 по 1971 г.) законов об охране окружающей среды, предъявляющих серьезные требования к качеству бензина и содержанию серы в дизельном топливе. Эти законы потребовали перестроить технологию получения светлых нефтепродуктов на заводах, что резко увеличило затраты на переработку нефти. Учитывая, что в США цены на бензин имеют огромное значение для населения, в августе 1971 г. при участии президента Р. Никсона Департамент по энергии вводит контроль за ценами, параллельно нефтяные компании энергично начинают перестраивать свои нефтеперерабатывающие заводы, резко увеличивая глубину переработки нефти и выход светлых нефтепродуктов и закрывая маленькие нерентабельные заводы. Все эти мероприятия, а также открытие больших запасов нефти в Северном море в Европе, увеличение добычи нефти и высокая конкуренция среди стран-экспортеров позволили Соединенным Штатам Америки преодолеть кризис и в 80-е годы выйти на средний уровень цен и свободный маркетинг нефтепродуктов. К 1986 г. цены упали до 10 дол. за баррель, что привело к резкому сокращению добычи нефти. Это также отрицательно повлияло на деятельность нефтяных компаний США, так как резко сократились получаемые прибыли. В последние 5 лет можно наблюдать стабильность на нефтяном рынке – колебания цены составляют не более 3–4 дол. за баррель (исключение – период войны с Ираком, когда цены на нефть резко возросли).

В последние годы США переживают период спада. Снижаются цены на бензин, сокращается производство нефтепродуктов, идут увольнения сотрудников в нефтяных компаниях. Все эти события происходят на фоне высокой конкуренции компаний за рынки сбыта, что сопровождается повышенным вниманием к качеству продукции, и прежде всего бензина. В правительстве США, в ряде штатов приняты новые, более жесткие законы об охране окружающей среды, заставляющие нефтяные компании пересматривать технологические схемы процессов на своих заводах не только с целью увеличения глубины переработки нефти, но

и с целью выпуска продукции, содержащей менее вредные для организма человека вещества. Как будут справляться с этим нефтяные компании – покажет будущее. Важно, что решая свои внутренние проблемы, нефтяные компании стремятся удовлетворить любые потребности населения в нефтепродуктах и сделать жизнь в стране более комфортной и удобной.

В настоящее время в США эффективно работают сотни нефтяных компаний, но в первой десятке наиболее крупных, определяющих лицо нефтяной промышленности, продолжают оставаться те, что были образованы при распаде треста *Стандард Ойл*. Это корпорации *Эксон*, *Мобил*, *Шеврон*, *Амоко*, *Тексако*. В данной книге трудно рассказать об истории каждой нефтяной компании со времени ее образования, поэтому остановимся на деятельности одной из наиболее крупных, но в то же время типичных нефтяных компаний, история которой авторам хорошо знакома, – компании *Амоко*.

Табл. 2 и 3 отражают основные события в развитии нефтяной промышленности США и нефтяной компании *Амоко* [26]. Мы в нашем коротком обзоре не ставили целью написать полную историю корпорации *Амоко*, а решили отразить основные моменты становления компании и общие условия ее развития.

Как уже отмечалось, в начале 80-х годов 19-го века был создан трест *Стандард Ойл*, состоящий из большого числа отдельных нефтяных компаний, работающих в основном в пределах своих штатов. В 1889 г. в трест была введена компания *Стандард Ойл* штата Индиана. Штаб-квартира ее располагалась в Чикаго (штат Иллинойс, там же компания начала строительство крупного нефтеперерабатывающего завода. Период становления компании проходил в составе треста, что позволило руководству компании быстро адаптироваться, и к 1911 г., году распада треста *Стандард Ойл*, компания *Стандард Ойл* штата Индиана представляла собой самостоятельную, обладающую всем необходимым фирму, способную решать крупные проблемы нефтяной промышленности. Фирма получила название *СОКо* (*Стандард Ойл Компани*). Завод, построенный под Чикаго, стал частью компании. Все дальнейшие действия компании были подчинены одному – стать интегрированной компанией, то есть обладать своими нефтяными месторождениями, нефтеперерабатывающими заводами, системой транспортирования нефти и нефтепродуктов, автозаправочными станциями и проводить самой маркетинг своего продукта. Для этого в 1917–1920 гг. *СОКо* покупает права на бурение в Канзасе, нефтедобывающую компанию *Дикси* и еще несколько нефтеперерабатывающих заводов. Данные покупки способствовали значительному увеличению производства сырья и нефтепродуктов. Одновременно большое внимание уделялось модернизации технологических процессов нефтеперерабатывающих заводов.

Таблица 2. Этапы становления нефтяной промышленности США

Год	Событие
1846	Открытие А. Геснером процесса перегонки нефти из пропитанных нефтью пород
1854	Первый нефтеперегонный завод Пенсильванской нефтяной компании
1859	Бурение первой нефтяной скважины
1865–1870	Покупка Д. Рокфеллером нефтеперегонного завода в Кливленде, организация компании <i>Стандард Ойл</i>
1882	Образование интегрированного треста <i>Стандард Ойл</i> , объединившего весь нефтяной бизнес США
1890	Принятие конгрессом США антимонопольного закона
1911	Разделение треста <i>Стандард Ойл</i> и образование на его базе независимых нефтяных компаний
1913	Открытие Бартоном процесса крекинга нефтяных фракций
1914–1918	Государственная централизация нефтяного бизнеса в период первой мировой войны
1928	Образование Международной нефтяной картели, в которую вошли крупные нефтяные компании США, Великобритании и Нидерландов
1929–1935	Годы депрессии в работе нефтяных компаний, усиление государственного контроля за распределением топлива, введение федеральных налогов на бензин
1932	Открытие нефти в Бахрейне
1933	<i>Стандард Ойл</i> штата Калифорния выигрывает концессию в Саудовской Аравии
1934	Нефтяная компания <i>Галф</i> и Англо-Иранское совместное предприятие получают концессию в Кувейте
1938	Открытие нефти в Кувейте и Саудовской Аравии
1939–1945	Государственная централизация нефтяного бизнеса в период второй мировой войны
1948	Начало совместной работы четырех крупных нефтяных американских компаний <i>Эксон</i> , <i>Мобил</i> , <i>Шеврон</i> и <i>Тексако</i> в рамках международной корпорации <i>Армко</i>
1946–1968	Государственный контроль США за добычей нефти в странах Персидского залива
1951	Национализация Англо-Иранского предприятия, первый послевоенный нефтяной кризис
1956	Суэцкий вопрос, второй нефтяной кризис. Открытие нефти в Алжире и Нигерии
1960	Образование организации ОПЕК
1967	Шестидневная арабо-израильская война. Третий нефтяной кризис
1968	Открытие нефти на Аляске
1969	Открытие нефти в Северном море
1973–1974	Энергетический кризис, бойкот стран ОПЕК, рост цен на нефть с 2,9 до 12 дол. за баррель, четвертый послевоенный нефтяной кризис
1975	Принятие конгрессом США законов об охране окружающей среды, повышение требований к качеству бензина и других нефтепродуктов
1979–1981	Повышение цен на нефть с 13 до 34 дол. за баррель, пятый нефтяной кризис
1986	Резкое падение цен на нефть до 10 дол., к концу года стабилизация цен на уровне 17–20 дол. за баррель
1970–1990	Проведение мероприятий по углублению переработки нефти, увеличению выхода светлых нефтепродуктов, снижению зависимости США от стран Ближнего и Среднего Востока

Год	Событие
1990–1991 1991–1993	Оккупация Кувейта Ираком и война за освобождение Кувейта Спад производства, принятие новых законов о чистоте воздуха, увеличение федеральных налогов на топливо

Таблица 3. Важнейшие события в деятельности корпорации Амоко

Год	Событие
1882	Образование треста <i>Стандард Ойл</i>
1889	Вхождение <i>Стандард Ойл Индиана</i> в трест. Строительство завода под Чикаго
1911	Распад треста. Образование независимой компании <i>СОКо</i> – <i>Стандард Ойл</i> штата Индиана
1917	Покупка <i>СОКо</i> лицензии на право добычи нефти в Канзасе
1919–1921	Покупка нефтяной компании <i>Дикси</i> и контрольного пакета акций Среднезападной нефтеперерабатывающей компании и трубопроводной компании <i>Синклер</i>
1925	Покупка контрольного пакета акций <i>Американской нефтяной компании</i>
1931	Образование в рамках корпорации <i>СОКо</i> компании, занимающейся добычей и продажей нефти и газа
1945	Образование в рамках корпорации химической компании <i>Амоко</i>
1954	Присоединение <i>Американской нефтяной компании</i> к корпорации
1957	Реорганизация корпорации. Образование в рамках корпорации компаний по направлениям деятельности
1970–1975	Энергетический кризис. Модернизация заводов компании с целью увеличения выхода светлых нефтепродуктов
1981	Новая реорганизация корпорации. Создание трех независимых компаний по добыче, переработке нефти и по нефтехимическому производству
1985	<i>СОКо</i> становится корпорацией <i>Амоко</i>
1988	После покупки ряда компаний (в основном канадской компании <i>Доум</i> ) <i>Амоко</i> становится крупнейшей по запасам газа в Северной Америке

Например, в середине 10-х годов нынешнего столетия в условиях большого спроса на газойли по патенту первого президента компании Бартон была построена установка термического крекинга под высоким давлением, позволившая резко увеличить производство необходимой продукции.

В 1921 г. остро встает вопрос, связанный с транспортированием нефти и нефтепродуктов, и *СОКо* покупает 50% акций трубопроводной компании *Синклер*. Это дало возможность перевозить нефть и нефтепродукты по низкой цене. Очень важной для становления компании явилась покупка в 1925 г. 50% акций *Пан-Американской нефтяной и транспортной компании*, куда

входила *Американская нефтяная компания*, имеющая производство высокооктанового бензина. Эта покупка способствовала быстрому развитию *СОКо* и выдвигению ее в число первых нефтяных компаний США.

В 1928–1930 гг. *СОКо* обладает уже таким большим капиталом, что скупает все заводы *Среднезападной нефтеперерабатывающей компании*, трубопроводную компанию *Синклер* и нефтяную компанию *Мак-Ман*. В начале 30-х годов, когда в США начинается депрессия производства, *СОКо* проводит объединение всех своих подразделений, занимающихся добычей нефти и газа, в отдельную компанию *Стандард Ойл энд Гэз Компани*, входящую в *СОКо*. В 40-е годы в США широко разворачивается производство химических веществ из нефти и нефтепродуктов, что заставляет руководство *СОКо* сформировать отдельную химическую компанию *Амоко*. Таким образом, руководители *СОКо* закладывают первые элементы будущей корпорации, формируя самостоятельные компании по направлениям. Значительной вехой в деятельности *СОКо* является покупка всей *Американской нефтяной компании* в 1954 г., что делает ее ведущей фирмой в области производства и продажи высокооктанового бензина.

1957 г. в корпорации *СОКо* отмечен как год великой реорганизации. Именно в этом году к двум существовавшим в рамках корпорации компаниям – *Амоко Кемикэл Компани*, занимающейся производством и продажей химических продуктов, и *Панамерикэн Петролеум Компани*, в функции которой входили разработка и добыча нефти и газа, их продажи, – добавились еще три компании – *Америкэн Ойл*, объединившая все нефтеперерабатывающие заводы, маркетинг и средства транспортирования, *Сервис Пайплайн* – компания, занимающаяся трубопроводным транспортом и его обслуживанием, и *Индиана Перчезинг Компани*, в функции которой входили вопросы, связанные с химическими веществами. Эта реорганизация позволила корпорации улучшить систему управления, сделать ее более мобильной, увеличить прибыльность предприятий, поднять стоимость акций.

В 50-е годы учеными корпорации *Амоко* был разработан альтернативный реформингу процесс – ультраформинг, который также включал в себя регенерацию платинового катализатора. *Амоко* построила 14 установок, которые и сейчас являются весьма важными для получения ароматических углеводородов и водорода.

В 60-е годы *СОКо* переживает спад в связи с сильно уменьшившимися доходами компании. Во время энергетического кризиса, когда заводы работали с пониженной производительностью из-за отсутствия сырья, руководство компании *Америкэн Ойл* много и активно занималось модернизацией технологических процессов на своих заводах, а также вело энергичное строительство на заводе в Хьюстоне крупного комплекса, позволившего с высокой эффективностью перерабатывать тяжелые нефти и

нефтяные остатки с целью увеличения выхода светлых нефтепродуктов. Такая перестройка завода, увеличение его производительности до 23–25 млн т в год привели к продаже ряда небольших нефтеперерабатывающих заводов. Введение в производство высокооктанового бензина новейших технологий позволило компании выпускать бензин, отвечающий всем требованиям федеральных законов по охране окружающей среды.

В середине 80-х годов (1985 г.) корпорация стала называться *Амоко*. В настоящее время корпорация состоит из трех крупных компаний, занимающихся:

1. Добычей и продажей нефти;
2. Нефтеперерабатывающими заводами, маркетингом и транспортом;
3. Химическим производством и продажей химических веществ.

Последней большой покупкой корпорации является покупка компании *Доум Петролеум* и контрольного пакета акций *Теннеко Ойл Компани*, что сделало *Амоко* самым крупным владельцем запасов газа в Северной Америке.

Начало 90-х годов ознаменовано очередным спадом производства, прибыли отдельных компаний сильно колеблются, и устойчивость корпорации во многом обуславливает ее интегрированность, что позволяет иметь достаточно высокую ежегодную прибыль, хорошее положение акций на бирже, благоприятное финансовое положение.

Подобная ситуация характерна сегодня для большинства интегрированных нефтяных компаний США и мира и может служить хорошим примером для других стран, в том числе и для России, где только завершается переход к интегрированным нефтяным компаниям.

### 1.3. НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ СССР В 1917–1991 ГГ.

После войны 1918–1920 гг. нефтяное хозяйство России оказалось полностью разрушенным. В мае 1920 г. советская власть национализировала нефтяные месторождения Апшерона [27]. С этого времени в России, а с 1923 г. в Советском Союзе существует только государственная монополия в нефтяной промышленности [28].

Как отмечалось выше, в США с 1882 по 1911 г. в течение 29 лет существовала монополия треста *Стандард Ойл* в нефтяной промышленности, которую удалось нарушить только в результате огромных усилий правительства, конгресса, прессы и общественности. При этом хотелось бы обратить внимание на одну существенную деталь: трест принадлежал частным лицам, то есть прибыль, получаемая от продажи нефти и нефтяной продукции, шла в первую очередь на развитие нефтяной промышленно-

сти, ее модернизацию, на улучшение условий труда работникам этой отрасли.

В СССР в условиях государственной монополии большая часть прибыли не возвращалась обратно в нефтяную промышленность, а использовалась правительством в разных отраслях хозяйства или совсем для других целей.

После национализации советским правительством нефтяных предприятий и отказа выплатить компенсацию бывшим собственникам руководители нефтяных компаний *Шелл* и *Стандард Ойл*, имевшие интересы в России, настойчиво требовали от английского и американского правительства не признавать и бойкотировать Советское государство как не выполняющее международные законы и соглашения. К тому времени компания братьев Нобелей ушла из российского бизнеса, продав свою долю американской компании *Стандард Ойл* за 9 млн дол. [20]. Экономический бойкот доставил много дополнительных трудностей российскому правительству, которое вынуждено было сменить жесткую политику взаимоотношений с иностранными нефтяными компаниями на политику концессий, понимая, что без их усилий будет трудно поднять разрушенное нефтяное хозяйство [29].

В конце ноября 1920 г. в России (табл. 4) принимается постановление о концессиях, которое позволяет иностранным компаниям на льготных условиях вести бизнес внутри страны. Это постановление имело благоприятные последствия для России, сумевшей в период нэпа (новой экономической программы, разрешавшей частную собственность и частный бизнес) восстановить с помощью ведущих нефтяных держав нефтяное хозяйство Апшерона и вывести его на ведущие мировые позиции.

В середине 20-х годов в Советском Союзе (в конце 1922 г. Россия вместе с другими республиками образовала союз) существовало три организации, которые контролировали добычу и экспорт нефти и нефтепродуктов. Это Азнефть (Бакинский регион), Грознефть (Грозненский район, Северный Кавказ) и Эмбанефть. Вышеназванные предприятия объединились в Нефтетесиндикат и образовали монополию, начавшую активно торговать нефтью и нефтепродуктами с компаниями *Шелл* и *Мобил* в Великобритании, Европе и странах Ближнего и Дальнего Востока [30] (табл. 5). Затем эта монополия была преобразована в Нефтетесиндикатсоюзнефть, и ее продукция составляла 14% всего импорта Западной Европы.

Политика концессий в 30-е годы была свернута, а нефтяная промышленность стала интенсивно переводиться на военные рельсы. В конце 20-х годов Советское правительство приняло решение о ликвидации нэпа и переходе к полной государственной монополии в промышленности. Контроль за развитием советской индустрии осуществлял Совет народных комиссаров. Нефтяная промышленность была в ведении Комитета по нефти,

Таблица 4. Этапы развития нефтяной промышленности бывшего Советского Союза

Годы	Событие
1918–1920	Гражданская война. Нефтяная промышленность России разрушена
1920	Продажа акций компании Нобеля <i>Стандарт Ойл</i>
1920	Национализация нефтяной промышленности России. Установление государственной монополии
1920–1924	Бойкот иностранными государствами России в связи с отказом Советского правительства выплатить стоимость активов иностранных нефтяных компаний
1921	Принятие закона о концессиях, что позволило быстро восстановить нефтяную индустрию
1922	Образование СССР
1925	Образование нефтесиндиката, занимавшегося экспортом нефти и нефтепродуктов
1929	Восстановление добычи нефти до уровня добычи России в лучшие годы до революции 1917-го года
1930–1935	Широкий экспорт нефтепродуктов в страны Европы
1933–1938	Строительство нефтеперерабатывающих заводов в центре России
1938	Открытие крупного нефтяного месторождения между Волгой и Уралом
1939	Образование Народного комиссариата нефтяной промышленности
1939–1945	Вторая мировая война: нефтедобывающие и перерабатывающие предприятия разрушены
1945–1950	Восстановление разрушенного хозяйства, разработка Ромашкинского месторождения
1949	Преобразование комиссариата в Министерство нефтяной промышленности
1957	Образование региональных совнаркомов
1965	Восстановление министерств: образование пяти министерств, связанных с нефтью
1960–1965	Открытие крупных нефтяных месторождений в Тюмени
1968	Строительство крупного нефтепровода Западная Сибирь–Восточная Европа
1991	Распад Советского Союза

который входил в состав Народного комиссариата тяжелой промышленности. В 1939 г. этот комиссариат был разделен на несколько комиссариатов, один из которых назывался Народным комиссариатом нефтяной промышленности. Комиссариат нефтяной промышленности и был, по существу, той монопольной организацией, которая руководила нефтяным хозяйством огромной страны и осуществляла распределение нефтепродуктов [31].

В 30-е годы автомобильная промышленность Советского Союза была развита еще весьма слабо, основным потребителем нефтяного топлива и масел была армия. Горючим и маслами обеспечивали в основном бакинские нефтеперерабатывающие заводы. Перед второй мировой войной были открыты нефтяные месторождения в Волго-Уральском районе, но промышленная

Таблица 5. Объемы добычи нефти, экспорт нефти и нефтепродуктов в России–Советском Союзе в 1920–1990 гг. [21]

Год	Добыча нефти, млн т	Экспорт, млн т		Год	Добыча нефти, млн т	Экспорт, млн т	
		нефти	нефтепродуктов			нефти	нефтепродуктов
1920	3,9	—	—	1962	186,2	26,3	19,1
1922	5,3	0,04	0,05	1965	242,9	43,4	21,0
1924	7,1	0,06	1,3	1970	353,0	66,8	29,0
1926	10,3	0,16	1,9	1972	400,4	76,2	30,8
1928	11,6	0,29	3,3	1975	490,8	93,1	37,3
1931	22,4	0,38	4,8	1977	533,8	122,1	38,9
1934	24,2	0,46	3,9	1980	603,0	119,1	41,3
1938	30,2	0,17	1,2	1982	591,1	122,4	49,7
1940	31,1	—	0,9	1985	595,0	117,1	49,7
1946	21,7	—	0,5	1987	624,0	136,6	59,2
1950	37,9	0,3	0,8	1988	624,3	144,2	61,0
1954	59,3	2,1	4,4	1989	607,0	127,3	58,1
1958	113,2	9,1	9,0	1990	571,2	108,7	50,1

добыча нефти началась лишь после войны. В 30-е годы основная нефтеперерабатывающая промышленность была сосредоточена в Баку.

В довоенные годы Советский Союз продолжал активно экспортировать нефть и нефтепродукты в страны Европы, причем эта статья экспорта была одной из самых успешных в бюджете страны. Некоторые страны Европы, например Италия и Германия, сильно зависели от советской нефти. Доля импортируемой из Советского Союза нефти в общем балансе итальянского государства с 1925 по 1935 г. составляла около 50%, а в 1940 г. 75% советского экспорта нефтепродуктов и нефти пришлось на долю Германии [21, 32].

Интересно отметить, что в годы советской власти произошло резкое изменение состава российского экспорта. Если до 1917 г. 70% российского экспорта составляло зерно (Россию называли хлебной корзиной Европы) и даже в лучшие годы нефть составляла только 7% экспорта, то после 1920 г. доля нефтяного экспорта постоянно растет и достигает к 1932 г. 18%. После коллективизации, когда Советский Союз, по существу, потерял свою роль поставщика зерна в Европу, процентное соотношение нефти в экспорте Советского Союза резко возрастает и составляет уже около 50%.

Правительство СССР понимало слабость положения страны, которая целиком зависела от бакинских нефтепродуктов, и в 30-е годы осуществило строительство [33, 34] нефтеперерабатывающих заводов в Ухте (1933), Москве (1938), Саратове (1934), Уфе (1938), Ишимбае (1936), Орске (1935), Батуми (1931), Одессе (1937) и Херсоне (1938).

Во время второй мировой войны снабжение армии горючим и маслами происходило в основном с бакинских нефтепера-

батывающих заводов [1]. Особенно это чувствовалось во время сталинградского сражения, когда немецкая армия перерезала пути доставки кавказской нефти и горючего в центральные районы Советского Союза.

В предвоенные, военные и послевоенные годы нефтяная промышленность Советского Союза развивалась высокими темпами. Советское правительство хорошо понимало значение нефтяной индустрии для функционирования Советского государства и не жалело денег для ее роста. В целом работники нефтяной промышленности справлялись со своими задачами – бесперебойно обеспечивали армию и народное хозяйство нефтепродуктами и успешно осуществляли экспорт нефти и нефтепродуктов.

Надо отметить, однако, что избытка и разнообразия нефтепродуктов не было. Хозяйство было плановым, а планы в нефтяной промышленности выполнялись таким образом, чтобы обеспечение нефтепродуктами было на минимальном уровне. После второй мировой войны комиссариаты были преобразованы в министерства [35, 36]. Комиссариат по нефтяной промышленности был разделен на два министерства – Министерство нефтяной промышленности южного и западного регионов и Министерство нефтяной промышленности восточного региона и Сахалина, которые в 1948 г. образовали одно Министерство нефтяной промышленности. В 1957 г. вместо министерств были созданы региональные совнархозы, проведена децентрализация нефтяной промышленности с сохранением некоторых центральных функций у Госплана. По существу, были созданы десятки монополий, меньших по размеру в пределах региона, но с теми же функциями, что и министерства. В 1965 г. опять были восстановлены министерства, так как совнархозы не сумели эффективно управлять промышленностью. Причем в нефтяной промышленности образовалось 5 министерств – нефтедобывающей, газовой, нефтеперерабатывающей, нефтехимической и химической промышленности. В 1970 г. первое министерство стало называться Министерством нефтяной промышленности [37, 38].

В конце 40-х годов началась интенсивная разработка крупного Ромашкинского месторождения, которое находилось между Волгой и Уралом. Только за 4 года – с 1954 по 1958 г. – добыча нефти в Советском Союзе удвоилась. В ряде городов Советского Союза велось в то время строительство крупных нефтеперерабатывающих заводов. Кстово (Нижегородская область), Сызрань, Волгоград, Саратов, Пермь, Краснодар, Омск, Ангарск, Баку и Рязань – вот далеко не полный список городов, где было развернуто новое строительство, причем, так как строительство велось централизованно, большинство заводов копировалось в зависимости от топливного или масляного направления. Особенно бурно нефтяная промышленность Советского Союза стала развиваться в 60-е годы, когда были открыты богатые месторождения в Западной Сибири [39, 40].

Таблица 6. Добыча нефти в СССР за 1975–1989 гг. (млн т/год)\*

Регион	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1987 г.	1989 г.
Советский Союз	491	603	595	624	607
Россия	412	549	543	569	552
Европейская часть России:	182	155	108	94	85
в том числе Поволжье	146	113	78	66	61
Урал	79	76	64	62	58
Сибирь	151	318	371	413	409
в том числе Западная Сибирь:	148	315	368	410	406
Тюменская область	142	303	355	396	391
Сахалин	3	3	3	3	3
Украина	13	8	6	6	6
Белоруссия	8	3	2	2	2
Казахстан	24	19	23	25	25
Туркмения	16	8	6	6	6
Узбекистан	1	1	2	2	3
Азербайджан	17	15	13	14	13

\* 1 млн т/год = 20 000 бар/день.

Началась интенсивная разработка и добыча нефти в Тюменской области – центральной среди нефтедобывающих областей Западной Сибири. Очень быстро Советский Союз выходит на первые позиции по добыче нефти в мире, а с конца 70-х годов закрепляется на первом месте. Добыча нефти в Советском Союзе продолжала оставаться самым успешным мероприятием, проводимым Советским правительством.

В табл. 5 и 6 представлены данные по добыче нефти в Советском Союзе в целом в 1920–1990 гг. и по регионам за 1975–1989 гг. [21, 41, 42].

Следует отметить, что больше всего нефти добывалось в России, а в России самые крупные месторождения находились в Западной Сибири. Азербайджан практически потерял свое значение как регион, имеющий большие запасы нефти, хотя обладал развитой нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленностью. Из остальных бывших республик Советского Союза кроме России только Казахстан обладает промышленными запасами нефти, особенно после открытия крупного Тенгизского месторождения.

В 70-е годы нефть и нефтепродукты в больших количествах экспортировались в страны Восточной и Западной Европы. В табл. 5, 7 и 8 приведены данные по добыче нефти в СССР и экспорту нефти и нефтепродуктов в 1920–1990 гг. и распределение его по странам-импортерам в 1970–1990 гг. [21, 41, 42, 43].

Как следует из данных табл. 7 и 8, в 80-е годы при добыче нефти около 600 млн т/год экспорт составлял 150–200 млн т – цифры огромные даже по нынешним временам. Если учесть, что население Советского Союза составляло чуть более 250 млн

Таблица 7. Экспорт нефти из СССР и распределение его по странам-импортерам в 1970–1990 гг. (млн т)

Страна	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1982 г.	1984 г.	1986 г.	1988 г.	1990 г.
<b>Всего</b>	66,8	93,1	119,1	122,4	130,8	129,5	144,2	108,7
<b>В том числе:</b>								
Германия	12,8	17,9	22,6	26,1	24,8	23,1	25,6	18,9
Чехословакия	9,8	15,6	18,9	16,8	16,5	16,9	16,4	13,2
Польша	7,0	11,6	13,1	12,9	13,0	13,7	13,5	10,7
Болгария	4,7	9,9	13,0	11,6	11,4	11,7	11,5	7,8
Италия	8,9	4,1	5,5	3,9	8,4	8,1	9,1	7,5
Югославия	1,5	3,0	4,9	5,1	6,2	5,1	6,0	6,4
Финляндия	5,5	5,9	6,7	9,0	8,0	8,5	8,5	5,8
Франция	1,4	1,8	6,4	5,2	5,8	6,1	12,8	5,8
Венгрия	4,0	7,0	7,5	7,2	6,9	7,4	6,9	5,0
Испания	0,1	1,7	1,2	0,4	1,1	0,4	6,2	4,8
Индия	0	0	1,7	2,1	3,5	3,6	4,0	4,4
Голландия	0	0	0,9	2,0	5,0	1,8	2,4	3,3
Румыния	0	0,2	1,3	0,3	1,6	6,4	4,0	2,5
Турция	0	0	1,0	0,1	0	0,5	0,6	2,0
Швеция	0,7	0,1	0,5	0,6	0,9	0,6	1,5	1,9
Англия	0,3	0,8	0,1	0,7	1,4	2,1	1,3	1,9
Бельгия	0,5	0	0,7	1,8	2,2	1,6	1,4	1,6
Греция	0,6	1,7	1,8	2,1	2,1	2,3	2,9	1,1
Куба	4,2	5,9	5,7	6,2	5,1	3,8	3,8	1,0
Эфиопия	0	0,1	0,5	0,7	0,7	0,8	0,8	0,7
Остальные	4,8	5,8	5,1	7,6	6,2	5,0	5,0	2,4

Таблица 8. Экспорт нефтепродуктов из СССР и распределение его по странам-импортерам (млн т/год)

Страна	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1982 г.	1984 г.	1986 г.	1988 г.	1990 г.
<b>Все страны-импортеры</b>	29,0	37,3	41,3	49,7	53,4	56,8	61,0	50,1
<b>В том числе:</b>								
Италия	1,2	2,8	2,0	6,1	4,1	7,6	8,2	8,2
Германия	3,7	5,6	7,0	8,4	8,8	7,8	8,3	4,9
Голландия	1,4	3,1	2,9	5,1	3,8	4,5	3,9	4,3
Англия	0	0,7	0,8	1,0	1,4	2,7	3,2	2,9
Бельгия	0,1	1,2	2,1	2,7	2,6	2,5	2,9	2,7
Франция	1,1	1,5	3,0	3,3	4,5	5,1	3,4	2,7
Югославия	1,3	1,4	1,5	0,9	1,7	1,9	2,4	2,6
Финляндия	2,3	2,8	2,5	0	2,7	4,1	3,8	2,5
Индия	0,3	1,2	1,9	2,1	2,4	1,2	2,3	2,0
США	0	0,4	0	1,0	0	0,3	1,2	1,9
Польша	1,6	1,6	3,1	2,3	2,2	2,2	2,2	1,5
Венгрия	0,7	0,6	1,7	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5
Куба	1,8	2,2	3,0	3,6	3,3	3,2	2,1	1,3
Испания	0	0	0,1	0,1	0,4	0,3	1,6	1,1
Вьетнам	0,4	0,4	1,2	1,7	1,9	1,8	1,8	1,0
Иран	0	0	0	0	0	0,2	1,0	1,0
Монголия	0,3	0,4	0,6	0,6	0,7	0,8	0,9	0,9
Болгария	2,3	1,7	1,9	1,5	1,4	1,4	1,2	0,9
Швеция	4,1	3,4	1,3	1,3	1,7	1,8	1,3	0,9
Япония	1,2	1,3	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8

человек, то получается, что на каждого жителя страны приходилось около одной вывозимой тонны. К сожалению, нефть не принесла богатства России, как это случилось в странах Ближнего и Среднего Востока. По многим, главным образом, экономическим причинам.

В 70–80-е гг. было построено еще несколько нефтеперерабатывающих заводов – в основном вне России. Это заводы в Чимкенте и Павлодаре (Казахстан), Мажейкяе (Литва), Чарджоу (Туркмения), Лисичанске (Украина), Мозыре (Белоруссия). Единственный завод, построенный в России в последнее время, – это нефтеперерабатывающее предприятие в Ачинске (Восточная Сибирь). Сейчас, при распаде Советского Союза, Россия, добывающая в год более 400 млн т нефти, осталась с заводами, имеющими в основном старое оборудование, обеспечивающее низкую глубину переработки нефти.

В конце 1991 г. образовались новые государства взамен бывшего СССР. Россия переходит на новые экономические пути развития, которые не будут отличаться от моделей развитых государств. В частности, российское Министерство по топливу, куда входит нефтяная промышленность, в течение 1993 г. планировало создать нефтяные компании по типу нефтяных компаний США. Первая такая российская нефтяная компания была уже создана в 1992 г. на базе крупных нефтяных месторождений Западной Сибири и двух нефтеперерабатывающих заводов – Волгоградского и Пермского — и получила название *ЛУКОЙЛ*. Теперь важно, чтобы процесс создания компаний пошел в нужном направлении и завершился в возможно более короткие сроки. Мы надеемся, что анализ деятельности нефтяных компаний США, представленный в этой книге, поможет становлению российских компаний.

## Глава 2

### ЭКОНОМИКА И ФИНАНСЫ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ США

#### 2.1. НЕФТЯНЫЕ КОМПАНИИ США

В настоящее время в Соединенных Штатах Америки имеется более 300 компаний, занимающихся нефтью. Некоторые из них вовлечены только в добычу нефти, другие – только в переработку, третьи – большие химические компании – имеют нефтеперерабатывающие заводы для получения своего сырья, но большую часть нефтяного бизнеса все-таки осуществляют 10–20 интегрированных нефтяных компаний. В США часто используют назва-



ние «главные» нефтяные компании, которое относится к таким корпорациям, как *Эксон, Шелл, Шеврон, Мобил, Тексако, Амоко, Бритиш Петролеум* (в конце книги приведены названия компаний на английском языке) [44]. Некоторые относительно крупные компании не являются полностью интегрированными, например компания *Оксидэйшен Петролеум* не имеет своих нефтеперерабатывающих заводов и автозаправочных станций. Большое количество компаний занимается только добычей нефти и газа. Их финансовое благополучие очень сильно зависит от колебаний цен на нефть и газ на мировом рынке.

При резком падении цен на нефть, как это случилось в середине 80-х годов, финансовый годовой баланс компании может быть даже отрицательным. Тогда это привело к банкротству нескольких нефтедобывающих компаний и фирм, вовлеченных в бурение скважин. Преимуществом интегрированной компании является сбалансированность бюджета. Когда цена на нефть падает, прибыль добывающих подразделений интегрированных компаний уменьшается, но нефтеперерабатывающие заводы и нефтехимические производства получают, как правило, прибыли, так как понижение стоимости сырья обычно всегда больше, чем уменьшение стоимости продукта, например бензина или пропилена, и т.п. Поэтому потери одного подразделения компенсируются приобретениями другого подразделения. Интересно отметить, что главные нефтяные компании не теряли денег даже при падении цен на нефть с 36 дол. за баррель до 10 (1981 и 1984 гг.).

Как показывает практика, лучше всегда себя чувствуют те компании, которые делают ставку на комплексное развитие. История дает многочисленные примеры такого преимущества.

Так, г. Хьюстон (штат Техас), который был одним из самых быстроразвивающихся городов мира в конце 70-х годов, до сих пор полностью не восстановился от нефтяного шока, вызванного падением цен. Хьюстон считался и считается наиболее крупным нефтяным центром в мире, который сделал полностью ставку на нефтяной бизнес, в отличие, например, от Далласа (тоже штат Техас), который привлекал в свой город также электронную и финансовую промышленность. Несмотря на падение цен на нефть и вовлечение Далласа в нефтяную промышленность, город не пострадал экономически в такой степени, как Хьюстон. Таким образом, пример Далласа наглядно доказывает преимущества комплексного развития, что характерно и для интегрированных нефтяных компаний.

Кроме интегрированных и добывающих компаний, на американском рынке работают и чисто нефтеперерабатывающие компании, например *Ашланд Ойл*. Хотя большинство фирм такого типа имеют свою транспортную схему и маркетинг, они также очень чувствительны к изменению цен на нефть на международном рынке. Например, резкое повышение цен на нефть (для

Цена, дол./месяцы·бар.

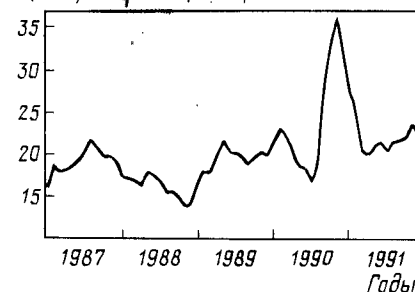


РИС. 1. Колебания средней цены на сырую нефть по месяцам за 1987–1991 гг.

них нефть является сырьем) обычно не сопровождается таким же большим повышением цен на нефтепродукты, и в результате эти компании испытывают серьезные трудности (рис. 1 и 2).

По итогам 1991 г. в области добычи, переработки и маркетинга была отмечена деятельность 300 нефтяных компаний, общая стоимость активов которых составляла 488,6 млрд дол. [45]. Все эти компании имели годовой доход 507,1 млрд дол. и чистую прибыль 16,6 млрд дол. Общая добыча нефти и газоконденсата, осуществленная американскими компаниями, составила 3,1 млрд бар., из них 2,1 млрд бар. – в США; общая добыча природного газа – 160,2 млрд куб. футов, из них 108,9 млрд куб. футов – в США. Если рассматривать роль каждой компании в нефтяном мире США, то надо отметить первые двадцать нефтяных компаний по стоимости активов. Сумма активов этой «двадцатки» составляет 82,5% от общей стоимости активов всех нефтяных компаний (табл. 9). В реальности эти нефтяные компании, особенно первые 7 корпораций, определяют политику в нефтяном мире Америки. Они обладают наибольшими запасами нефти и газа, самыми совершенными способами добычи и транспортирования сырья и продукта, новейшими технологи-

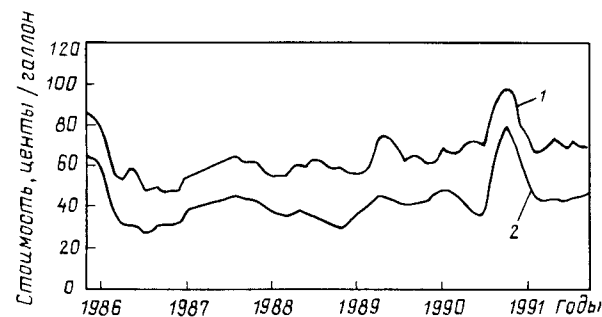


РИС. 2. Колебания средней цены на нефтепродукты (1) и средней стоимости сырья (2) на входе нефтеперерабатывающих заводов



Таблица 9. Нефтяные компании США, имевшие наибольшие активы в 1991 г.

№	Компания	Стоимость активов, млрд дол.	№	Компания	Стоимость активов, млрд дол.
1	Эксон	87,6	11	Марафон	11,6
2	Мобил	42,2	12	Филлипс Петролеум	11,5
3	Шеврон	34,6	13	Энрон	10,1
4	Амоко	30,5	14	Юнокал	9,8
5	Шелл Ойл (в США)	30,0	15	Костол	9,5
6	Тексако	26,2	16	Амарада Хесс	8,8
7	Арко (Атлантический Рич-филд)	24,5	17	Колумбия Газ Систем	6,3
8	Бритиш Петролеум оф Америка	18,1	18	Ашланд Ойл	5,4
9	Оксидэйшен Петролеум	16,1	19	Пензойл	5,2
10	Коноко	12,1	20	Консолидэйшен Нейчерл Газ	5,0

ческими установками и современными заводами по переработке нефти, наиболее развитыми службами маркетинга и передовыми автозаправочными станциями. Стоимость активов следующих тридцати нефтяных компаний превышает 1 млрд дол., что составляет уже 13,4% от общей стоимости активов нефтяных компаний; общая стоимость активов остальных 250 компаний составляет всего лишь 4,1% от общей стоимости активов всех 300 компаний. Поскольку большинство капитала находится у первых десяти, а точнее — шести-семи нефтяных корпораций, и некоторую конкуренцию им могут составить компании, находящиеся в списке первых двадцати-тридцати, мы хотим проанализировать деятельность только первых двадцати компаний, а также отметить наиболее интересные факты в деятельности других фирм, входящих в число пяти первых десятков компаний США, занимающихся нефтью и газом.

В табл. 10–17 приведены финансовые и производственные показатели ведущих нефтяных компаний США. Первое место по основным финансовым и производственным показателям уверенно занимает корпорация *Эксон*. Но при этом необходимо отметить, что авторы рассматривали все активы только американских компаний-корпораций, а активы корпораций *Шелл* и *Бритиш Петролеум (БП)* — лишь в их американской части. Если привести все активы *Шелл*, то эта величина будет составлять 105,5 млрд дол., и компания *Шелл* будет уверенно занимать первое место среди нефтяных компаний мира, а *Бритиш Петролеум*, активы которой по итогам 1991 г. составляют 59,5 млрд дол., войдет в тройку ведущих нефтяных компаний.

Общие активы ведущих нефтяных компаний США колоссальны. Например, активы первых десяти нефтяных компаний

США (без *Шелл* и *БП*) превышают 300 млрд дол., что может превышать активы некоторых стран средней величины. Корпорация *Эксон* приблизительно в 2 раза превосходит любую другую нефтяную компанию практически по всем показателям. *Эксон*

Таблица 10. Нефтяные компании США, имевшие наибольшие доходы в 1991 г.

№	Компания	Общие доходы, млрд дол.	№	Компания	Общие доходы, млрд дол.
1	Эксон	116,5	11	Энрон	13,6
2	Мобил	63,2	12	Филлипс Петролеум	13,3
3	Шеврон	40,9	13	Оксидэйшен Петролеум	11,5
4	Тексако	38,3	14	Юнокал	10,9
5	Амоко	28,3	15	Ашланд Ойл	10,0
6	Шелл Ойл	24,9	16	Костол	9,5
7	Арко	18,9	17	Амарада Хесс	6,4
8	Коноко	15,9	18	Кер-Мги	3,4
9	Бритиш Петролеум оф Америка	15,8	19	Фина	3,3
10	Марафон	14,0	20	Энсерч	2,8

Таблица 11. Нефтяные компании США, имевшие наилучшие показатели по чистой прибыли в 1991 г.

№	Компания	Чистая прибыль, млрд дол.	№	Компания	Чистая прибыль, млрд дол.
1	Эксон	5,6	6	Шеврон	1,3
2	Мобил	1,9	7	Коноко	0,8
3	БП оф Америка	1,8	8	Арко	0,7
4	Амоко	1,5	9	Оксидэйшен	0,5
5	Тексако	1,3	10	Филлипс Петролеум	0,3

Таблица 12. Нефтяные компании, имевшие наибольший акционерный капитал в 1991 г.

№	Компания	Акционерный капитал, млрд дол.	Число работающих, тыс. чел.
1	Эксон	34,9	101,0
2	Мобил	17,5	67,5
3	Шелл Ойл	15,6	29,4
4	Шеврон	14,7	55,1
5	Амоко	14,2	54,1
6	Тексако	9,8	40,2
7	Арко	6,8	27,5
8	Оксидэйшен Петролеум	4,3	24,7
9	Марафон	3,3	47,0
10	Амарада Хесс	3,1	10,3

Таблица 13. Лучшие нефтяные компании США по добыче нефти за 1991 г.

Компания	Добыча нефти, млн бар.*	
	всего	в США
Эксон	584 (1)	266 (2)
БП оф Америка	444 (2)	269 (1)
Шеврон	304 (3)	166 (5)
Мобил	275 (4)	121 (7)
Арко	262 (5)	244 (3)
Амоко	262 (6)	116 (8)
Тексако	250 (7)	166 (5)
Шелл Ойл	197 (8)	167 (4)
Коноко	124 (9)	44 (12)
Филлипс Петролеум	94 (10)	47 (10)

\* В скобках – место среди нефтяных компаний США.

Таблица 14. Нефтяные компании США, имеющие наибольшие разведанные запасы нефти и газоконденсата

Компания	Запасы нефти, млрд бар.*	
	всего	в США
Эксон	6,2 (1)	2,4 (4)
Арко	2,8 (2)	2,6 (1)
Шелл Ойл	2,8 (3)	2,5 (3)
Мобил	2,7 (4)	1,2 (8)
Шеврон	2,7 (5)	1,6 (5)
Амоко	2,4 (6)	1,4 (7)
Тексако	2,3 (7)	1,5 (6)
Коноко	1,1 (8)	0,5 (12)
Филлипс Петролеум	1,1 (9)	0,5 (11)
Марафон	0,9 (10)	0,6 (9)
Юнокал	0,8 (11)	0,5 (10)

\* В скобках – место среди нефтяных компаний США.

Таблица 15. Лучшие нефтяные компании США по добыче газа за 1991 г.

Компания	Добыча природного газа, млрд куб. футов		Компания	Добыча природного газа, млрд куб. футов	
	всего	в США		всего	в США
Мобил	1666 (1)	622 (5)	Арко	606 (6)	511 (6)
Эксон	1503 (2)	682 (4)	Юнокал	581 (7)	351 (8)
Амоко	1325 (3)	791 (2)	Шелл Ойл	511 (8)	501 (7)
Шеврон	1009 (4)	861 (1)	Филлипс Петролеум	486 (9)	327 (9)
Тексако	805 (5)	722 (3)	Коноко	417 (10)	276 (10)

Таблица 16. Число разведочных скважин, пробуренных различными нефтяными компаниями США

№	Компания	Число скважин	№	Компания	Число скважин
1	Арко	674	6	Тексако	415
2	Мобил	566	7	Эксон	283
3	Шелл Ойл	555	8	Юнион Пасифик	245
4	Шеврон	515	9	Ресоч	213
5	Амоко	502	10	Меридиан Ойл	213

Таблица 17. Нефтяные компании США, имеющие наибольшие разведанные запасы природного газа в 1991 г.

Компания	Запасы газа, млрд куб. футов*		Компания	Запасы газа, млрд куб. футов*	
	всего	в США		всего	в США
Эксон	25434 (1)	10155 (2)	Юнокал	6858 (6)	4043 (9)
Амоко	18700 (2)	11649 (1)	Шелл Ойл	6406 (7)	5967 (5)
Мобил	18563 (3)	6237 (4)	Тексако	6128 (8)	4697 (8)
Шеврон	9249 (3)	6569 (3)	Филлипс	5639 (9)	3817 (10)
Арко	8203 (5)	5798 (6)	Петролеум		
			Меридиан Ойл	4887 (10)	4887 (7)

\* В скобках – место среди нефтяных компаний США.

входит в тройку самых больших корпораций США, а по некоторым показателям занимает даже первые позиции.

Давать номера компаниям следует, однако, осторожно. Так, например, по запасам газа в США самой богатой компанией является *Шеврон*, а наиболее крупные запасы газа в Северной Америке (США + Канада) – у корпорации *Амоко*. По количеству бензозаправочных станций в США и по их суммарной мощности первое место делят *Шелл* и *Амоко*, а по количеству выходящих патентов на первых местах находятся *Мобил* и *Шелл*.

*Эксон* – настолько мощная компания, что ее чистая прибыль в год более чем достаточна для того, чтобы купить средних размеров нефтяную компанию. *Мобил*, вторая по активам нефтяная компания Америки, является одной из ведущих в области маркетинга бензина, имеет большие успехи в области добычи нефти и очень высокую технологическую репутацию. Например, открытые учеными *Мобил* цеолиты 3ТСМ-5 стали широко применяться в каталитическом крекинге для увеличения выхода олефинов.

К моменту написания книги были опубликованы экономические показатели за 1992 г. Надо отметить, что все компании США, имеющие акции, обязаны сообщать официально свои экономические показатели за каждый квартал. Обычно нефтяные компании сообщают данные в одно и то же время приблизительно через несколько недель после окончания квартала. Информацию держат в большом секрете до официального сообщения, чтобы предотвратить спекуляцию на бирже. Если данные появляются нелегальными методами ранее, то это считается уголовным преступлением и наказывается штрафом и тюремным заключением. Несколько нашумевших случаев произошло в середине 80-х годов, когда влиятельные бизнесмены оказались в тюрьме за нелегально используемую информацию.

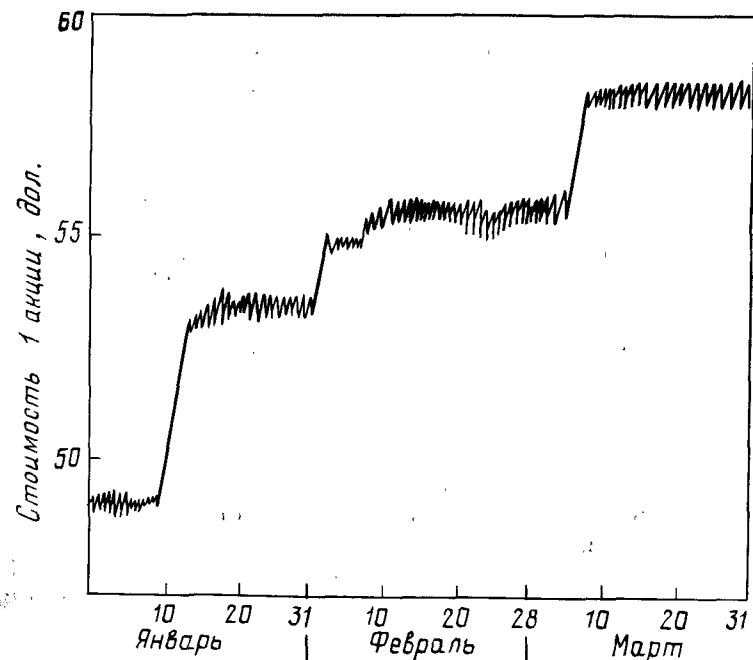


РИС. 3. Изменение цены акции корпорации *Амоко* в I кв. 1993 г.

То, как по предварительной информации можно сделать большие деньги, иллюстрируют графики изменения стоимости одной акции, которые публикуются в специальных журналах по каждой компании. На рис. 3 представлены колебания цены одной акции *Амоко* в течение первого квартала 1993 г. В середине января стоимость акции составляла около 49 дол. Настроение на бирже было такое, что большие прибыли *Амоко* за последний квартал 1992 г. не ожидалось. Когда корпорация сообщила официально о своих прибылях, цена акции немедленно стала расти и к апрелю 1993 г. превысила 57 дол. Если бы информация о прибыли была нелегально сообщена, то те, кто узнал о ней, могли бы начать скупать акции перед официальным опубликованием экономических показателей, что привело бы к незаконному обогащению.

В табл. 18 и 19 приведены данные о стоимости акции и прибыли, получаемой на одну акцию. Последний показатель является одним из самых важных параметров, определяющих поведение цены акции. Обычно для главных нефтяных компаний эти показатели близки между собой. Если какая-то компания сообщает об очень высокой прибыли на акцию и биржа верит, что данная компания будет продолжать поддерживать этот уровень прибыли, то стоимость акции повышается до такого уровня, чтобы отношение цены акции к ее прибыли (очень

Таблица 18. Прибыли нефтяных компаний в расчете на одну акцию за 1992 г. и поквартально (в дол.) [46]

Компания	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.	За год
<i>Эксон</i>	1,04	0,76	0,90	1,12	3,82
<i>Шелл</i>	1,86	1,28	1,82	1,49	6,45
<i>БП оф Америка</i>	-3,90	1,07	0,50	0,53	-1,80
<i>Мобил</i>	0,28	0,60	1,00	1,25	3,13
<i>Шеврон</i>	1,08	1,03	1,11	3,30	6,52
<i>Амоко</i>	0,63	0,66	0,94	1,10	3,33
<i>Тексако</i>	0,63	0,85	0,94	1,11	3,53
<i>Арко</i>	1,12	1,91	2,06	2,30	7,39
<i>Оксидэйшен</i>	0,05	0,12	0,19	0,05	0,41
<i>Филлипс</i>	-0,30	0,40	0,38	0,56	1,04
<i>Юнокал</i>	0,07	0,28	0,01	0,39	0,75
<i>Энрон</i>	1,05	0,43	0,52	0,86	2,86
<i>Амарада Хесс</i>	-0,31	0,08	0,11	0,21	0,09
<i>Пензойл</i>	-0,31	0,22	0,14	0,38	0,43

Таблица 19. Стоимость акции (март 1993 г.) и прибыль нефтяных компаний США, полученная на акцию в 1992 г. и ожидаемая биржей в 1993–1994 гг.

Компания	Прибыль (П) за акцию, дол.			Цена (А) одной акции, дол.	А/П
	1992 г.	1993 г.	1994 г.		
<i>Эксон</i>	3,82	4,10	4,50	62	17
<i>Шелл Ойл (США) оф Америка</i>	6,45	5,80	—	85	14
<i>Мобил</i>	-1,80	3,45	4,70	49	—
<i>Шеврон</i>	3,13	4,15	4,70	67	22
<i>Амоко</i>	6,52	4,85	5,80	76	12
<i>Тексако</i>	3,33	3,45	4,10	54	16
<i>Арко</i>	3,53	4,25	3,95	62	18
<i>Оксидэйшен</i>	7,39	7,60	5,35	115	16
<i>Филлипс</i>	0,41	1,00	1,70	21	51
<i>Юнокал</i>	1,04	1,55	2,20	27	27
<i>Энрон</i>	0,75	1,25	1,70	26	35
<i>Амарада Хесс</i>	2,86	3,05	3,55	60	21
<i>Пензойл</i>	0,09	1,55	2,45	51	—
	0,43	1,55	—	56	132

важный показатель, используемый для выбора акции) приближалось к значению этого показателя для всех других нефтяных компаний.

Иногда компании сообщают специальные расходы, связанные с увольнением (например, нужно платить компенсацию увольняемому служащим), или специальные прибыли — например, связанные с продажей собственности. Поэтому нужно аккуратно анализировать все данные, чтобы эти одноразовые графы расходов и прибылей не ввели в заблуждение.

Как мы уже отмечали, соотношение А/П для главных нефтяных компаний находится в довольно небольшом диапазоне.

Отклонения значений друг от друга могут быть легко объяснены прогнозами биржи. Если биржа верит в успехи компании и уверена, что ее прибыли будут увеличиваться в последующие несколько лет, то данный параметр выше. Это объясняет тот факт, что стоимости акций компаний *Филлипс*, *Пензойл*, *Оксидэйшен* и *Юнокал* относительно высоки для прибылей, которые они получили в 1992 г. Конечно, если читатель решит покупать акции определенной компании, то ему необходимо будет рассматривать многие другие параметры и данные, обсуждаемые в этой главе.

Таким образом, общий анализ приведенных выше таблиц показывает, что компании, известные как «Семь сестер» (одна из них — компания *Галф* — уже не существует), а также компания *Амоко* продолжают быть лидерами в нефтяном мире.

Корпорация *Галф* перестала существовать в 1984 г. в связи с тем, что была куплена *Шевроном*. Может показаться удивительным, как одна компания может купить другую компанию той же самой величины. Но еще более удивительно, что поводом к этому послужила попытка компании *Майс Петролеум*, которая по крайней мере в 20 раз меньше *Галфа*, купить ее. Противоречивое мнение о реальных намерениях *Майс Петролеум* существует и по сей день. Некоторые полагают, что *Майс Петролеум* хотела купить *Галф*, чтобы сделать ее более эффективной, другие — что компания *Майс Петролеум*, руководимая известным Б. Пикенсом, хотела купить *Галф* и продать ее с молотка по частям. Но попытки *Галфа* обороняться от очень эффективных атак компании *Майс Петролеум* привели к ее ослаблению, и после мирных переговоров корпорация *Шеврон* приобрела корпорацию *Галф*. *Шеврон* вошел в большие долги, чтобы совершить эту покупку, и только недавно восстановил свои кредитные возможности.

Целый ряд компаний, косвенно связанных с нефтяными компаниями, не рассматривается в этой книге. Это крупные инженерные фирмы (*Бехтел*, *Браун энд Руд*, *Флор*, *Шломберже* и т. п.), вовлеченные в проектирование и строительство нефтеперерабатывающих заводов, трубопроводов, в бурение и т. п., в химические компании, хотя они часто связаны с нефтехимическими производствами нефтяных компаний.

Наиболее благополучными в финансовом положении в сфере нефтяного бизнеса выглядят интегрированные нефтяные компании США. Интеграция помогала им не только выживать в условиях конкуренции, депрессии и энергетических и нефтяных кризисов, но также увеличивать свои активы и технологическую мощь. За исключением специальных случаев, когда компания проводила большие структурные изменения, интегрированные нефтяные корпорации практически никогда не теряли денег в отличие от чисто добывающих и чисто нефтеперерабатывающих или, например, таких гигантов, как автомобильный концерн

*Дженерал Моторс*. Из первых 12 крупнейших нефтяных компаний только *Оксидэйшен Петролеум* не является полностью интегрированной, так как не имеет своих нефтеперерабатывающих заводов и бензозаправочных станций. В то же самое время *Оксидэйшен Петролеум* имеет мощное химическое отделение [47].

Давайте проанализируем, почему интегрирование в нефтяном бизнесе очень важно для поддержания устойчивого экономического положения компании.

*Случай 1.* Перепроизводство нефти привело к резкому снижению ее цены.

Отделы компаний по добыче нефти и газа (как правило, цена на газ тоже идет вниз) в лучшем случае перестают получать прибыли, а могут даже и иметь потери. Под потерей имеется в виду отрицательный баланс между доходами и расходами.

Экономические потери в отделах добычи компенсируются четырьмя важными факторами:

I. Большое снижение цен на нефть приводит также к уменьшению цен на нефтепродукты и химические вещества. В результате инфляция в стране уменьшается, и это полезно для развития других отраслей промышленности и всей экономики в целом.

II. Так как цены на нефтепродукты снижаются медленней, чем цены на нефть, отдел нефтепереработки и маркетинга начинает приносить большие прибыли.

III. То же самое происходит в нефтехимической и особенно в химической промышленности, где цены на продукты снижаются очень медленно или не падают совсем и поэтому прибыли увеличиваются.

IV. Население чаще использует свои автомобили, когда цены на бензин ниже. Снижение цен на авиационный бензин приводит к уменьшению стоимости билетов на самолеты, что позволяет населению чаще пользоваться этим видом транспорта. В конечном итоге потребление нефтепродуктов резко увеличивается, а это приводит к максимальному использованию мощностей нефтеперерабатывающих заводов, то есть к их работе в наиболее экономически выгодных режимах.

*Случай 2.* Цены на нефть и газ начинают быстро расти. Отдел добычи нефти и газа получает очень большие прибыли, но ухудшается положение в других отделах. В стране растет инфляция, что оказывает отрицательное влияние на все отрасли промышленности, включая и нефтяную. Наиболее благоприятным условием для стабильной и эффективной работы нефтяных интегрированных компаний является медленный рост цены на нефть. В этом случае значительно легче вести планирование и общий баланс компании.

Интегрированные нефтяные компании, как правило, состоят из трех почти независимых частей — добычи и продажи нефти (подразделение I), переработки нефти, транспортирования и

маркетинга нефтепродуктов (подразделение 2), производства и продажи химических продуктов (подразделение 3).

В табл. 20–22 приведены показатели по чистой прибыли подразделений интегрированных компаний [48]. Для подразделения, занимающегося добычей нефти, 1990 г. был наиболее успешным, так как прибыль у рассматриваемых нефтяных компаний возросла в среднем в 1,5–2,0 раза, а у *Шеврона* поднялась в 10 раз. В крупных корпорациях подразделения, занимающиеся нефтепереработкой, основные прибыли получили в 1991 г., при-

Таблица 20. Чистая прибыль, полученная интегрированными компаниями от добычи и продажи нефти в 1989–1991 гг. (млн дол.)

№	Компания	1989 г.	1990 г.	1991 г.
1	<i>Эксон</i>	3058	4038	3128
2	<i>Мобил</i>	1072	1592	1283
3	<i>Шеврон</i>	146	1543	1002
4	<i>Тексако</i>	674	1348	1026
5	<i>Амоко</i>	887	1721	809
6	<i>Шелл Ойл</i>	546	714	241
7	<i>Арко</i>	887	1364	549
8	<i>Филлипс Петролеум</i>	477	670	291

Таблица 21. Чистая прибыль, полученная интегрированными компаниями от переработки нефти и маркетинга в 1989–1991 гг. (млн дол.)

№	Компания	1989 г.	1990 г.	1991 г.
1	<i>Эксон</i>	1812	1315	2555
2	<i>Мобил</i>	655	633	935
3	<i>Шеврон</i>	134	763	333
4	<i>Тексако</i>	460	618	835
5	<i>Амоко</i>	670	370	644
6	<i>Шелл Ойл</i>	361	88	– 164
7	<i>Арко</i>	557	713	478
8	<i>Марафон</i>	405	551	401
9	<i>Филлипс Петролеум</i>	260	145	88

Таблица 22. Чистая прибыль, полученная интегрированными компаниями от химического производства (млн дол.)

Компания	1989 г.	1990 г.	1991 г.
<i>Эксон</i>	1083	522	512
<i>Мобил</i>	558	322	217
<i>Шеврон</i>	342	34	151
<i>Тексако</i>	268	48	7
<i>Амоко</i>	– 289	206	68
<i>Шелл Ойл</i>	630	333	157
<i>Арко</i>	336	271	192
<i>Филлипс Петролеум</i>	652	291	186

чем у таких корпораций, как *Эксон*, *Мобил*, *Тексако* и *Амоко* они увеличились в 1,5–2,0 раза по сравнению с 1990 г., то есть данные таблиц подтверждают наши основные выводы о том, что снижение прибылей от продажи нефти компенсируется увеличением прибылей от нефтепереработки и маркетинга. Химическое производство в 1989–1991 гг. развивалось по более сложным зависимостям, и прибыли резко колебались для различных компаний и набора производств.

Интересно отметить, что подразделение 2, занимающееся переработкой нефти, не всегда использует нефть, добываемую компанией. Более того, как показал опыт, существует оптимальный метод, заключающийся обычно в продаже добываемой нефти на открытом рынке и покупке специальной нефти для конкретного завода тоже на мировом рынке (обычно низко- и высокосернистая нефти имеют разную цену, и т.д.).

Кроме того, экономятся деньги на транспортирование. Например, нефть компания добыла в Индонезии, а нефтеперерабатывающие заводы с большим количеством установок гидропроцессов имеет в Техасе. В этом случае компании дешевле продать свою нефть в Японии, а купить дешевую сернистую нефть в Мексике, рядом с заводами.

Нефтехимическое производство, хотя оно и относится к другому отделу, территориально может находиться на нефтеперерабатывающем заводе или рядом с ним. Обычно установки полимеризации этилена и пропилена экономически более выгодно иметь на нефтеперерабатывающем предприятии, так как сырьем для этих установок служат газы, получаемые в процессах каталитического крекинга и пиролиза, которые являются неотъемлемой частью нефтепереработки. По этой же причине производство ароматических углеводородов путем риформинга бензинов также располагают на нефтеперерабатывающем заводе. Химическое производство более сложных соединений – полимеров, эфиров, спиртов – находится на нефтехимических комбинатах, которые размещаются в других районах, чтобы не было высокой концентрации химических предприятий в одном месте.

До середины 80-х годов прибыли, получаемые нефте- и газодобывающими подразделениями интегрированных компаний, значительно превышали прибыли остальных двух подразделений. За последние 10 лет это соотношение изменилось. Добывать нефть становится дороже (глубже скважины, меньше их продуктивность, более тяжелая нефть и т.п.), а цены на нее в 1985–1986 гг. значительно снизились и не восстановились до уровня 1980 г. В то же время подразделение по переработке нефти и маркетингу достигло высокого технического уровня, обусловленного увеличением глубины переработки нефти и повышением выхода светлых нефтепродуктов. Кроме того, ведущие нефтяные компании закрыли многие свои маленькие нерентабельные заводы, а на оставшихся крупных предприятиях стали более эффективно

использовать все мощности. В результате подразделения по переработке и маркетингу стали получать прибыли, соизмеримые с прибылями добытчиков. Химическое производство обычно приносит меньшие прибыли. Дополнительная экономическая важность отдела маркетинга – это большая циркуляция денег, что позволяет перераспределять более эффективно внутри компании наличные поступления денег. Это важный параметр, который в американской экономической литературе получил название «поток наличных». Высокая циркуляция денег вызвана тем, что в стоимость нефтепродуктов входит стоимость нефти, которая является сырьем для нефтеперерабатывающих заводов. В табл. 23–25 приведены показатели доходов от продажи нефти,

Таблица 23. Доходы от продажи нефти и газа, полученные некоторыми ведущими интегрированными компаниями в 1989–1991 гг. (млрд дол.)

Компания	1989 г.	1990 г.	1991 г.
Мобил	8,6	10,6	10,3
Шеврон	28,3	37,7	36,6
Тексако	15,1	19,8	18,0
Амоко	7,2	8,8	6,9
Шелл Ойл	4,5	5,2	4,4
Арко	8,1	9,4	8,9
Марафон	3,9	4,9	4,7
Филлипс Петролеум	3,9	4,3	4,2

Таблица 24. Доходы от продажи нефтепродуктов некоторых нефтяных компаний США в 1989–1991 гг. (млрд дол.)

Компания	1989 г.	1990 г.	1991 г.
Мобил	47,1	54,4	53,3
Шеврон	15,7	19,4	16,8
Тексако	15,8	19,6	17,9
Амоко	19,5	23,9	22,3
Шелл Ойл	16,4	19,6	17,9
Арко	7,7	9,6	8,8
Марафон	6,4	7,7	7,0
Филлипс Петролеум	8,4	9,8	9,1

Таблица 25. Доходы от продажи химической продукции некоторых ведущих нефтяных компаний США в 1989–1991 гг. (млрд дол.)

Компания	1989 г.	1990 г.	1991 г.
Мобил	4,2	4,3	4,1
Шеврон	3,1	3,3	3,1
Тексако	1,8	1,7	1,5
Амоко	4,6	4,4	4,0
Шелл Ойл	4,0	3,9	3,6
Арко	2,7	3,0	3,0
Филлипс Петролеум	2,7	2,3	2,1

нефтепродуктов и химических веществ. Можно отметить, что в тех компаниях, где количество добываемой нефти сравнимо с количеством перерабатываемой нефти на заводах, доходы от продажи нефтепродуктов обычно в несколько раз выше, чем доходы от продажи нефти, хотя прибыль ниже.

В последний год наиболее стабильно работали такие компании, как *Эксон*, *Мобил*, *Тексако*, *Амоко*. У них устойчивые показатели по чистой прибыли каждого подразделения, что связано с хорошей координацией всех связующих нефтяного бизнеса и хорошим маркетингом нефтепродуктов.

Анализируя итоги 1991 г., хотелось бы обратить внимание на показатели корпорации *Шелл* по подразделению, связанному с нефтепереработкой. Это подразделение закончило год с превышением расходов над доходами. Авторы не анализировали, являются ли эти потери реальными или компания заявила специальные расходы в этом отделе, связанные с изменением структуры, покупкой новых станций, закрытием непродуктивных установок и т.п.

За несколько лет значительно улучшила свои экономические показатели компания *Тексако*. В 1987 г. суд заключил, что *Тексако* нарушил законы при покупке нефтяной компании *Гети*, ущемив интересы компании *Пензойл*, которая также хотела приобрести *Гети*. Суд постановил выплатить Пензойлу необычайно высокую сумму – 12 млрд дол. Корпорация *Тексако* была поражена размером штрафа и подала в апелляционный суд. После серии переговоров с *Пензойлом* руководство компании *Тексако* в конце концов согласилось выплатить компании *Пензойл* 3 млрд дол., чтобы избежать в дальнейшем дорогих судебных издержек. Частная адвокатская контора *Джамейла*, представляющая интересы *Пензойла*, заработала 500 млн дол., что составляет рекордную сумму даже на сегодняшнее время. Компания *Тексако* после этой серьезной неудачи сумела провести модернизацию своего технологического оборудования во всех подразделениях и удержала ведущие позиции на американском рынке.

Ведущие брокерские компании, такие как *Мерул Линч*, *Соломон Бразерс*, *Голден Сакс*, *Пайн Веббер* и другие внимательно изучают деятельность нефтяных компаний, регулярно проводят критический анализ и дают прогнозы на будущее [49, 50]. Мнение больших брокерских компаний может оказать существенное влияние на поведение акций компаний, поскольку такие крупные владельцы акций нефтяных компаний, как разнообразные пенсионные фонды, страховые компании и другие, внимательно следят за этими обзорами. Это подводит нас к очень важному инструменту свободного рынка – бирже и акциям.

## 2.2. АКЦИИ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ США

В начале этого раздела мы немного рассмотрели поведение акций, однако необходимо более детально проанализировать влияние стоимости акций на состояние дел в компании, соотношение ее с прибылью и количеством акций. Это должно быть интересно в первую очередь для российского читателя, которому неизвестно, как функционирует акционерная биржа, так как в России прекратила существование система акционирования предприятий в связи с их национализацией. То же самое случилось и с нефтяной промышленностью, которая развивалась в условиях государственной монополии. Сейчас, когда Россия снова входит в мировую систему экономических взаимоотношений, особенно важно рассмотреть роль акции, способ ее эффективной покупки, основы их выпуска, чтобы не терять в будущем больших денег на бирже.

Созданные в России акционерные биржи пока не выполняют в должной мере свои функции из-за отсутствия полной системы частной собственности и конвертируемости рубля. Огромная инфляция также создает лихорадочное состояние на бирже. Все эти причины для рядового владельца акций, незнакомого с конкретной ситуацией в компании и на бирже, могут быть причиной значительных махинаций и привести к большим потерям.

Как известно, акции выпускаются и продаются компаниями, чтобы создать капитал, необходимый для их развития. В США практически все нефтяные компании, имеющие какое-то значение в сфере бизнеса, акционированы. Новые акции можно продавать только в момент создания фирмы, корпорации. В любом другом случае, если компания решила выпустить новые акции в дополнение к существующим, руководство компании обязано спросить об этом разрешения у владельцев существующих акций и при их согласии объявить об этом заранее. Это очень важно, так как после выпуска новых акций происходит разбавление старых и стоимость их немного падает, что влияет на экономическое состояние компании. Например, компания хочет взять кредит в банке. Но банки могут одолжить деньги под разные проценты. Так, чем лучше обстоят дела у компании, чем меньше у нее долгов и чем выше стоимость акции, тем меньший процент они платят банкам. Объяснение этому очень простое: чем лучше дела у компании, тем безопаснее одалживать деньги, и чем хуже — тем опаснее. Если компания объявит себя банкротом, все долги с нее получить практически невозможно. В связи с этим очень важным является понятие долгового коэффициента. Долговой коэффициент (в %) определяется по следующей формуле:

$$K = 100 \times D / (AC - D),$$

где D — долги компании, дол.; A — число акций; C — стоимость одной акции, дол.

Чем меньше K, тем меньше долговых обязательств имеет компания и тем лучшие кредитные возможности существуют у нее. В табл. 26 и 27 приведены долги и долговые коэффициенты нефтяных компаний. Следует отметить, что обычно компании

Таблица 26. Долги нефтяных компаний за 1987–1991 гг. (в млрд дол.)

Компания	1987 г.	1988 г.	1989 г.	1990 г.	1991 г.
Эксон	5,0	4,7	9,3	7,7	8,6
Мобил	7,1	6,5	5,3	4,3	4,7
Шеврон	5,9	6,5	7,1	6,5	5,8
Тексако	6,2	6,0	4,3	4,1	4,9
Амоко	2,8	5,8	5,4	5,0	4,5
Арко	5,4	5,3	6,0	6,0	6,3
Ашланд Ойл	0,8	1,0	1,2	1,3	1,4
Оксидэйшен Петролеум	6,3	7,6	8,2	7,9	5,5
Филлипс Петролеум	5,4	4,8	3,9	3,9	3,9
Энрон	3,4	3,3	3,3	3,1	3,1
Юнокал	4,5	4,3	3,9	4,0	4,6

Таблица 27. Долговые коэффициенты нефтяных компаний в 1989 и 1992 гг. (в %)

Компания	1989 г.	1992 г.	Компания	1989 г.	1992 г.
Эксон	15	25	Арко	91	88
Мобил	41	27	Оксидэйшен Петролеум	124	128
Шеврон	46	41	Филлипс Петролеум	225	141
Амоко	45	32	Юнокал	200	185
Тексако	82	53	Энрон	192	161

Таблица 28. Финансовые показатели, связанные с акциями ведущих нефтяных компаний США за 1991 г.

Компания	Число акций, млн шт.	K, %	Средняя цена (A) акции, дол.	Прибыль от A, %	Выплаты владельцам акций, % от A
Эксон	1242	25	56	7,9	5,1
Мобил	398	27	64	7,3	5,0
Шеврон	347	41	72	5,1	4,6
Тексако	258	53	63	7,3	5,1
Амоко	500	32	50	5,0	4,4
Филлипс Петролеум	260	141	26	1,5	4,3
Оксидэйшен Петролеум	301	192	21	6,0	4,8
Юнокал	240	159	25	1,2	2,8
Арко	158	88	117	5,4	4,7
Энрон	109	161	32	6,7	4,4
Ашланд Ойл	59	300	30	—4,0	3,3

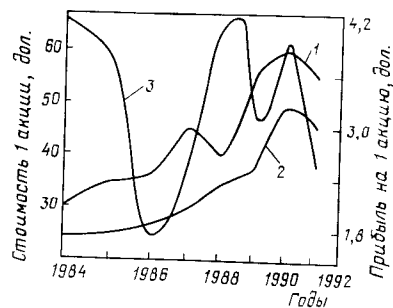


РИС. 4. Изменение максимальной (1) и минимальной (2) стоимости одной акции и прибыли на 1 акцию (3) нефтяной корпорации *Амоко* в 1980–90 гг.

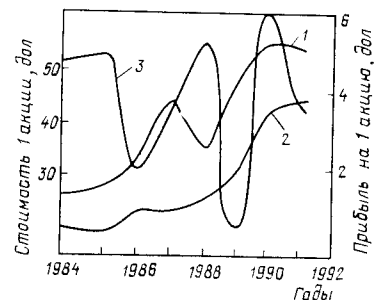


РИС. 5. Изменение максимальной (1) и минимальной (2) стоимости одной акции и прибыли на 1 акцию (3) нефтяной корпорации *Шеврон* в 1980–90 гг.

стараяются снижать свои долги и долговой коэффициент, и в данном случае мы наблюдаем тот факт, что многие ведущие нефтяные корпорации и компании за последние три года снизили свои долги и долговые коэффициенты.

В табл. 28 приведены финансовые показатели, связанные с акциями ведущих нефтяных компаний США за 1991 г.

Наряду с интегрированными компаниями в табл. 28 приведены финансовые показатели только добывающей компании *Энрон* и в основном перерабатывающей компании *Ашланд Ойл*. Первое, что обращает на себя внимание, — это невысокие долговые коэффициенты крупных интегрированных компаний и хорошие дивиденды владельцам акций.

Если рассмотреть за последние 8 лет показатели крупных нефтяных компаний и неинтегрированных фирм, то можно отметить несколько характерных тенденций (рис. 4–7).

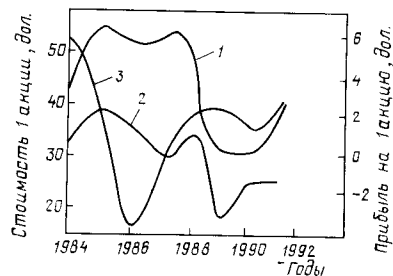


РИС. 6. Изменение максимальной (1) и минимальной (2) стоимости одной акции и прибыли на 1 акцию (3) нефтяной компании *Энрон* в 1980–90 гг.

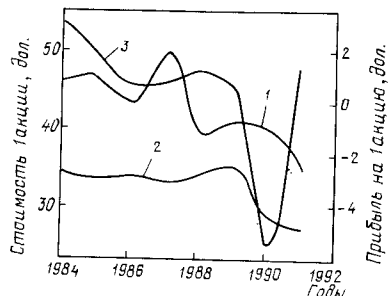


РИС. 7. Изменение максимальной (1) и минимальной (2) стоимости одной акции и прибыли на одну акцию (3) нефтяной компании *Оксидэйшен Петролеум* в 1984–1992 г.

1. В последние годы наблюдается устойчивый рост стоимости акций крупных интегрированных компаний, причем цена акции за этот период в ряде компаний возросла в 1,5–2,0 раза, что является положительной тенденцией для владельцев акций.

2. При значительных колебаниях прибыли в крупных компаниях по годам этот показатель остается положительным.

3. Компаниям, специализирующимся в одной какой-либо области нефтяной промышленности, труднее удерживать устойчивыми свои финансовые показатели. Они сильно зависят от рынка, любая значительная неудача может привести к тяжелому финансовому положению. Поэтому у них, как правило, высокий долговой коэффициент, не растет, а порой даже падает стоимость акции, бывают года без прибыли или расходы превышают доходы (см. рис. 6 и 7).

Интересно отметить, что практически все неинтегрированные компании, особенно специализирующиеся в области нефтепереработки, очень чутко реагируют своими финансовыми показателями на колебания стоимости нефти. Например, компания *Ашланд Ойл* специализируется на нефтепереработке, ее нефтеперерабатывающие заводы имеют общую производительность 400 тыс. бар./день, что представляется достаточно высоким показателем. Прибыль этой компании зависит от цены на нефть, и когда стоимость нефти понижается, компания получает высокие прибыли. Поскольку в последние годы цена на нефть колебалась значительно, то и стоимость нефтепродуктов также существенно менялась, что сказывалось на стоимости акции и привело к высокому долговому коэффициенту.

В последние годы в США крупные корпорации стали сокращать число своих заводов по переработке нефти, продавая или закрывая небольшие, нерентабельные предприятия со старым технологическим оборудованием.

Обычно это положительно влияет на стоимость акции этой компании. Например, компания *Амоко* в 1990 г., перерабатывая около 1 млн бар./день, закрыла свой завод производительностью 40 тыс. бар./день. В этом году стоимость акции компании поднялась до рекордной — 60 дол., причем этого показателя в предыдущие годы достичь не удалось.

Таким образом, анализ экономических показателей, среди которых стоимость акции и выплачиваемые дивиденды на них занимают ведущее место, свидетельствует о том, что на мировом нефтяном рынке господствующее положение занимают крупные интегрированные компании, имеющие в своем составе подразделения, позволяющие контролировать цепочку от добычи до продажи нефтепродуктов и химических веществ [51, 52]. Эти компании наиболее устойчивы в финансовом отношении и во многом определяют сегодня лицо нефтяной промышленности США. Объем данной книги не позволяет рассказать о деятельности всех крупных нефтяных компаний США, поэтому остано-



вимся на нескольких из первой десятки наиболее мощных и на их примере расскажем о наиболее важных проблемах гигантов нефтяного бизнеса.

### 2.3. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ И ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ КРУПНЫХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ США

Как было показано выше, основные финансовые показатели, по которым определяется экономическое благополучие компании, свидетельствуют об определяющей роли крупных нефтяных компаний на нефтяном рынке США. Поэтому, по нашему мнению, целесообразно рассмотреть деятельность нескольких нефтяных компаний более подробно. Мы решили взять для такого анализа годовые отчеты за 1991 г. наиболее крупных полностью американских нефтяных корпораций – *Эксон*, *Амоко*, *Тексако*, *Мобил* и *Шеврон*.

В связи с тем что руководство корпорации *Амоко* представило нам наиболее подробный отчет, мы сочли целесообразным более близкое знакомство с нефтяными компаниями начать именно с корпорации *Амоко*.

#### 2.3.1. Корпорация *Амоко* (итоги 1991 г.) [53]

Прежде чем перейти к анализу деятельности корпорации, познакомимся с ее структурой. На рис. 8 приведена упрощенная структура управления корпорацией *Амоко*. Возглавляет корпорацию председатель совета директоров. После реорганизации в 1985 г. в состав корпорации входят три основные компании – *Амоко Продакшен*, занимающаяся добычей нефти и газа, *Амоко Ойл*, в функции которой входят переработка нефти, сбыт и транспорт нефтепродуктов, и *Амоко Кемикэл*, занимающаяся производством и продажей химических веществ.

В 1991 г. *Амоко* занимала седьмое место в США по добыче нефти и газоконденсата, второе место по добыче природного газа, четвертое место по нефтеперерабатывающим мощностям. На долю *Амоко* приходится около 6% американского рынка нефтепродуктов. После покупки канадской компании *Дом* корпорация стала самой крупной компанией по запасам газа в Северной Америке.

Так как в данной книге основное внимание отдано нефтепереработке, для читателей будет представлять интерес и структура управления компанией *Амоко Ойл* (рис. 9). В подчинении президента компании – 6 основных вице-президентов, занимающихся кадрами, технологией, маркетингом, планированием, транспортом, нефтеперерабатывающими заводами. Специальное подразделение во главе с генеральным менеджером занимается экологией, безопасностью и здоровьем сотрудников компании. В состав компании входят независимые транспортные и трубо-

Таблица 29. Производственные и финансовые показатели корпорации *Амоко* за 1990–1991 гг.

Показатели	1990 г.	1991 г.	±, %
<b>I. Производственные показатели:</b>			
добыча нефти и газоконденсата, тыс. бар. в день	782	745	–5
добыча природного газа, млн куб. футов в сутки	3498	3719	6
объем продажи нефтепродуктов в США, тыс. бар. в день	1014	1052	6
количество нефти, поступающей на переработку в США, тыс. бар. в день	903	908	1
объем продажи химических продуктов, млрд дол.	4,12	3,80	–8
<b>II. Финансовые показатели:</b>			
общая сумма поступлений, млрд дол.	31,6	28,3	–10
чистый доход, млрд дол.	1,9	1,5	–22
чистый доход в расчете на акцию, дол.	3,8	3,0	–21
общая сумма выплаченных дивидендов, млрд дол.	1,04	1,10	6
выплаченные дивиденды в расчете на акцию, дол.	2,04	2,20	8
капитальные затраты и расходы на разведку, млрд дол.	3,71	3,93	6
общая стоимость активов, млрд дол.	32,2	30,5	–5
акционерный капитал к концу года в расчете на акцию, дол.	28,0	28,5	2
прибыль на средний акционерный капитал, %	13,8	10,5	
прибыль на средний инвестированный капитал, %	11,3	9,1	

проводные подразделения. Такая структура позволяет компании *Амоко Ойл* оперативно управлять всеми вопросами, связанными с переработкой нефти, маркетингом и транспортированием нефтепродуктов.

В табл. 29 приведены основные производственные и финансовые показатели корпорации *Амоко* за 1991 г. в сравнении с 1990 г. Как было указано в отчете главы корпорации, для *Амоко* 1991 г. был отмечен все более ужесточающейся конкуренцией в международном бизнесе, застойными явлениями в мировой экономике и продолжающимся экономическим спадом в США.

Как следует из данных табл. 29, доходы корпорации в 1991 г. снизились на 22%, что было прежде всего обусловлено пониженными ценами на нефть и газ (см. рис. 8), а также неблагоприятной конъюнктурой на рынке химических продуктов. К факторам, отрицательно отразившимся на финансовых показателях 1991 г., следует отнести закрытие нефтеперерабатывающего завода в Каспери (штат Вайоминг), затраты в связи с перестройкой производственной деятельности канадского отделения и дополнительными суммами, которые пришлось выплатить

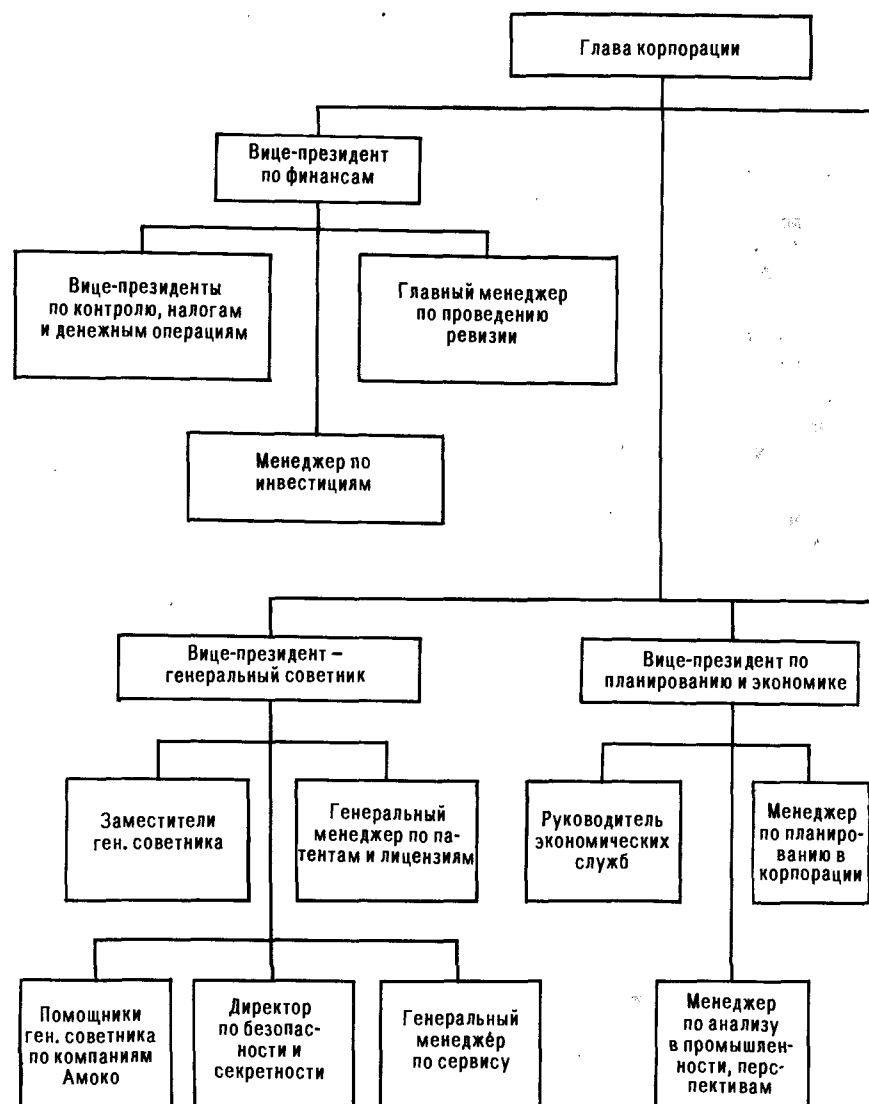
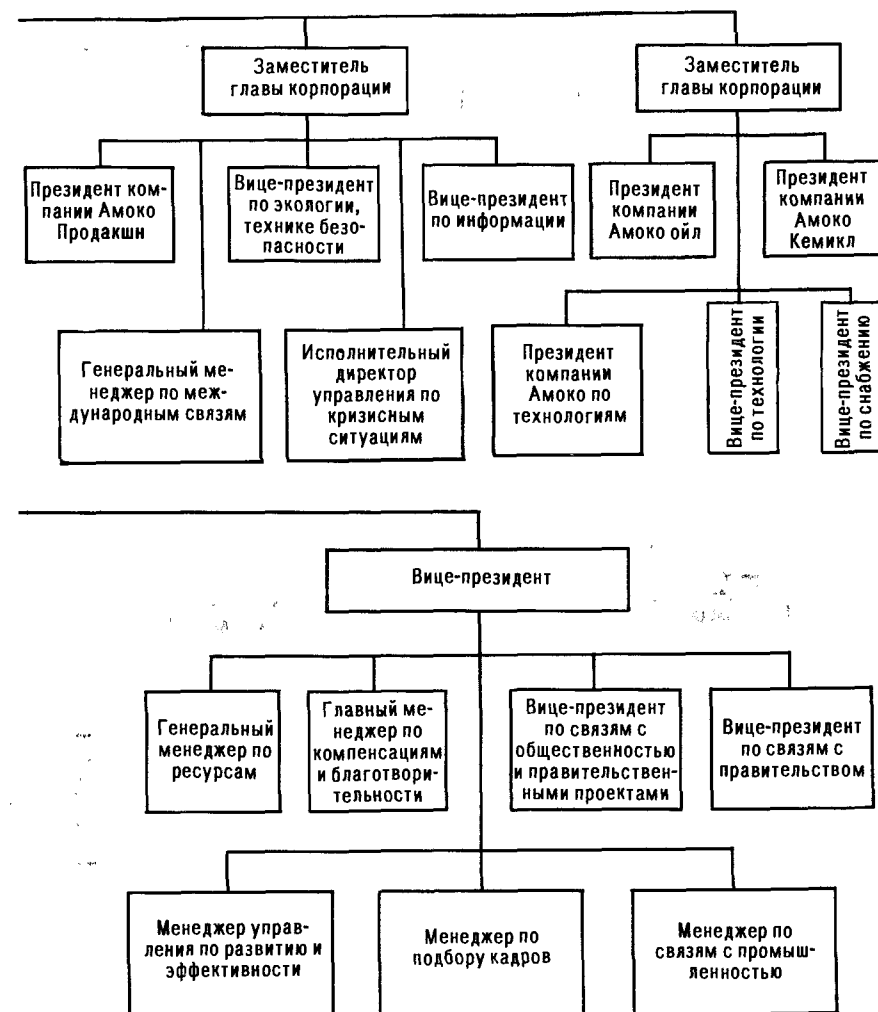


РИС. 8. Структура управления корпорацией Амоко

в связи с аварией танкера *Амоко Кадис*. Повышение капитальных затрат в 1991 г. объясняется увеличением расходов на природоохранные мероприятия.

Определенные успехи отмечены в международной деятельности. В 1991 г. корпорация одержала победу в конкурсе по крупному нефтяному месторождению в азербайджанском секторе Каспийского моря, а в начале 1993 г. был подписан кон-



тракт с Азербайджаном на разработку этого месторождения. Корпорация также работает и над рядом других перспективных проектов в странах бывшего Советского Союза.

Целый ряд интересных проектов рассматривается корпорацией в Южной Америке.

В табл. 30–34 приведены производственные и финансовые показатели трех главных независимых компаний корпорации.

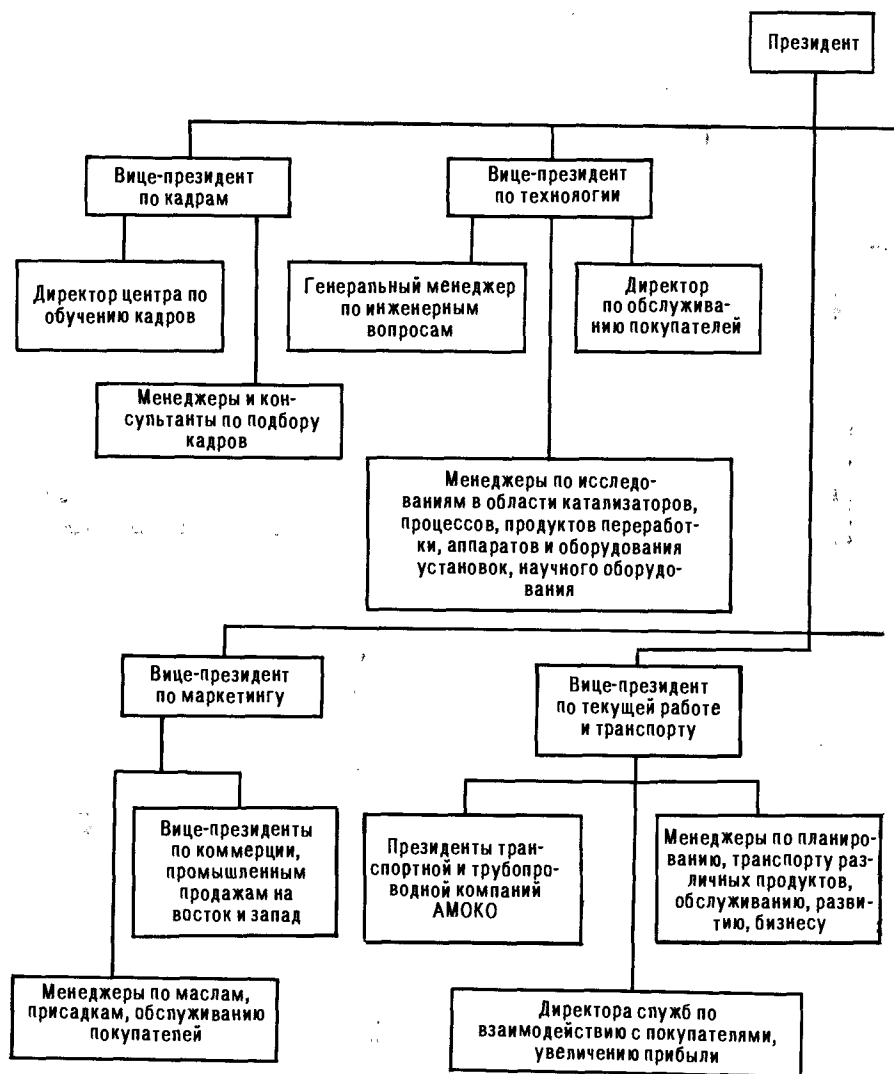
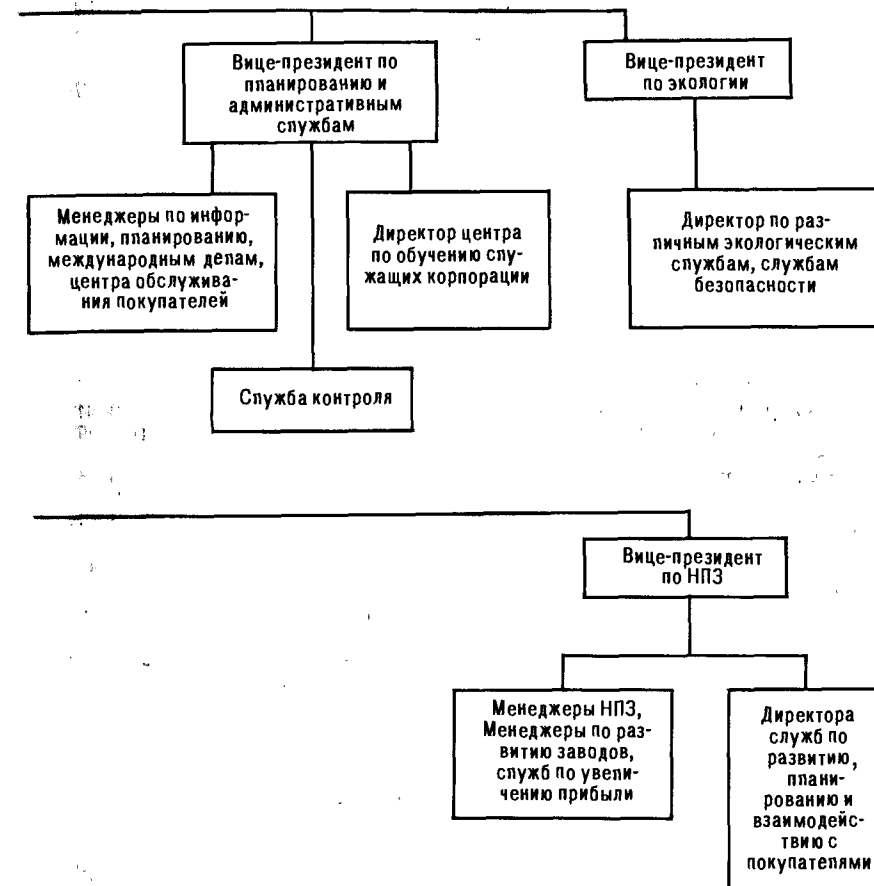


РИС. 9. Структура управления компанией *Амоко Ойл*

Поскольку они закончили отчетный год с разными итогами, целесообразно рассмотреть деятельность каждой.

**Компания Амоко Продакшен.** По добыче жидких углеводородов компания вышла на средний уровень 745 тыс. бар. в день, что является самым низким показателем за последние 5 лет и объясняется ликвидацией убыточных подразделений и продолжающимся естественным истощением месторождений. В рамках ликвидации убыточных и высокзатратных подразделений



были проданы месторождения с запасами, составляющими 4% доказанных запасов в пересчете на условное топливо, находящиеся во владении *Амоко* на территории США, и с объемом добычи, составляющим 8% от количества жидких углеводородов, добываемых компанией в США.

Самым крупным подразделением из числа проданных в 1991 г. было *Апачи Корпорейшен*. Оно было продано не потому, что было убыточным само по себе, а потому, что по эксплуатационным затратам превосходило все остальные. В Канаде компания продолжала работу по снижению накладных расходов и сохранению лишь наиболее прибыльных предприятий. Напри-

Таблица 30. Производственные показатели компании Амоко Продакшен за 1987-1991 гг.

Показатели	1987 г.	1988 г.	1989 г.	1990 г.	1991 г.
1. Общий объем добычи нефти и газоконденсата, тыс. бар./день	802	809	815	782	745
в том числе:					
в США	394	402	390	361	342
в Канаде	58	80	112	102	96
в Европе	43	47	46	56	55
2. Объем добычи природного газа, млрд куб. футов/день	3,0	3,2	3,6	3,5	3,7
в том числе:					
в США	1,9	1,9	2,1	2,1	2,3
в Канаде	0,3	0,6	0,8	0,7	0,8
3. Общее количество доказанных на конец года запасов: нефти, млрд бар. природного газа, млрд куб. футов	2,6 15,4	2,8 19,5	2,8 18,9	2,7 19,0	2,5 18,7
4. Общее число пробуренных скважин:	790	849	576	971	775
эксплуатационных	521	582	304	524	537
из них продуктивных:					
в США	405	388	170	338	335
в Канаде	7	58	38	89	85
в других регионах	84	111	78	77	87
разведочных скважин					
из них продуктивных:	269	267	272	447	238
в США	131	128	173	328	118
в Канаде	18	19	28	44	40
в других регионах	1	3	6	4	6
5. Общее количество разведанных площадей на конец года, млн акров	4,0	6,2	5,7	5,3	4,8
в том числе в США	2,8	3,1	2,7	2,7	2,6
6. Общее количество неразведанных площадей на конец года, млн акров	146	135	153	97	76
7. Объем добычи углекислого газа, млн куб. футов/день	222	208	148	168	167
8. Объем добычи серы, тыс. дл. т*	737	888	937	738	823
9. Количество серы, получаемой на заводе, тыс. дл. т	276	277	284	300	349
10. Средняя продажная цена в США:					
нефти, дол/бар.	17,2	14,8	17,4	21,6	18,3
газоконденсата, дол/бар.	9,6	8,1	8,1	12,8	11,7
природного газа, дол/тыс. куб. футов	1,7	1,9	1,7	1,8	1,5

\* Дл. тонна — неметрическая единица, применяется в США и Англии, равна 1016,05 кг.

Таблица 31. Производственные показатели компании Амоко Ойл за 1987-1991 гг.

Показатели	1987 г.	1988 г.	1989 г.	1990 г.	1991 г.
1. Объем реализации нефтепродуктов, тыс. бар./день	1007	1107	1213	1221	1235
В том числе в США	904	940	992	1014	1052
в том числе:					
бензин	507	514	538	556	573
дистилляты	271	285	299	307	322
прочие нефтепродукты	157	151	155	141	126
2. Средняя продажная цена в США, центы за галлон:					
бензин	64,2	63,5	71,0	83,4	74,7
дистилляты	53,5	48,5	57,2	70,6	62,1
прочие нефтепродукты	36,8	32,7	31,8	38,5	34,7
3. Показатели по заводам:					
средняя стоимость сырой нефти, поступающей на завод, центы за галлон	44,0	36,0	44,1	55,0	46,5
количество нефти на переработку, тыс. бар./день	842	882	896	903	908
фактическая производительность заводов, тыс. бар./день	967	967	984	984	962
коэффициент использования мощностей, %	87,1	91,2	91,1	91,8	90,9
4. Общая длина трубопроводов в собственности Амоко, тыс. миль	15,2	17,2	17,2	17,2	17,2
5. Грузовместимость морских танкеров, дедвейт*, млн т	1,4	1,6	1,3	1,3	1,1

\* Дедвейт — полная грузоподъемность судна, включая все необходимые для плавания запасы.

Таблица 32. Производственные и финансовые показатели компании Амоко Кемикал за 1987-1991 гг.

Показатели (в млн дол.)	1987 г.	1988 г.	1989 г.	1990 г.	1991 г.
1. Доходы от реализации	3698	4381	4421	4285	3893
В том числе:					
сырье для производства волокон и пленки	858	1009	1194	1017	924
прочие химические продукты	1047	1328	1365	1388	1264
полимеры	558	564	410	412	392
пластмассы	1162	1323	1308	1268	1211
2. Индекс цен/индекс физического объема (1986 г. = 100%):					
химические продукты	110/115	137/120	149/121	132/122	117/119
полимеры	130/111	156/108	136/107	121/115	113/114
пластмассы	105/107	111/111	116/115	113/115	114/107
3. Валовая прибыль	—	—	836	262	56
4. Чистый доход	469	727	584	206	68
5. Амортизация	—	—	231	245	214
6. Капитальные затраты	—	—	231	582	520

Таблица 33. Финансовые показатели компании Амоко Продакшен за 1989–1991 гг.

Показатели (в млрд дол.)	1989 г.	1990 г.	1991 г.
1. Доходы	7,2	8,8	6,9
2. Валовая прибыль	1,7	3,2	1,5
3. Чистый доход	0,9	1,7	0,8
4. Амортизация	1,9	1,7	1,5
5. Капитальные затраты	1,9	1,7	1,7

Таблица 34. Финансовые показатели компании Амоко Ойл за 1989–1991 гг.

Показатели (в млрд дол.)	1989 г.	1990 г.	1991 г.
1. Доходы	19,5	23,9	22,3
2. Валовая прибыль	0,99	0,54	0,96
3. Чистый доход	0,67	0,37	0,64
4. Амортизация	0,35	0,37	0,41
5. Капитальные затраты	0,61	0,62	0,69

мер, в результате только двух сделок число предприятий компании в Канаде сократилось на 41% при сокращении объема добычи всего лишь на 10%.

Общие доходы от разведки и добычи снизились по сравнению с 1990 г., что было вызвано прежде всего падением цен на нефть и газ, а также снижением объема добычи нефти.

Цены на нефть, установленные Амоко, были такими же, как и в отрасли в целом, и составили в среднем 18,3 дол. за баррель, что было на 3 дол. ниже средней цены 1990 г.

В 1991 г. продолжалось увеличение суточной добычи природного газа, средние показатели в которой – лучшие за последние пять лет. Но в связи с тем что цены на газ в США и Канаде снизились на 13–17% из-за его избытка на рынке, ожидаемая прибыль не была получена, и это особенно сильно отразилось на финансовых показателях компании. Если к тому же учесть, что в 1991 г. на газ приходилось около 60% запасов компании в пересчете на условное топливо, то есть больше, чем у большинства крупных нефтяных компаний, то можно понять трудности не только Амоко Продакшен, но и всей корпорации. Однако руководство корпорации считает, что преобладание газа в энергетическом балансе принесет плоды в будущем, если учесть тот факт, что природный газ представляет собой более экологически чистое топливо.

Эффективно работала компания в области разведки и разработки месторождений во всем мире, что привело к обновлению

76% добываемых запасов в пересчете на условное топливо. В целом по компании этот коэффициент обновления составил 39% из-за того, что было продано несколько месторождений, переставших соответствовать критериям эффективности, разработанным руководством корпорации.

Компания Амоко Продакшен работает в более чем 30 странах мира, более 40% ее персонала находится за рубежом, что свидетельствует о высоком международном авторитете корпорации. Однако большую часть нефти и газа компания добывает в США и Канаде (59% нефти и 81% газа добывается в Северной Америке), поэтому корпорация стремится довести стоимость североамериканских активов Амоко до максимума, не забывая при этом о вложении средств в расширение добычи в других странах. Например, в 1991 г. 50% капиталовложений пришлось на зарубежные проекты по сравнению с 25% в 80-е годы.

Самым крупным проектом компании по объему капиталовложений в 1991 г. был проект системы транспорта центрального участка (СТЦУ) стоимостью в 2,1 млрд дол. в британском секторе Северного моря. В данном проекте компания выполняет также функции оператора и разработчика газовых месторождений Эверест и Ломонд и ведет строительство сухопутного газового терминала в Тисайде (Англия).

Амоко также вкладывает 290 млн дол. в месторождение Скотт – крупнейшее из новых нефтяных месторождений в Великобритании. В Нидерландах компанией обнаружено 2 новых участка газовых залежей – на шельфе у берегов Норвегии. Благодаря новой технологии компанией достигнуты рекордные показатели на комплексе Валхалл-Ход, где в сутки извлекалось до 119 тыс. бар. нефти.

В Китае, Венесуэле, Аргентине компанией проводились работы по оценке месторождений и достигнуты договоренности об их разработке, причем в Аргентине подписан контракт, по которому Амоко может продавать свою долю нефти на международном рынке, вместо того чтобы продавать ее государственной компании по установленной цене. В Тринидаде достигнута договоренность о вложении 300 млн дол. в разработку местных месторождений природного газа.

В Египте совместными усилиями корпорации и местных нефтепромышленников была улучшена разработка действующих месторождений и обнаружена новая нефтяная залежь в центральной части Суэцкого канала. В акватории Конго компания приступила к добыче нефти, доведя ее уровень до 11 тыс. бар/день. В США в 1991 г. было открыто еще 5 газовых залежей в штате Оклахома, и благодаря новым методикам обработки сейсмического материала компании удалось определить местонахождение газа в изолированных ловушках сложных структур Британской Колумбии (Колорадо) и Оклахомы (США). Как уже отмечалось выше, компания после победы в конкурсе по азер-

байджанскому сектору Каспийского моря приступает к работам по освоению этого месторождения. Расходы на разведку составили в общей сложности 262 млн дол. в 1991 г., что превышает расходы 1990 г. Такое увеличение расходов обусловлено повышением затрат в связи с дополнительным объемом бурения, вызванным безрезультативностью пробуренных скважин. В 1991 г. амортизационные отчисления и затраты на создание резерва на истощение недр были на 19% меньше, в основном вследствие ликвидации убыточных предприятий.

В целом, несмотря на большие трудности 1991 г. — снижение добычи жидких углеводородов и цен на газ, закрытие нерентабельных предприятий, — компания *Амоко Продакшн* по своим производственным и финансовым показателям по праву находится в числе лучших компаний США.

Деятельность компании *Амоко Ойл* в 1991 г. была успешной, несмотря на серьезные трудности, сложившиеся при переработке, сбыте и транспорте нефтепродуктов. К этим трудностям следует отнести снижение спроса на нефтепродукты и падение цен на них (см. рис. 2), большие затраты в связи с переходом на экологически более приемлемые технологии, кратковременные сбои в поставках, связанные с войной в Персидском заливе.

В целом прибыль от переработки нефти и газа, сбыта и транспорта нефтепродуктов составила 644 млн дол. С учетом затрат, связанных с выполнением экологических требований, продажей предприятий в Великобритании и закрытием нефтеперерабатывающего завода в Каспери, прибыль увеличилась на 7% по сравнению с 1990 г.

Объем продажи бензина возрос на 3%, а дистиллятов — примерно на 5%, хотя в США сложилась такая экономическая обстановка, что спрос на дистилляты уменьшился на 1%, а на бензин — на 3%. Компания сохранила лидирующие позиции в продаже автомобильного бензина в тех тридцати штатах, где обычно продаются нефтепродукты с маркой *Амоко*. Заводы работали с коэффициентом использования мощностей, равным 91%, — очень высоким в нефтеперерабатывающей промышленности. Компания не ставит перед собой задачу продавать свой бензин во всех штатах Америки, а считает необходимым работать только в тех штатах, где компания занимает лидирующие позиции. Для этого в 1991 г. компания усовершенствовала или переоборудовала около 200 автозаправочных станций и закупила более 40 участков для строительства новых АЗС, при этом продал 120 менее прибыльных. В декабре был закрыт завод в Каспери, так как из-за малой мощности он не мог оправдывать значительные капитальные затраты, необходимые для переоснащения в соответствии с требованиями охраны окружающей среды. Надо отметить, что компания всем заинтересованным работникам закрывшегося завода предложила места на других

предприятиях. Одновременно была увеличена производительность на двух мощных заводах в Уайтинге и Тексас-Сити.

В 1991 г. было начато строительство установки деасфальтизации остаточного топлива стоимостью 50 млн дол. на заводе в Тексас-Сити (штат Техас). При введении ее в строй значительно повысится рентабельность производства благодаря увеличению выхода бензина и дистиллятов из нефтей с повышенным содержанием смол.

В середине 1991 г. было выявлено намерение компании свернуть продажу шин, аккумуляторов и других принадлежностей с маркой «Атлас», потому что показатели работы этого отделения не отвечали критериям рентабельности, установленным в корпорации, и даже не было никаких признаков возможного улучшения ситуации. *Амоко* нашла альтернативных поставщиков вышеперечисленных изделий, с тем чтобы автозаправочные станции, занимающиеся реализацией нефтепродуктов корпорации, оставались конкурентоспособными на рынке ремонта автомобилей.

В 1991 г. цех смазочных материалов завода в Уайтинге (штат Индиана) получил приз качества компании *Форд Моторс* (один из самых престижных в автомобильной отрасли) за технологию производства более двухсот наименований смазок в соответствии с жесткими требованиями фордовских стандартов качества.

Большие капитальные затраты предстоят компании в связи с выполнением требований по охране окружающей среды. Соблюдение экологических законов, которые приняты с 1 октября 1993 г., обойдется нефтяной отрасли в 60–80 млрд дол., а для компании *Амоко Ойл* эта цифра составит 2–4 млрд дол. По оценкам специалистов, новое законодательство ведет к колоссальным затратам со стороны нефтяных компаний при совсем незначительном улучшении экологической обстановки. По экологической программе компания в ближайшие 2 года намерена вложить 300 млн дол. в разработку технологии сероочистки дистиллятного топлива на заводах в Тексас-Сити и Уайтинге.

В трубопроводной компании *Амоко* в 1991 г. был выполнен ремонт труб длиной 800 погонных миль, а в *Амоко Транспорт* начато строительство супертанкера для перевозки нефти. Для предотвращения разливов он будет двухкорпусным.

В 1991 г. компания *Амоко Кемикэл* переживала спад производства, что является общей тенденцией для большинства химических компаний США. Доходы упали в 3 раза (см. табл. 11). Несмотря на это долгосрочный прогноз для нефтехимического производства продолжает оставаться оптимистическим при опережающем росте спроса по отношению к валовому национальному продукту. Это обстоятельство должно привести к повышению рентабельности и расширению химического производства компании. Для основных производств, подвергшихся отрицательному воздействию экономического спада в США и

излишка производственных мощностей в мире, по производству полипропилена, полистирола и олефинов объем продаж снизился на 3%.

В 1991 г. компания произвела большие затраты в связи с пуском завода по производству полипропилена. Общий объем реализации химических продуктов также снизился на 12% вследствие экономического спада. Целый ряд производств химических продуктов (например, карбопластов) был сокращен.

Компания является ведущей в мире по производству терефталевой кислоты – промежуточного продукта в процессе получения полиэфирного сырья. Это обеспечивается прежде всего хорошей работой предприятия производительностью 500 млн фунтов в год, построенного в бельгийском городе Гел. Продолжается ввод дополнительных мощностей по получению пропилен и этилена на заводе Чоколит-Байю (штат Техас), что делает компанию одной из ведущих в США в этой области. Следует отметить усилия специалистов компании по промышленному освоению производства полифталамидных смол АМОДЕЛ (разработка *Амоко*) – первого промышленного полимера, внедренного в отрасли за последнее десятилетие. В международной области успехи компании связаны с производством очищенной терефталевой и изофталевой кислот в Бельгии, Китае, Индонезии, Сингапуре, на Ближнем Востоке и Венесуэле. В Латинской Америке ею проводится также расширение производства промышленных тканых материалов из полипропилена.

Как и нефтеперерабатывающая компания, *Амоко Кемикэл* выделяет значительные деньги на удовлетворение всевозрастающих требований к охране окружающей среды. В 1991 г. компанией был получен приз Киркпатрика, учрежденный журналом «Кемикэл Инжиниринг», за внедрение технологии анаэробной очистки сточных вод, основанной на использовании анаэробных бактерий, пожирающих загрязняющие примеси. Кроме того, благодаря данной технологии снижаются эксплуатационные затраты и расходы, связанные с захоронением отходов производства. Эта награда присуждается за самое значительное достижение в химической технологии.

В целом, несмотря на имеющиеся трудности, компания уверена в перспективах прибыли химического производства, так как по целому ряду главных направлений химической промышленности занимает лидирующие позиции.

Корпорация выделяет значительные благотворительные средства на социальную сферу, прежде всего на обновление американских городов, в частности Чикаго и Детройта; на образование, на содействие компаниям, принадлежащим этническим меньшинствам. Большая работа проводится корпорацией в области техники безопасности. За последнее десятилетие нетрудоспособность в связи с травматизмом сократилась более чем на 50%.

Достаточно хорошо действуют аварийные службы корпорации, о чем свидетельствует, например, быстрое устранение разрыва трубопровода, перекачивающего нефть на баржу в Техасе, когда нефть пролилась в Береговой канал на расстоянии 6 миль от заказчика.

В декабре 1991 г. был открыт новый центр подготовки руководящих работников в Даунерс Гроув (штат Иллинойс), где слушатели знакомятся с основными принципами стратегического курса корпорации. При выполнении заданных производственных показателей в качестве поощрения работники корпорации могут получать акции *Амоко* по «Программе предоставления акций за достижения». Это является хорошим стимулом, учитывая стабильность акций корпорации на бирже. При найме на работу и продвижении по службе учитываются только деловые качества, из числа работающих в корпорации более 40% женщин и 25% – представители этнических меньшинств.

Остановимся несколько подробнее на финансовых показателях корпорации. В табл. 35–37 приведен сводный финансовый отчет *Амоко*, который ежегодно обычно предоставляется владельцам акций корпорации. Показатели за 1989 и 1990 гг. даны для сравнения.

Таблица 35. Финансовый отчет корпорации *Амоко* за 1989–1991 гг.  
(все показатели приведены в млрд дол., кроме п. 7)

Показатели	1989 г.	1990 г.	1991 г.
1. Выручка от реализации и другие поступления от основных видов деятельности	24,0	28,0	25,3
Акцизы	2,4	2,4	2,7
Прочие	0,4	1,2	0,3
Итого	26,8	31,6	28,3
2. Затраты и расходы по закупке сырой нефти, нефтепродуктов, товаров	10,6	13,7	12,2
Эксплуатационные расходы	4,4	5,4	4,8
Расходы на разведку	0,7	0,7	0,8
Товарные и управленческие расходы	1,9	2,0	2,1
Налоги за исключением подоходного	3,2	3,4	3,6
Амортизация	2,5	2,4	2,2
Уплаченные проценты	0,7	0,6	0,5
Итого	24,0	28,2	26,2
3. Доход до уплаты подоходного налога	2,7	3,4	2,0
4. Подоходный налог	1,1	1,5	0,8
5. Доход от изменения процедур бухгалтерского учета подоходных налогов	—	—	0,3
6. Чистый доход	1,6	1,9	1,5
7. Чистый доход в расчете на акцию, дол.	3,1	3,8	3,0

Таблица 36. Сводный баланс корпорации Амоко за 1990–1991 гг. (млн дол.)

Показатели	1990 г.	1991 г.
<b>Актив</b>		
1. Текущие активы		
Денежные средства	268	153
Ценные бумаги	2131	1430
Дебиторы и обязательства по полученным векселям	4226	3480
Материально-товарные запасы	1133	1147
Расходы будущих периодов и авансовые платежи	458	183
Итого	8216	6393
2. Инвестиции и прочие активы		
Инвестиции	483	470
Долгосрочная дебиторская задолженность	804	852
Итого	1287	1322
3. Основные производственные средства, чистые	22 706	22 795
Всего	32 209	30 510
<b>Пассив и акционерный капитал</b>		
1. Краткосрочные обязательства		
Текущая часть долгосрочных обязательств к погашению	215	737
Краткосрочные обязательства	492	370
Расчеты с поставщиками	3697	3186
Прочие кредиторы	1216	1298
Задолженность по налогам	1179	966
Итого	6799	6557
2. Долгосрочные обязательства		
Долгосрочная задолженность	5012	4470
Капитализированная аренда	237	126
Итого	5249	4596
3. Отсроченные платежи		
Подходные налоги	4716	3935
Прочие	1363	1239
Итого	6079	5174
4. Расчеты с дочерними компаниями	14	27
5. Акционерный капитал		
Акции (позволено к выпуску 800 млн акций, выпущено и находится в обращении на 31.12.1990 г. 501 964 080 акций; на 21.12.1991 г. – 496 335 153 акции)	2138	2115
Нераспределенная прибыль, снова вложенная в дело	11 925	12 035
Поправка на изменение курса валюты	5	6
Итого	14 068	14 156
Всего	32 209	30 510

В 1991 г. поступления денежных средств от производственной деятельности сократились на 1,6 млрд дол. по сравнению с 1990 г. Общая задолженность на конец 1991 г. составила 5,6 млрд дол. Удельный вес задолженности в совокупной величине долговых обязательств и акционерного капитала на конец 1991 г. составил 28,2%. Около 2,3 млрд дол. из общей суммы задолженности пришлось на приобретение в 1988 г. компании *Доум Петролеум Лимитед* (Доум). Чистый оборотный капитал сократился до

Таблица 37. Сводный отчет о движении денежных средств корпорации Амоко за 1989–1991 гг.

Показатели (в млрд дол.)	1989 г.	1990 г.	1991 г.
1. Движение денежных средств, поступивших от производственной деятельности:			
чистый доход	+1,61	+1,91	+1,48
амортизация и резерв на истощение недр	+2,50	+2,41	+2,40
увеличение (+), уменьшение (–) дебиторской задолженности	–0,26	–0,68	+0,73
увеличение (–) товарно-материальных запасов	–0,06	–0,08	–0,02
увеличение (+), уменьшение (–) задолженности поставщикам и кредиторам	+0,35	+1,10	–0,70
отсроченные налоги	–0,09	0,22	–0,17
изменение процедуры бухучета	—	—	–0,31
Чистые поступления денежных средств от производственной деятельности	4,05	4,89	3,26
2. Движение денежных средств от инвестиционной деятельности:			
капитальные затраты	2,64	3,02	3,14
новые инвестиции	0,01	0,05	0,03
выручка от ликвидации основных фондов и от реализации инвестиций	0,91	0,93	0,81
выручка по иранскому иску	—	0,59	—
«чистые» денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	1,74	1,55	2,36
3. Движение денежных средств в сфере финансовой деятельности:			
новые долгосрочные обязательства	0,20	0,46	0,63
выпуск акций	0,27	0,29	0,24
погашение долгосрочных обязательств	0,62	0,98	0,84
фактически выплаченные дивиденды	0,98	1,04	1,10
покупка акций	0,56	0,87	0,54
чистые поступления денежных средств от финансовой деятельности	1,66	2,12	1,72
денежные средства и рыночные ценные бумаги:			
на начало года	0,53	1,18	2,40
на конец года	1,18	2,40	1,58

отрицательной величины в 164 млн дол., что обусловлено уменьшением величины денежных средств и рыночных ценных бумаг на 816 млн дол., и увеличением текущей части долгосрочных долговых обязательств корпорации. Как правило, *Амоко* старается сбалансировать актив и пассив таким образом, чтобы вложение активов в ту часть оборотного капитала, которая не представлена денежными средствами, было минимальным. Это не отражается отрицательно на обеспечении маневренности или гибкости в повседневной деятельности корпорации, поскольку она имеет доступ к инструментам как краткосрочного денежного рынка, так и долгосрочного рынка ссудных капиталов.



В финансовую отчетность корпорации заложены предстоящие расходы в связи с ликвидацией последствий возможных экологических нарушений и аварий на целом ряде нефтеперерабатывающих, химических предприятий, в которых *Амоко* отвечает за проведение этих мероприятий по поручению Агентства охраны окружающей среды США.

В 1991 г. выручка от продажи недвижимости и других активов составила 747 млн дол., включая продажу корпорации *Апачи*, нескольких нефтяных и газовых месторождений и 2 млн акций этой корпорации. Во второй половине 1991 г. были произведены затраты в размере 75 млн дол. в связи с закрытием нефтеперерабатывающего завода в Каспере.

Интересно отметить, как распределяются основные производственные средства и оборудование (ОПС) по отраслям корпорации *Амоко*. В табл. 36 были приведены данные по чистым основным производственным средствам. Ниже показано соотношение валовых и чистых ОПС по главным компаниям корпорации, из которого следует, что наибольшая доля (более 50%) ОПС корпорации вложена в разведку и добычу нефти и газа:

Основные производственные средства и оборудование, млрд дол.	1991 г.	1990 г.
<i>Амоко Продакшен</i>	28,24/13,83*	14,43**
<i>Амоко Ойл</i>	8,77/5,36	5,17
<i>Амоко Кемикэл</i>	5,29/2,65	2,38
Прочие	0,77/0,56	0,45
Общекорпоративные	0,68/0,40	0,27
Всего	43,75/22,80	22,71

\* Числитель – валовые, знаменатель – чистые; \*\* – чистые.

Это вполне объяснимо, так как до последнего времени наибольшую прибыль корпорации приносила компания *Амоко Продакшен*.

Долгосрочная задолженность пришла в основном на две дочерние компании – *Амоко Компани* и *Амоко Канада*. *Амоко Компани* выполняет функцию основной холдинг-компании корпорации, которая контролирует деятельность всех предприятий *Амоко* в области добычи нефти в Канаде. Долгосрочная задолженность *Амоко Канада* возникла, как уже упоминалось, в результате приобретения компании *Доум Петролеум Лимитед* (*Доум*). Корпорация также арендует различные основные средства, включая недвижимость – станции обслуживания, танкеры, здания и сооружения и др., с возможной их сдачей в субаренду другим лицам или компаниям. В некоторых случаях ставки арендной и субарендной платы устанавливаются исходя из уровня мощностей по производству нефтепродуктов.

В 1991 г. расходы на научно-исследовательскую работу корпорации составили 330 млн дол., что выше, чем в 1990 и 1989 гг.,

когда они составляли соответственно 307 и 278 млн дол. Корпорация регулярно выпускает, покупает и продает свои акции. На 31 декабря 1991 г. было разрешено к выпуску 800 млн. акций без номинала. Кроме того, корпорации разрешено выпускать 50 млн привилегированных акций, дающих владельцу право голоса, и 50 млн. привилегированных акций без права голоса. Пока корпорация привилегированных акций не выпускала.

Ниже приведены статистические данные по акциям за 1989–1991 гг.:

	1989 г.	1990 г.	1991 г.
Общее число акций на 31 декабря, млн шт.	517,1	511,5	502,0
Стоимость акций, млрд дол.	2,21	2,18	2,14
Число акций, купленных вновь после продажи, млн шт.	12,2	16,2	10,4
Стоимость акций, млн дол.	297	380	259
Число акций, проданных или распределенных сотрудникам, млн шт.	6,7	6,7	4,7
Стоимость этих акций, млн дол.	267	340	267

В корпорации разработано несколько программ пенсионного обеспечения, распространяющихся на большинство сотрудников. В их основе лежит выслуга лет сотрудников и средняя величина пособий по увольнению. Корпорация производит отчисления на реализацию этих программ в размерах, необходимых для создания фонда пенсионного обеспечения в течение срока службы сотрудников. Многие сотрудники могут также участвовать в программах социального обеспечения, отчисляя взносы в определенном размере от заработной платы. Корпорация затем выплачивает пособия в соответствии с размером взносов в процентном отношении от получаемого заработка каждого сотрудника. Пособия, выплаченные таким образом и произведенные за счет прибыли, составили 72 млн дол. в 1989 г., 76 млн дол. в 1990 г. и 87 млн дол. в 1991 г.

Корпорация также обеспечивает пенсионеров некоторыми видами медицинского страхования и страхования жизни. В 1991 г. расчетная стоимость пособий для пенсионеров составила 47 млн. дол. по сравнению с 45 млн. дол. в 1990 г.

### 2.3.2. Корпорация *Шеврон* [54]

Корпорация *Шеврон* берет свое начало с 1879 г., когда группа нефтепромышленников вложила 1 млн дол. в организацию добычи и переработки нефти в Калифорнии.

В начале 80-х годов 19-го в. компания стала частью корпорации *Стандард Ойл*, которая вела добычу и переработку нефти в штате Калифорния (США). В 1911 г. после известного разделения *Стандард Ойл* на 34 независимые компании будущая корпорация стала называться *Стандард Ойл Компани* (Калифорния). После объединения в 1926 г. с компанией *Пасифик Ойл* корпорация получила новое название *Стандард Ойл Компани* из

Калифорнии. И, наконец, в 1984 г. после покупки за 13,3 млрд дол. компании *Галф* корпорация стала называться *Шевроном*.

После первой мировой войны корпорация расширяет свои возможности в сфере маркетинга и добычи нефти, начиная разведку нефти в Индонезии и Южной Америке в 1920 г. Но наиболее успешными были результаты по поиску нефтяных месторождений в Саудовской Аравии и Бахрейне. Добыча и маркетинг арабской нефти сыграли огромную роль в превращении *Шеврона* в ведущую международную нефтяную компанию. В 1936 г., 4 года спустя после открытия Бахрейнского месторождения нефти, хозяева *Шеврона* определили главное направление работы компании — поиск и добыча нефти на Среднем Востоке и в Индонезии. В конце 30-х годов *Шеврон* также начал разработку, добычу и переработку нефти в Канаде.

После второй мировой войны *Шеврон* продолжил свою политику поиска крупных нефтяных месторождений, что принесло ему большие успехи в районе Мексиканского залива и Северо-Западного шельфа.

В 1961 г. корпорация приобрела *Стандард Ойл* штата Кентукки, основного продавца нефтепродуктов в пяти юго-восточных штатах, что позволило *Шеврону* стать главной компанией по маркетингу в Южной Луизиане и в районе Мексиканского залива. После покупки корпорации *Галф* *Шеврон* превратился в крупнейшую нефтяную компанию по добыче нефти в таких районах, как Западная Африка, Северное море и Мексиканский залив. Такая высокая активность *Шеврона* в области нефти и газа позволила ему занять лидирующие позиции в химической и угольной промышленности.

В конце 1988 г. *Шеврон* за 2,5 млрд дол. приобрел нефтегазовую компанию *Теннессо* Мексиканского залива, что превратило корпорацию *Шеврон* в крупнейшего владельца природного газа в США.

В настоящее время *Шеврон* — одна из крупнейших международных интегрированных нефтяных компаний, имеющая свои интересы в более чем 100 странах мира во всех областях нефтяной, химической и угольной промышленности. Ее коллектив насчитывает 55 тыс. человек. Корпорация *Шеврон* с 1987 г. продолжает оставаться крупнейшей компанией по добыче и продаже нефти и газа в 48 штатах США. Среди зарубежных стран наибольшее влияние компания имеет в Анголе, Заире и Нигерии. Кроме того, *Шеврон* продолжает развивать свои усилия в области добычи нефти и газа в Канаде, Австралии, Новой Гвинее и Китае. В 1992 г. *Шеврон* одержал победу в конкурсе на разработку крупного нефтяного месторождения в Казахстане (Тенгизское месторождение).

Корпорация *Шеврон* владеет восемью нефтеперерабатывающими заводами в США и двумя заводами за рубежом и более чем 12 200 автозаправочными станциями.

Ниже даны коэффициенты использования существующих мощностей нефтеперерабатывающих заводов за 1987–1991 гг. корпорации *Шеврон* для различных регионов (в %):

	1987 г.	1988 г.	1989 г.	1990 г.	1991 г.
США	70,7	83,8	85,5	88,2	82,0
Канада	38,5	37,8	74,0	75,8	90,2
Другие страны	85,6	87,7	89,8	89,7	93,0
Среднее по всем заводам компании	71,6	81,7	86,3	88,3	84,8

Следует отметить, что в 1992 г. наблюдалось снижение загрузки заводов корпорации на 6% по США, что объясняется избытком нефтепродуктов на американском рынке и трудностями, вызванными реализацией.

В то же время за рубежом *Шеврон* увеличил количество перерабатываемой нефти, оно составляет до 90–93% от проектной производительности нефтеперерабатывающих заводов.

Интересы корпорации представлены еще в четырнадцать нефтеперерабатывающих заводах и в почти 17 000 автозаправочных станциях. В 1991 г. *Шеврон* в США ежедневно продавал 1,4 млн бар. нефтепродуктов, что составляет 9% всей нефтяной продукции США и является вторым показателем среди всех нефтяных корпораций.

Более 25 предприятий *Шеврона* в США, Бразилии, Франции и Японии выпускают нефтехимическую и химическую продукцию, которая распространяется во всем мире.

Корпорация владеет трубопроводами длиной 13 тыс. миль и крупнотоннажными современными судами, что позволяет ей держать первенство по наименьшему числу аварий среди международных нефтяных компаний за последние 2 года.

В табл. 38 приведены основные производственные и финансовые показатели корпорации *Шеврон* за 1987–1991 гг. Можно отметить, что в 1991 г. наблюдалось особенно сильное снижение доходов корпорации от продажи нефтепродуктов, что сказалось на общем снижении доходов *Шеврона*, вызванном в первую очередь экономическим спадом в США и снижением цен на нефть, газ и нефтепродукты.

В 1991 г. при устойчивой продаже бензина снизилось количество продаваемого керосина и топочного мазута.

Особенно неблагоприятным для корпорации был 1989 г., когда чистый доход упал до крайне низкого уровня в 250 млн. дол., что объясняется повышенными текущими расходами и расходами на покупку нефти при том, что добыча нефти и газа уменьшилась.

В последние годы руководство корпорации идет по пути сокращения числа автозаправочных станций и концентрации их в своих базовых штатах.

Ниже приведены данные по изменению числа автозаправочных станций *Шеврона* за 1987–1991 гг. (в тыс. шт.), подтверж-

Таблица 38. Основные производственные и финансовые показатели корпорации Шелрон за 1987-1991 гг.

Показатели	1987 г.	1988 г.	1989 г.	1990 г.	1991 г.
<b>I. Доходы (млрд дол.)</b>					
1. Доходы от продажи:					
бензина	6,27	6,32	7,18	8,74	7,81
реактивного топлива	2,59	2,43	2,90	3,79	2,95
дизельного топлива и керосина	2,77	2,68	3,15	3,97	3,78
топочного мазута	1,74	1,24	1,43	1,75	1,17
других нефтепродуктов	1,10	1,04	1,02	1,14	1,09
Итого	14,47	13,71	15,68	19,39	16,80
2. Доходы от продажи:					
нефти	5,87	5,06	6,79	11,30	12,26
газа	1,31	1,39	1,69	2,06	1,87
газоконденсата	0,89	0,87	0,94	1,31	1,17
другие	2,72	3,17	3,27	3,68	4,46
Итого	10,79	10,49	12,69	18,35	19,76
Всего от продажи нефти и нефтепродуктов	25,26	24,20	28,28	37,73	36,56
3. Доходы от продажи химических продуктов	2,37	2,98	3,06	3,35	3,12
4. Доходы от продажи минерального сырья	0,40	0,43	0,47	0,44	0,43
5. Прочие доходы	1,09	1,25	0,97	1,05	0,84
Общие доходы	29,12	28,86	32,79	42,57	40,95
<b>II. Расходы (млрд дол.)</b>					
1. Покупка нефти и нефтепродуктов	13,63	12,01	15,63	22,54	21,70
2. Текущие расходы	4,71	5,22	6,81	6,39	6,93
3. Расходы, связанные с поиском и разведкой нефти и газа	0,47	0,65	0,58	0,64	0,63
4. Административные расходы	1,42	1,76	1,89	1,70	1,70
5. Амортизация	2,51	2,44	2,56	2,70	2,62
6. Налоги	2,91	3,25	3,56	3,79	4,59
7. Другие расходы	0,70	0,63	0,65	0,62	0,52
Итого	26,35	25,96	31,48	38,35	38,69
Подоходный налог	1,52	1,13	1,06	2,06	0,96
Чистый доход, всего	1,25	1,77	0,25	2,16	1,29
В том числе:					
разведка и добыча нефти и газа	1,07	0,66	0,15	1,54	1,00
переработка и маркетинг	0,19	0,62	0,13	0,76	0,33
химическое производство	0,24	0,39	0,34	0,03	0,15
<b>III. Число акций, млн шт.</b>	340,8	340,9	355,0	350,8	346,7
Выплаты владельцам акций на 1 акцию, дол.	2,40	2,55	2,80	2,95	3,25
<b>IV. Количество продаваемых нефтепродуктов, тыс. бар/день:</b>					
бензин	675	692	700	696	707
реактивное топливо	306	299	311	314	287
керосин и дизельное топливо	336	362	361	365	392
топочный мазут	269	258	250	264	234
другие нефтепродукты	119	120	118	118	114
Итого	1705	1731	1740	1757	1734
<b>V. Количество продаваемого сжиженного газа, тыс. бар./день</b>	195	217	227	221	204
<b>VI. Количество добываемой нефти и газоконденсата, млрд бар.</b>	3,54	3,43	3,33	3,26	3,17

Продолжение табл. 38

Показатели	1987 г.	1988 г.	1989 г.	1990 г.	1991 г.
VII. Количество добываемого газа, млрд куб. футов	10 909	12 416	11 729	10 875	10 655
VIII. Цена нефтепродуктов, дол/бар., реализуемых:					
в США:					
бензин	25,2	24,7	27,7	33,7	29,5
реактивное топливо	22,9	21,8	25,2	32,8	27,5
керосин и дизельное топливо	22,3	19,7	23,4	29,2	25,3
топочный мазут	17,3	13,4	15,8	18,6	15,0
средняя	23,1	21,6	24,6	30,1	26,4
в мире:					
бензин	25,5	24,9	28,1	34,4	30,3
реактивное топливо	23,2	22,2	25,5	33,2	28,2
керосин и дизельное топливо	22,6	20,2	23,9	29,8	26,4
топочный мазут	17,8	13,1	15,6	18,2	13,7
средняя	23,2	21,6	24,7	30,2	26,6

дающие указанную тенденцию:

	1987 г.	1988 г.	1989 г.	1990 г.	1991 г.
<b>США</b>	12,9	12,0	10,7	9,7	9,3
В том числе:					
Калифорния	1,9	1,7	1,7	1,6	1,5
Техас	2,6	2,3	1,9	1,8	1,8
Алабама	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6
Флорида	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6
Джорджия	0,8	0,8	0,8	0,7	0,6
За рубежом	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9
Всего:	13,7	12,8	11,5	10,5	10,2

Бензин корпорации продается в 44-х штатах, но только в 11 количество покупаемого топлива превышает 10% от общего количества потребляемого в штате бензина.

Общая длина нефте-, газо- и продуктопроводов в последние годы постоянно росла и на конец 1991 г. составляла 13,3 тыс. миль, причем трубопроводы корпорации охватывают почти все штаты Америки.

Корпорация с оптимизмом смотрит в будущее, имея хорошие перспективы как в самих Соединенных Штатах, так и за рубежом.

### 2.3.3. Нефтяная компания Тексако [55]

Нефтяная компания Тексако была основана в 1902 г. двумя нефтепромышленниками, обладающими трехмиллионным капиталом, и имела название *Техас Компани*.

Уже в 1903 г. в штате Техас было открыто крупное нефтяное месторождение, позволившее компании построить свой первый завод в Порт-Артуре (штат Техас).

С приобретением калифорнийской нефти *Тексако* в 1928 г. становится первой нефтяной компанией, которая занимается маркетингом во всех 48 штатах США. В 1905 г. компания начинает заниматься маркетингом своей продукции в Европе.

После первой мировой войны *Тексако* на своих заводах активно внедряет процесс Холмса-Манлея-первый непрерывный процесс в переработке нефти, позволяющий значительно увеличивать выход бензина из нефти.

В 30-е годы *Тексако* проявляет большой интерес к международным делам. В 1936 г. компания совместно с *Шевроном* организует предприятие в Саудовской Аравии – *Арабо-Американскую нефтяную компанию (Арамко)*. Другое совместное предприятие с *Шевроном-Калтекс Петролеум Корпорейшен* – в 1936 г. начинает работать к востоку от Суэца. *Тексако* в этих компаниях отвечает за маркетинг, а за добычу и переработку нефти – *Шеврон*, который в то время имел нефтяные месторождения в Бахрейне.

После второй мировой войны компания *Тексако* значительно расширяется, растут объемы добычи и переработки нефти, маркетинг.

В 1984 г. *Тексако* приобретает интегрированную нефтяную компанию *Гетти* с ее большими запасами нефти и газа. При этом суд признал, что *Тексако* при покупке *Гетти* нарушила законы (ущемила права другой нефтяной компании – *Пензойл*, которая также хотела купить *Гетти*), и *Тексако* в 1987 г. вынуждена была заплатить компании *Пензойл* 3 млрд дол.

В 1988 г. *Тексако* организовала совместное предприятие с нефтяной компанией Саудовской Аравии (50% на 50%), которое, как предполагается, в течение 20 лет будет добывать 600 тыс. бар. нефти в день в Саудовской Аравии, перерабатывать нефть на заводах *Тексако* и продавать нефтепродукты в 26 штатах Восточного побережья, Мексиканского залива и штате Колумбия.

Сегодня компания *Тексако* – одна из крупных нефтяных компаний мира. Ежедневно в 1991 г. на ее предприятиях добывалось 790 тыс. бар. нефти и газоконденсата и 2,1 млрд куб. футов природного газа, число работающих составляет 40 тыс. человек. В Соединенных Штатах *Тексако* принадлежат огромные нефтеносные районы Мексиканского залива, Техаса и Луизианы, месторождения в Калифорнии и большие площади в Техасе, Оклахоме, Луизиане и штате Монтана. Вне Соединенных Штатов компания активно сотрудничает в Великобритании, Анголе, Колумбии, Индонезии и нейтральной зоне между Саудовской Аравией и Кувейтом. *Тексако* участвует в 34 проектах по поиску и добыче нефти в 18 странах мира, что ставит ее в число лидеров этого важного направления нефтяного бизнеса.

В 1991 г. *Тексако* владела или имела интерес на семи нефтеперерабатывающих заводах США и на 20 заводах за рубежом.

В собственности компании – нефте- и продуктопроводы длиной 11 тыс. миль. Кроме того, интересы компании – в собственности на нефте- и продуктопроводы длиной 20 тыс. миль других компаний.

В табл. 39 и 40 приведены производственные и финансовые показатели *Тексако* за 1987–1991 гг. Прослеживается тенденция, характерная для большинства крупных нефтяных компаний США, – доходы за 1991 г. от продажи нефти и нефтепродуктов снизились. Наиболее удачным был 1990 г. Очень тяжелый удар

Таблица 39. Показатели работы компании *Тексако* за 1987–1991 гг.

Показатели	1987 г.	1988 г.	1989 г.	1990 г.	1991 г.
Добыча нефти и газоконденсата, тыс. бар./день:					
в США	540	524	480	458	456
в других странах мира	516	466	353	352	334
Итого	1056	990	833	810	790
Добыча газа, млрд куб. футов/день:					
в США	2,0	2,3	2,0	2,0	1,9
в других странах мира	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
Итого	2,3	2,6	2,2	2,2	2,1
Объем реализации нефтепродуктов, тыс. бар./день:					
в США:	1036	1026	809	858	869
бензин	563	544	396	414	431
топливо для реактивных двигателей	102	104	105	111	97
средние дистилляты	223	223	151	157	168
топочный мазут	84	87	97	106	107
масла	16	17	17	18	14
другие	48	51	43	52	52
в других странах мира:	1488	1529	1290	1340	1335
в том числе:					
бензин	246	266	271	280	263
топливо для реактивных двигателей	46	57	65	67	63
средние дистилляты	239	259	246	243	268
топочный мазут	149	198	200	209	170
другие	31	42	34	42	36
Число автозаправочных станций, тыс. шт.:					
в США	17,6	17,7	16,2	15,4	13,8
в Латинской Америке и Западной Африке	4,5	4,5	4,6	4,6	4,7
в Европе	4,8	4,7	4,6	4,3	4,2
Итого	26,9	27,0	25,3	24,3	22,8
Объем продукции нефтехимии в США, млрд фунтов:					
ароматические углеводороды	3,1	2,3	2,7	1,5	1,1
олефины	0,9	1,5	1,9	1,7	1,8
оксиды	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9
C <sub>4</sub> -продукты	1,5	1,3	1,4	1,4	1,4
добавки	0,4	0,4	0,5	0,4	0,4
другие	1,1	1,0	1,0	0,9	0,8
Итого	8,0	7,5	8,3	6,8	6,4

Таблица 40. Финансовые показатели компании Тексако за 1987–1991 гг.

Показатели	1987 г.	1988 г.	1989 г.	1990 г.	1991 г.
<b>I. Доходы (млрд дол.)</b>					
Выручка от продажи:					
нефти	7,5	6,8	11,0	15,2	13,8
нефтепродуктов	22,2	21,4	15,8	19,6	18,0
природного газа	1,6	2,1	2,1	2,1	1,8
нефтехимических продуктов	1,3	1,4	1,6	1,5	1,3
других продуктов	1,8	1,9	2,0	2,5	2,5
Итого	34,4	33,5	32,4	40,9	37,3
Другие заработки	0,9	1,6	3,3	0,9	1,0
Всего	35,3	35,1	35,7	41,8	38,3
<b>II. Расходы (млрд дол.)</b>					
Закупки сырой нефти, нефте-	22,8	21,4	23,0	30,3	27,6
продуктов и товаров					
Эксплуатационные расходы	4,1	4,2	3,9	3,8	3,7
Торговые и управленческие	2,0	1,7	1,4	1,7	1,8
расходы					
Содержание и ремонт	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6
Амортизация	2,6	2,1	1,7	1,7	1,6
Налоги за исключением	0,8	0,8	0,6	0,6	0,6
подоходного					
Штраф компании Пензойл	3,0	—	—	—	—
Другие расходы	3,9	1,9	1,4	1,0	1,0
Итого	39,8	32,7	32,6	39,7	36,9
Прибыль до уплаты подоходного					
налога	— 4,6	2,4	3,1	2,2	1,4
Чистая прибыль	— 4,1	1,3	2,4	1,5	1,3
<b>III. Цены на нефтепродукты,</b>					
<b>дол./бар.:</b>					
реализуемые в США:					
бензин	24,4	24,3	27,6	33,1	28,3
топливо для реактивных	22,4	21,1	24,5	31,0	27,0
двигателей					
средние дистилляты	22,3	20,0	24,1	28,9	25,5
топочный мазут	16,0	11,3	13,6	15,3	11,8
реализуемые в других странах					
мира:					
бензин	29,8	29,1	31,2	39,0	37,3
топливо для реактивных	27,5	26,0	28,8	37,7	34,0
двигателей					
средние дистилляты	25,1	24,0	25,5	32,3	30,2
топочный мазут	16,3	12,3	14,4	16,3	14,2
<b>IV. Нефтехимические продукты,</b>					
<b>млн дол.:</b>					
реализуемые в США:					
ароматические углеводороды	304	237	277	243	161
олефины	113	266	366	288	271
оксиды	191	326	385	273	251
C <sub>4</sub> -продукты	211	191	192	253	179
добавки	135	141	189	211	215
другие	229	251	283	301	299

был нанесен компании в 1987 г., когда она после выплаты штрафа Пензойлу, выплат денег по закупкам нефти и на амортизацию не только осталась без традиционной прибыли, но и расходы ее превысили доходы на 4,6 млрд дол.

Руководством компании были приняты экстренные меры, направленные на модернизацию оборудования, позволившие в 1989 г. получить наибольшую прибыль за эти годы — 2,4 млрд дол. — и поправить финансовое положение компании.

Колебания цен на нефтепродукты в значительной мере зависят от цен на нефть и расходов на нефтепереработку. Как следует из данных табл. 40, наиболее высокие цены на нефтепродукты были характерны для 1990 г., когда цены на бензин в США поднялись до 33,1 дол. за бар. Для компании также характерны большие доходы от продажи нефтепродуктов и высокий объем реализации бензина в США.

Руководство Тексако, как и другие крупные нефтяные компании, проводит политику сокращения автозаправочных станций в США. С 1987 по 1991 г. их число сократилось почти на четыре тысячи.

В нефтехимическом производстве преобладает продукция, получаемая непосредственно на нефтеперерабатывающих заводах. Это ароматические углеводороды, олефины и бутан-бутиленовая фракция (C<sub>4</sub>-продукты).

Компания Тексако быстро оправилась после трудностей 1987 г. и в настоящее время благодаря, в первую очередь, своим широким возможностям и успехам в маркетинге прочно занимает по своим финансовым и производственным показателям место в первой десятке нефтяных компаний Америки.

### 2.3.4. Корпорация Эксон [56]

Корпорация Эксон известна как одна из самых больших нефтяных компаний мира. Ее отделения работают в Соединенных Штатах Америки и в 79 других странах мира.

История компании берет свое начало в 1882 г., когда она вошла в трест Стандарт Ойл как Стандарт Ойл Компани оф Нью-Джерси.

В 1911 г. после разделения треста она стала независимой, и так как Д. Рокфеллер в основном работал в Нью-Джерси, большую часть своего капитала он вложил в Стандарт Ойл Компани штата Нью-Джерси. На протяжении всей истории нефтяной промышленности США эта компания играла ведущую роль в нефтяном бизнесе мира.

В 1972 г. корпорация стала называться Эксон.

В настоящее время Эксон занимает лидирующие позиции во всех направлениях нефтяного и газового бизнеса — разведке, добыче, переработке, транспортировке и маркетинге нефти и газа, добыче и продаже угля.

В табл. 41 и 42 приведены основные производственные и финансовые показатели корпорации Эксон за 1991 г. Этот год —

Продолжение табл. 41

Таблица 41. Основные производственные показатели корпорации Эксон за 1987–1991 гг.

Показатели	1987 г.	1988 г.	1989 г.	1990 г.	1991 г.
1. Добыча нефти и газоконденсата, тыс. бар./день:					
в США	756	760	693	640	619
в Канаде	188	206	269	260	237
в Европе	441	426	338	298	349
в Австралии и на Дальнем Востоке	326	326	309	315	329
в других странах и в составе других компаний	124	198	195	199	124
Итого	1835	1916	1804	1712	1658
2. Добыча газа, млрд куб. футов/день:					
в США	1,7	1,8	1,8	1,8	1,7
в Европе	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0
в других странах	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8
в составе других компаний	1,9	1,6	1,7	1,8	2,0
Итого	5,4	5,2	5,4	5,4	5,5
3. Мощность нефтеперерабатывающих заводов, млн бар./день	4,2	4,2	4,4	4,2	4,1
4. Коэффициент использования производственных мощностей, %					
в США	84	82	83	83	86
в Европе	71	76	78	81	85
по всем заводам, среднее	77	79	82	84	85
5. Объем реализации нефтепродуктов, тыс. бар./день:					
в США:					
авиационное топливо	123	122	128	118	119
бензин	540	567	582	585	646
керосин, дизельное топливо	197	197	204	177	220
мазут	26	39	40	44	49
смазочные масла	32	31	31	31	28
другие нефтепродукты	139	157	162	154	148
в Европе:					
авиационное топливо	109	122	141	146	139
бензин	479	498	520	543	571
керосин, дизельное топливо	658	676	670	704	752
мазут	212	212	214	232	219
другие нефтепродукты	176	172	173	171	182
всего по всем странам, где работает Эксон:					
авиационное топливо	338	344	381	381	371
бензин	1460	1541	1678	1709	1788
керосин и дизельное топливо	1316	1396	1476	1461	1531
мазут	405	451	490	527	518
другие нефтепродукты	524	574	609	580	562
Общий объем реализации нефтепродуктов	4043	4306	4625	4658	4770

Показатели	1987 г.	1988 г.	1989 г.	1990 г.	1991 г.
6. Объем продажи химических продуктов, млрд дол.:	8,3	10,0	10,6	11,2	10,7
основные химические вещества	2,9	3,5	4,0	3,9	3,5
полимеры	2,4	3,1	3,0	3,2	3,2
специальные продукты — добавки	3,0	3,4	3,6	4,1	4,0
7. Автозаправочные станции, тыс. шт.:					
в США	—	—	—	11,6	10,8
в других странах	—	—	—	27,3	26,4
Итого				38,9	37,2

Таблица 42. Основные финансовые показатели корпорации Эксон за 1987–1991 гг.

Показатели	1987 г.	1988 г.	1989 г.	1990 г.	1991 г.
I. Доходы (млрд дол.)					
Выручка от продажи:					
нефти	10,9	9,7	10,6	14,3	12,3
природного газа	3,0	3,1	3,1	3,4	3,6
нефтепродуктов	56,6	60,9	67,2	83,0	84,7
химических веществ	7,2	8,8	9,2	9,6	9,2
других продуктов	5,6	6,1	6,2	6,6	6,7
Итого	83,3	88,6	96,3	116,9	116,5
II. Расходы (млрд дол.)					
1. Расходы на покупку нефти и продуктов	34,3	33,6	39,3	50,7	46,9
2. Эксплуатационные расходы	9,3	10,0	10,5	12,0	13,5
3. Торговые и управленческие расходы	5,6	5,8	6,4	7,8	7,9
4. Амортизация	4,2	4,8	5,0	5,5	4,8
5. Расходы на разведку, включая безрезультатные скважины	0,8	1,0	0,9	1,0	0,9
6. Расходы в связи с аварией танкера «Валдис» на Аляске	—	—	2,5	—	—
7. Другие расходы	0,8	1,1	1,0	1,6	0,9
8. Налоги, включая подоходный	23,5	27,0	27,2	33,3	36,0
Итого	78,5	83,3	92,8	111,9	110,9
III. Чистый доход (прибыль), млрд дол.:	4,8	5,3	3,5	5,0	5,6
от разведки и добычи нефти	3,8	2,6	3,1	4,0	3,1
от продажи нефтепродуктов	0,5	1,8	1,1	1,3	2,6
от продажи химических продуктов	0,7	1,3	1,1	0,5	0,5
от продажи угля и минералов	0	0,1	0,1	0	0
от других операций	— 0,2	— 0,5	— 1,9	— 0,8	— 0,6
IV. Доход на 1 акцию, дол.	3,4	4,0	2,7	4,0	4,5
V. Число служащих, тыс. чел.:					
в США	39	39	38	39	39
за рубежом	61	62	66	65	62
VI. Общая сумма, истраченная на зарплату служащим, млрд дол.	4,6	5,0	5,1	5,9	6,1

Продолжение табл. 42

Показатели	1987 г.	1988 г.	1989 г.	1990 г.	1991 г.
VII. Относительные цены на нефтепродукты (за 100% приняты цены 1990 г.):					
в США:					
бензин	75	75	83	100	87
средние дистилляты	75	68	81	100	88
в Европе:					
бензин	71	70	79	100	97
средние дистилляты	82	73	85	100	109
мазут	113	78	99	100	84
VIII. Расходы на научные исследования, млн дол.	524	551	592	637	679

лучший в истории корпорации по чистому доходу, который оказался равным 5,6 млрд дол. При этом рекордных показателей достиг также отдел, занимающийся переработкой нефти и маркетингом, – 2,6 млрд дол. Также лучшим за последние годы оказался чистый доход в расчете на 1 акцию. Таких высоких показателей удалось достичь корпорации не только за счет увеличения общих доходов, но и за счет снижения расходов, особенно расходов на покупку нефти.

Мы уже отмечали, что 1991 г. не был благоприятным для нефтяной отрасли. Цены на нефть и газ корпорации были ниже, в результате чего выручка от продажи нефти снизилась почти на 2 млрд дол., что сказалось на показателях чистого дохода – по добыче нефти, а чистый доход снизился на 900 млн дол. по сравнению с 1990 г. На конец 1991 г. корпорация *Эксон* владела 16,9 млн акров нефтеносных районов в США, Канаде, Европе, Австралии и на Дальнем Востоке. Наибольшие нефтеносные районы корпорации находятся в США (4,6 млн акров), а также в Австралии и на Дальнем Востоке (3,8 млн акров). Среди крупных открытий 1991 г. – 2 глубоководных месторождения в Мексиканском заливе, 5 месторождений нефти и газа в Малайзии и несколько месторождений в Йемене. Продолжалась разработка крупных месторождений в Северном море (территория Великобритании), в Мексиканском заливе, в Чаде, Пакистане, Габоне и Анголе.

К позитивным факторам следует отнести увеличение добычи нефти в Северном море, в Норвегии и Австралии, а также рост доходов от продажи природного газа в Северной Америке.

Нефтеперерабатывающие заводы, которые принадлежат корпорации или корпорация обладает ими на паях с другими компаниями, разбросаны по всему миру, их суммарная производительность составляет 4,1 млн бар./день. При этом из 32-х заводов только 5 находятся в США, остальные в основном в Европе (10) и в Канаде (6).

Наиболее загружены заводы на Дальнем Востоке (коэффициент использования производственных мощностей равен 96%). В сентябре 1991 г. в Англии был построен новый завод корпорации по переработке мазута производительностью 22 тыс. бар./день. В области нефтепереработки корпорация посвятила 1991 г. модернизации существующих заводов и строительству небольших установок по производству МТБЭ – высокооктановой добавки в бензин – и установок по изомеризации и алкилированию.

Большое внимание корпорация уделяет маркетингу. В 1991 г. *Эксон* продавал 4,8 млн бар. в день нефтепродуктов, что является наилучшим показателем среди нефтяных корпораций. Особенно хорошо шла продажа бензина, что позволило корпорации получить рекордные прибыли от продажи нефтепродуктов. Несмотря на уменьшение общего числа автозаправочных станций корпорации, особенно в США, в Европе за последний год было построено или модернизировано около 150 автозаправочных станций.

Большие средства корпорация выделяет на научные исследования, что позволяет ей быть в числе ведущих в области новейших технологий и оборудования. За последние 3 года эта цифра составила около 2 млрд дол. По количеству патентов *Эксон* является лидирующей нефтяной компанией в США.

Химическая компания корпорации имеет 50 заводов в 23 странах мира. Компания организует свою работу по трем направлениям: основные химические продукты, полимеры и специальные продукты. К основным химическим продуктам относят олефины, парафины, ароматические углеводороды, серу и нефтяной кокс. Как правило, их получают на нефтеперерабатывающих заводах.

Полимеры – это различные виды полиэтилена, полипропилен, поливинилхлорид, синтетическая резина, этиленпропилен, синтетический воск и т. д.

Специальные продукты включают в себя большое число веществ, необходимых для нефтехимической промышленности, нефтеперерабатывающих заводов и маркетинга, специальных химических производств и т. д.

В 1991 г. наиболее успешно химическая компания работала на рынке США.

Что касается других видов деятельности корпорации (уголь, минералы), то в этих направлениях дела шли менее удачно и год был завершен с дефицитом.

Корпорация *Эксон* – одна из самых больших корпораций мира. По общим доходам (103,2 млрд дол.) она занимала второе место (после *Дженерал Моторс*), первое место – по чистой прибыли среди всех американских компаний в 1991 г. В корпорации работает 101 тыс. человек, которые своим трудом активно способствуют успехам *Эксона*.

### 2.3.5. Корпорация Мобил [57]

История корпорации берет свое начало с 1866 г., когда Х. Эверест и М. Ивинг, который открыл процесс получения масел путем дистилляции мазута под вакуумом, основали компанию *Вакуум Ойл*. Другой предшественник корпорации – компания *Стандарт Ойл* штата Нью-Йорк, получившая независимость после распада треста в 1911 г. Эти две компании в 1931 г. соединились, и объединение стало называться *Сокони-Вакуум*. В 1934 г. компания получила название *Сокони Вакуум Ойл Компани*, приставку *Мобил* корпорация получила в 1955 г., а с 1976 г. сохраняется нынешнее название – корпорация *Мобил*. В 1984 г. корпорация присоединила *Супер Ойл Компани*, а в 1988 г. сделала три важных приобретения – большой современный завод в Луизиане, нефте- и газодобывающие районы в Мексиканском заливе и завод по производству этилена в Техасе.

В то же время в 1990 г. корпорация продает свой бизнес в Южной Африке и Италии.

В настоящее время корпорация *Мобил* – одна из самых мощных интегрированных нефтяных компаний США, занимающая вторую позицию по финансовым показателям после *Эксона*. В табл. 43 и 44 представлены основные производственные и финансовые показатели корпорации *Мобил* за 1987–1991 гг.

В 1991 г. доходы корпорации составили 63,2 млрд дол., что ниже показателей 1990 г., но выше, чем в конце 80-х годов. Причем снижение наблюдалось по всем показателям, кроме доходов от продажи природного газа, которые выросли на 200 млн дол. Чистая прибыль осталась на уровне 1990 г. и составляла 1,9 млрд дол., увеличился чистый доход на 1 акцию, что позволило повысить выплачиваемые дивиденды до 3,1 дол. на 1 акцию.

В 1991 г. корпорация занималась разведкой и добычей нефти в 27 странах мира. Добывающая компания корпорации в 1991 г. продавала в среднем 906 тыс. бар./день жидких углеводородов и 5,1 млрд куб. футов природного газа. Разведанные запасы нефти и газа на конец года составили 6,6 млрд эквивалентных нефтяных баррелей. В Соединенных Штатах наблюдался прирост добычи нефти и газа в среднем на 2%.

Особенно хорошо шли дела у добытчиков *Мобил* в Норвегии, Нигерии и Индонезии, где количество продаваемого сырья увеличилось на 5%. Большие запасы нефти были открыты в Великобритании, Индонезии, Нигерии, Канаде и в штате Алабама, США. С 1988 г. корпорация увеличила свои нефтеносные районы на 70 млн акров. Основные районы добычи нефти и газа – это Калифорния, Алабама, Западный Техас, Мексиканский залив в США, западная часть и восточное побережье Канады, части Северного моря, прилегающие к Великобритании, Норвегии, Германии и Голландии, Индонезия и Нигерия. Среди новых

Таблица 43. Основные производственные показатели корпорации Мобил за 1987–1991 гг.

Показатели	1987 г.	1988 г.	1989 г.	1990 г.	1991 г.
1. Добыча нефти и газоконденсата, тыс. бар./день:					
в США	338	329	315	324	332
в других странах мира	484	523	553	544	574
Итого	822	852	868	868	906
2. Добыча природного газа, млрд куб. футов/день:					
в США	1,8	1,8	1,8	1,6	1,7
в других странах мира	2,8	2,9	3,2	3,2	3,4
Итого	4,6	4,7	5,0	4,8	5,1
3. Объем продаваемых нефте-продуктов, млн бар./день:					
бензин	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
реактивное топливо и дистилляты	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0
топочный мазут	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
другие продукты	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3
4. Смазочные масла, млн галлонов	591	660	680	695	677
5. Коэффициент использования производственных мощностей заводов, %:					
в США	85	86	87	87	91
общий по всем заводам	81	83	87	90	91
6. Общая длина, тыс. миль:					
нефтепроводов	17,9	17,9	18,5	17,7	17,6
газопроводов	9,1	8,7	9,3	9,5	9,3
продуктопроводов	10,4	10,2	10,2	10,2	10,0
7. Число автозаправочных станций, тыс. шт.:	26,7	25,6	22,7	20,3	20,4
в том числе в США	11,8	11,1	9,5	9,0	9,1
8. Объем проданных химических продуктов, млн дол.:					
продуктов нефтехимии	1,2	2,1	1,9	2,0	1,9
пластических материалов	1,5	1,7	1,8	1,8	1,8
добавок и других материалов	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Итого	2,8	3,9	3,8	3,9	3,8

Таблица 44. Основные финансовые показатели корпорации Мобил за 1987–1991 гг.

Показатели	1987 г.	1988 г.	1989 г.	1990 г.	1991 г.
I. Доходы, млрд дол.					
1. Выручка от продажи, млрд дол.:					
нефти	8,7	7,7	6,8	8,4	7,5
природного газа	3,5	3,5	3,6	4,4	4,6
бензина	14,6	15,8	17,0	18,7	18,4
реактивного топлива и дистиллятов	9,2	9,7	10,9	13,2	13,2
топочного мазута	1,7	1,6	2,0	2,3	1,7
других нефтепродуктов	4,5	4,9	4,6	5,5	5,5
химических веществ	2,8	3,9	3,8	3,9	3,8
2. Другие поступления от основных видов деятельности	6,4	7,7	7,5	8,1	8,5
Общие доходы	51,4	54,4	56,2	64,5	63,2



Продолжение табл. 44

Показатели	1987 г.	1988 г.	1989 г.	1990 г.	1991 г.
II. Расходы, млрд. дол.					
1. Расходы на покупку нефти и нефтепродуктов	30,5	30,5	31,9	38,3	35,7
2. Расходы на разведку нефти	0,5	0,7	0,5	0,7	0,8
3. Торговые и управленческие расходы	3,4	3,7	4,2	4,4	5,0
4. Амортизационные расходы	2,4	2,7	2,5	2,6	2,6
5. Налоги за исключением подоходного	10,7	12,4	12,6	13,3	14,4
6. Проценты уплаченные	1,1	0,9	0,8	0,7	0,7
7. Подоходный налог	1,6	1,4	1,9	2,5	2,1
Общие расходы	50,2	52,3	54,4	62,5	61,3
III. Чистый доход, включая выигрыши от изменения расчетов по подоходному налогу, млрд. дол.	1,2	2,1	1,8	2,0	1,9
IV. Чистый доход на 1 акцию, дол.	3,3	5,1	4,4	4,6	4,7
V. Число акций на конец года, млн шт.	411	411	409	401	398
VI. Дивиденды, выплаченные на 1 акцию, дол.	2,2	2,4	2,6	2,8	3,1
VII. Общее число работающих, тыс. чел.	68,2	69,6	67,9	67,3	67,5
VIII. Цена 1 бар. нефти, дол.: в США средняя мировая	15,3 16,1	12,5 13,2	15,0 15,3	19,0 20,3	15,8 17,0
IX. Цена 1 тыс. куб. футов газа, дол.: в США средняя мировая	1,8 2,0	1,9 1,9	1,9 1,9	1,9 2,2	1,6 2,1
X. Цены на нефтепродукты, центы за галлон:					
бензин	64,6	63,9	71,2	85,1	75,9
реактивное топливо и дистилляты	52,8	46,3	54,6	67,7	63,0
топочный мазут	40,1	29,1	33,1	36,5	25,9
другие продукты	55,5	54,1	56,6	66,2	58,3
средняя цена на нефтепродукты	59,5	56,7	64,1	76,9	68,6
XI. Соотношение количества продаваемого бензина различных марок, %:					
премиальный без добавок свинцовых соединений	31	36	46	43	42
регулярный:					
без добавок свинцовых соединений	50	50	50	55	56
с добавкой тетраэтилсвинца	19	14	4	2	2

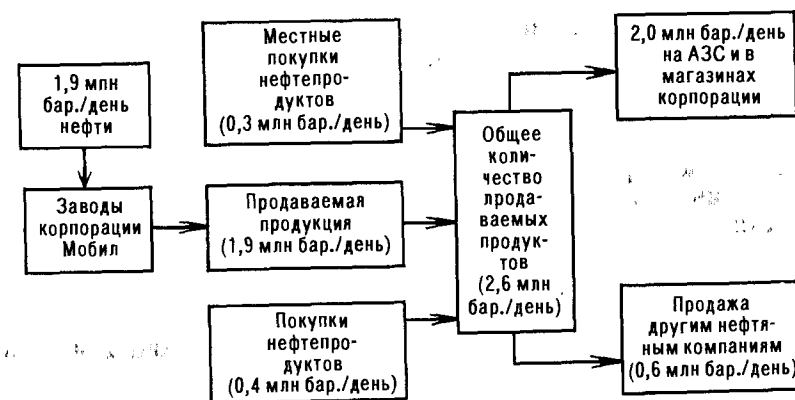
районов, в которых предполагается вести разведку нефти, наибольший интерес представляют страны Латинской Америки, Россия, страны Восточной Европы.

Корпорация *Мобил* владеет пятью нефтеперерабатывающими заводами на территории США, это составляет 40% производительности всех заводов *Мобил*. Всего корпорация имеет 22 завода

мощностью 2,15 млн бар./день. Самый крупный завод производительностью в 275 тыс. бар./день находится в Техасе (США). В 1991 г. заводы США были в среднем загружены на 91%, что на 4% выше, чем в 1990 г. Среди зарубежных заводов наиболее значительный, производительностью 235 тыс. бар./день, находится в Сингапуре. Все заводы, находящиеся в США, обладают современным оборудованием и полным набором установок, позволяющим добывать высокого выхода светлых нефтепродуктов из сернистых, тяжелых нефтей.

Корпорация придает огромное значение маркетингу, выделяя значительные деньги на эту область индустрии. Как и другие корпорации, *Мобил* за последние пять лет сократила число своих станций на 6,3 тыс. по всему миру и на 2,7 тыс. в США. Ежедневно автозаправочные станции *Мобил* только в США продают 21 млн галлонов бензина, что составляет 6,8% всего бензина, продающегося в Америке. Корпорация имеет станции в 29 штатах США и в более 90 странах мира.

Схема продажи нефтепродуктов в 1991 г. выглядела следующим образом:



Из данной схемы следует, что корпорация не только продает свои нефтепродукты, но и покупает их на стороне, а затем частично перепродает другим нефтяным компаниям, хотя надо отметить, что большей частью корпорация продает те продукты, которые производит сама.

Корпорация *Мобил* обладает хорошей системой нефте-, газо- и продуктопроводов, позволяющей дешево и быстро перебрасывать нефть на заводы, а нефтепродукты – в базовые штаты по их продаже.

Химическая компания *Мобил* также широко представлена по всему миру: 12,7 тыс. человек, производящих химическую продукцию на 3,8 млрд дол. в год, работают на 47 различных предприятиях в 8 странах, а продукция *Мобил* продается в более

чем 100 странах мира. Основные виды деятельности — это продукты нефтехимической промышленности, пластические материалы, добавки и синтетические продукты.

Итак, мы рассмотрели деятельность пяти самых крупных нефтяных корпораций США, подробно проанализировали их производственные и финансовые показатели. В каждой корпорации очень четко очерчена роль каждого направления нефтяной индустрии, при этом все более важной становится организация компании или отдела по нефтеперерабатывающим заводам и маркетингу.

В бывшем Советском Союзе все направления нефтегазового бизнеса были разбиты по министерствам и разобщены. Соединение происходило только на уровне Совета министров. После укрупнения министерств все направления нефтяной промышленности были сосредоточены в союзном министерстве по топливу, которое не продержалось и года. После распада Союза в России образовалось такое же министерство по топливу с теми же функциями, но для российской нефтяной промышленности. Нефтеперерабатывающая промышленность вошла в министерство по топливу одним из управлений. Нефтеперерабатывающие заводы России получили самостоятельность, но возникли трудности с обеспечением заводов сырьем. Централизованное планирование России обеспечивает заводы сырьем только на 50%. В конце 1992 г. в России была создана первая интегрированная нефтяная компания *ЛУКойл*, в которую вошли богатые нефтяные месторождения Западной Сибири и ряд нефтеперерабатывающих заводов, среди которых были Волгоградский и Пермский заводы.

Учитывая то, что наша книга посвящена нефтепереработке, остановимся подробнее на структуре нефтеперерабатывающих заводов США и России, познакомимся с их технологией, а также с маркетингом, который является важнейшей составной частью нефтяного бизнеса.

### Глава 3

#### НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ЗАВОДЫ США И БЫВШЕГО СОВЕТСКОГО СОЮЗА

Как уже отмечалось, с 1917 г. нефтеперерабатывающие промышленности США и России развивались в совершенно разных условиях, что определило большие различия в технологии, оборудовании и экономике.

О роли нефтепереработки США в составе интегрированных компаний мы подробно рассказали в предыдущей главе, поэтому в этом разделе остановимся на технологической цепочке уста-

новок заводов США, оценим их нынешнее состояние и перспективы на будущее. Что касается нефтеперерабатывающих заводов бывшего Советского Союза, то, по нашему мнению, читателю может быть интересна любая информация, в связи с тем что ранее не публиковалось никакой статистики о заводах стран бывшего СССР, да и сейчас большая часть информации взята из иностранных источников.

#### 3.1. СТРУКТУРА И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ США

Нефтеперерабатывающая промышленность США за короткий период своей истории претерпела время бурного роста и годы застоя и спада. В 70-е годы 19-го века каждый владелец нефтяного месторождения стремился построить нефтеперегонный завод, чтобы получить нефтепродукты и выгодно их продать. Как правило, это были заводы небольшой производительности, их в Америке было очень много. Во времена монопольного правления в нефтяном бизнесе треста *Стандард Ойл* более экономически выгодным стало строительство крупных нефтеперегонных предприятий. Небольшие заводы не выдерживали конкуренции, разорялись и закрывались.

В 20-е годы нынешнего столетия в связи с большой потребностью в бензине опять стало выгодным строить и эксплуатировать установки, которые увеличивали глубину переработки нефти и выход бензина (например, термкрекинга) [6, 7].

Тридцатые годы были отмечены глубокой депрессией в экономике, и многие предприятия закрывались.

Наиболее бурно шло строительство заводов после второй мировой войны — в 50-е, 60-е годы, когда в стране стремительно развивалась автомобильная промышленность и не было проблем с дешевой арабской нефтью.

В годы нефтяного кризиса (в 70-е годы) многие заводы работали с пониженной производительностью или даже закрывались в связи с нехваткой нефти или высокой ее стоимостью. В это время нефтяные компании особенно остро почувствовали роль вторичных процессов при получении светлых нефтепродуктов из нефти и провели большие работы по модернизации и реконструкции существующих заводов, а также строительству новых.

В 80-е годы на нефтеперерабатывающих заводах была успешно решена проблема перехода автомобильной промышленности на бензин, не содержащий тетраэтилсвинца (рис. 10) — высокооктановой, но очень вредной для здоровья человека добавки, что потребовало строительства установок изомеризации, алкилирования, получения высокооктановых углеводородных и кислородсодержащих добавок, реконструкции установок каталитического крекинга. В 1982 г. суммарная мощность нефтеперерабатываю-

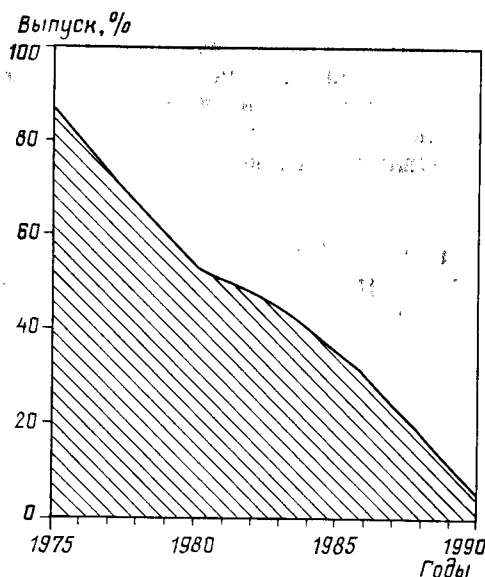


РИС. 10. Выпуск бензина с тетраэтилсвинцом (заштриховано) и без тетраэтилсвинца в 1975–1990 гг. в США

щих заводов США (в те годы работало 300 заводов) была наибольшей за время своей истории – 18,5 млн бар./день. С тех пор в нефтеперерабатывающей промышленности США наблюдается период застоя, а с конца 80-х годов, как и во всей экономике США, начался спад производства. Несмотря на достаточно успешный для нефтепереработки 1991 г., когда прибыль от нее в большин-

стве компаний была весьма высокой, последующий период был довольно тяжелым для бизнеса в связи с затратами на экологию и повышением требований к качеству продуктов. Например, по данным одной из крупных биржевых фирм – *Мерил Линч*, – чистая прибыль, получаемая от нефтепереработки и маркетинга, в 1992 г. сократилась на 30%. В настоящее время число заводов в США уменьшилось до 194, а общая производительность их снизилась до 15,5 млн бар./день.

Одна из главных причин закрытия небольших нефтеперерабатывающих заводов в США – это резко возросшие затраты на охрану окружающей среды, в связи с тем что конгресс США принял новые законы в области экологии: требования по увеличению доли кислорода в бензине за счет кислородсодержащих добавок, снижению содержания ароматических углеводородов, бензола, серы и олефинов, уменьшению испаряемости. Кроме того, ужесточены требования к содержанию серы и ароматических углеводородов в дизельном топливе. Начиная с 1993 г. на скоростных трассах Америки содержание серы в дизельном топливе не должно превышать 0,05% (мас.). Это значит, что для небольших заводов на установках гидроочистки придется поднимать давление водорода или строить установки гидрокрекинга, что будет весьма неэкономично. Большинство малых заводов США не имеют установок гидроочистки дизельного топлива. Крупные нефтяные корпорации все чаще принимают решения о закрытии своих заводов небольшой мощности или о демонтаже неэкономичных установок. Мы уже приводили пример, связанный с закрытием завода корпорации *Амоко* в

Каспере, который был остановлен, потому что необходимы были высокие затраты в связи с его реконструкцией, обусловленной приведением нефтепродуктов в соответствие с законами об охране окружающей среды. Подобная ситуация характерна и для завода корпорации *Шеврон*, расположенного в Порт-Артуре (штат Техас), который при высокой производительности имеет большое количество старых и нерентабельных установок [58]. Это предприятие досталось корпорации *Шеврон* от компании *Галф*, которая была куплена в 1984 г. Многие заводы нефтяные компании не закрывают, хотя они малорентабельны, еще и потому, что после их остановки и закрытия территория, где ранее находилось предприятие, должна быть приведена в состояние, соответствующее законам об охране окружающей среды. А это порой требует еще больших затрат, чем реконструкция завода.

В связи с тем что законы об охране окружающей среды стали так сильно влиять на деятельность нефтеперерабатывающих заводов, нам необходимо познакомить читателя с этими законами.

### 3.1.1. Влияние экологических законов на деятельность нефтяных компаний США

Работа правительственных организаций США по защите окружающей среды от вредного влияния индустриальных и особенно нефтеперерабатывающих и химических предприятий восходит еще к началу нынешнего столетия, когда были приняты законы о чистоте рек и морских портов. В середине 30-х годов был принят еще ряд законов: о восстановлении местности после промышленного строительства, о чистоте пастбищ, о наводнениях. Но особенно много законов вышло в 70–80-е годы, когда загрязнение окружающей среды достигло уже таких критических размеров, что необходимо было всерьез думать о чистоте всей среды обитания человека.

Известно, что основным источником загрязнения воздуха являются отработанные газы автомашин, которых особенно много в США. Поэтому в 1970 г. правительство страны приняло основные законы об охране окружающей среды, в которые входило решение о повышении качества бензина (содержание свинца должно было быть снижено и к 90-м годам доведено до нуля, поскольку свинцовые соединения отрицательно влияют на здоровье человека) и о введении каталитических глушителей на выхлопных трубах автомобилей. Нефтеперерабатывающая промышленность США успешно справилась с выводом тетраэтилсвинца (ТЭС) из бензина, проведя модернизацию заводов и построив установки по производству высокооктановых продуктов. Содержание вредных выбросов автомобилей в воздухе резко сократилось. На рис. 10 приведены данные об уменьшении количества добавки тетраэтилсвинца в бензине с 83% в 1975 г. до

нескольких процентов в 1990 г. В настоящее время в США добавлять тетраэтилсвинец в бензин запрещено.

Ниже мы приводим требования американских стандартов к качеству бензина (классификация по летучести — от А до Е), которые были введены в 70-е годы и действуют в настоящее время (до введения новых стандартов по законам о чистом воздухе в 1995 г.) [59]:

	A	B	C	D	E
Фракционный состав, °C:					
10% (об.), не более	70	65	60	55	50
50% (об.):					
не менее	77	77	77	77	77
не более	121	118	116	113	110
90% (об.), не более	190	190	185	185	185
конец кипения, не более	225	225	225	225	225
Содержание тяжелых фракций, %, не более	2	2	2	2	2
Давление насыщенных паров, фунт/кв. дюйм*	9	10	11,5	13,5	15,0
Содержание свинца, г/л, не более:					
бессвинцовый бензин	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
с добавкой ТЭС	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Содержание серы, % (мас.), не более:					
бессвинцовый бензин	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
с добавкой ТЭС	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Окислительная стабильность, мин, не менее	240	240	240	240	240
Содержание смол в бензине, мг/100 мл, не более	5	5	5	5	5

\* 1 фунт/кв. дюйм = 6894,76 Па.

С учетом времени года в том или ином штате разрешен к применению бензин определенных классов. Например, в Нью-Йорке в зимние месяцы разрешены к применению бензины всех классов, а летом только первых трех, у которых давление насыщенных паров меньше 11,5 фунт/кв. дюйм, а в штате Калифорния летом вообще разрешается применять только бензин класса А.

К реактивному топливу применяются стандарты, по которым топливо классифицируется по температуре вспышки на два типа — А и В.

Ниже приведены основные требования к качеству реактивного топлива:

	A	B
Кислотность, мг КОН/г	0,1	Не нормируется
Содержание, % (мас.), не более:		
ароматических углеводородов	20	20
меркаптановой серы	0,03	0,03
общей серы	0,3	0,3
Температура вспышки, °C, не менее	38	Не нормируется
Плотность при 15°C, кг/м³	775–840	751–802

Фракционный состав (температура выкипания), °C:

10%, не более	205	Не нормируется
20%, не более	Не нормируется	145
50%, не более	То же	190
90%, не более	»	245
конец кипения	300	Не нормируется
Давление насыщенных паров, кПа, не более	—	21
Температура застывания, °C	— 40	— 50

Стандарты на дизельное топливо устанавливают три вида топлива для различных дизельных двигателей — № 1, № 2 и № 4, которые отличаются друг от друга фракционным составом. Топливо № 1 представляет собой светлое дистиллятное топливо, № 2 состоит из средних дистиллятных фракций и № 3 — тяжелое дистиллятное топливо или смесь дистиллятных и мазутных фракций для низко- и среднескоростных дизельных двигателей. Ниже приведены американские стандарты на дизельное топливо:

	№ 1	№ 2	№ 3
Температура вспышки, °C	38	52	55
Содержание воды, % (об.)	0,05	0,05	0,5
Температура выкипания, 90% (об.), °C:			
не менее	Не нормируется	282	Не нормируется
не более	288	338	То же
Кинематическая вязкость при 40°C, мм²/с:			
не менее	1,3	1,9	5,5
не более	2,4	4,1	24,0
Кислотность, % (мас.), не более	0,01	0,01	0,1
Содержание серы, % (мас.), не более	0,5	0,5	2,0
Цетановое число, не менее	40	40	30

Однако законы 1970 г. были лишь началом наступления правительства на источники загрязнения воздуха. В ноябре 1990 г. были приняты жесткие законы по чистому воздуху. Причем надо отметить, что правительство штата Калифорния предлагает еще более суровые стандарты, поскольку в Калифорнии в силу географических особенностей (горы) воздух не циркулирует так, как в северо-восточных штатах, и поэтому происходит накопление вредных газов в атмосфере. Кроме того, правительство этого штата всегда было в авангарде борьбы за чистоту окружающего воздуха. Однако уже сейчас правительства ряда других штатов намереваются последовать примеру штата Калифорния и обсудить те же стандарты по бензину.

Ниже приведены требования государственного закона к качеству бензина в 1992 г. (Б1), требования к качеству бензина по законам США, принятым в ноябре 1992 г. (Б2), и предложенные

штатом Калифорния (БЗ) [60]:

	Б1	Б2	Б3
Содержание, % (мас.):			
бензола	1,6	1,0	0,8*; 1,0**
серы, ppm	300	100	30*; 40**
кислорода***	0,2	2,0–2,7	1,8–2,2
олефинов	12	12	5**
Испаряемость, фунт/кв. дюйм	9	8	7**
ароматических углеводородов	32	25	20*
Температура выкипания, °F			
50%	Не нормируется		210
90%	300–330		300

\* Среднее. \*\* Максимальное. \*\*\* Первое значение с O<sub>2</sub>, второе – с CO<sub>2</sub>.

В Калифорнии планируется ввести эти стандарты в 1996 г. Законы США будут вводиться постепенно. По содержанию кислорода уже в конце 1992 г. были введены ограничения, которые требуют, чтобы содержание кислорода в бензине в районах с повышенным содержанием СО в воздухе не превышало 2,7%. Остальные ограничения планируется ввести с 1995 г. по месяцам постепенно, причем в соответствии с принятыми законами содержание низкокипящих и токсичных органических компонентов необходимо будет уменьшить на 15%, а к 2000 г. – на 25%. С учетом законов о чистом воздухе будущий бензин должен содержать изомеризат или легкую нефть, легкий и тяжелый риформат, алкилат, легкий и тяжелый бензин каталитического крекинга, кислородсодержащие добавки. Лучше всего применять добавки, которые имеют высокое октановое число, такие как метанол, этанол, метил-*трет*-бутиловый эфир и т. д. В табл. 45 представлены октановые числа спиртов – кислородсодержащих добавок, применяемых в регулярном и премиальном бензинах США, не содержащих свинцовых соединений. Как следует из данных таблицы, наибольшее октановое число в регулярном бензине имеет метанол, но он обладает рядом существенных недостатков. Это прежде всего его способность впитывать в себя воду из воздуха, что приводит к коррозии, и высокая испаряемость. Следующим по октановому числу идет этанол, который в качестве добавки широко применяется в США. Более тяжелые спирты также находят применение, однако надо отметить, что по мере увеличения углеводородной группы октановое число спиртов падает. Большинство нефтяных компаний смешивают свой бензин с кислородсодержащими добавками, учитывая специфику районов, где они будут продавать свою продукцию. В районах с повышенным содержанием СО в воздухе количество кислорода в бензине должно составлять не менее 2,7%. Это, как правило, большие города или крупные промышленные центры. Если же это сельскохозяйственные штаты, то там содержание кислорода в бензине не должно быть выше 2,0%, так как повышение

Таблица 45. Октановые числа спиртов – кислородсодержащих добавок в регулярном и премиальном бензинах США, не содержащих свинцовых соединений

Добавка	Регулярный бензин *		Премиальный бензин	
	ИОЧ	МОЧ	ИОЧ	МОЧ
Базовый бензин	91,5	82,5	98,0	88,0
Метанол	136,7	97,3	120,5	89,0
Этанол	129,5	101,3	121,6	95,0
изо-Пропанол	119,1	97,7	116,3	95,4
н-Пропанол	117,9	91,3	114,2	88,2
изо-Бутанол	110,0	89,4	108,0	84,0
н-Бутанол	95,0	78,6	–	–
изо-Пентанол	108,0	84,7	108,6	88,2
изо-Гексанол	96,0	81,7	100,6	89,2
н-Гексанол	55,0	46,0	–	–
н-Октанол	22,4	24,3	–	–

\* ИОЧ – октановое число, полученное исследовательским методом;  
МОЧ – октановое число, полученное моторным методом.

концентрации кислорода в бензине обуславливает предельное количество озона в воздухе, что вредно для здоровья человека.

Кроме спиртов в качестве кислородсодержащих добавок широко применяются эфиры.

Ниже приведены октановые числа эфиров, вводимых в регулярные бензины в США:

	ИОЧ	МОЧ	1/2 (ИОЧ + МОЧ)
Базовый бензин	91,5	82,5	87
Метил- <i>трет</i> -бутиловый эфир	118	100	109
Этил- <i>трет</i> -бутиловый эфир	118	102	110
Метил- <i>трет</i> -амиловый эфир	111	98	104,5
Диизопропиловый эфир	110	99	104,5
Метилфениловый эфир	112	108	110
Метил- <i>трет</i> -гексиловый эфир	93	85	89
Изопропил- <i>трет</i> -бутиловый эфир	105	96	100,5

Как можно отметить, наибольшим октановым числом обладают первые два эфира, однако метил-*трет*-бутиловый эфир имеет наибольшее применение как добавка к бензину вследствие большей дешевизны и более легкого способа получения. Хотелось бы обратить внимание читателя на третью колонку, где приведена полусумма октановых чисел, определенных по исследовательскому и моторному методам. Дело в том, что в США в отличие от России применяется в быту только этот показатель. В соответствии с этим, если на российских автозаправочных станциях указано, что продается бензин АИ-93, это не значит, что его октановое число соответствует октановому числу американского премиального бензина. Бензин АИ-93 расшифровывается как «бензин автомобильный с октановым числом 93, измеренным по исследовательскому методу». Обычно исследовательский ме-

год дает значения приблизительно на 3–4 выше, чем среднее октановое число бензина в США, т.е. АИ-93 будет соответствовать в Америке бензину с октановым числом 89–90.

Итак, законодательство США в настоящее время определяет перспективы развития нефтеперерабатывающей промышленности. С учетом этих особенностей рассмотрим структуру нефтеперерабатывающих заводов США, их будущее.

### 3.1.2. Нефтеперерабатывающие заводы США: перспективы развития

Как уже отмечалось, на 1 января 1991 г. в США работали 194 нефтеперерабатывающих завода общей производительностью 15,5 млн бар./день, которые перерабатывали нефть, добываемую в стране и за рубежом. Ниже показано соотношение среднесуточных объемов (в тыс. м<sup>3</sup>) добываемой в США (Д) и импортируемой (И) нефти за 1980–1989 гг. [61].

Год	Д	И	Д:И
1980	1367	837	1,6
1983	1381	537	2,6
1987	1327	743	1,8
1989	1220	935	1,3

В США к основным нефтедобывающим штатам относились Техас (328 тыс. м<sup>3</sup> в 1989 г.), Аляска (322), Луизиана (191), Калифорния (170). Импорт нефти осуществлялся преимущественно из Саудовской Аравии, Канады, Мексики, Нигерии, Венесуэлы, Ирака, Великобритании, Индонезии и Анголы [62].

Каждый год журнал «Ойл энд Гэз» публикует данные по производительности каждого завода, его структуре, мощности наиболее крупных установок, а также общий отчет о состоянии нефтеперерабатывающей промышленности США и перспективах на будущее [63]. Каждый завод принадлежит какой-нибудь нефтяной компании и расположен в том или ином штате США. Поэтому ниже в таблицах мы приводим производственные показатели заводов, принадлежащих наиболее крупным компаниям или находящимся в штате, где концентрация нефтеперерабатывающих заводов наибольшая. Кроме того, на рис. 11 приведена карта США с расположением заводов, по которой можно проследить, что больше всего заводов находится в Мексиканском заливе (около 40); высока концентрация НПЗ в штате Калифорния (около 30), однако это в основном заводы небольшой мощности.

Среди нефтяных корпораций и компаний наибольшее количество НПЗ в США у корпорации *Шеврон* (10), она лидирует по общей суммарной мощности заводов. В табл. 46 приведены показатели производительности заводов 20 наиболее крупных компаний. Необходимо отметить, что первые 5 компаний составляют более 35% общей мощности заводов всей страны,

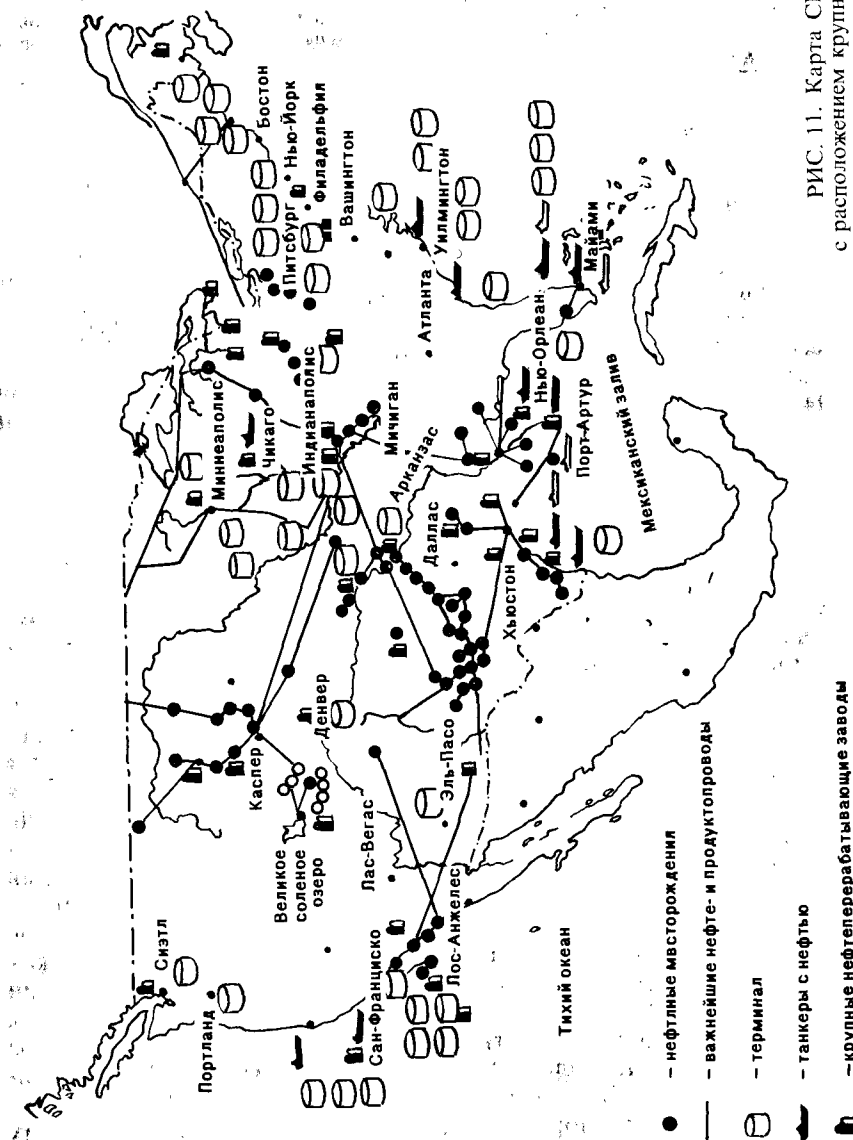


РИС. 11. Карта США с расположением крупных НПЗ

Таблица 46. Производственные показатели нефтеперерабатывающих заводов нефтяных компаний США на 1 января 1991 г.

№ п/п	Компания	Число заводов в США	Производительность, млн бар./день	Объем продажи нефтепродуктов в США, млн бар./день
1	Шеврон	10	1,58	1,49
2	Эксон	5	1,15	1,11
3	Шелл (США)	7	1,10	1,19
4	Амоко	7	1,00	1,03
5	Мобил	5	0,84	0,90
6	Бритиш Петролеум	5	0,74	0,93
7	Арко	5	0,68	0,44
8	Марафон Петролеум	5	0,64	0,69
9	Стар Энтепрайз	3	0,62	0,60
10	Сан	4	0,51	0,64
11	Коноко	5	0,41	0,49
12	Тексако	4	0,35	0,86
13	Ашланд Петролеум	3	0,35	0,37
14	Коч	2	0,34	0,35
15	Ситго	1	0,32	0,85
16	Филлипс	3	0,31	0,52
17	Лиондел	1	0,29	0,31
18	Соломон	4	0,28	0,29
19	Костол	6	0,27	0,78
20	Юнокал	2	0,23	0,44

следующие 10 – еще более 26% общей мощности. Таким образом, первые 15 компаний имеют заводы общей мощностью более 60% от мощности всех заводов США.

Эти компании – лидеры среди нефтяных компаний в разработке новых технологий, они имеют финансовые возможности для реконструкции старых установок и строительства новых, для применения на производстве своих открытий и разработок. Если какие-то новые технологии разработаны вне этих компаний, например технологии ЮОП или Ламмус, или Стоун Энд Вебстер, или Фостер Виллер, или других, то нефтяные компании будут стараться использовать эту технологию, чтобы сделать НПЗ более эффективными и экономичными. Наиболее крупные и мощные заводы принадлежат большим корпорациям и, как правило, обладают самыми современными технологическими линиями и оборудованием. В настоящее время в США имеется 3 завода производительностью более 400 тыс. бар./день и четыре завода мощностью более 300 тыс. бар./день. Из них 2 предприятия принадлежат Эксону и 2 – корпорации Амоко. В настоящее время большие корпорации активно отказываются от мелких заводов и концентрируют свое внимание на улучшении технологии крупных НПЗ. Интересно отметить, что не всегда более высокая суммарная производительность заводов позволяет компаниям иметь большие объемы продажи нефтепродуктов. Например, такие компании, как Ситго, Тексако, Костол по суммарной

производительности занимают места во второй десятке компаний США, имеющих нефтеперерабатывающие заводы, а по объемам проданных нефтепродуктов входят в число десяти первых нефтяных фирм. Завод компании Лиондел входит также в компанию Арко, так как ей принадлежат 49% акций этого предприятия.

Необходимо отметить, что в целом по заводам США мощность установок атмосферной перегонки нефти снизилась на 12,2% (с 2975 до 2610 тыс. м<sup>3</sup>/сут), а установок вакуумной перегонки увеличилась на 6,7% (с 1063 до 1134 тыс. м<sup>3</sup>/сут) [64, 65].

В табл. 47 приведены соотношения первичных и вторичных процессов переработки нефти, характерные для заводов каждой компании и в целом для заводов первых двадцати компаний Америки, определяющих направление развития заводов и их перспективы.

В состав первичных установок входят установки атмосферно-вакуумной перегонки нефти. За 100% взята производительность атмосферных установок, она равна мощности заводов (см. табл. 47).

Таблица 47. Соотношение первичных и вторичных процессов на заводах ведущих нефтяных компаний США (первичные процессы приняты за 100%)

№ п/п	Компания	Производительность установок *, %					
		КК	КР	ГК	ГО	Ал	Кокс
1.	Шеврон	25,5	20,3	13,5	42,4	4,9	10,8
2.	Эксон	48,0	23,6	6,8	56,7	7,8	12,8
3.	Шелл (США)	28,7	26,8	14,5	45,5	6,9	8,5
4.	Амоко	41,0	26,9	11,4	35,3	9,7	8,1
5.	Мобил	39,6	28,3	7,9	46,7	8,9	18,8
6.	БП оф Америка	33,1	25,4	10,2	18,8	8,2	7,0
7.	Арко	23,7	29,5	10,2	41,0	3,9	20,1
8.	Марафон	32,9	24,5	3,6	22,8	8,9	3,3
9.	Стар Энтепрайз	39,8	21,4	12,7	38,7	6,4	6,9
10.	Сан	38,3	29,6	10,8	21,9	5,0	0
11.	Коноко	31,5	20,9	0	48,9	6,0	19,0
12.	Тексако	30,0	28,4	11,0	40,5	7,9	33,8
13.	Ашланд Ойл	41,4	26,7	0	51,5	6,9	0
14.	Коч	26,4	22,4	0	32,6	4,7	19,4
15.	Ситго	45,5	32,1	13,6	20,6	7,0	26,7
16.	Филлипс	46,9	20,5	0	65,4	9,4	0
17.	Лиондел	31,5	38,5	0	62,9	4,9	20,4
18.	Соломон	47,7	16,6	0	20,2	3,4	0
19.	Костол	35,4	26,5	3,5	29,4	4,4	6,1
20.	Юнокал	19,9	36,4	26,0	26,5	4,2	19,9
Среднее		35,0	25,1	9,3	39,0	6,8	11,2

\* КК – установки каталитического крекинга по свежему сырью; КР – установки каталитического риформинга; ГК – установки гидрокрекинга; ГО – установки гидроочистки дистиллятов (гидроочистка бензинов в этот показатель не входит); Ал – установки алкилирования; Кокс – установки коксования.

Следует отметить, что практически все крупные и средние заводы США имеют полный набор установок вторичных процессов, куда входят установка каталитического крекинга (одна или несколько), установка каталитического риформинга (одна или несколько), установки гидроочистки дистиллятов и установка алкилирования олефинов изобутаном. Большинство заводов США имеет процесс коксования. В середине 70-х годов очень популярны были установки гидрокрекинга дистиллятов, но сейчас интерес к ним значительно уменьшился в связи с тем, что они потребляют много водорода и производят большое количество парафинов, в то время как из такого же сырья в процессе крекинга можно еще получить дополнительное количество олефинов.

Крупные компании серьезное внимание уделяют структуре технологических процессов, существующих на заводах. Например, высокая доля процесса каталитического крекинга на заводах свидетельствует о том, что компания главные усилия концентрирует на получении бензина высшего качества.

В 80-е годы общая мощность установок каталитического крекинга мало возросла по свежему сырью и уменьшилась на 13% по суммарному сырью [66].

Ниже приведены данные об общей мощности установок каталитического крекинга (в тыс. м<sup>3</sup>/сут) по суммарному сырью (I), по свежему сырью (II) и по рециркуляту (III), а также доля рециркулята от свежего сырья (P) по годам:

Год	I	II	III	P, % (об.)
1980	973	844	130	15,4
1985	919	821	98	11,9
1988	919	848	71	8,4
1989	882	835	47	5,6
1990	859	859	—	—

Крупные нефтяные компании, занимающиеся выпуском своего персонального бензина, как правило, имеют установки каталитического крекинга производительностью выше 30–35% от общей мощности завода, среди них наиболее высокие показатели у корпорации *Эксон*, компаний *Филлипс*, *Ситго* и *Соломон* (выше 45%). Процесс каталитического крекинга на заводах США продолжает оставаться главным процессом, так как позволяет получать бензин с высоким октановым числом и небольшим содержанием ароматических углеводородов и олефины – пропилен, бутены и амилены, из которых при алкилировании производят высокооктановые соединения неароматического характера. По мощности процессов алкилирования в Америке первые позиции занимают корпорации *Амоко*, *Мобил*, компании *Филлипс* и *Марафон*.

В последние годы компании уделяют особое внимание и вкладывают значительные средства в улучшение процессов гидро-

вания, гидроочистки различных дистиллятов, газойлей, мазутов и гудронов.

За последние 10–15 лет мощности установок гидроочистки нефтяных фракций на заводах США значительно выросли. Ниже даны общие мощности установок (в тыс. м<sup>3</sup>/сут) за 1980 и 1989 гг. и прирост мощности ( $\Delta M$ ):

	1980 г.	1989 г.	M, %
Гидроочистка сырья каталитического крекинга	93	152	63
Гидрообессеривание:			
остаточного сырья	18	54	200
тяжелых газойлей	87	88	0,7

Как известно, гидроочистку дизельного топлива проводят для снижения содержания серы и увеличения цетанового числа [выше уже отмечалось, что по новому законодательству США в дизельном топливе содержание серы не должно превышать 0,05% (мас.)], гидроочистку вакуумных газойлей – для уменьшения содержания серы, азота и ароматических углеводородов в сырье каталитического крекинга, это способствует увеличению выхода высокооктанового бензина. Мазут и гудрон подвергают гидроированию также с целью последующего каталитического крекинга или сразу же проводят гидрокрекинг (в зависимости от структуры завода). На ряде заводов эффективность гидрокрекинга тяжелых фракций нефти очень высока. Например, на установке гидрокрекинга гудрона (фракции нефти с температурой начала кипения выше 538 °С) завода корпорации *Амоко* в Техасе конверсия сырья достигает 75%. По набору установок гидроочистки и их производительности наилучшие позиции занимают компании *Филлипс*, *Лиондел* и корпорация *Эксон*. Установки наибольшей производительности по гидрокрекингу нефтяных фракций находятся на заводах компаний *Инокал* и *Ситго*.

Процесс коксования широко представлен в нефтяных корпорациях *Тексако*, *Ситго* и в компаниях *Арко* и *Лиондел*. Коксование весьма популярно на нефтеперерабатывающих заводах США, так как позволяет существенно увеличить выход светлых нефтепродуктов из самых тяжелых нефтяных остатков. Поэтому на заводах ведущих нефтяных компаний производительность установок коксования составляет значительную часть от производительности всего предприятия.

В последние годы в Америке снижается интерес к процессу риформинга бензинов в связи с тем, что бензины риформинга содержат большое количество вредных ароматических углеводородов.

Интересно проанализировать структуру заводов нефтяных корпораций США. Как правило, каждая крупная нефтяная компания имеет несколько заводов большой мощности и несколько нефтеперерабатывающих предприятий малой производительности. Например, корпорация *Шеврон* после присоединения заводов



компания *Галф* имеет в своем составе 10 нефтеперерабатывающих предприятий, из них 5 – мощностью свыше 170 тыс. бар./день и 5 – менее 80 тыс. бар./день. Следует отметить, что все крупные предприятия находятся в штатах, где высока концентрация нефтеперерабатывающих заводов (Техас, Калифорния, Миссисипи). Корпорация *Амоко* обладает двумя заводами мощностью свыше 350 тыс. бар./день и пятью заводами, мощность которых менее 60 тыс. бар./день. И в качестве третьего примера приведем показатели заводов компании *Ашланд Петролеум*, имеющей один крупный завод производительностью свыше 200 тыс. бар./день и два – менее 70 тыс. бар./день.

Мы рассмотрели именно эти три компании, потому что их заводы наиболее сильно различаются по мощности их можно отнести или к крупным заводам, или к мелким предприятиям. Мощности предприятий остальных крупных компаний не имеют таких больших перепадов, и сравнение мелких и крупных заводов внутри компании провести значительно сложнее. Ниже приведено соотношение мощностей первичных и основных вторичных (в % от первичных) процессов на крупных и небольших заводах этих трех компаний:

Фирма (число заводов)	Суммарная мощность, тыс. бар./день	ТП	КК	КР	ГК	ГО	Ал
<i>Шеврон</i> :							
крупные (5)	1309	12	26	22	16	69	5
мелкие (5)	267	3	22	11	—	23	3
<i>Амоко</i> :							
крупные (2)	783	8	42	29	14	70	11
мелкие (5)	219	6	37	16	—	26	4
<i>Ашланд</i> :							
крупные (1)	213	26	45	21	—	82	5
мелкие (2)	133	—	21	20	—	81	9

Примечание. ТП – термические процессы (висбрекинг, коксование, термический крекинг); ГО – процессы гидроочистки, в которые входят установки гидрообессеривания бензинов, дистиллятов, тяжелых газойлей, мазутов, циклизации ароматических углеводородов и другие процессы гидроирования. Остальные обозначения – как в табл. 47.

В приведенной выше таблице под крупными предприятиями мы условно понимали для *Шеврона* предприятия производительностью свыше 170 тыс. бар./день, для *Амоко* – свыше 350 тыс. бар./день, для *Ашланд Петролеум* – 200 тыс. бар./день.

Приведенные выше данные показывают, что даже внутри больших компаний структуры заводов сильно различаются, причем крупные заводы более подготовлены к переходу на новые требования, установленные правительством для бензинов и дизельных топлив. Так, на заводах *Шеврона* на предприятиях высокой мощности почти в 4 раза выше мощность установок термических процессов, в 2 раза – установок риформинга и алкилирования, в 3 раза – установок гидрообессеривания, чем на заводах малой мощности. А, например, на всех мелких пред-

приятиях приведенных выше компаний вообще отсутствуют установки гидрокрекинга.

Крупные предприятия *Амоко* превосходят своих мелких собратьев по производительности установок каталитического крекинга на 15%, риформинга – почти в 2 раза, гидроочистки – почти в 3 раза, алкилирования – в 2,5 раза. Для крупных заводов компании *Ашланд Петролеум* характерна высокая производительность установок каталитического крекинга по сравнению с заводами малой мощности компании, а также высоким процентом мощностей термических процессов, в то время как небольшие предприятия их вообще не имеют.

Таким образом, сравнивая крупные и мелкие нефтеперерабатывающие предприятия даже внутри больших компаний, можно отметить одну очень важную тенденцию. Нефтяные компании не хотят производить большие затраты на модернизацию своих мелких предприятий. Экономика диктует повышение коэффициента использования мощностей крупных нефтеперерабатывающих заводов, проведение их модернизации, в первую очередь увеличение на них доли вторичных термических и каталитических процессов. Кстати, такая же тенденция по первичным и вторичным процессам характерна и при анализе структуры заводов крупных и небольших компаний. В табл. 48 дано сравнение структуры предприятий первых 20 нефтяных компаний США, имеющих общую производительность заводов свыше 200 тыс. бар./день (см. табл. 46), и заводов остальных нефтяных компаний за 1989 и 1990 гг. [67]. Как следует из данных этой таблицы, первые 20 нефтяных компаний обладают 75% общей мощности всех заводов США, постоянно заботятся о росте производительности установок, увеличивающих выход светлых нефтепродуктов и повышающих качество бензина и дизельного топлива. Инте-

Таблица 48. Сравнение структуры заводов крупных нефтяных компаний и остальных компаний США

Показатели	Суммарная производительность заводов, тыс. бар./день			
	выше 200		ниже 200	
	1989 г.	1990 г.	1989 г.	1990 г.
Число компаний	20	20	86	91
Число заводов	87	86	102	106
Суммарная мощность, млн бар./день	12,0	11,7	3,6	3,8
Производительность установок, % от суммарной мощности:				
каталитического крекинга	34,4	35,0	28,0	28,6
каталитического риформинга	24,7	25,1	21,4	20,4
гидрокрекинга	8,7	9,2	4,0	3,1
гидроочистки	37,3	39,0	20,6	20,4
алкилирования	6,5	6,8	5,6	6,0
коксования	10,5	11,2	5,7	6,0

ресно отметить, что на заводах первых 20 компаний США производительность установок каталитического крекинга на 20–25% выше, мощность гидрокрекинга больше почти в 3 раза, установок гидроочистки и коксования – почти в 2 раза, чем на заводах остальных нефтяных компаний США.

Таким образом, к новому законодательству США по повышению требований к качеству топлива, и в первую очередь бензина, более подготовленными приходят крупные нефтяные компании, имеющие в структуре заводов установки вторичных процессов большей мощности.

В связи с этим нас также интересовала структура крупных нефтеперерабатывающих предприятий США вне зависимости от их принадлежности к той или иной компании. Поэтому для анализа были взяты 10 самых крупных заводов Америки и проанализирована структура этих предприятий. Данные по этим предприятиям приведены в табл. 49 и 50. В табл. 49 приведены характеристики установок первичной переработки и термических процессов переработки нефти, а также установок масляного производства, в табл. 50 – каталитических процессов переработки нефти.

Как следует из данных табл. 50, все 10 заводов имеют высокие мощности установок вторичных процессов, особенно процессов каталитического крекинга, гидроочистки дистиллятов, риформинга бензинов. У 6 заводов из 10 мощности установок каталитического крекинга выше среднего показателя для крупных нефтяных компаний, у 10 – мощности установок гидроочистки, у 7 за-

Таблица 49. Соотношение \* первичных, вторичных термических процессов и процессов производства масел на самых крупных заводах США (по данным на 1 января 1991 г.)

Город (штат), компания	Мощность, тыс. бар./день	ВД	ТП	Масла	Битум
Тексас-Сити (Техас), Амоко	433	42,4	9,3	–	–
Баутаун (Техас), Эксон	426	48,9	6,3	7,0	1,6
Батон-Руж (Луизиана), Эксон	421	41,8	20,5	3,8	2,7
Уайтинг (Индиана), Амоко	350	56,4	7,8	1,8	12,5
Лейк-Чарльз (Луизиана), Ситго	320	22,7	26,7	2,7	–
Порт-Артур (Техас), Шеврон	316	48,0	10,5	–	–
Пасагула (Миссисипи), Шеврон	295	48,4	24,2	–	6,5
Биамонт (Техас), Мобил	275	29,7	10,2	3,2	–
Вуд-Ривер (Иллинойс), Шелл	274	37,8	6,3	1,6	10,0
Хьюстон (Техас), Лиондел	265	45,1	14,0	2,1	–

Примечание. ВД – установки вакуумной перегонки нефти; ТП – установки термических процессов (висбрекинг, термический крекинг, установки коксования); Масла – производство масел; Битум – битумные установки.

\* Производительность установок указана в % к мощности завода.

водов – мощности установок риформинга. Практически у всех 10 заводов мощности установок алкилирования находятся на уровне среднего показателя или выше. Все эти данные показывают, что крупные заводы Америки уже сегодня практически готовы выполнять требования, предъявляемые новыми стандартами к качеству бензина и дизельного топлива. Процесс переоснащения на них не займет много времени, хотя и приведет к большим капитальным затратам. Хотелось бы обратить внимание и на большую долю мощностей установок вакуумной перегонки мазутов в мощности заводов, что свидетельствует о широких возможностях этих заводов по переработке гудронов. Анализируя табл. 49 и 50, следует отметить, что из 10 самых крупных заводов 5 находятся в штате Техас, что свидетельствует о высокой концентрации нефтепереработки в этом районе.

Понять, как размещаются заводы в США, помогают данные табл. 51 и 52, в которых приведено соотношение первичных и вторичных процессов на заводах штатов, где концентрация нефтеперерабатывающих предприятий наибольшая (см. рис. 11).

Следует отметить, что в этих таблицах мы специально привели показатели по тем штатам, где расположены заводы, суммарная мощность которых более 300 тыс. бар./день. Именно в этих

Таблица 50. Мощности установок каталитических процессов (в % от мощности завода) на крупных нефтеперерабатывающих заводах США (по данным 1991 г.)

№ п/п	Город (штат), компания	Производительность, тыс. бар./день	КК, %	КР, %	ГК, %	ГО, %	Ал, %	Изомер, %
1	Тексас-Сити (Техас), Амоко	433	44	35	26	72	14	16
2	Баутаун (Техас), Эксон	426	40	28	5	113	7	–
3	Батон-Руж (Луизиана), Эксон	421	43	21	6	49	9	3
4	Уайтинг (Индиана), Амоко	350	40	24	–	69	8	10
5	Лейк-Чарльз (Луизиана), Ситго	320	45	32	14	52	7	8
6	Порт-Артур (Техас), Шеврон	316	34	21	–	77	5	7
7	Пасагула (Миссисипи), Шеврон	295	21	29	22	80	6	2
8	Биамонт (Техас), Мобил	275	35	39	11	73	8	8
9	Вуд-Ривер (Иллинойс), Шелл	274	33	33	12	64	6	1
10	Хьюстон (Техас), Лиондел	265	32	39	–	74	5	4

Примечание. КК – установки каталитического крекинга; КР – установки каталитического риформинга; ГК – установки гидрокрекинга дистиллятов, мазутов и нефтяных масел; ГО – установки гидроочистки бензинов, различных дистиллятов, нефтяных масел, сырья каталитического крекинга, установки обессеривания тяжелого газойля, мазута, циклизации ароматических углеводородов и т. д.; Ал – установки сернокислотного и фтористоводородного алкилирования; Изомер – установки изомеризации углеводородов C<sub>4</sub>–C<sub>6</sub> – установки деалкилирования и получения циклогексана.

Таблица 51. Соотношение первичных, вторичных термических процессов и производства масел на заводах штатов США, где наибольшая концентрация нефтеперерабатывающих предприятий

№ п/п	Штат	Число заводов	Суммарная мощность, млн бар./день	ВД	ТП	Масла	Битум
1	Техас	31	3,88	42	8	2	1
2	Луизиана	19	2,33	37	18	2	2
3	Калифорния	30	2,21	57	23	1	4
4	Иллинойс	7	0,97	39	12	1	4
5	Пенсильвания	7	0,73	41	—	2	6
6	Вашингтон	7	0,52	47	13	—	3
7	Нью-Джерси	6	0,49	48	6	2	14
8	Огайо	4	0,45	32	7	—	4
9	Индиана	4	0,43	53	6	2	12
10	Оклахома	7	0,41	34	5	2	3
11	Миссисипи	5	0,36	43	2	1	11
12	Канзас	8	0,35	35	14	—	2

Обозначения те же, что и в табл. 49.

Таблица 52. Мощности каталитических процессов на заводах штатов США, где концентрация нефтеперерабатывающих предприятий наибольшая

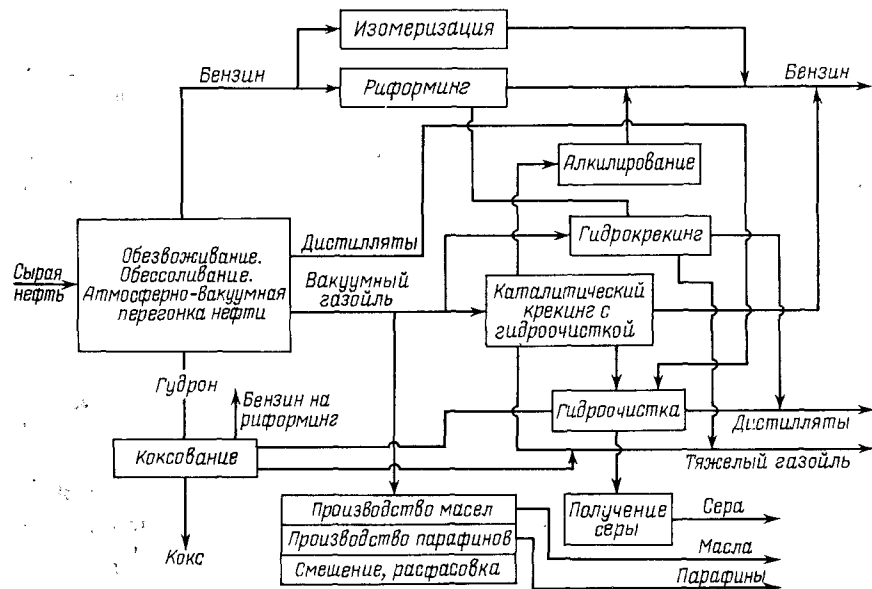
№ п/п	Штат	КК	КР	ГК	ГО	Ал	Изомер
1	Техас	40	28	7	76	8	8
2	Луизиана	32	21	7	53	9	5
3	Калифорния	28	23	18	65	6	1
4	Иллинойс	37	30	7	59	9	3
5	Пенсильвания	32	25	7	60	6	3
6	Вашингтон	22	24	10	40	6	1
7	Нью-Джерси	49	15	—	59	7	7
8	Огайо	36	24	18	41	7	13
9	Индиана	39	23	—	61	8	9
10	Оклахома	34	24	1	42	8	8
11	Миссисипи	21	25	18	67	5	2
12	Канзас	35	25	1	58	11	11

Обозначения те же, что и в табл. 50.

12 штатах практически сосредоточена нефтеперерабатывающая промышленность США. Суммарная мощность заводов, расположенных в этих штатах, составляет более 80% общей производительности всех нефтеперерабатывающих предприятий страны. Три штата в США имеют самую высокую концентрацию нефтеперерабатывающих заводов — это штаты Техас, Луизиана и Калифорния. Суммарная производительность заводов, расположенных в этих штатах, составляет более 50% мощности всех заводов США и почти в 2 раза больше мощности заводов всех остальных штатов, приведенных в табл. 51. Такая концентрация

нефтеперерабатывающих предприятий была обусловлена исторически, а также близостью этих штатов к океану (удобное транспортирование нефти), большими месторождениями нефти. Из этих трех штатов в наиболее невыгодном положении находится Калифорния, так как в ней расположены заводы небольшой мощности, но их число равно числу заводов, расположенных в штате Техас. В штате Техас в основном сконцентрированы заводы большой или средней мощности, что позволяет иметь большую долю вторичных каталитических процессов, таких как каталитический крекинг и гидроочистка дистиллятов. Хотелось бы также обратить внимание на характеристики заводов штата Миссисипи. Хотя по суммарной мощности заводов этот штат находится в начале второй десятки, он имеет одни из лучших показателей по производительности установок гидроочистки и риформинга, по вакуумной перегонке нефти, что говорит о большой возможности заводов по переработке тяжелых нефтей и нефтяных остатков. На заводах построено много установок коксования и битумных производств, на которых в качестве сырья используют гудрон и другие тяжелые нефтяные фракции.

Нефтеперерабатывающие заводы США имеют различные поточные схемы в зависимости от задач, которые ставит перед ними компания, и от конъюнктуры рынка. Как правило, основная задача — выпуск максимального количества бензина и других светлых нефтепродуктов. Существующие заводы в основном различаются по глубине переработки остаточных нефтяных фракций — мазута и гудрона. Ниже приведена поточная схема типичного нефтеперерабатывающего завода в США [68]:



Большинство заводов США перерабатывает дешевую высокосернистую нефть в высококачественные бензины, дистилляты и смазочные масла. На первой стадии идет обезвоживание и обессоливание нефти, ее ректификация, т.е. разделение на фракции — бензиновую, светлые дистилляты, вакуумный газойль и гудрон (нефтяной остаток с началом кипения выше 538 °С). Прямогонные бензиновые фракции поступают на риформинг, где происходит превращение парафиновых и циклических насыщенных углеводородов в ароматические, и эта фракция в дальнейшем идет на смешение с другими бензиновыми фракциями для получения высокооктановых регулярных и премиальных бензинов. Светлые дистилляты проходят стадию ректификации, где разделяются на керосиновые и дизельные фракции, затем поступают на установки гидроочистки для удаления сернистых и азотных соединений, после чего дистилляты готовы к использованию.

Вакуумный газойль поступает на установки каталитического крекинга и гидрокрекинга. Каталитический крекинг позволяет переработать вакуумный газойль в катализат с высоким содержанием светлых нефтепродуктов. Это тяжелый нефтяной газ с высоким содержанием пропан-пропиленовой и бутан-бутиленовой фракций, бензин, имеющий высокое октановое число, и легкий газойль, содержащий большое количество ароматических углеводородов.

Гидрокрекинг — это каталитический крекинг, идущий под высоким давлением и в присутствии водорода. В процессе гидрокрекинга получается большое количество светлых нефтепродуктов с низким содержанием серы.

На установке алкилирования сжиженные олефины, поступающие с каталитического крекинга, реагируют в присутствии кислотных катализаторов с получением высокооктанового компонента бензина, идущего на получение премиального бензина.

Установки коксования позволяют превратить остаточное сырье в светлые нефтепродукты, такие как бензин и дизельные фракции, при высокой температуре. Кроме того, получается также твердый материал, называемый коксом, который обычно используют в промышленности в качестве топлива.

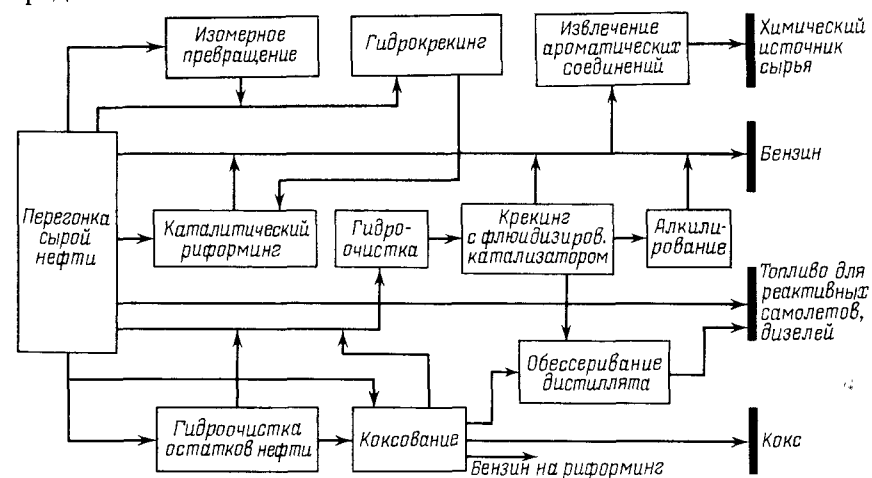
Чтобы получить высококачественную серу, необходимо на заводе иметь несколько различных установок по удалению и получению серы. Наиболее эффективно работают такие установки, когда перерабатывается дешевая высокосернистая нефть. Как правило, на заводах работают установки Клауса, на которых сероводород превращается в серу с высокой степенью конверсии. Производство масел и парафинов имеется не на каждом заводе, что обусловлено качеством перерабатываемой нефти. Чтобы получить высококачественные масла, необходимо вакуумные фракции нефти направить на установки экстракции и депарафинизации для получения базовых масел, которые затем смешивают с присадками, чтобы получить товарные смазочные масла.

Другая поточная схема завода может быть направлена на переработку мазута и гудрона на установках каталитического и гидрокрекинга. В этом случае мазут и гудрон проходят серию установок деметаллизации и гидрообессеривания тяжелых фракций и затем уже они поступают в установки каталитического крекинга или гидрокрекинга. В этом случае очень высока глубина переработки нефти, из тяжелых нефтяных остатков можно получить до 70% светлых нефтепродуктов.

Рассмотрим подробнее самый крупный нефтеперерабатывающий завод корпорации *Амоко*, находящийся в Техас-Сити.

Этот завод обладает набором установок, позволяющим извлекать из тяжелых сернистых мексиканских нефтей самое большое в США количество светлых дистиллятов высокого качества.

Строительство завода было начато в 1933 г., предусматривалась глубокая переработка тяжелых сернистых нефтей. В настоящее время в Техас-Сити перерабатывается 65 тыс. т нефти в день, причем 85% сырья прибывает на судах или баржах морским путем. Из этой нефти производится 32 тыс. т бензина и 13 тыс. т светлых дистиллятов в сутки. Поточная схема завода представлена ниже.



Как можно заметить, бензиновые фракции в зависимости от температур начала и конца кипения подвергают изомеризации, гидрокрекингу и риформингу, попутно извлекая из риформата ароматические углеводороды для нефтехимических производств. Керосиновые и дизельные дистилляты используются в основном после очистки в качестве топлива для авиатранспорта и дизельных двигателей.

Вакуумные дистилляты после гидроочистки поступают на установки каталитического крекинга, на которых получают бензины с высоким октановым числом, причем газы крекинга — про-

пан-пропиленовую и бутан-бутиленовую фракции – на установках алкилирования превращают в алкилат – высокооктановую бензиновую фракцию.

Тяжелые остаточные нефтяные фракции по технологии, запатентованной учеными *Амоко*, подвергают гидроочистке с последующим крекингом легкого гидрогенизата и коксованием тяжелого гидрогенизата с получением кокса. На заводе функционируют 24 установки: 2 установки атмосферно-вакуумной перегонки нефти, 3 установки каталитического крекинга (одна установка производительностью 8500, другая – 5000 и самая большая – типа Ортофлоу – 17 500 т/день), комплекс коксования, установки гидроочистки средних, светлых и вакуумных дистиллятов, нефтяных остатков, 3 установки риформинга бензинов с частичным извлечением ароматических углеводородов, 2 установки производства водорода, комплекс извлечения серы по Клауссу, установки гидрокрекинга, изомеризации, очистки отработанной воды.

Кроме того, из газов крекинга на двух установках алкилирования получают высокооктановые добавки к бензинам.

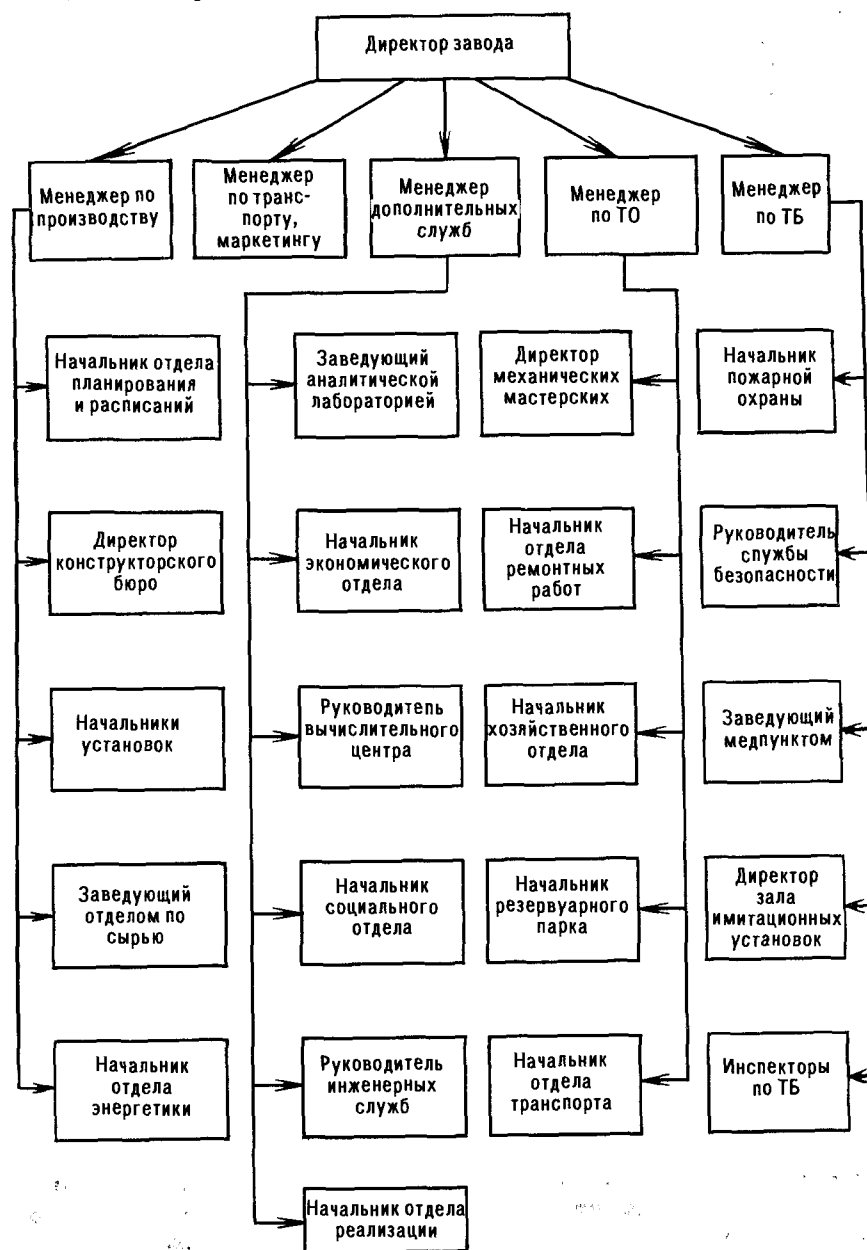
Обращает на себя внимание третья установка каталитического крекинга, которая является в мире одной из самых больших и эффективных по коэффициенту полезного действия. Реакция проводится при 525°C, регенерация катализатора при 715°C, скорость в колонне 25 м/с, циркуляция катализатора 60 т/мин, запас катализатора в системе – 750 т. Интересен и высокоэффективен комплекс гидропроцессов по очистке тяжелых нефтяных остатков, о чем подробно будет написано в разделе, посвященном технологии американских заводов.

Все эти достижения позволяют поставить данное нефтеперерабатывающее предприятие в ряд лучших заводов мира.

Каждая продукция, прежде чем она выйдет с территории завода, должна иметь необходимые показатели качества, которые должны отвечать требованиям федеральных законов по охране окружающей среды и стандартам, установленным компанией по каждому продукту, чтобы успешно конкурировать на рынке нефтепродуктов. В настоящее время в США выпускают несколько марок бензина, среди которых регулярный, средний и премиальный бензины. Эти бензины различаются по октановому числу и по добавкам, направленным на улучшение работы двигателя машины, которые каждая компания держит в секрете, рекламируя свой бензин как лучший. Подробно то, как каждая компания добивается качественных показателей по нефтепродуктам, мы рассмотрим в разделе, посвященном маркетингу.

Коротко остановимся на вопросах управления на заводах США. Структура управления нефтеперерабатывающим заводом индивидуальна в каждой нефтяной компании и зависит от размеров нефтеперерабатывающего предприятия, а также от общей структуры нефтяной компании. Авторы, к сожалению, не смогли найти широкой информации в печати о детальной структуре

управления заводом в США и вынуждены использовать лишь свой опыт, полученный на технических заседаниях, конгрессах и т.д. Типичная структура нефтеперерабатывающего завода мощностью приблизительно 10 млн т/год приведена ниже:



В зависимости от сложности завода и системы маркетинговки число работающих людей на каждом заводе такое, чтобы на одного работающего в год приходилось от 6 до 12 тыс. т перерабатываемого сырья. На заводе мощностью 10 млн т/год число работающих будет колебаться от 800 до 1600 человек.

На заводах бывшего Советского Союза работает значительно большее (приблизительно в 2 раза) число людей. Очевидно, это связано с тем, что на заводах США более эффективна автоматизация процессов и отсутствуют дополнительные службы (например, столовые, ясли, детские сады и т. д.).

Главным лицом на заводе является директор. Ему подчиняются все менеджеры, работающие на предприятии. Должности главного инженера и главного технолога на заводе нет, каждый менеджер контролирует свое направление деятельности. В обязанности менеджера по производству входит контроль за работой конструкторского бюро, за деятельностью начальников установок. Кроме того, он отвечает за работу отдела планирования, за снабжение завода сырьем и распределением сырья по установкам, за состояние энергетики и водоснабжения. На крупных заводах, как правило, работают несколько менеджеров по производству. Один может руководить производством светлых нефтепродуктов, другой — производством темных, третий — производством масел, и т. д.

Только небольшой процент заводов США имеет менеджеров по транспортировке и маркетингу. Обычно эти направления выведены из заводских служб и находятся в центральных управлениях компаний, а отделы по транспортировке и маркетингу отвечают за сбыт нефтепродуктов всех заводов компании.

В функции менеджера дополнительных служб входит контроль за работой аналитической лаборатории, вычислительного центра, отделов реализации и инженерных служб. Он несет ответственность за деятельность экономического и социального отделов. Социальный отдел имеется на каждом заводе и он следит за начислениями, которые компания производит сотрудникам заводов в социальные фонды.

Менеджер по техническому обслуживанию (ТО) отвечает за работу хозяйственных служб завода. В его подчинение входят механические мастерские, ремонтные службы, руководство резервуарным парком, система транспорта и транспортировки продукта. Он отвечает за все хозяйственные работы, связанные с обслуживанием административных зданий и сооружений и территории завода.

И наконец, менеджер по технике безопасности (ТБ). В его подчинение входят начальник пожарной охраны, заведующий медпунктом, директор зала имитационных установок, на которых отрабатываются функции каждого работника в случае аварий, пожаров, землетрясений и других стихийных бедствий. Кроме того, в его функции входит контроль за работой инспек-

торов по технике безопасности и руководство службой безопасности.

На больших предприятиях, как уже говорилось выше, имеются менеджеры, отвечающие за отдельные производства. Кроме того, существует менеджер по административно-финансовой службе, который отвечает за состояние бухгалтерии, планирующих органов, отделов, формирующих бюджет предприятия, компьютерных залов и т. д. В штате завода специально существует менеджер, занимающийся организацией и покупкой различных материалов для предприятия. Необходимо обратить внимание на то, что на крупных заводах обязательно выделено подразделение, которое занимается профессиональной подготовкой работников предприятия, организацией их труда, быта и следит за профессиональным ростом каждого сотрудника. Этим подразделением руководит также менеджер.

Менеджеры полностью ответственны за дела своих подразделений и за их бюджет. При директоре раз в неделю заседает специальный комитет, в который входят все менеджеры завода. В его планы входят обсуждение всех проблем завода и перспективы на будущее. Техническую помощь заводам обычно оказывают технологические центры нефтяных компаний. Как правило, эти центры включают в себя отдел новых разработок, инженерные отделы, лаборатории анализа новых продуктов, отделы экономического развития заводов и аналитических измерений свойств нефтепродуктов, катализаторов и других веществ. Интересно отметить, что определенное число инженеров после 3–5 лет работы в технологическом центре посылается на нефтеперерабатывающий завод, а затем через 3–6 лет они возвращаются назад в центр, приобретая необходимый опыт работы на производстве.

Прежде чем служащий компании вырастает до уровня руководящего состава компании, он должен пройти систему ротации по различным подразделениям на заводах, иметь опыт практической работы по маркетингу, транспортировке и хорошо представлять себе деятельность технологического центра.

Нефтяные компании и корпорации США хорошо себе представляют, что их благополучие и будущее зависят не только от уровня технологического производства на заводах или в нефтедобывающих районах. В условиях постоянно усиливающейся конкуренции, как правило, выживают те фирмы и компании, которые уделяют огромное внимание маркетингу своего продукта. К сожалению, эта сфера деятельности компаний практически незнакома российскому читателю, так как в странах бывшего Союза никогда не существовало понятия избытка нефтепродукта, выпуск его планировался центральными органами, а его качество контролировалось государственными стандартами, устанавливавшимися Госстандартом СССР, — организацией, которая осуществляла общий контроль за всеми нефтепродуктами, выпускаемыми на территории страны. Поэтому читателю будет интерес-

но познакомиться со структурой маркетинга, узнать, как каждая компания стремится улучшить качество своего продукта, чтобы удовлетворить запросы покупателя и вынудить его купить именно ее бензин.

### 3.1.3. Маркетинг

Свободная торговля немыслима без конкуренции, рекламы продукции и сервисного обслуживания покупателя. Поэтому в бизнесе огромную роль играет умение показать товар, дать возможность покупателю оценить качество продукта, создать условия для того, чтобы покупатель привлек именно к тому товару, который ты рекламируешь. Эти функции в нефтяных корпорациях и компаниях выполняют маркетинговые службы.

«Маркетинг» в переводе на русский язык означает торговлю, продажу, сбыт продукции. В американской энциклопедии можно найти следующее объяснение: маркетинг — это одно из направлений бизнеса, которое включает в себя сложную систему прохождения продукта и его обслуживание от производства этого продукта до его потребления. Маркетинг — это, с одной стороны, физические действия: транспортирование, хранение и продажа продукта, — а с другой стороны, серия решений, которые могут быть выполнены организацией, занимающейся движением продукта от производителя к покупателю.

Свободный рынок в США диктует крайне утонченный маркетинг нефтепродуктов и особенно бензина, так как Соединенные Штаты Америки являются страной наибольшего потребления бензина.

Известно, что в США ежегодно продается более 25% мировой нефтяной продукции [69], почти 80% от нее составляют моторные топлива. Среди моторных топлив наибольшая потребность в бензине, продажа которого в США составляет 65% от общей продажи моторных топлив. Поэтому в дальнейшем маркетинг целесообразно рассмотреть на примере бензина. В понятие маркетинга бензина традиционно включаются система транспортирования, система резервуаров и хранилищ, распределение по бензиновым станциям, реклама и т. д.

Исторически маркетинг бензина в США начал развиваться в начале 20-го века, когда появилось первое массовое производство автомобилей с двигателями внутреннего сгорания [70]. В это время бензин не имел промышленного использования, а другие нефтепродукты можно было купить в продуктовых магазинах, аптеках, хозяйственных лавках. Как правило, ассортимент их ограничивался смазочными маслами, смазками, керосином и топливом. Перевозка нефтепродуктов осуществлялась в вагонах, запряженных лошадьми.

В 1900 г. в США было выпущено только 8 тыс. автомобилей, и бензин рассматривался как побочный продукт переработки нефти [71].

Однако огромные преимущества этого вида транспорта были настолько очевидны, что в стране начала стремительно развиваться автомобильная промышленность (рис. 12). В 1910 г. число машин увеличилось до 500 тыс., и маркетинг бензина стал превращаться в большой бизнес. В 1914 г. по стране уже передвигалось 1,5 млн автомобилей, а к 1925 г. число машин достигло астрономической по тому времени цифры — 20 млн. Сотни нефтяных компаний стали входить в быстрорастущий рынок бензина. Покупательная способность бензина стала определяться в первую очередь ценами на бензин и его качеством. Бензин отпускали на специально для этого построенных автозаправочных станциях. Чтобы привлечь покупателей на автозаправочные станции (АЗС), компании стали прибегать к различным ухищрениям. Например, на многих станциях владельцы автомашин при покупке бензина получали бесплатные купоны, на которые в магазине можно было купить мелкие необходимые в хозяйстве вещи: фонарики, подушки и т. д. Стал широко рекламироваться бензин и на дорогах. Цены на бензин менялись в зависимости от спроса и состояния технологии нефтеперерабатывающей промышленности. Например, в 1919 г. цена 1 галлона бензина равнялась 25,5 цента, а в 1932 г. упала до 17,9 цента.

Нефтяные компании США непрерывно проводили исследования, направленные на улучшение качества бензина, поскольку требования к нему значительно менялись по мере совершенствования двигателя. В 30-е годы появилась необходимость иметь различные марки бензинов, так как автомобили стали сильно различаться по стоимости, и владельцы машин, думая об их сохранности, стремились покупать для дорогих машин бензин более качественный, с высоким октановым числом, хотя такой бензин и стоил дороже.

Нефтяные компании стали выпускать бензин различных марок. Корпорация Амоко первой начала выпускать бензин трех марок в 1931 г. В этом же году нефтяные компании расширили круг своих сервисных услуг, начав продавать бензин по кредитным карточкам. Мы не ставим целью подробно рассказать об истории развития маркетинга бензина в США. Отметим

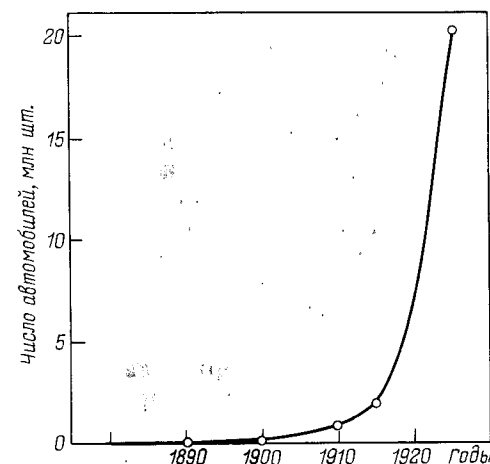


РИС. 12. Выпуск автомобилей в США в 1890–1925 гг.



лишь, что, как правило, на протяжении последних 50 лет выжила лишь та нефтяная компания, которая повышенное внимание уделяла маркетингу своего бензина. Это был главный стимул в развитии компании, который определял прогресс в качественных показателях бензина.

В настоящее время в Америке насчитывается более 125 тыс. автозаправочных станций. Как правило, каждая станция принадлежит какой-либо нефтяной компании [72]. На каждой станции можно купить бензин трех марок: регулярный (октановое число, определяемое по методике США как полусумма моторного и исследовательского октановых чисел, равно 87), средний – с октановым числом 89–91 [В каждой компании он имеет свое название. Например, корпорация *Амоко* назвала свой средний бензин «серебряным».] и, наконец, премиальный бензин, имеющий самое высокое октановое число (92–93) и самый дорогой по стоимости. Но бензины различаются не только по октановому числу. В каждый бензин компания, его выпускающая, добавляет свой пакет присадок, добавок. Эти добавки повышают стабильность бензина, уменьшают загрязнения в моторе, нагарообразование на клапанах. Чем выше октановое число, тем больше таких добавок необходимо вводить в бензин.

Когда та или иная компания рекламирует свой бензин, то, как правило, основные отличия, которые выставляются за преимущества, заключаются в добавлении присадок, улучшающих те или иные свойства двигателя. Исключение может составить лишь премиальный бензин *Амоко*, который выпускается совершенно бесцветный, что достигается дополнительной очисткой.

В последние годы в стране практически не растет потребление бензина, что связано, по-видимому, с насыщением рынка автомобилями, выпуском более экономичных двигателей. Изменилась и стратегия нефтяных компаний, стремящихся произвести более качественный и дорогой бензин. На рис. 13 представлены данные по потреблению бензина в США за 1962–1990 гг. Необходимо отметить, что до 1973 г. наблюдался неуклонный рост покупательной способности, а с 1985 г. ежегодная потребность застыла на отметке 110–120 млрд галлонов в год. На рис. 14 показано, как существенно изменяется количество покупаемого бензина в зависимости от времени года. В отдельные годы перепад между зимними и летними месяцами составляет до 20 млрд галлонов. Таким образом, в настоящее время в США вполне четко определены главные составляющие маркетинга бензина. Это система транспортирования и хранения топлива, автозаправочные станции и система составления цен. Познакомимся с каждой из этих составляющих.

**Система транспортирования и хранения бензина.** В США очень развита система транспортирования и хранения нефтепродукта, она значительно отличается от аналогичной системы в странах бывшего Советского Союза [73].

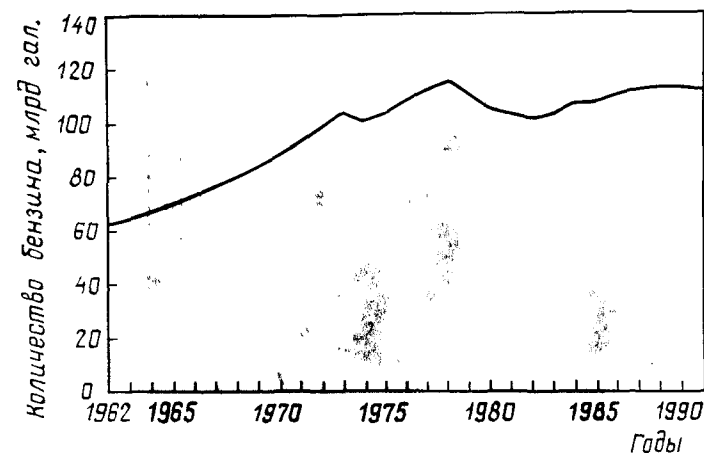


РИС. 13. Количество продаваемого бензина в США в 1962–1990 гг.

Как было уже отмечено выше, в США около двухсот нефтеперерабатывающих заводов производят бензин различных марок, который они продают перекупщикам приблизительно по 10 тыс. бар., а в своих компаниях – тем подразделениям, которые занимаются его дальнейшим транспортированием и хранением. На рис. 15 приведена схема транспортирования и хранения бензина, действующая в большинстве нефтяных компаний США. С завода бензин по трубопроводу или на баржах транспортируется в главные 500 хранилищ (терминалов), которые расположены по всей

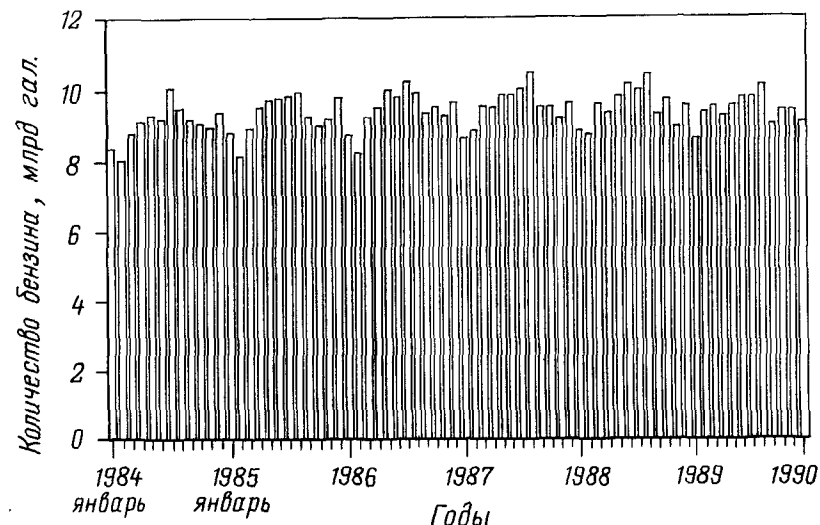


РИС. 14. Количество продаваемого бензина в США по месяцам



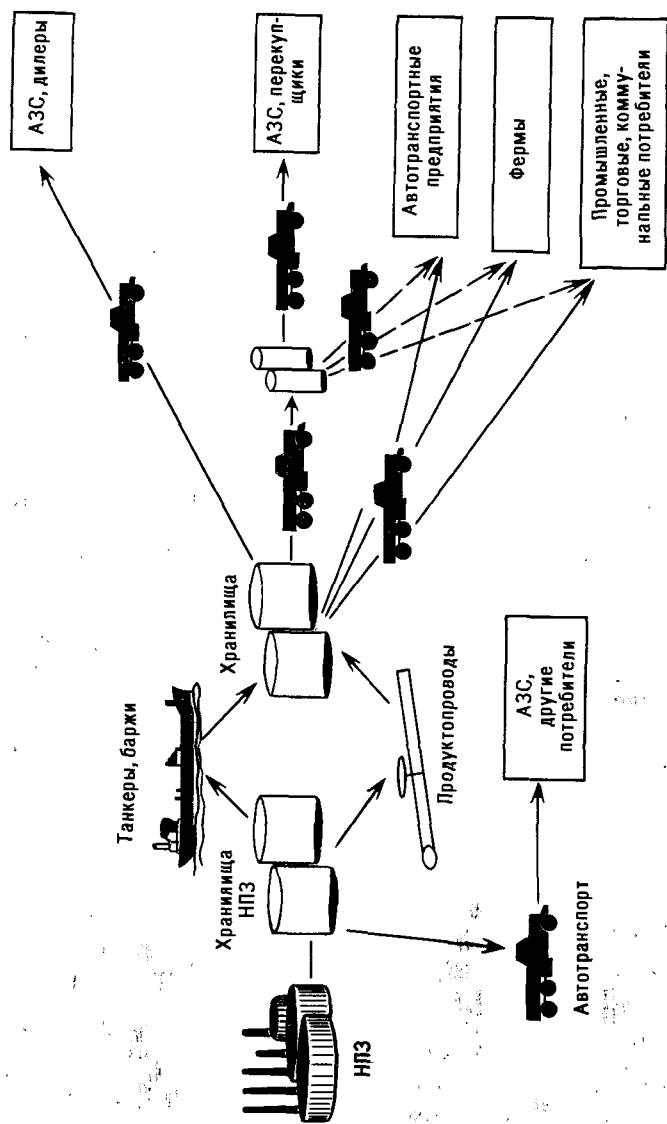


РИС. 15. Схема транспортирования бензина от нефтеперерабатывающего завода до потребителя

стране. Большинство заводов США находятся на юге в штатах Техас, Луизиана или на восточном и западном побережье США, основная причина этого — морской путь доставки нефти (более 50% нефти США экспортируют из арабских стран). Часть заводов находится внутри страны, но, как правило, они располагаются на больших реках или озерах. В отличие от заводов главные хранилища находятся в местах, удобных для снабжения густонаселенных районов бензином. В странах бывшего Советского Союза перевозка бензина осуществляется в основном железнодорожным транспортом, что считается крайне экономически невыгодным и неудобным, так как зависит от многих обстоятельств.

В США для транспортирования бензина используют трубопроводный и автомобильный транспорт. Трубопроводным транспортом перевозится почти 50% бензина, он является наиболее дешевым, но менее гибким способом транспортирования. Автомобильный транспорт самый дорогой, но наиболее удобный. Водный способ доставки занимает промежуточное положение. Главные нефтяные компании имеют свои собственные продуктопроводы. Они владеют ими совместно с другими нефтяными компаниями или арендуют их у трубопроводных компаний. Поэтому трубопроводный транспорт считается одним из самых медленных, так как по одной и той же трубе приходится переправлять бензины различных марок и после каждой марки необходимо проводить очистку трубопровода. Кроме того, необходимо готовить резервуары под каждую марку переправляемого бензина. На схеме, приведенной ниже, можно наблюдать, какую долю бензина (в %) в США транспортируют каким видом транспорта. Отметим, что наибольшее количество перевозится бензозаправщиками и продуктопроводами, а наименьшее — по железной дороге.



Из главных хранилищ, куда продукт поступает с нефтеперерабатывающих предприятий, бензин вывозится специальными автозаправщиками вместимостью 8 тыс. галлонов каждый по различным направлениям, в частности, на автозаправочные станции всех типов собственности и видов, на фермы, в большие

транспортные фирмы, торговым, промышленным и коммунальным потребителям.

**Автозаправочные станции.** Система распределения бензина в США крайне сложна. Большие интегрированные компании производят в основном маркированный бензин трех типов, а также небольшое количество немаркированного бензина, потому что в состав каждой компании, как правило, входят заводы, которые не могут выполнять высокие требования по качеству, а компания в таком случае не хочет ставить свое имя на недостаточно качественный бензин [74].

Маркированный бензин поступает на автозаправочные станции трех типов. Все 3 типа АЗС имеют вывеску компании. Первый тип станций (весьма небольшой) принадлежит непосредственно компании, которая нанимает служащих для продажи бензина. Эти станции, так как их мало, могут принять небольшое количество бензина, выпускаемого компанией. Как правило, нефтяная компания не стремится содержать большое количество таких станций, потому что более выгодно сдавать АЗС в аренду дилерам или продавать свой бензин тем владельцам станций (джобберам), которые имеют вывеску компании. Дилерами в США называют арендаторов бензоаправочных станций, которые принадлежат компании и имеют ее вывеску. Дилеры покупают бензин оптом у компании по более дешевым ценам и поэтому должны продавать только фирменный бензин. Обычно приблизительно третья часть всех станций, продающих бензин одной какой-либо компании, сдается в аренду дилерам. Другие взаимоотношения у компании с джобберами. Как правило, это торговцы, владеющие собственными автозаправочными станциями, желающие продавать бензин какой-то известной компании и готовые заключить с ней договор. При этом они обязаны продавать бензин только данной компании и иметь на станции ее вывеску. Взамен джоббер получает бензин фирменный и дешевле.

Нефирменный бензин покупается независимыми перекупщиками, которые продают этот бензин дешевле и на своих станциях. Обычно у перекупщика нет длительных и надежных контрактов с определенными заводами или компаниями, и он вынужден покупать такой бензин от многих компаний (общее количество бензина, продаваемого независимыми перекупщиками, составляет 15–20% от всей продажи бензина в США). Таким образом, с одной стороны, большие нефтяные компании продают нефирменный бензин, что экономически выгодно, а с другой стороны, продавая нефирменный бензин перекупщикам, они создают конкуренцию своему продукту. В табл. 53 показано распределение автозаправочных станций по формам собственности.

Можно отметить, что наибольшее число станций принадлежит джобберам, которые через свои АЗС пропускают в среднем 40% общего бензина, вырабатываемого крупными компаниями. А компания *Филлипс*, например, отдает 83% своего бензина

Таблица 53. Распределение автозаправочных станций, продающих бензин крупных компаний, между различными владельцами (данные 1991 г.)

Компания	Число штатов	Число станций, принадлежащих *		
		компания	дилерам	джобберам
<i>Амоко</i>	32	0,45/9	3,25/53	6,01/38
<i>Шеврон</i>	32	0,68/16	2,40/45	6,22/39
<i>Эксон</i>	39	0,52/9	3,22/48	7,03/43
<i>Мобил</i>	34	0,76/15	3,53/57	4,78/27
<i>Филлипс Петролеум</i>	29	0,30/17	0,30/0	6,90/83
<i>Сан</i>	27	0,45/16	2,21/39	3,19/44
<i>Тексако</i>	49	0,82/23	1,49/33	6,96/44
<i>Шелл Ойл</i>	41	0,21/5	4,04/66	4,73/29
<i>Юнокал</i>	44	0,03/2	0,65/54	1,26/43

\* В числителе – число станций (в тыс. шт.), в знаменателе – объем бензина, проходящего через станции с различным видом собственности (в %).

джобберам. Станции, являющиеся собственностью компаний, потребляют ≤ 17% бензина этой компании.

Исключение составляют собственные АЗС *Бритиш Петролеум оф Америка* и *Тексако*, которые уделяют своим станциям большое внимание. Остальной бензин потребляют дилеры, на которых ряд компаний (*Амоко*, *Мобил*, *Шелл*, *Юнокал*) делают основную ставку.

Даже крупные нефтяные компании не всегда могут гарантировать свой фирменный бензин своим автозаправочным станциям. Поэтому, как видно из табл. 53, фирменный бензин продается не во всех штатах. Например, если высококачественный бензин какой-то компании производится на юге США и его надо транспортировать в восточные штаты, то при отсутствии своих средств доставки компания старается не продавать бензин в тех штатах, в которых она не сможет по ценам конкурировать с компаниями, имеющими заводы в этих штатах или свои средства доставки.

В среднем по стране продается около 110 млрд галлонов бензина. По количеству проданного бензина в США в числе первых самые крупные корпорации, среди них *Шеврон*, *Эксон*, *Шелл Ойл*. Ниже приводятся данные о количестве проданного бензина (в млрд галлонов) для компаний – лидеров в ежегодной продаже бензина в США:

Компания	1990 г.	1991 г.	Компания	1990 г.	1991 г.
<i>Эксон</i>	8,97	9,90	<i>Марафон</i>	6,04	6,15
<i>Шелл</i>	10,16	9,75	<i>Сан</i>	4,81	4,81
<i>Шеврон</i>	9,57	9,69	<i>Юнокал</i>	4,00	4,10
<i>Тексако</i>	8,98	9,25	<i>Филлипс</i>	4,03	4,09
<i>Амоко</i>	8,52	8,75	<i>Арго</i>	3,54	3,59
<i>Мобил</i>	7,99	8,19	<i>Коноко</i>	3,02	3,00
<i>Ситго</i>	6,29	7,72	<i>Тотал Петролеум</i>	2,13	2,16
<i>Бритиш Петролеум оф Америка</i>	6,85	6,85			

Следует отметить, что ни одна компания не имеет более 10% от общей продажи бензина в США, даже такая огромная корпорация, как *Эксон*. У корпорации *Эксон* в 1991 г. эта величина составила 9,17%.

В последние несколько лет прибыль от маркетинга значительно уменьшилась. Например, за 3 года она сократилась с 10 до 6 центов за галлон. Так как бензин составляет почти 50% от всех нефтепродуктов, это повлияло на сокращение прибыли нефтяных компаний, что повлекло за собой в свою очередь изменение структуры автозаправочных станций.

В настоящее время можно выделить 3 типа станций: стандартные, высокопроизводительные и станции, совмещенные с магазином. Кроме того, имеются станции, где можно наблюдать совмещение двух или даже всех трех типов, а также какие-то другие новшества, но особого распространения они не нашли.

В 70-е годы большинство АЗС были стандартного типа. Такая АЗС представляла собой прямоугольное здание общей площадью 100–150 кв. м, в котором осуществлялся ремонт машин, и две линии для заправки машин. Одна линия была предназначена для полного обслуживания (водитель не выходил из машины), а вторая – для самообслуживания (водитель сам заправлял машину и расплачивался за бензин). Полное обслуживание кроме заливки бензина включало осмотр машины, протирание стекол, долив масла и охлаждающей жидкости. Обычно это стоило на 10–15 центов за 1 галлон дороже. Интересно отметить, что в США доля полного обслуживания неуклонно сокращается (рис. 16). Если в 1975 г. полным обслуживанием на станции пользовались 79% водителей, то в 1991 г. – только 17%.

Одним из главных недостатков станций этого типа было то, что успешный бизнес по ремонту машин приводил к снижению объема продажи бензина, так как неисправные машины мешали подъезду к заправочным линиям, и водители старались избегать такого типа станций.

Основной целью высокопроизводительных станций была продажа бензина, а в здании станции, как правило, был организован небольшой магазин с товарами первой необходимости – кофе, холодные напитки, сигареты, газеты и т. д.

Широкое распространение получили станции, совмещенные с магазином. На станциях этого типа объем продажи товаров в магазине был соизмерим с объемом продажи бензина. Магазин имел площадь 250 кв. м, а для заправки машин была только одна линия.

Последний тип станций (станции другого типа) может иметь самые разнообразные комбинации. Например, станции с гаражами, мытьем машин, нестандартными магазинами. Такого типа станции можно найти в небольших городках.

Ниже приведены данные о числе станций всех типов, распространенных в Америке, и объеме бензина, потребляемого

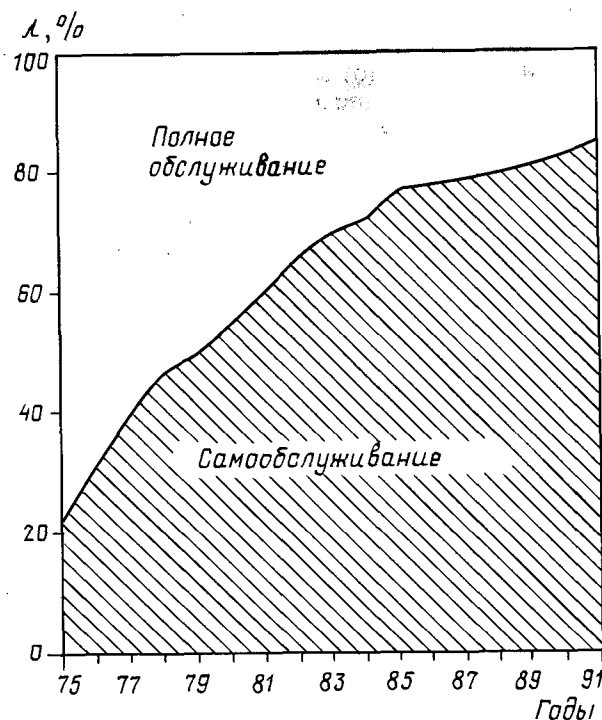


РИС. 16. Рост числа линий (Л) самообслуживания на автозаправочных станциях в 1975–1991 гг.

каждым видом станций:

Тип станций	Число, тыс. шт. (%)	Мощность, тыс. гал./мес	Объем продаваемого бензина, %
Стандартные	46,9 (37)	65	32
Высокопроизводительные	44,1 (35)	120	57
Совмещенные с магазином	23,3 (19)	35	9
Другого типа	11,5 (9)	20	2
Всего	125,8 (100)		100

Как следует из приведенных данных, в 1992 г. наибольшее число станций в США было стандартного типа, немного меньше высокопроизводительных, а совмещенных с магазином было приблизительно в 2 раза меньше, чем первых двух типов. За последние 10 лет число стандартных станций сократилось приблизительно в 1,5 раза (в 1982 г. их было 77 тыс.), а число высокопроизводительных увеличилось на 5 тыс. До 1990 г. наблюдался значительный рост числа станций, совмещенных с магазином (с 14 до 25 тыс.), но за последние 2 года их число сократилось на 2 тыс. Мощность станций второго типа прибли-

зительно в 2 раза больше, чем первого типа, и в 3,5 раза выше, чем мощность станций третьего типа. Поэтому высокопроизводительные станции продают бензина в 2 раза больше, чем стандартные АЗС, хотя их число меньше. В ближайшие 5 лет, по прогнозам, будет сокращаться общее число станций, но при этом доля высокопроизводительных станций увеличится, число станций стандартного типа уменьшится до 39 тыс., а совмещенных с магазином сократится еще на 2 тыс. и составит 21 тыс. И только число высокопроизводительных станций будет увеличено в 1996 г. до 45 тыс.

Большинство владельцев автозаправочных станций считает, что необходимо иметь набор сервисных услуг для водителей, к которым они относят бутерброды, кофе, сигареты, горячие сосиски, платежи по кредитным карточкам, видеоигры, лотерейные билеты, туалеты.

Таким образом, по прогнозам, будущее АЗС — за высокопроизводительными станциями, главная задача которых — быстро обслужить клиента. При этом небольшой магазинчик поможет водителю с приобретением самых необходимых вещей.

**Система цен.** Цены на бензин в США формируются исходя из большого числа различных факторов и различаются не только по времени года, но и в зависимости от города и штата. Цены изменяются в зависимости от экономических условий, потребления, производства, способов доставки и т.д. Резкие изменения цен в одном штате могут временно повлиять на цены в других штатах.

Цена на бензин существенно зависит от цены на нефть. На рис. 2 показаны колебания цены на нефть и бензин за 1985–1991 гг. Необходимо отметить, что чем выше цена на нефть, тем труднее получить прибыль от реализации бензина, так как на расходы, связанные с переработкой нефти и маркетингом, остается небольшая часть от цены бензина. Если же, наоборот, цены на нефть низкие, то прибыль от реализации бензина возрастает. Этим особенно пользуются нефтяные компании, которые при высоких ценах на нефть извлекают высокие доходы из добычи нефти, а при низких ценах на нефть — от продажи бензина.

Познакомимся с системой ценообразования на бензин в США. На рис. 17 показано формирование цены бензина в 1990 г.: 44% от цены бензина составляли затраты на покупку нефти, 16% приходилось на производство бензина на нефтеперерабатывающем заводе, 18% — на маркетинг и 22% уходило на уплату налогов. Если цены на первые 3 составляющие диктовались экономикой и условиями свободного рынка, то налоги определялись местными и федеральными властями и их размер не зависел от конкуренции среди нефтяных компаний.

Первые налоги на бензин были установлены в штате Орегон в 1919 г. и составляли меньше одного цента на галлон. На рис. 18 показан рост местного налога на бензин с 1920 по 1991 г.

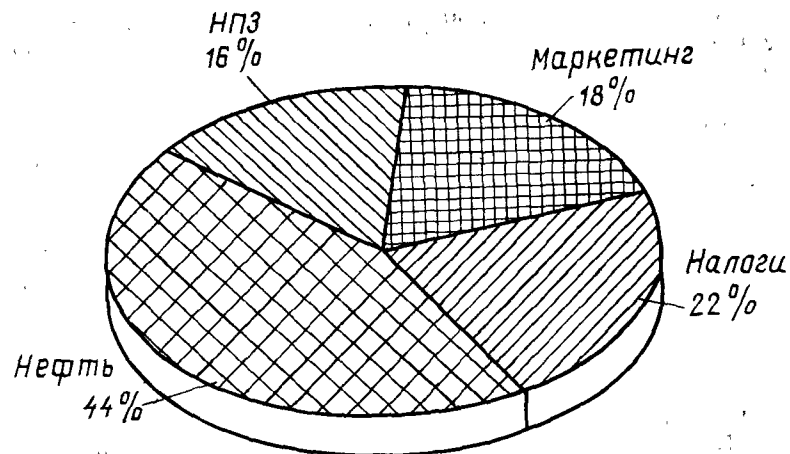


РИС. 17. Составляющие цены на бензин

К 1930 г. местный налог составлял уже 4 цента, а к 1960 г. — 10 центов. До начала 80-х годов местный налог на бензин практически не рос, но в последние 10 лет наблюдался резкий скачок местных налогов, и в 1991 г. они составили 32,8 цента.

В 1932 г. кроме местного налога на бензин появился государственный налог, сначала он был равен 1 центу на галлон. После этого правительство поднимало государственный налог на бензин 7 раз. Наиболее крупное повышение налога (с 9,1 до 14,1 цента на галлон) произошло в 1990 г., когда правительство изыскивало деньги для уменьшения государственного дефицита.

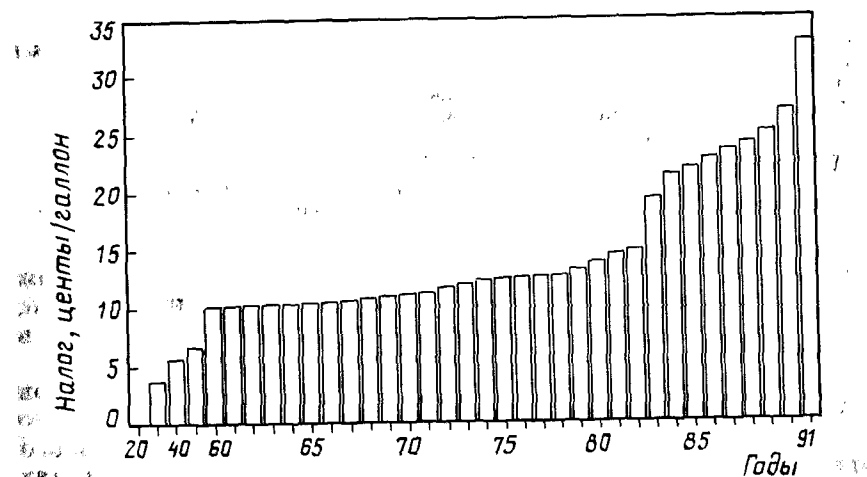


РИС. 18. Рост налогов на бензин за 1920–1991 гг.

В настоящее время вновь обсуждаются вопросы, связанные с увеличением налога на бензин. Интересно отметить, что вначале, когда только были введены налоги, эти деньги планировалось использовать на строительство и ремонт дорог, мостов. Но в дальнейшем местные власти и правительство страны стали использовать их на другие цели – на школьное образование, медицину, пособия по безработице. А в настоящее время большая часть вырученных от бензиновых налогов федеральных денег уходит на погашение национального долга.

Таким образом, налог на бензин подразделяется на несколько частей. Одна часть – это государственный (федеральный) налог. Он постоянен для всех штатов и устанавливается правительством страны. Вторая часть – это налог, устанавливаемый правительством штата; в каждом штате он разный. Например, самый низкий налог в штате Джорджия, а наиболее высокий – в штате Коннектикут. Как правило, размер налога зависит от политической ситуации в штате, его экономического состояния, экологической обстановки и т. п. Увеличение налогов на первый взгляд приносит штату дополнительные деньги. Однако водители, транспортные компании предпочитают использовать дороги более дешевых штатов, что снижает количество пользователей и может уменьшить общее поступление денег в казну штата. Поэтому местные власти очень тщательно обсуждают проблемы повышения бензиновых налогов и внимательно следят за уровнем налогов в других, соседних штатах. Внутри штата налоги на бензин могут меняться даже для различных городов и районов.

Ниже приведены размеры общего налога на бензин (в цент-тах/галлон) по стране и его составляющих для различных штатов и городов (1991 г.):

Город (штат)	Налог			
	федеральный	штатный	городской	общий
Сент-Луис (Миссури)	14,45	11,0	—	25,45
Ньюарк (Делавер)	14,45	10,5	3,44	28,39
Даллас (Техас)	14,45	15,0	0,59	30,04
Филадельфия (Миссисипи)	14,45	12,0	5,40	31,85
Вашингтон (Вирджиния)	14,45	18,0	2,64	35,09
Лос-Анжелес (Калифорния)	14,45	15,0	9,05	38,50
Олбани (Нью-Йорк)	14,45	8,0	21,97	44,42
Буффало (Нью-Йорк)	14,45	8,0	23,23	45,68

Следует отметить, что налоги по штатам и по городам значительно различаются и могут достигать величины большей, чем суммарный федеральный и штатный налог (например, в Буффало).

Политическая и экономическая жизнь Соединенных Штатов Америки существенно зависит от цены на бензин. Особенно остро почувствовали это американцы во времена нефтяного кризиса. Поэтому и правительство, и нефтяные компании так внимательно следят за ростом каждой составляющей цены бен-

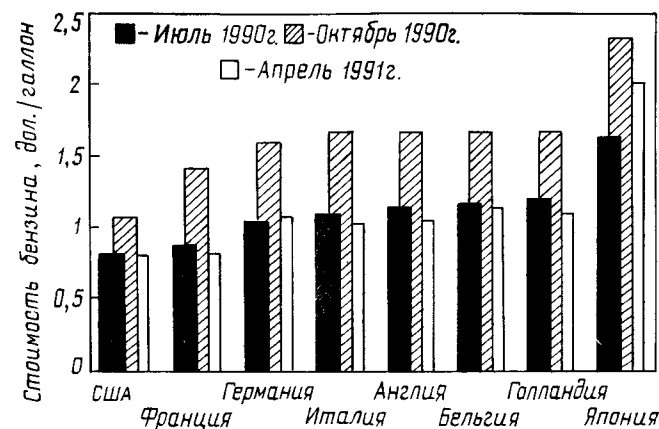


РИС. 19. Стоимость бензина в различных странах в 1990–1991 гг.

зина и имеют долговременные прогнозы по будущей ситуации, связанной с производством бензина и его покупательной способностью. И то, что стоимость бензина в США – одна из самых низких среди экономически развитых стран (рис. 19), является результатом совместных усилий нефтяных компаний и правительства.

Подводя итоги раздела, посвященного маркетингу, обратим внимание читателя на то, что во многом благодаря хорошо развитой системе транспортирования, хранения и распределения бензина, высокой организации автозаправочных станций бензин в США высокого качества, дешевый, и у рядового американца практически никогда не возникает проблем с топливом. А поскольку сегодня практически все взрослое население Америки имеет машины, несомненно огромная заслуга в этом каждой из нефтяных компаний, которые вносят вклад в обеспечение населения нефтепродуктами.

### 3.2. НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ЗАВОДЫ СТРАН БЫВШЕГО СОВЕТСКОГО СОЮЗА [75–85]

В настоящее время в странах бывшего Советского Союза работают 46 нефтеперерабатывающих заводов общей мощностью 10 млн бар./день, это составляет приблизительно  $\frac{2}{3}$  мощностей заводов США. Предприятия бывшего Союза в основном располагают установками первичной переработки нефти. Доля термических и каталитических процессов невелика и составляет приблизительно 40% от мощностей атмосферной перегонки нефти. Для сравнения: на заводах США только производительность установок гидроочистки дистиллятов составляет 64% от мощностей первичной переработки нефти.



Ниже приведены мощности установок вторичных процессов (в %) нефтеперерабатывающих заводов США, СССР и двух самых больших стран, выделившихся из СССР, – России и Украины (по данным 1991 г.):

Установка	США	СССР	Россия	Украина
Атмосферной перегонки нефти	100	100	100	100
Каталитического крекинга	32	5	5	2
Гидрокрекинга	9	1	1	0
Термокрекинга и коксования	13	7	8	3
Каталитического риформинга	21,2	10	10	10
Гидроочистки дистиллятов	39,5	18	18	13

Особенно сильно страны бывшего Советского Союза отстают от США по мощностям установок каталитического крекинга и гидроочистки дистиллятов. Эти направления требуют больших капитальных затрат, так как на установках риформинга получают высокооктановый бензин с большим содержанием ароматических углеводородов, что по американским и мировым стандартам уже является недопустимым и делает бензин неконкурентоспособным.

В 1990 г. заводами СССР из 1 т нефти производилось 19% бензинов, 25% керосина и дизельного топлива, 36% котельного топлива, 3% битумов, 3% масел и 17% других продуктов. Из 15 стран бывшего Советского Союза только 9 имеют нефтеперерабатывающие заводы. На рис. 20 дана карта территории бывшего Советского Союза, на которой указаны ныне существующие страны и экономические районы России и месторасположение заводов. Ниже приведены сведения о числе заводов в каждом государстве бывшего СССР и их общей мощности:

Страна	Число заводов	Мощность заводов, млн бар./день
Россия	27	6,4
Украина	7	1,2
Казахстан	3	0,4
Азербайджан	2	0,4
Беларусь	2	0,8
Туркменистан	2	0,2
Литва	1	0,3
Узбекистан	1	0,2
Грузия	1	0,1

Следует отметить, что 14 заводов были построены до начала второй мировой войны, 19 заводов – с 1940 по 1960 г., 9 – с 1960 по 1980 г. и 4 – в 80-е и 90-е годы. В Советском Союзе строились достаточно мощные заводы по первичной переработке нефти. Из 46 заводов только 10 имеют производительность менее 100 тыс. бар./день. В то же время 8 заводов могли бы по своей мощности конкурировать с самыми большими заводами США, так как имеют производительность от 410 до 610 тыс. бар./день. Мощность остальных 28 заводов колеблется от 100 до 410 тыс. бар./день.

Очень важным показателем работы заводов является глубина переработки нефти – отношение количества производимых на заводе нефтепродуктов без мазута и потерь к общему количеству перерабатываемой нефти, в процентах. Только 2 завода имеют этот показатель выше 80%, на 14 предприятиях его значение колеблется от 70 до 80% и еще на 13 – от 60 до 70%. На остальных нефтеперерабатывающих предприятиях выход светлых составляет менее 60%, а на 5 – даже менее 50%.

Ниже приведены данные о количестве получаемых нефтепродуктов на территории СССР за 1960–1990 гг.:

	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1990 г.
Общее количество нефти, переработанное на заводах СССР, млн т	128	194	272	389	471	481	459
Получаемые нефтепродукты, млн т:							
моторные топлива	60	93	125	167	203	198	202
масла	3,7	5,5	6,6	7,7	8,0	7,8	7,0
нефтяной битум (асфальт)	4,1	6,7	8,7	10,6	9,6	9,9	12,0
котельное топливо	41	66	110	165	206	197	168
Глубина переработки, %	67	65	62	58	57	58	63

Следует отметить, что глубина переработки нефти на заводах стран бывшего Советского Союза находится в среднем на низком уровне, что было вызвано отсутствием больших капиталовложений в нефтеперерабатывающую промышленность СССР.

Учитывая, что Советский Союз распался в 1991 г. на независимые государства, представляется целесообразным рассмотреть нефтеперерабатывающую промышленность СССР образовавшихся стран.

### 3.2.1. Российские нефтеперерабатывающие заводы

В последние годы Министерство нефтеперерабатывающей промышленности Советского Союза основное внимание уделяло строительству новых заводов в Литве, Казахстане, Туркмении. В связи с этим в России после 1970 г. было построено только 2 завода, и в настоящее время российская нефтяная промышленность располагает в основном заводами с изношенным оборудованием, нуждающимися в большой реконструкции. Из 27 заводов, расположенных на территории России, 8 было пущено в эксплуатацию до второй мировой войны, 6 заводов построены до 1950 г., еще 9 заводов – до 1960 г. Таким образом, 23 из 27 заводов функционируют более 30–50 лет и требуют обновления.

Россия разделена на экономические районы, в десяти из которых имеются нефтеперерабатывающие заводы (см. рис. 20). В табл. 54 и 55 представлены все заводы, построенные на территории России, их мощность, соотношение первичных и вторичных процессов, год пуска завода, номенклатура основной

Таблица 54. Соотношение первичных и вторичных процессов на нефтеперерабатывающих заводах России (М<sub>а.у.</sub> – мощность атмосферных установок по переработке нефти)

Месторасположение заводов	М <sub>а.у.</sub> млн т/г	Мощность установок вторичных процессов, % от М <sub>а.у.</sub>						
		КК	ТК	ГК	К	Р	Г	Б
<b>Северный район</b>								
Ухта	5,8	0	10,3	0	0	6,5	0	5,1
<b>Северо-Западный район</b>								
Кириши	20,2	0	0	0	0	10,9	22,3	0
<b>Центральный район</b>								
Ярославль	16,1	6,9	4,1	0	0	6,5	18,5	3,9
Москва	12,0	16,7	0	0	0	11,3	28,1	3,8
Рязань	17,2	5,5	6,8	0	0	12,7	23,1	3,1
<b>Волго-Вятский район</b>								
Кстово, Нижегородская область	22,0	0	0	0	0	8,5	24,4	4,3
<b>Поволжье</b>								
Самара, Ново-Куйбышевский завод	17,0	3,7	2,8	0	8,8	11,3	17,6	2,5
Самара, Куйбышевский НПЗ	7,4	14,7	14,0	0	0	17,9	34,5	0
Сызрань	10,8	8,1	6,7	0	0	15,9	39,0	3,1
Волгоград	9,0	0	15,9	0	16,6	8,5	3,3	2,7
Нижнекамск	7,8	0	0	0	0	0	0	0,6
Саратов	10,1	0	31,4	0	0	11,3	17,3	2,3
<b>Северный Кавказ</b>								
Грозный, Грознефтеоргсинтез	20,2	9,9	6,9	0	0	5,1	10,9	0
Туапсе	2,2	0	0	0	0	14,5	0	0
Краснодар	2,7	0	19,9	0	0	24,6	0	12,6
<b>Уральский район</b>								
Уфа, НПЗ	11,5	17,4	10,4	0	0	5,1	31,1	1,5
Уфа, Ново-Уфимский НПЗ	17,4	6,7	16,3	0	1,9	11,9	19,5	0,3
Уфа, НПЗ им. «Нефтехим»	12,0	7,5	7,3	8,3	0	13,3	21,2	2,5
Салават	11,5	9,6	4,3	0	0	17,3	65,0	0
Орск	7,2	0	0	0	0	10,1	0	8,4
Пермь	13,5	6,1	3,0	0	5,3	12,8	28,0	2,5
<b>Западная Сибирь</b>								
Омск	26,8	8,1	5,3	3,7	2,8	11,2	13,5	3,9
<b>Восточная Сибирь</b>								
Ачинск	7,0	0	0	0	0	14,9	37,1	6,4
Ангарск	23,1	7,6	5,9	0	2,6	12,4	6,9	2,5
<b>Дальний Восток</b>								
Комсомольск	5,5	0	0	0	9,3	0	0	0
Хабаровск	4,3	0	17,7	0	0	9,2	0	8,1

Примечание. КК – каталитический крекинг, ТК – термический крекинг, ГК – гидрокрекинг, К – коксование, Р – риформинг, Г – гидроочистка дистиллятов, Б – битумное производство.

Таблица 55. Основная продукция, выпущенная нефтеперерабатывающими заводами России (М<sub>н</sub> – мощность заводов по нефти, Г – глубина переработки) в 1991 г.

Месторасположение заводов	М, млн т/г	Год пуска завода	Г, %	Продукция, % от М <sub>н</sub>					
				бензин	ДТ	КТ	битум	масла	П
<b>Северный район</b>									
Ухта	5,8	1933	50,6	14,6	23,5	49,1	2,8	1,2	0,7
<b>Северо-Западный район</b>									
Кириши	20,2	1966	55,6	9,6	19,9	44,2	0	0	0,5
<b>Центральный район</b>									
Ярославль	16,1	1927	59,7	14,5	28,1	42,1	3,7	5,6	1,5
Москва	12,0	1938	75,8	21,3	25,3	24,1	3,7	0	0,4
Рязань	17,2	1960	59,8	14,6	21,7	39,6	2,8	2,3	1,3
<b>Волго-Вятский район</b>									
Кстово	22,0	1956	60,0	13,6	20,1	39,8	4,1	4,3	0,6
<b>Поволжье</b>									
Самара, Ново-Куйбышевский завод	17,0	1946	64,9	14,4	26,9	34,7	2,1	5,3	1,1
Самара, НПЗ Куйбышевский	7,4	1943	59,6	16,7	29,6	40,1	0	0	1,0
Сызрань	10,8	1959	59,5	13,3	24,0	40,0	2,7	0	1,0
Волгоград	9,0	1957	71,7	13,5	25,7	28,0	1,7	11,4	1,0
Нижнекамск	7,8	1980	42,2	0	20,8	57,4	0,5	0	0,6
Саратов	10,1	1934	46,6	12,2	18,5	53,0	2,0	0	0,7
<b>Северный Кавказ</b>									
Грозный, Грознефтеоргсинтез	20,2	1940	70,3	20,5	28,1	29,5	0	4,2	1,0
Краснодар	2,7	1948	87,1	19,3	28,1	12,7	10,2	5,8	2,2
Туапсе	2,2	1949	56,7	18,3	34,6	42,8	0	0	0,8
<b>Уральский район</b>									
Уфа, НПЗ	11,5	1938	67,0	18,2	33,4	32,7	1,3	0	1,5
Уфа, Ново-Уфимский НПЗ	17,4	1951	64,5	14,3	27,8	35,0	3,1	5,5	0,9
Уфа, НПЗ «Нефтехим»	12,0	1957	66,5	14,0	34,4	33,1	2,3	6,7	0,8
Салават	11,5	1952	79,1	24,2	26,0	20,7	0	0	1,0
Орск	7,2	1935	76,2	13,4	23,8	24,5	6,0	9,1	1,1
Пермь	13,5	1958	70,9	14,7	17,0	28,8	2,3	8,4	1,0
<b>Западная Сибирь</b>									
Омск	26,8	1955	77,1	19,8	28,8	22,6	3,7	3,5	1,0
<b>Восточная Сибирь</b>									
Ачинск	7,0	1981	80,0	20,2	29,0	19,8	6,2	0	1,0
Ангарск	23,1	1955	73,9	23,0	28,8	25,8	2,1	2,1	1,0
<b>Дальний Восток</b>									
Комсомольск	5,5	1942	66,7	17,7	31,0	32,9	0	0	1,0
Хабаровск	4,3	1936	78,2	19,9	23,9	21,6	6,8	0	0,7

Примечание. ДТ – дизельное топливо, КТ – котельное топливо, П – потери.

продукции и ее количество. По мощностям установок атмосферной перегонки нефти в России выделяются 5 самых крупных заводов, производительность которых более 20 млн т в год, что составляет приблизительно более 400 тыс. бар./день. Как мы знаем, в США таких заводов тоже немного. Нефтеперерабаты-



вающие заводы, являющиеся потребителями большого количества нефти (их можно было бы назвать гигантами нефтепереработки), расположены в Омске, Ангарске, Нижнем Новгороде (в Кстове), Киришах, Грозном, Уфе.

Если сравнить первую пятерку заводов России с первой десяткой заводов США по мощностям, то можно отметить резкую разницу в наборе вторичных процессов. Например, мощности установок каталитического крекинга на крупных заводах России составляют менее 10%, а на двух заводах – в Киришах и Кстове – установки каталитического крекинга вообще отсутствуют. Хотелось бы обратить внимание на практически полное отсутствие процесса гидрокрекинга на крупных заводах (за исключением заводов в Омске и Уфе), причем в Омске установка гидрокрекинга работает с большими перерывами. Несколько слов следует сказать о гидропроцессах на крупных заводах. В основном на заводах имеются установки гидроочистки дизельного топлива, изредка установки гидроочистки керосина и вакуумного газойля. Так, в Омске готова к пуску установка Г-43-107, которая предназначена для переработки вакуумного газойля в процессе каталитического крекинга. В состав этой комбинированной установки входит блок гидроочистки вакуумного газойля. В целом же мощности гидропроцессов на российских заводах существенно уступают мощностям таких же процессов на крупных нефтеперерабатывающих заводах США.

Становится очевидным, что российским нефтеперерабатывающим заводам необходимы срочная реконструкция, резкое увеличение мощностей каталитических процессов, повышающих глубину переработки нефти. Для большинства заводов существуют планы реконструкции, одобренные в Министерстве по топливу России. Как правило, в эти планы в первую очередь включены комбинированные установки по глубокой переработке нефти, в которые входят гидрогенизационные процессы и каталитический крекинг с микросферическим катализатором [75–85].

Самым большим нефтеперерабатывающим комплексом России по количеству перерабатываемой нефти считается завод в Омске. По объему перерабатываемой нефти этот завод сравним с крупнейшими нефтеперерабатывающими заводами США (500 тыс. бар/день). Строительство завода было начато в 1950 г., а в 1955 г. была принята первая нефть. Сначала завод работал на Волжской нефти, получаемой по нефтепроводу Туймазы–Омск. Сейчас нефть поступает из Тюмени (с Самотлорского и Ноябрьского месторождений). В 1974 г. было налажено производство трансмиссионных масел, в 1978 г. состоялся пуск установки гидрокрекинга. Завод сильно преобразился с пуском в 1980 г. установки каталитического риформинга производительностью 1 млн т/год (построена фирмой *Литвин*, общая стоимость 36 млн дол.) и установки замедленного коксования. В 1994 г. запущена

установка каталитического крекинга Г-43-107 производительностью 2 млн. т по вакуумному газойлю.

Омский нефтеперерабатывающий комплекс включает в себя 7 основных производств: топливное производство, газокаталитическое производство, риформинги, нефтехимическое производство, получение масел, производство катализаторов и товарное производство.

В топливное направление входят установки по атмосферной и вакуумной перегонке нефти, а также установки по обессоливанию и обезвоживанию. Как правило, это серийные установки, разработанные проектными организациями России и выполненные на российских заводах или заводах стран бывшего Советского Союза.

Газокаталитическое производство состоит из следующих установок: термкрекинга, каталитического крекинга (43-103 и новой установки Г-43-107), коксования, газофракционирующих и гидрокрекинга.

Производство риформингов включает в себя установки получения высокооктановых бензинов и ароматических углеводородов, установки гидроочистки дизельного топлива.

Нефтехимическое направление представлено в основном установками по выпуску различных присадок, смазок и синтетических жирных кислот.

Масляное производство направлено на выпуск различных моторных, трансмиссионных, промышленных, трансформаторных и бытовых масел, причем количество производимых масел достигает 850 тыс. т/год.

В комплекс Омского производственного объединения входит фабрика катализаторов. На этой фабрике до последнего времени выпускались катализаторы крекинга, алюмокобальтовый и алюмомоникельмолибденовые катализаторы гидрогенизационных процессов, активный оксид алюминия, алюмосиликатный адсорбент и другие твердые носители.

Товарное производство позволяло доводить нефтепродукты до единых требований, действующих на территории бывшего Союза. В табл. 55 даны общие количества основных продуктов, выпускаемых на Омском нефтеперерабатывающем комплексе. Отметим также, что в Омске получают все виды бензинов (А-76, АИ-92, -93), топливо для реактивных двигателей ТС-1, дизельное летнее и зимнее топлива, бензол, толуол, ксилолы, моторное топливо для различных видов дизелей, мазуты М-40 и М-100, масла, парафин, битумы, нефтяной кокс различных размеров, катализаторы, печное топливо. Завод был предназначен для обеспечения Западной Сибири нефтепродуктами и с этой ролью справлялся. Однако по набору вторичных и каталитических процессов Омский нефтеперерабатывающий комплекс значительно отстает от завода США средних размеров, и необходима большая его реконструкция.

**Нефтеперерабатывающий комплекс в Ангарске** – второй завод в России по мощности установок атмосферной перегонки нефти. Нефть поступает в основном по транссибирскому нефтепроводу из Самотлора. Завод был построен в 1955 г. и по набору установок вторичных процессов является обычным для России предприятием по переработке нефти и значительно уступает по этим показателям американским нефтеперерабатывающим комплексам. В своем составе завод имеет установку каталитического крекинга 1А-1М, работающую на микросферическом катализаторе, установку замедленного коксования производительностью 600 тыс. т в год, производство риформингов с получением высокооктанового компонента бензина и ароматических углеводородов, битумную установку, установку гидроочистки бензинов и дизельного топлива.

В рамках комплекса функционирует комбинированная установка ГК-3, состоящая из атмосферного блока мощностью 3 млн т/год, блока каталитического крекинга Ортофлюо производительностью 850 тыс. т/год, блока термкрекинга, переделанного под атмосферную перегонку, газофракционирующей секции. Все установки построены силами ученых и специалистов республик бывшего Советского Союза. Производственное объединение «Ангарскнефтеоргсинтез» кроме нефтеперерабатывающего завода включает в себя коксогазовый завод, завод полимеров, производственно-заготовительный цех, заводы гидрирования, азотных удобрений и бытовой химии, а также ремонтно-механическое, химическое и катализаторное предприятия. Объединение вырабатывает 216 наименований продукции и экспортирует свою продукцию в 14 стран мира.

Нефтеперерабатывающий завод выпускает бензины – А-72 неэтилированный, А-76 этилированный, АИ-93 этилированный и бензин-растворитель Нефрас С<sub>2</sub>-8/120, который представляет собой легкокипящую жидкость – фракцию деароматизированного бензина каталитического риформинга. Кроме бензинов налажено производство дизельных топлив – летнего с температурой вспышки 40 и 61 °С, массовой долей серы до 0,2% и зимнего топлива с тем же содержанием серы и температурой застывания минус 35 °С, а также дизельного топлива для двигателей морских кораблей.

На заводе выпускается 2 вида реактивных топлив – это топливо для реактивных двигателей с композицией присадок, представляющее собой горючую жидкость с температурой воспламенения 220 °С и температурой вспышки 60 °С, и топливо без присадок – легковоспламеняющаяся жидкость, выкипающая при температуре 130–280 °С.

Среди топлив, производящихся на заводе, печное бытовое топливо, которое представляет собой горючую жидкость от светло-коричневого до черного цвета с температурой вспышки 45 °С и изготавливается из дистиллятных фракций, и различные

мазуты: флотский Ф-5 и топочные М-40, М-100. Мазут Ф-5 получают из продуктов прямой перегонки нефти с добавлением до 22% керосино-газойлевой фракции каталитического и термического крекинга. Топочные мазуты М-40 и М-100 малосернистые и содержат не более 1% серы. На битумной установке получают различные битумы: кровельные марки БНК-45/190, строительные БН-70/3 и БН-90/10, дорожные марки БНД-130/200, БНД-90/130, БНД-60/90 и БНД-40/60.

На установке замедленного коксования вырабатывают нефтяной кокс с размером кусков 0–25, 25–50 мм, а при коксовании в кубах получают малосернистый нефтяной кокс марки КЗА из остаточных прямогонных крекинговых и пиролизных продуктов переработки нефти. Кокс марки КЗА применяют в электродной, алюминиевой и других отраслях отечественной промышленности. На заводе имеется также производство масел. В списке выпускаемых продуктов содержатся индустриальные и моторные масла для карбюраторных двигателей.

**Нефтеперерабатывающее производственное объединение в Кстове** (40 км от Нижнего Новгорода) – третий в России завод по производственным мощностям установок атмосферной перегонки нефти. Завод расположен в центре Европейской части России и имеет важнейшее стратегическое значение для обеспечения центральных областей нефтепродуктами. Строительство завода началось в 1956 г., а в 1958 г. была получена первая продукция. Нефть получают с Волго-Уральского месторождения и из Тюмени по трубопроводу Сургут–Полоцк, который достиг Нижнего Новгорода в начале 80-х годов. В настоящее время в рамках объединения работают топливный завод, масляное производство, завод по производству этилена и нефтемаслозавод, находящийся непосредственно в Нижнем Новгороде. Мощность установок по атмосферной перегонке нефти достигает 22,0 млн т/год.

В состав ПО «Нефтеоргсинтез» входят: завод по производству топлив, завод каталитических процессов, завод по производству жидких парафинов и углеводородных газов, завод по производству масел, нефтехимический завод по производству этилена и пропилена, фирма «Варя» – опытно-промышленный завод по производству масел. На заводе действует свыше 50 технологических установок, выпускается более 120 видов и марок продукции.

На заводе работает несколько установок риформинга бензинов с предварительной гидроочисткой и получением высокооктанового компонента бензина и ароматических углеводородов. Дизельные фракции подвергаются гидроочистке на двух установках общей производительностью 2,5 млн т/год. В 1993 г. пущена новая установка гидроочистки дизельного топлива мощностью 2 млн. т/год и объединение выпускает теперь только дизельное топливо с серой 0,2% (мас.), причем дизельное топливо производится зимнее и летнее. Зимнее топливо с завода отгружается

нескольких видов – зимнее дизельное топливо, содержание серы 0,2% (мас.), температура застывания минус 35 °С, дизельное топливо зимнее 0,2% (мас.) серы, температура застывания минус 45 °С. Летнее дизельное топливо различается температурой вспышки – в одном случае температура вспышки не более 62 °С, в другом – не более 40 °С. Кроме того, выпускается дизельное топливо утяжеленного фракционного состава.

Объединение производит бензины нескольких марок: А-76 неэтилированный, А-76 этилированный, А-92 неэтилированный, А-80 неэтилированный, в небольших количествах – А-95 неэтилированный, бензин прямогонный для пиролиза и бензины-растворители – Нефрас С<sub>2</sub>-80/120, П-65/75, П-63/75, С-94/99, А-130/150.

На установке пиролиза получают этилен для последующего производства полиэтилена на химических заводах.

Вакуумные секции АВТ позволяют выпускать базовые масла – основу моторных, промышленных и других видов промышленных масел. Объединение производит моторные масла для автомобильных двигателей – М5з/10Г1, М6з/12Г1, М5з/12Г1, М6з/10В, универсальные моторные масла – М8В1, М8В, М8В2, М14В2, индустриальные масла – И20А, И40А, ИГП, масло турбинное ТП-30, масло смазочное МГД-14М, масло трансформаторное селективной очистки, масло моторное М14В и масла-пластификаторы.

Из гудрона на битумной установке получают битумы всех марок: нефтяные дорожные битумы БНД-60/90, БНД-90/130, БНД-130/200, БНД-200/300, нефтяные строительные битумы 90/10, 70/30 и кровельные битумы.

Кроме широкого ассортимента масел, бензинов и дизельных топлив объединение выпускает топлива для реактивных двигателей, парафины (в масляном производстве имеется установка депарафинизации) и мазуты: М-100, технологическое топливо Э-4, флотский мазут и в небольшом количестве М-40.

Объединение начало широкую реконструкцию нефтеперерабатывающего производства. Подписан контракт на строительство установки риформинга бензинов по технологии ЮОПи производительностью 1 млн т/год. Строительство поручено фирме Литвин. Начало строительство нового производства по глубокой переработке нефти (завод по глубокой переработке нефти), в состав которого планируется ввести секции вакуумной перегонки мазута, легкого гидрокрекинга и каталитического крекинга полученного вакуумного дистиллята, производства МТБЭ, висбрекинг гудрона, производство серы, гидрофракционирующую секцию. По существу это будет вариант комбинированной установки КТ-1. Кроме того, планируется закупка установки концентрирования пропилена и производства полиэтилена. Данная реконструкция позволит резко уменьшить выпуск мазута, большое количество которого существенно снижает эффективность деятельности производственного объединения.

На северо-западе России, недалеко от Санкт-Петербурга (в 65 милях) в 1966 г. было начато строительство **нефтеперерабатывающего комплекса в г. Кириши**. Завод был задуман по топливному варианту без производства масел. Нефть по трубопроводу приходит из Ярославля. Как правило, это или западносибирская, или ухтинская нефть. По мощностям первичных (атмосферных) установок Киришский завод занимает четвертое место по России. В его составе 4 установки риформинга с неподвижным слоем катализатора, причем обе установки – одна производительностью 1 млн т/год, построенная совместно с цехами, и другая – 600 тыс. т/год – предназначены для получения высокооктанового компонента бензина, 2 установки мощностью по 300 тыс. т/год предназначены для получения ароматических углеводородов. Все установки риформинга имеют секции предварительной гидроочистки бензинов. Кроме того, на заводе работает установка изоселектоформинга для прямогонной бензиновой фракции, в которую входят углеводороды начиная с пентанов и выше.

Дизельные фракции подвергаются гидроочистке на установках общей производительностью 2,2 млн т/год. В схеме завода функционирует битумная установка для получения строительного и дорожного битума.

Киришское нефтеперерабатывающее предприятие работает по топливному варианту, поэтому его основная продукция – топлива. На заводе производят бензины следующих марок: А-76 неэтилированный, АИ-92 неэтилированный и в небольшом количестве АИ-96 неэтилированный.

Дизельные топлива выпускаются в основном с содержанием серы 0,2% (мас.) трех марок – летнее, зимнее и арктическое. Кроме того, завод вырабатывает реактивное топливо ТС, печное топливо и мазуты М-100 и технологическое топливо Э-4.

В настоящее время предприятие занимается строительством комбинированной установки Г-43-107, в состав которой входят секции по гидроочистке вакуумного газойля, каталитического крекинга и газофракционирования.

**Грозненское производственное объединение по нефтепереработке** расположено в г. Грозном – признанном центре нефтепереработки, который, однако, за последнее время утратил свое бывшее могущество и значение для районов Северного Кавказа и юга России. В объединение входило 3 нефтеперерабатывающих завода, основной из которых – завод им. Ленина. Объем возможной переработки – до 19 млн т/год. На предприятии функционируют установки атмосферно-вакуумной перегонки нефти (одна из них АВТ-6), 4 установки термического крекинга, комбинированная установка Г-43-107, установка депарафинизации, 2 установки каталитического крекинга типа 43-102 демонтированы.

Завод им. Шерипова включает установку атмосферной перегонки нефти производительностью 1 млн т/год, установку риформинга с неподвижным слоем катализатора производитель-

ностью 300 тыс. т/год и производство масел, в первую очередь моторных и трансформаторных, таких как МС-20 и С-220.

На заводе им. Анисимова нет установок первичной переработки нефти, все полупродукты завод получает с завода им. Ленина. На предприятии построена установка риформинга бензинов производительностью 600 тыс. т/год, гидроочистки дизельного топлива производительностью 1 млн т/год, установка Клаусса по производству серы, катализаторная фабрика по производству шариковых катализаторов крекинга. Недавно была закрыта установка каталитического крекинга с шариковым катализатором.

На заводы Грозного нефть поступала из Западной Сибири, со Ставропольского, Дагестанского, Анастасьевского и Грозненского месторождений. Нефтеперерабатывающий завод им. Шерипова является одним из самых старых среди всех заводов стран бывшего Советского Союза. Он был построен в прошлом столетии, реконструирован в 1974 г. с увеличением мощности в 2,5 раза.

Рязанский нефтеперерабатывающий завод построен в 1960 г. По мощности своих первичных установок является средним среди заводов России (17 млн т/год). Нефть поступает с месторождений Западной Сибири по нефтепроводу Сургут–Полоцк и с Волго-Уральского месторождения. Завод выпускает более 70 различных нефтепродуктов: топлива, масла, битумы.

Глубина переработки нефти составляет 59,8%. Среди установок вторичных процессов функционируют: установки термического крекинга, одна установка каталитического крекинга типа 1А-1М, несколько установок риформинга с гидроочисткой и неподвижным слоем катализатора, ряд установок гидроочистки дизельного топлива, битумное производство и обычный набор установок для выпуска масел. В 80-е годы фирмами Японии на заводе построена установка гидродеалкилирования толуола.

В ассортименте нефтепродуктов завода бензины традиционного набора – от А-76 до АИ-93, ароматические углеводороды, получаемые с установки риформинга бензинов, дизельное топливо – летнее и зимнее с содержанием серы 0,2% (мас.), топливо для реактивных двигателей, печное топливо, мазуты марок 100 и 400, битумы, моторные и индустриальные масла, присадки и добавки. В рамках завода работает катализаторная фабрика, которая выпускает в основном катализаторы гидрирования и гидроочистки для большинства российских заводов. Кроме того, в ассортименте фабрики катализаторов – катализаторы риформинга, селективного крекинга бензинов и другие, а также различные модификации оксида алюминия.

В настоящее время на заводе намечается проведение широкой реконструкции, помощь в которой ему оказывает американская нефтяная компания *Амоко Ойл*.

**Ново-Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод** расположен в г. Самаре, построен в 1946 г. По объему переработки нефти входит в десятку первых заводов России. Нефть поступает из Тюмени, Мангышлакского месторождения, а также с местных промыслов. На заводе работают установки каталитического крекинга с шариковым катализатором типа 43-102 и термического крекинга, крупная установка замедленного коксования, пущенная в 80-е годы, установки риформинга с неподвижным слоем катализатора и предварительной гидроочисткой бензина, катализаторная фабрика. В 1981 г. была пущена новая установка риформинга производительностью 1 млн т/год. Налажено производство различных видов масел и парафинов.

Ново-Куйбышевский НПЗ выпускает традиционный набор бензинов, дизельных топлив для реактивных двигателей, мазуты, ароматические углеводороды, нефтяной кокс.

В г. Самаре работает еще один нефтеперерабатывающий завод – **Куйбышевский НПЗ**, построенный в 1943 г., перерабатывающий 7,4 млн т нефти в год. Нефть на завод поступает из Татарстана и Западной Сибири. Работают установки: каталитического крекинга с шариковым катализатором типа 43-102 (2 шт.), термического крекинга, 2 установки риформинга прямогонных бензинов с неподвижным слоем катализатора и блоком гидроочистки, гидроочистки дизельного топлива. Глубина переработки нефти составляет 59,5%.

Выпускает практически те же топлива, что и Ново-Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод. Избыточный мазут поступает на переработку на Ново-Куйбышевский НПЗ.

В г. Уфе были построены 3 нефтеперерабатывающих завода. **Ново-Уфимский НПЗ** по мощности атмосферных установок по переработке нефти занимает среди них первое место (17,4 млн т/год). Нефть поступает из Западной Сибири и Туймазинского месторождения. Завод построен в 1951 г.

В числе установок вторичных процессов на заводе функционируют 3 установки каталитического крекинга с шариковым катализатором типа 43-102, установка замедленного коксования производительностью 300 тыс. т/год, установки каталитического риформинга прямогонных бензинов с блоком гидроочистки, установки гидроочистки дизельного топлива, сернокислотного алкилирования, битумная установка, комплекс установок, входящих в производство масел. Глубина переработки 64,6%. Завод выпускает все виды бензинов, особенно рекламируя свой бензин АИ-95 без добавки этиловой жидкости, топлива для реактивных двигателей, дизельные малосернистые топлива, мазуты М-40 и М-100, высококачественные масла для автомобильного транспорта, гидравлических систем, различные добавки и присадки, все виды битумов.

**Нефтеперерабатывающий завод Уфанефтехим (бывший завод им. XXII съезда КПСС)** построен в 1957 г. По объему перераба-

✓ тываемой нефти (12 млн т/год) занимает среднее положение среди российских заводов. Нефть поступает из Западной Сибири (по нефтепроводу из Тюмени), с Арланского и Уфимского месторождений.

На заводе функционируют установки каталитического крекинга с микросферическим катализатором типа 1А-1М, термического крекинга, периодически работает установка гидрокрекинга (глубокой гидроочистки), установки гидроочистки дизельного топлива, установки каталитического риформинга прямогонных бензинов с блоком гидроочистки, комплекс по производству ароматических углеводородов, битумная установка. В 1981 г. фирмой *Литвин* и французской *Технип* была построена установка каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора для получения ароматических углеводородов. Поэтому сейчас на заводе работают установки риформинга двух типов – с неподвижным слоем катализатора и с непрерывной регенерацией катализатора. Имеется также производство масел с традиционным набором установок, производство синтетических жирных кислот.

На заводе выпускается более 100 конечных нефтепродуктов, весь обычный ассортимент бензинов, топлив для реактивных двигателей, дизельных топлив, котельных топлив, мазутов. Кроме того, завод производит моторные, промышленные, трансмиссионные масла различных марок, ароматические углеводороды, синтетические жирные кислоты, пластификаторы, различные спирты, жидкие и твердые парафины, нефтяные асфальты и сжиженные газы.

**Уфимский орден Ленина нефтеперерабатывающий завод** – самый старый из трех действующих заводов, построен в 1938 г. Нефть поступает по трубопроводу из Западной Сибири и Туймазинского месторождения. В 1994 г. введена в действие комбинированная установка Г-43-107, с введением которой резко поднялась глубина переработки нефти, улучшилось качество выпускаемых бензинов.

По мощности установок атмосферной перегонки нефти завод, как и предыдущий, – средний в России (11,5 млн т/год). На заводе работают установки термического крекинга (висбрекинг), риформинга с неподвижным слоем катализатора и блоком гидроочистки прямогонных бензинов, гидроочистки дизельного топлива, производство битумов, установка Клаусса по производству серы, производство катализаторов.

В ассортименте выпускаемых продуктов традиционный набор топлив и битумов, характерный для заводов России: этилированные бензины А-76 и АИ-93, летние и зимние дизельные топлива, включая экспортное дизельное топливо, дизельные топлива для быстроходных и тихоходных дизелей, различные нефтяные растворители типа Нефрас, сжиженные газы, сера с чистотой 99,9%,

силикат никеля, фосфорные катализаторы, катализаторы крекинга, шампуни, детергенты.

**Ново-Ярославский нефтеперерабатывающий завод** расположен в г. Ярославле, построен в 1927 г. Нефть поступает по трубопроводу из Западной Сибири и Ухтинского месторождения. По набору установок является обычным заводом России. Вторичные процессы представлены установками каталитического крекинга с микросферическим катализатором 1А-1М, 2 установки риформинга бензинов с получением высокооктанового компонента бензина и бензола. В конце 80-х годов в результате аварии была разрушена установка риформинга для получения ксилолов. Установки риформинга представляют собой серийные производства с неподвижным слоем катализатора и блоком гидроочистки бензинов. На заводе также работают установки сернокислотного алкилирования изобутана олефинами, изомеризации  $C_5$ , экстракции газойля каталитического крекинга, получения серной кислоты, битумное производство. Построен комбинированный комплекс по производству масел КМ-2, в состав которого входят установки: вакуумной перегонки мазута, селективной очистки дистиллятов и остаточного компонента, деасфальтизации, депарафинизации и гидроочистки масел.

Установки гидроочистки дизельного топлива были построены при сотрудничестве фирм Чехословакии и ГДР. Среди первичных установок наибольшие мощности по переработке нефти имеют АВТ-4 и АТ-5; АТ-5 – это установка бывшего термocreкинга, реконструированная под атмосферную перегонку нефти. Другие первичные установки обязательно имеют вакуумную перегонку мазутов: кроме АВТ-4, это АВТ-1, АВТ-2 и АВТ-3.

На заводе в стадии завершения находится строительство мощной установки гидрокрекинга производительностью 2 млн т/год.

Разработан план реконструкции завода, который включает 2 этапа. На первом этапе должны быть построены установки риформинга с непрерывной регенерацией катализатора производительностью 1 млн т/год (по технологии *ЮОПи*) вместе с гидроочисткой бензина, висбрекинга гудрона производительностью 1,5 млн т/год, очистки бензина от меркаптана, новые атмосферные установки производительностью по нефти до 3 млн т/год, блок вакуумной перегонки.

На втором этапе планируется построить установки замедленного коксования, деасфальтизации, гидрообессеривания и каталитического крекинга мазута, а также реконструировать установки изомеризации и алкилирования.

Ново-Ярославский завод выпускает практически тот же набор топлив, что и другие заводы России: этилированные (А-76 и АИ-93) и неэтилированные (А-76, АИ-91, АИ-93) бензины, топливо для реактивных двигателей, малосернистые и сернистые дизельные топлива, печное и котельное топлива, мазуты М-40

и М-100, моторные, автотракторные, дизельные, промышленные, вакуумные масла, парафины, воск, дорожные и строительные битумы, ароматические углеводороды (бензол, толуол), серная кислота.

**Ярославский завод им. Д. И. Менделеева** ранее входил в состав производственного объединения «Ярославнефтеоргсинтез», это один из старейших заводов России. Его нефтехимическая продукция хорошо известна в Европе и США. Завод небольшой по мощности переработки нефти, выпускает различные виды дизельных топлив, трансформаторные, промышленные, моторные и другие масла, присадки, смазки, различные защитные жидкости. Руководство завода для осуществления реконструкции установок заинтересовано в кооперации с иностранными фирмами для решения проблем, связанных с закупкой новых технологий.

**Пермский нефтеперерабатывающий завод** расположен в г. Перми, построен в 1958 г. Производительность завода 13,5 млн т/год. Нефть поступает из Западной Сибири, из Сургута, пермских месторождений. Вторичные процессы представлены установками каталитического крекинга с шариковым катализатором типа 43-102, термокрекинга, замедленного коксования, риформинга с неподвижным слоем катализатора и блоком гидроочистки, гидроочистки дизельного топлива, битумной установкой, большим производством масел.

Планируется осуществить широкую реконструкцию завода с целью увеличения глубины переработки нефти. Ассортимент продуктов, выпускаемых заводом, практически не отличается от ассортимента других российских заводов по набору различных топлив, масел и битумов. Завод производит большое количество сырья для нефтехимических производств. Подготовлен проект реконструкции завода в рамках нефтяной компании *ЛУКОЙЛ*, организованной, как известно, при участии добывающих и перерабатывающих предприятий.

**Московский нефтеперерабатывающий завод** был построен в 1938 г. в Подмоскowie, от Москвы в то время он был отделен несколькими полосами лесных массивов. В настоящее время завод расположен на территории одного из муниципалитетов г. Москвы, что является основной причиной, не позволяющей заводу расширяться и проводить широкую реконструкцию. Производительность завода составляет 12 млн т/год. Нефть поступает по трубопроводу из Западной Сибири и Ухтинского месторождения. Главная цель завода — обеспечение Москвы топливом. Выпускаются только неэтилированные бензины, малосернистые дизельные топлива, мазуты М-40 и М-100. На заводе работают следующие установки: атмосферно-вакуумные, среди которых выделяется установка АВТ-6, построенная фирмами ГДР; комбинированная установка Г-43-107, основной секцией которой является секция каталитического крекинга с микросферическим катализатором и лифт-реактором; установки каталити-

ческого риформинга с неподвижным слоем катализатора и блоком гидроочистки; установки гидроочистки дизельного топлива (новая установка производительностью 2,0 млн т/год и установка производительностью 1,4 млн т/год) и битумная установка; планируется запустить установку висбрекинга гудрона. Из пропилена на установке производительностью 10 тыс. т/год получают полипропилен, который используют для выпуска изделий легкой промышленности. Идет строительство установки полипропилена по лицензии итальянской фирмы *Технимонт*.

**Салаватский нефтеперерабатывающий комплекс** был построен в 1952 г. в г. Салавате — центре химической промышленности России. Нефть по трубопроводу поступает из Западной Сибири и местных месторождений (Арлан, Ишимбай, Шкапово и другие).

В основном выпускает сырье для нефтехимических производств. Мощность установок по первичной перегонке нефти составляет 11,5 млн т/год. Глубина переработки нефти — 79,1%, это один из лучших показателей среди российских заводов. Вторичные процессы представлены тремя установками каталитического крекинга с шариковым катализатором, установкой термического крекинга, несколькими установками риформинга с неподвижным слоем катализатора и блоком гидроочистки бензинов и получением ароматических углеводородов, установками гидроочистки дизельного топлива. В состав Салаватского комплекса входит также старый Ишимбайский нефтеперерабатывающий завод, объем перерабатываемой им нефти достигает 5 млн т/год. Этот завод был построен в 1934 г., на нем в основном работают установки первичной перегонки нефти.

Салаватский комплекс выпускает традиционный набор топлив и является крупным производителем нефтехимического сырья для заводов.

**Сызранский нефтеперерабатывающий завод** расположен в г. Сызрани. Объем перерабатываемой нефти составляет 10,8 млн т/год. Нефть поступает из Чапаевского, Бугурусланского и Жигулевского месторождений. На заводе наряду с атмосферно-вакуумными установками по переработке нефти функционируют 2 установки каталитического крекинга с шариковым катализатором, установка термического крекинга, несколько установок риформинга с неподвижным слоем катализатора и блоком гидроочистки бензинов (1 — производительностью 600 тыс. т/год, построенная чешскими специалистами, 3 — производительностью 300 тыс. т/год, гидроочистки дизельного топлива, битумная установка, установки Парекс и алкилирования изобутана олефинами.

На заводе налажен выпуск различных видов топлив — бензинов А-76 (этилированный) и А-92 (неэтилированный), дизельного топлива летнего, мазутов, битумов, ароматических углеводородов.

**Саратовский нефтеперерабатывающий завод** расположен в г. Саратове, построен в 1934 г. Нефть поступает из Западной



Сибири и с Волго-Уральского месторождения. Мощности установок по переработке нефти составляют чуть более 10 млн т/год, глубина переработки нефти не превышает 50%. На заводе в 1973 г. фирмами ЧСР была построена установка каталитического риформинга с неподвижным слоем катализатора и блоком гидроочистки для получения высокооктанового компонента бензина. Кроме того, на заводе функционирует несколько установок термкрекинга, установка гидроочистки дизельного топлива, битумная установка.

Ассортимент выпускаемой продукции включает этилированные бензины, топливо для реактивных двигателей, дизельные топлива, мазуты и битумы.

**Волгоградский нефтеперерабатывающий завод** расположен на реке Волге, в г. Волгограде. Построен в 1957 г. Нефть поступает по трубопроводу с Шаимского и Волгоградского месторождений, а во время судоходства танкерами доставлялась нефть с Мангышлакского месторождения. Завод был ориентирован на прием малосернистых нефтей, поэтому процессы гидроочистки средних (дизельных) и вакуумных дистиллятов практически отсутствуют. Среди вторичных процессов преобладают установки коксования – несколько установок замедленного коксования производительностью 300 и 600 тыс. т/год, установка периодического коксования, 2 установки термического крекинга, 2 установки риформинга с неподвижным слоем катализатора с блоком гидроочистки, установка гидроочистки керосина, установка карбамидной депарафинизации, установка Парекс, производящая более 120 тыс. т/год жидких парафинов. Глубина переработки нефти составляет 71,7%.

В ассортименте выпускаемых заводом продуктов – этилированные бензины А-76 и АИ-93, дизельное топливо, топлива для реактивных двигателей, печное топливо, мазуты, бензол, толуол, сольвент, битумы, различные виды кокса, масла пиролиза, парафины, нефтяные масла.

На заводе намечена большая реконструкция, связанная с увеличением глубины переработки нефти и выпуском высокооктанового бензина и малосернистого дизельного топлива.

Основные установки **производственного объединения «Нижнекамскнефтехим»** построены в 1980 г. в г. Нижнекамске. Нефть поступает по трубопроводу из Западной Сибири и Волго-Уральского региона. Из числа нефтеперерабатывающих производств в объединении функционируют установки первичной переработки нефти и получения битума. Объединение выпускает дизельное топливо, мазуты и битумы.

Основное назначение завода – получение нефтехимических продуктов и сырья для нефтехимии.

**Орский нефтеперерабатывающий завод** был построен в 1935 г. в г. Орске, мощность завода по переработке нефти 7,2 млн т/год. Нефть поступает по трубопроводу из Западной Сибири и Ка-

захстана. В 1945 г. американскими фирмами было построено несколько установок в рамках помощи России (по ленд-лизу).

В настоящее время кроме атмосферных установок по переработке нефти функционируют установка каталитического риформинга с неподвижным слоем катализатора и блоком гидроочистки бензина, битумная установка, налажено производство масел.

Завод выпускает традиционные виды топлив, битумы и широкий набор масел.

**Ачинский нефтеперерабатывающий завод** – один из самых молодых заводов России – построен в 1981 г. в г. Ачинске (Восточная Сибирь). Нефть поступает из Саянского и Ноябрьского месторождений. Глубина переработки нефти 80,0%. В настоящее время работают комбинированная установка ЛК-6У, в состав которой входит атмосферная колонна, установки гидроочистки бензина, керосина и дизельного топлива, каталитического риформинга и газодиффузионная секция, вакуумный блок, битумная установка. Среди ассортимента продуктов – различные виды бензинов, дизельного топлива, топливо для реактивных двигателей, мазуты.

**Ухтинский нефтеперерабатывающий завод** построен в 1933 г. в г. Ухте на севере России. Мощность по переработке нефти составляет 5,8 млн т/год. Нефть поступает по нефтепроводу из нефтяных месторождений республики Коми. Среди установок вторичной переработки нефти – установки термического крекинга, риформинга, битумное производство. Завод выпускает все традиционные виды топлив, мазуты, битумы, масла. Глубина переработки нефти 50,6%.

**Нефтеперерабатывающий завод в Комсомольске-на-Амуре** (Дальний Восток) построен в 1942 г. Нефть поступает из месторождений Сахалина и Западной Сибири. Глубина переработки нефти 66,7%, мощность завода 5,5 млн т/год. Кроме первичных установок по переработке нефти на заводе функционируют установки коксования (в кубах), алкилирования.

Ассортимент нефтепродуктов традиционен: этилированные бензины, дизельное топливо, топливо для реактивных двигателей, мазуты.

**Хабаровский нефтеперерабатывающий завод** построен в 1936 г. в г. Хабаровске (Дальний Восток). Производительность по нефти 4,3 млн т/год. Нефть поступает с Тюменских месторождений по нефтепроводу до Иркутска и далее по железной дороге до Хабаровска, а также с месторождений Сахалина.

На заводе наряду с установками первичной переработки нефти работают установки термического крекинга, риформинга с неподвижным слоем катализатора и блоком гидроочистки и битумная установка. В настоящее время завод выпускает 16 видов продукции, обеспечивая Приморский край бензином и дизельным топливом. Кроме того, завод осуществляет выпуск котельного топлива на экспорт.

✓ **Краснодарский нефтеперерабатывающий завод** построен в 1948 г. в г. Краснодаре. Производительность по нефти — 2,7 млн т/год. Нефть поступает из месторождений Западной Сибири и Краснодарского края. Глубина переработки 87,1%.

На заводе функционируют построенная специалистами Германии установка риформинга с неподвижным слоем катализатора и блоком гидроочистки бензинов, установка термического крекинга и битумная установка, производство масел.

В ассортименте завода этилированные бензины, дизельное топливо, топливо для реактивных двигателей, мазуты, моторные масла, битумы.

✓ **Нефтеперерабатывающий завод в Туапсе** построен в 1949 г. Производительность по нефти 2,2 млн т/год. Нефть поступает из месторождений Западной Сибири, Краснодарского края, Саратова, Волгоградской и Ставропольской области.

Глубина переработки составляет 56,7%. Кроме первичных установок переработки нефти на заводе работает установка риформинга.

Завод работает по топливному варианту, выпускает бензины, дизельные топлива, мазуты.

Таким образом, рассмотрев состояние российских заводов, ассортимент выпускаемых продуктов, перспективы развития в ближайшие 10 лет, можно отметить, что нефтеперерабатывающие заводы России строились по трем вариантам: по топливному варианту, по масляному варианту и по варианту, связанному с получением сырья для нефтехимического производства. Кроме того, сернистая и малосернистая нефть перерабатывались на разных заводах и с разной глубиной переработки. Все варианты нефтеперерабатывающих заводов представлены на рис. 21–25. В зависимости от варианта переработки заводы имели различный набор установок. Для всех заводов топливного варианта характерны установки риформинга, каталитического крекинга, гидроочистки дистиллятов. Заводы, работающие по масляному варианту, как правило, имеют установки деасфальтизации гудрона, селективной очистки (фенолом или фурфуролом), депарафинизации, гидро- или адсорбционной очистки.

По поточной схеме рис. 21 работают многие заводы стран бывшего Советского Союза, например Кстовский, Орский, Киршицкий и другие, конечно, различающиеся по набору установок, но одинаковые по основным направлениям переработки без каталитического крекинга и гидрокрекинга, коксования.

По поточной схеме рис. 22 работают Омский, Павлодарский, Московский, Уфимский (Уфанефтехим), Мажейкский НПЗ и другие.

По поточной схеме рис. 23 работают Волгоградский, Рязанский, Кстовский, Ферганский НПЗ.

По поточной схеме рис. 24 работают Нижнекамский, Салаватский НПЗ. И наконец, по поточной схеме рис. 25 работают

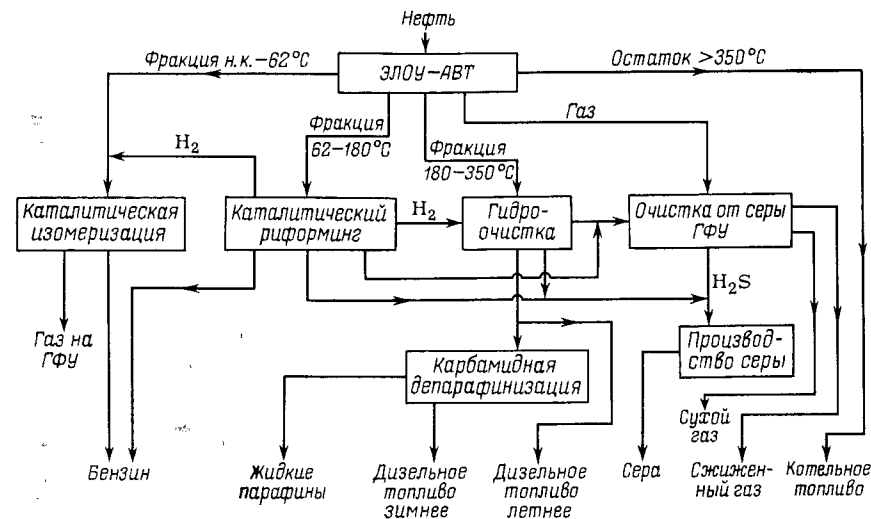


РИС. 21. Поточная схема завода неглубокой переработки сернистой нефти по топливному варианту

Волгоградский, Ново-Бакинский НПЗ (на этом заводе работают установки каталитического крекинга, отсутствующие на схеме).

Структуры управления заводом и производственным объединением значительно различаются при переходе от одного нефтеперерабатывающего комплекса к другому. Типовая структура управления нефтеперерабатывающим заводом представлена на рис. 26, а структура управления объединением — на рис. 27.

Во главе завода стоит директор, которому подчиняются главный инженер, заместители по экономическим вопросам, по снабжению и строительству, по кадрам и быту. Главный инженер руководит работой всех производственных цехов, лабораторий, экспериментального цеха, конструкторских бюро. Он возглавляет научно-исследовательскую и рационализаторскую работу на предприятии, отвечает за проведение правильной технической политики. Главный инженер — первый заместитель руководителя предприятия и наравне с ним отвечает за правильное производственно-техническое руководство. Непосредственными помощниками главного инженера являются его заместители по отдельным службам предприятия. В их ведении находятся технический и производственные отделы, отдел главного механика, главного энергетика, диспетчерская служба и ряд других.

Экономические службы завода возглавляет заместитель директора по экономическим вопросам, который осуществляет руководство работами по анализу и планированию производственно-хозяйственной деятельности предприятия, по наиболее полному и целесообразному использованию материальных, тру-



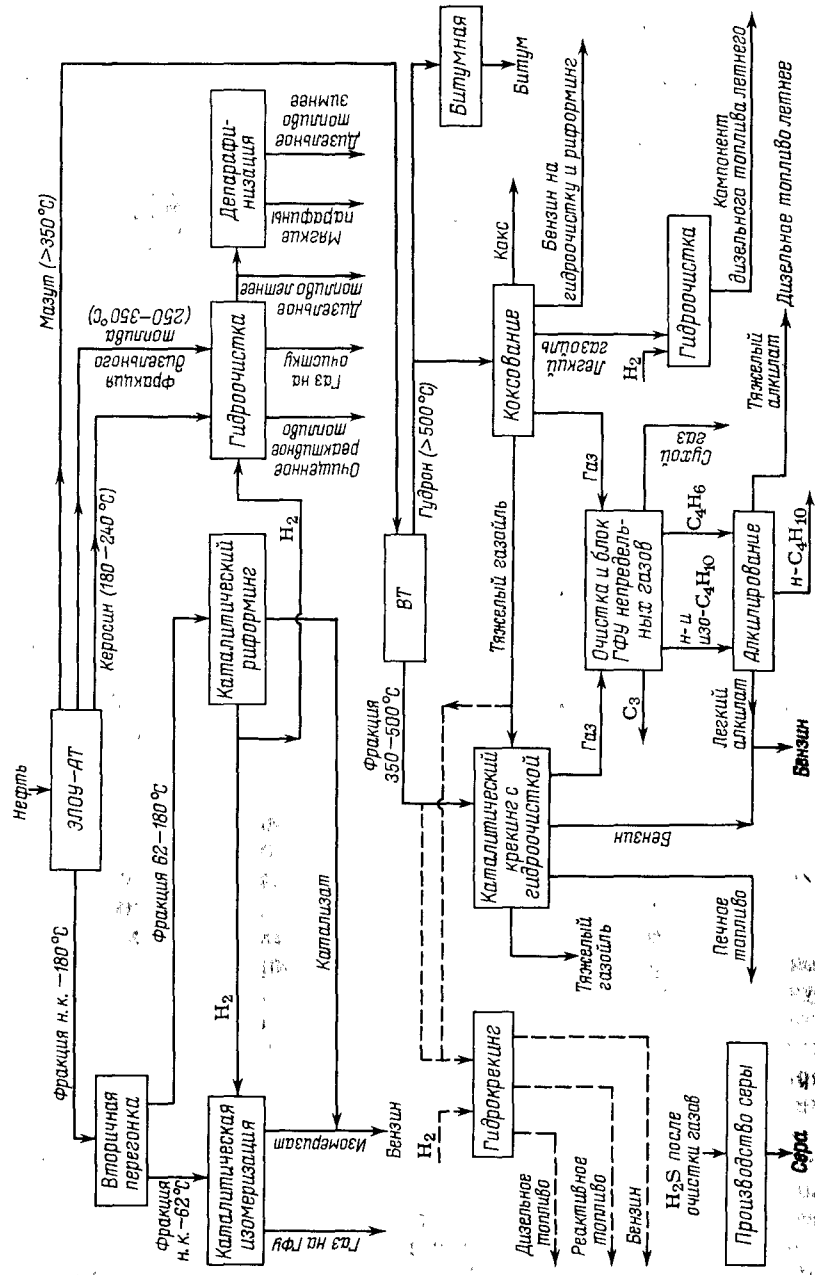


РИС. 22. Поточная схема завода глубокой переработки сернистой нефти по топливному варианту (пунктир -- установки гидрокрекинга, в странах бывшего СССР практически отсутствуют, исключение – Омск и Уфа)

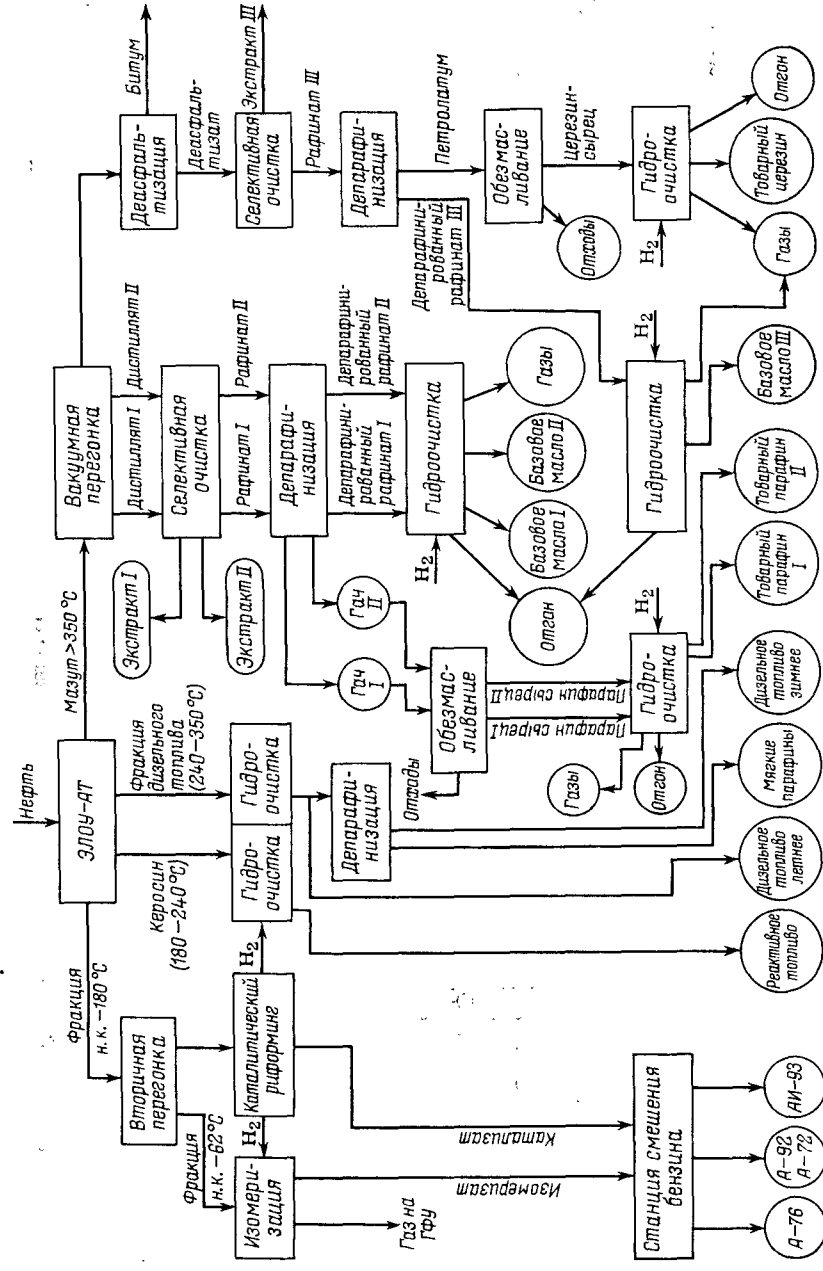


РИС. 23. Поточная схема завода, работающего по масляному варианту

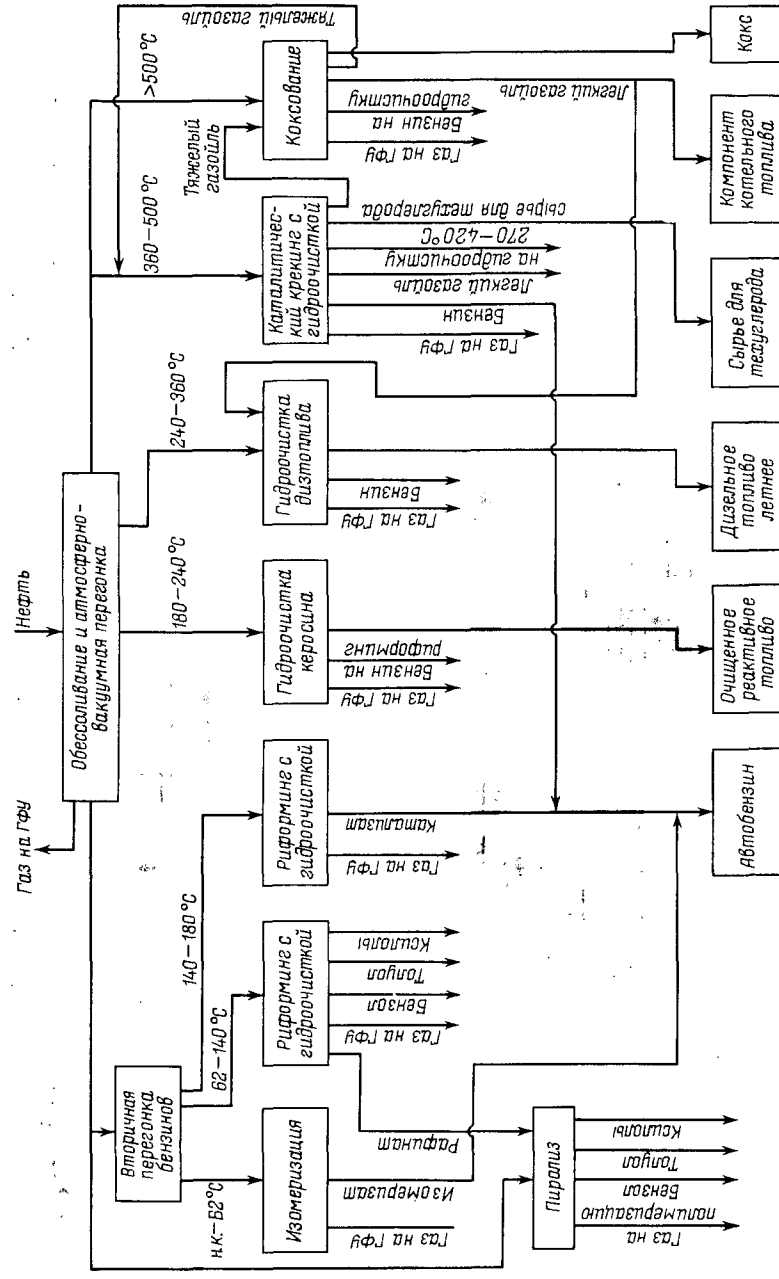


РИС. 24. Поточная схема нефтеперерабатывающего завода, работающего по нефтехимическому и топливному вариантам

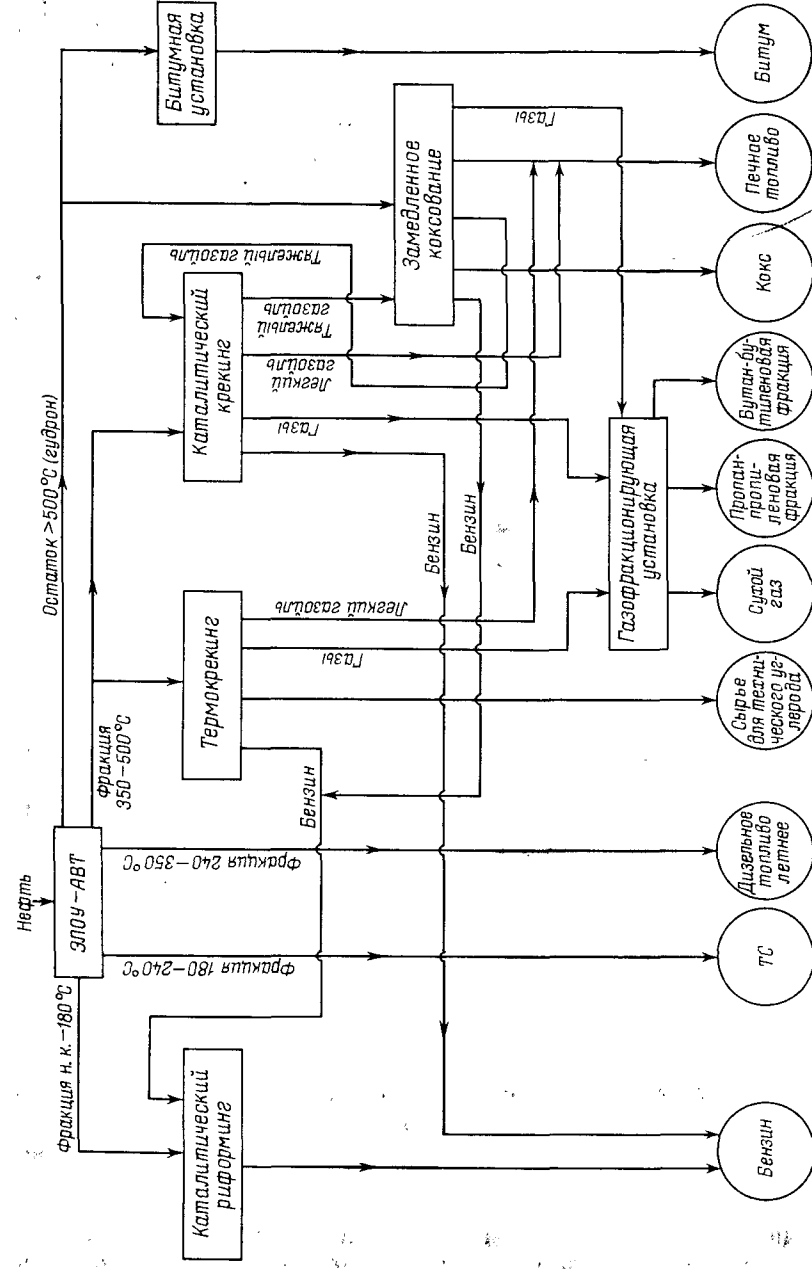


РИС. 25. Поточная схема завода переработки малосернистой нефти по топливному варианту

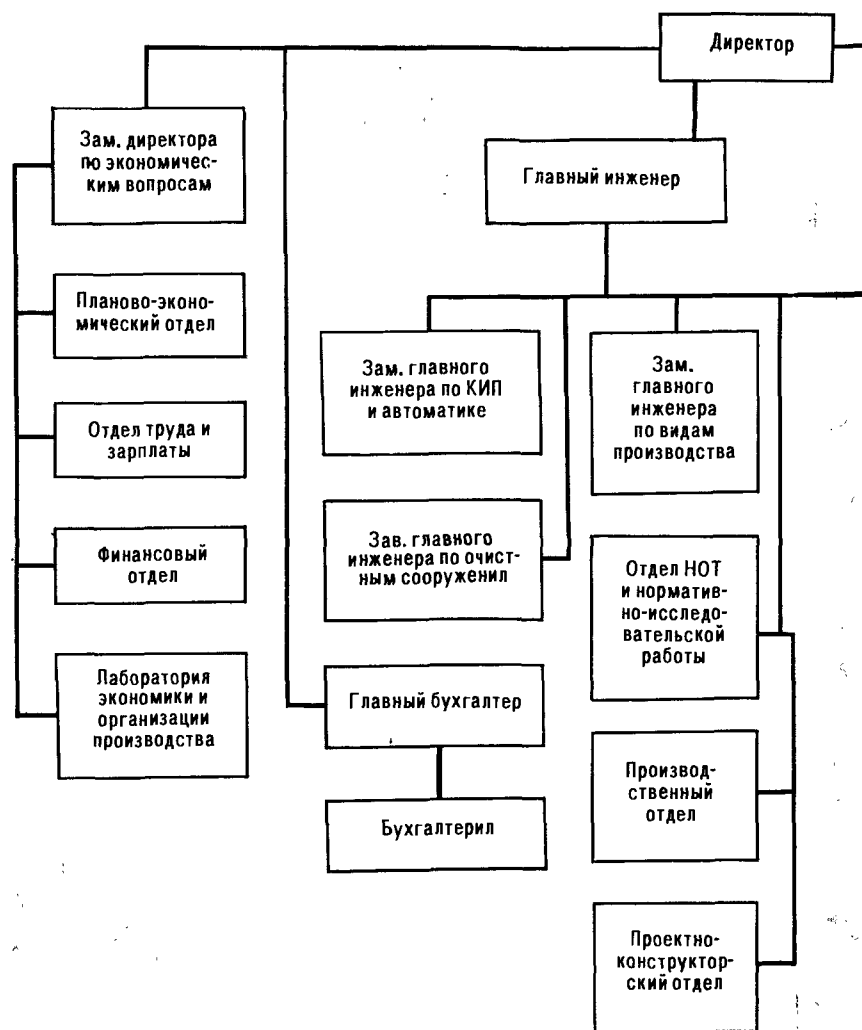
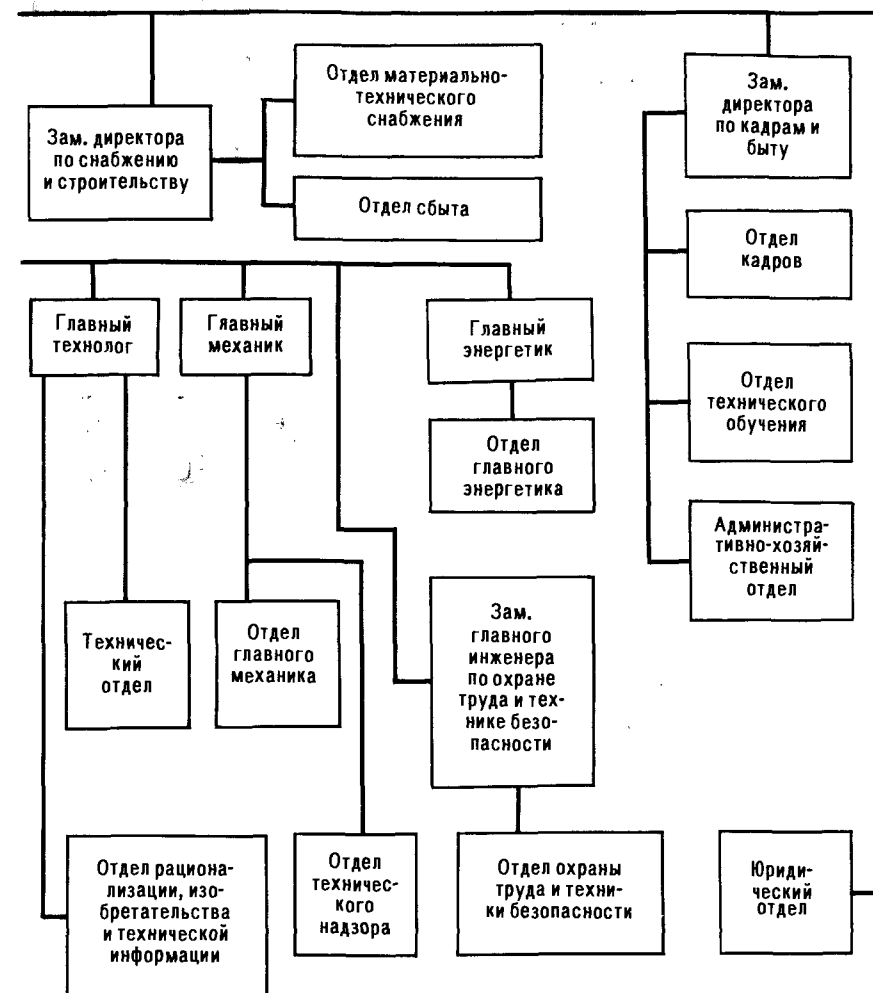


РИС. 26. Типовая организационная структура НПЗ

довых и денежных ресурсов. Ему подчинен ряд отделов: плановый, отдел труда и заработной платы, финансовый отдел, бухгалтерия, лаборатория экономики и организации производства.

Организация и управление работами по капитальному строительству и капитальному ремонту находятся в ведении заместителя директора по капитальному строительству, которому подчинены отдел капитального строительства и строительно-монтажные участки. В функции отдела капитального строительства входят: планирование всех работ по капитальному строительству и ремонту, определение способов их выполнения, обеспечение



наиболее эффективного ведения этих работ. Для работы с кадрами и по улучшению бытовых условий имеется заместитель директора, которому подчинены отдел кадров и все службы непромышленной группы. А для решения вопросов по материально-техническому снабжению и сбыту предусмотрена должность заместителя директора по административно-хозяйственной части. Ему подчинены отдел снабжения и сбыта, транспортный цех, склады, товарно-сырьевой цех и реагентное хозяйство. Его функции: составление планов снабжения предприятия сырьем и материалами, а также заявок на них, заключение договоров

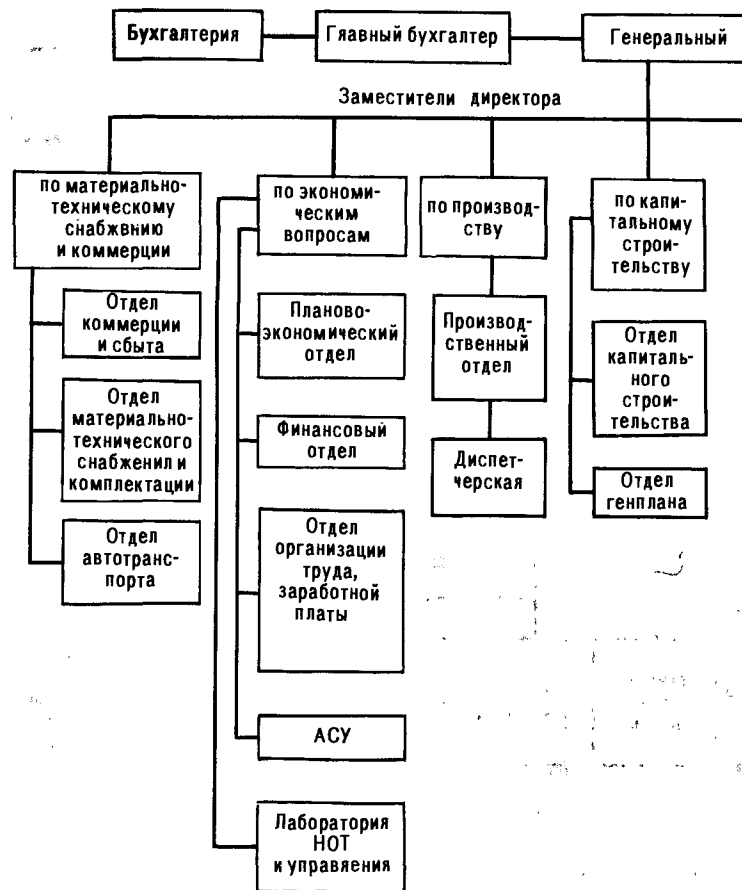
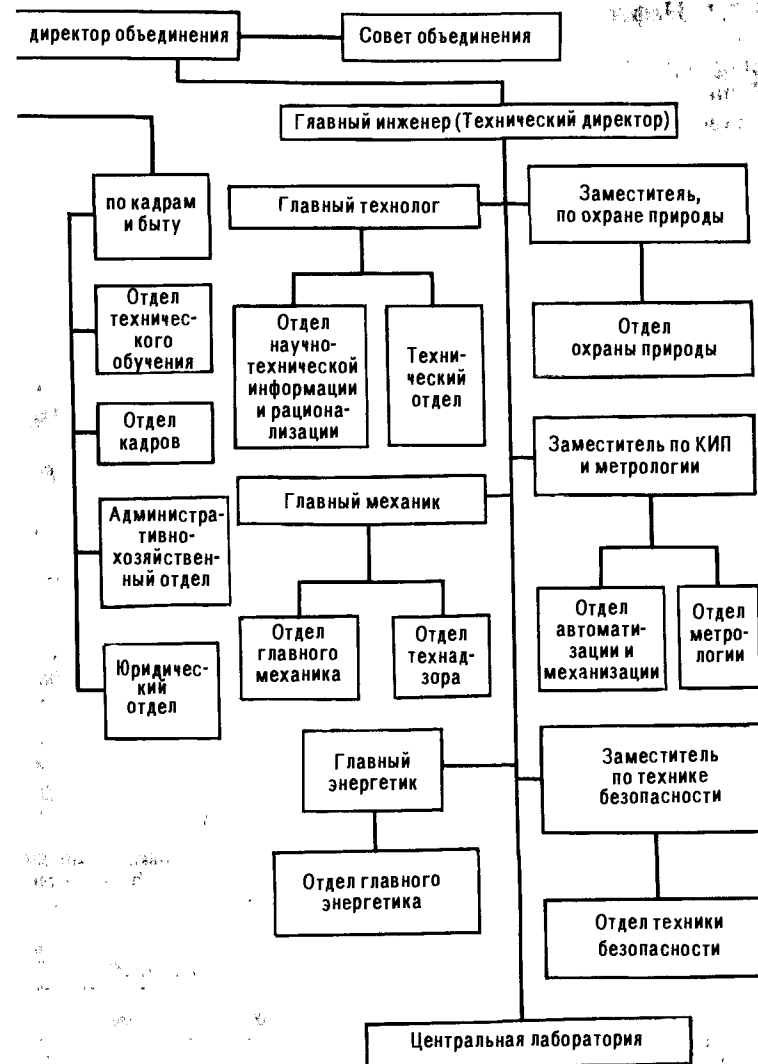


РИС. 27. Организационная структура управления производственным объединением

с поставщиками, оперативная работа по реализации выделенных заводу фондов, сбыт продукции.

Структура управления производственным объединением отличается от структуры управления заводом более сложной организацией, увеличением числа служб и отделов, что связано прежде всего с тем, что объединение решает более комплексные и масштабные проблемы. В настоящее время, когда в России появились интегрированные компании и изменились формы соб-



ственности, идет стремительная перестройка структуры управления заводами, резко возрастает роль акционеров предприятий, роль совета собственников. Поэтому вполне возможно, что в скором времени структура управления изменится и не будет соответствовать описанной. В связи с этим, думается, целесообразно будет применять структуры действующих зарубежных нефтяных компаний, их устоявшиеся управленческие связи.

### 3.2.2. Нефтеперерабатывающие заводы Украины

Нефтеперерабатывающая промышленность Украины насчитывает 7 заводов общей мощностью 62,6 млн т/год. Самым крупным заводом является **Лисичанский нефтеперерабатывающий комплекс**, построенный в конце 1970-х годов. Мощность первичных установок по переработке нефти на нем составляет 23,8 млн т/год (табл. 56 и 57). Этот завод был построен на базе современной советской технологии. В 1976 г., в первом году своей работы, завод получал нефть по нефтепроводу из Краснодара. В 1977 г. основной нефтепровод диаметром 1,22 м и длиной 1089 км от Куйбышева (ныне Самара) принес на Лисичанский завод тюменскую нефть. В 1980 г. была пущена установка каталитического риформинга производительностью 1 млн т, а в 1981 г. начала работать установка гидроочистки дизельного то-

Таблица 56. Соотношение мощностей установок первичных и вторичных процессов переработки нефти ( $M_{вт}$ ) на нефтеперерабатывающих заводах Украины ( $M$  – мощность атмосферных установок по переработке нефти)

Город, где расположен завод	М, млн т/год	$M_{вт}$ , % от М						
		КК	ТК	ГК	К	Р	Г	Б
Лисичанск	23,8	8,4	0	0	0	9,7	17,3	0
Кременчуг	19,0	7,8	0	0	0	11,7	21,6	3,8
Херсон	8,4	0	0	0	7,6	8,1	0	4,3
Одесса	3,8	0	0	0	0	11,1	0	5,0
Дрогобыч	3,7	0	10,6	0	4,6	9,1	0	6,3
Надворная	3,5	0	15,2	0	10,5	10,0	0	0
Львов, НПО «Масма»	0,4	0	0	0	0	0	0	14,3
Всего	62,6	5,6	1,5	0	1,9	10,1	13,2	1,9

Примечание. КК – установки каталитического крекинга, ТК – установки термического крекинга, ГК – установки гидрокрекинга, К – установки коксования, Р – установки риформинга, Г – установки гидроочистки дистиллятов, Б – битумная установка.

Таблица 57. Основная продукция, выпущенная нефтеперерабатывающими заводами Украины ( $M_n$  – мощность завода по нефти, млн т/год) в 1991 г.

Город, где расположен завод	$M_n$	Год пуска завода	Глубина переработки, %	Продукция, % от $M_n$					
				бензин	ДТ	КТ	битум	М	П
Лисичанск	23,8	1976	68,3	13,9	24,3	51,2	0	0	1,0
Кременчуг	19,0	1966	57,9	14,5	22,6	41,8	3,1	4,3	0,8
Херсон	8,4	1938	54,3	15,7	17,9	45,3	4,1	0	0,9
Одесса	3,8	1937	72,0	13,5	0	27,8	4,8	0	0,6
Дрогобыч	3,7	1863	59,2	19,1	24,0	40,2	6,0	0	1,4
Надворная	3,5	1961	61,8	28,3	30,2	37,8	0	0	1,0
Львов, НПО «Масма»	0,4	1870	90,0	0	0	10	14,0	50,0	1,0

Примечание. ДТ – дизельное топливо, КТ – котельное топливо, М – масло, П – парафины.

плива, которая отличалась достаточно высокой для того времени степенью автоматизации. В 1978 г. была пущена установка по производству этилена, который затем по трубопроводу длиной 36 км направлялся на химический завод в Северодонецк, где перерабатывался в полиэтилен.

В 1992 и 1993 гг. завод, как и все заводы Украины, испытывал огромную нехватку нефти, и использование его мощностей составляло менее 50%. В то же время в Лисичанске была завершена установка каталитического крекинга Г-43-107, которая позволит резко увеличить глубину переработки нефти на заводе.

Вторым заводом на Украине по мощности своих первичных установок является **Кременчугский нефтеперерабатывающий завод**. Этот комплекс начал работать в 1966 г. и до 1974 г. получал нефть только по железной дороге. В середине 70-х годов был построен нефтепровод Мичуринск – Кременчуг, а в 1978 г. другой нефтепровод – от Лисичанска – позволил поставлять на завод тюменскую нефть. В 1981 г. в Кременчуге начал работать завод по приготовлению смазок и масел. Можно отметить, что Кременчугский завод имеет в своем составе 2 установки каталитического крекинга ГК-3 общей производительностью 1,5 млн т/год, установки риформинга и гидроочистки. В то же время даже эти мощные и крупные украинские заводы отстают от российских по числу и качеству установок вторичных процессов переработки нефти.

В ассортименте Кременчугского завода – практически все традиционные виды топлив, характерные для стран бывшего Советского Союза, битумы и различные виды масел, но прежде всего масла для промышленного оборудования.

**Херсонский нефтеперерабатывающий завод** построен в 1938 г., расположен в г. Херсоне. Производительность первичных установок переработки нефти 8,4 млн т/год. Нефть поступает из месторождений Западной Сибири и Урала по трубопроводу из Кременчуга, а также по трубопроводу из Полтавы – украинских месторождений. Глубина переработки нефти составляет 54,3%. На заводе работают установки первичной переработки нефти, установка коксования производительностью 600 тыс. т/год, установка риформинга с неподвижным слоем катализатора и блоком гидроочистки бензина, битумная установка. В ассортименте завода этилированные и неэтилированные бензины, дизельные топлива, мазуты.

**Одесский нефтеперерабатывающий завод** был построен в 1937 г. в г. Одессе. По производительности завод маленький, работает на нефти, поступающей из Тюмени по трубопроводу. Глубина переработки нефти 72%. Кроме установок первичной переработки нефти завод имеет установку риформинга производительностью 300 тыс. т/год с неподвижным слоем катализатора и блоком гидроочистки и битумную установку. В ассортименте завода бензины, дизельные топлива, мазуты и битумы.

**Дрогобычский нефтеперерабатывающий завод** – старый завод, построен в 1863 г., его мощность по нефти составляет всего 3,7 млн т/год. Нефть поступает по железной дороге из Калининградской области, Западной Сибири и украинских месторождений. Глубина переработки нефти 59,2%. На заводе функционируют установки первичной переработки нефти, термического крекинга, коксования, риформинга с неподвижным слоем катализатора и блоком гидроочистки бензина, битумная установка. Завод топливного профиля и выпускает все традиционные виды топлив, характерные для заводов бывшего Советского Союза.

**Надворнинский нефтеперерабатывающий завод** построен в 1961 г. в г. Надворная, мощность по перерабатываемой нефти невелика – 3,5 млн т/год. Нефть поступает из Западной Сибири, Беларуси, Грозного, Ставрополя и украинских месторождений. Глубина переработки нефти – 61,8%. Наряду с установками первичной переработки нефти на заводе работают установка термокрекинга, коксования, риформинга с неподвижным слоем катализатора и блоком гидроочистки бензинов.

Так же как и предыдущий, завод выпускает все виды топлив, традиционные для заводов бывшего Советского Союза.

**НПО «Масма»** включает в себя старый заводик небольшой мощности, переоборудованный на получение масел. Построен 100 лет назад, перерабатывает в основном нефть украинских месторождений. Наряду с масляным производством работает битумная установка.

Выпускает различные виды масел и битумы. В целом хотелось бы отметить, что нефтеперерабатывающая промышленность Украины сильно зависит от российских нефтяных месторождений, поэтому в последние 2 года переживает серьезный кризис, вызванный отсутствием дешевой нефти, и нуждается в большой реконструкции предприятий.

### 3.2.3. Другие заводы стран бывшего Советского Союза

Кроме России и Украины, другие республики бывшего Советского Союза имеют небольшое количество нефтеперерабатывающих заводов. В Беларуси работают 2 крупных завода, в Казахстане – 3 средних, в Азербайджане – 2 завода в среднем по 10 млн т/год по перерабатываемой нефти, в Туркмении функционируют 2 завода средней мощности, в Узбекистане работает 1 нефтеперерабатывающий завод средней мощности, маленький заводик имеется в Грузии и новое нефтеперерабатывающее предприятие недавно построено в Литве.

Рассмотрим коротко деятельность каждого из заводов.

## Беларусь

В табл. 58 и 59 приведены данные о соотношении первичных и вторичных процессов на заводах республик бывшего Советского Союза и о выпуске основных продуктов в 1991 г.

Необходимо отметить, что Беларусь, имея на своей территории всего лишь 2 завода, имеет объем переработки нефти более 40 млн т/год. Самым крупным объединением по переработке нефти считается Новополоцкий завод, мощность которого (25,3 млн т/год) – одна из самых больших для заводов на территории бывшего Советского Союза. В 1993 г. завод переживал серьезный кризис из-за отсутствия сырья.

**Новополоцкий нефтеперерабатывающий завод** построен в 1963 г. в г. Новополоцке. Нефть поступает по нефтепроводу «Дружба» из месторождений Западной Сибири и Урала. Глубина переработки нефти 62,3%.

Таблица 58. Соотношение мощностей установок первичных и вторичных процессов ( $M_{вт}$ ) на нефтеперерабатывающих заводах республик бывшего Советского Союза (без России и Украины)

( $M_{а.у}$  – мощность атмосферных установок переработки нефти)

Город, где расположен завод	$M_{а.у}$ , млн т/год	$M_{вт}$ , % от $M_{а.у}$						
		КК	ТК	ГК	К	Р	Г	Б
<b>Беларусь</b>								
Новополоцк	25,3	0	0	0	0	9,8	27,7	4,2
Мозырь	16,3	0	0	0	0	12,3	31,9	3,6
<b>Казахстан</b>								
Атырау (Гурьев)	41,6	0	0	0	0	10,8	29,3	3,9
Павлодар	4,6	0	0	0	15,8	7,8	0	0
Чимкент	8,3	24,1	0	0	14,5	12,9	31,3	6,2
	6,6	0	0	0	0	15,1	39,4	0
<b>Азербайджан</b>								
Баку (Азнефтехим)	19,5	10,3	0	0	6,8	12,4	26,7	2,6
Баку (Ново-Бакинский)	11,0	0	0	0	0	0	0	2,3
	9,2	40,4	0	0	22,3	10,9	0	0
<b>Туркменистан</b>								
Красноводск	20,2	18,4	0	0	10,1	5,0	0	1,2
Чарджоу	5,5	14,3	0	0	27,7	6,0	0	0,4
	6,5	0	0	0	0	0	0	0
<b>Узбекистан</b>								
Фергана	12,0	6,6	0	0	12,7	2,7	0	0,2
<b>Грузия</b>								
Батуми	8,7	0	5,8	0	10,9	11,1	0	2,9
<b>Литва</b>								
Мажейкяй	5,0	0	0	0	0	8,4	0	4,7
	13,3	15,0	0	0	0	15,0	39,0	2,6

Примечание. Сокращения см. табл. 56.

Таблица 59. Основная продукция, выпущенная нефтеперерабатывающими заводами в бывшем Советском Союзе (без России и Украины) в 1991 г.  
( $M_n$  – мощность заводов по нефти)

Город, где расположен завод	$M_n$ , млн т/год	Год пуска завода	Глубина перера- ботки, %	Продукция, % от $M_n$					
				бен- зин	ДТ	КТ	би- тум	М	П
<b>Беларусь</b>									
Новополоцк	25,3	1963	62,3	12,4	19,6	37,2	4,0	3,8	1,3
Мозырь	16,3	1975	50,0	13,5	19,2	49,7	3,3	0	0,6
<b>Казахстан</b>									
Аттырау	4,6	1945	54,5	10,8	30,8	45,0	0	0	1,1
Павлодар	8,3	1978	77,9	26,2	26,0	21,6	5,3	0	2,2
Чимкент	6,6	1984	60,4	18,0	27,9	39,4	0	0	0,6
<b>Азербайджан</b>									
Баку (Азнефтехим)	11,0	1880	55,5	0	25,8	44,1	1,5	16,8	1,0
Баку (Ново- Бакинский завод)	9,2	1958	65,6	30,2	24,3	34,1	0	0	1,0
<b>Туркменистан</b>									
Красноводск	5,5	1946	76,1	16,3	30,6	23,7	0,3	0	1,0
Чарджоу	6,5	1989	71,6	0	14,2	28,4	0	0	1,0
<b>Узбекистан</b>									
Фергана	8,7	1942	79,4	22,5	28,2	20,4	2,6	12,4	1,0
<b>Грузия</b>									
Батуми	5,0	1931	62,3	16,3	28,4	37,4	3,0	0	1,0
<b>Литва</b>									
Мажейкяй	13,3	1979	65,4	20,9	22,1	34,3	2,4	0	1,0

Среди вторичных процессов на заводе преобладают установки риформинга с неподвижным слоем катализатора и блоком гидроочистки бензина, установки гидроочистки дизельного топлива, битумная установка, завод Парекс, большое производство масел.

В ассортименте выпускаемых заводом продуктов различные виды бензинов, топлива для реактивных двигателей, дизельные топлива, котельное топливо, мазуты различных марок, битумы, широкий выбор масел.

**Мозырский нефтеперерабатывающий завод** построен в 1975 г. в г. Мозыре. Мощность завода по перерабатываемой нефти составляет 16,3 млн т/год. Нефть поступает из месторождений Западной Сибири и Урала по нефтепроводу «Дружба». Глубина переработки нефти 50,0%. На заводе построены 2 комбинированные установки ЛК-6У, в состав которых входят установки атмосферной перегонки нефти, гидроочистки бензина, керосина, дизельного топлива, установка риформинга гидроочищенного бензина, ГФУ. Кроме того, на заводе работают битумная установка, установка гидродеалкилирования толуола, установка Парекс. Завод нуждается в строительстве установок по глубокой переработке нефти и, по-видимому, это планируется осуществить в первую очередь.

В составе выпускаемой продукции – неэтилированные бензины А-76 и АИ-92, а также небольшое количество АИ-95.

Дизельное топливо имеет низкое содержание серы – до 0,1% (мас.), производится топливо для реактивных двигателей марки ТС. Завод также получает котельное топливо, мазуты марок М-100 и Э-4.

## Казахстан

В Казахстане работают 3 завода – Павлодарский, Чимкентский и завод в Аттырау (бывший Гурьев).

**Павлодарский НПЗ** – один из лучших заводов по соотношению первичных и вторичных процессов. Построен в 1978 г. в г. Павлодаре. Нефть поступает из Западной Сибири по трубопроводу Омск – Павлодар. Глубина переработки нефти составляет 77,9%. На заводе построены 2 комбинированные установки ЛК-6У и КТ-1. Как известно, установка ЛК-6У включает атмосферную перегонку нефти, гидроочистку бензинов, керосина, дизельного топлива, риформинг и ГФУ. В состав комбинированной установки КТ-1 входят вакуумная установка мазута, установки гидроочистки вакуумного газойля, каталитического крекинга с лиффт-реактором, газотракционированная установка, установка висбрекинга гудрона.

Кроме того, работает битумная установка, установка замедленного коксования.

В настоящее время завершается строительство новой установки ЛК-6У. За рубежом закуплена установка концентрирования пропилена.

Завод выпускает только неэтилированные бензины А-76 и А-91, топливо для реактивных двигателей, летнее и зимнее дизельное топлива, печное и котельное топлива, мазут М-100, сырье для технического углерода, битумы, нефтяной кокс, сжиженные газы.

**Чимкентский НПЗ** – один из самых молодых заводов стран бывшего Советского Союза. Построен в 1984 г. в г. Шымкенте (бывш. Чимкент). Нефть поступает из Западной Сибири по трубопроводу Тюмень – Омск – Павлодар – Шымкент. Нефть малосернистая, одна из лучших по качеству среди нефтей стран бывшего Советского Союза. Глубина переработки нефти 60,4%. Производительность завода по нефти – 6,6 млн т/год. На заводе функционирует одна комбинированная установка ЛК-6У с традиционным набором установок, построена вакуумная установка мазута производительностью 4 млн т/год для получения сырья на комбинированную установку Г-43-107, строительство которой шло в рамках бывшего Союза. В настоящее время строительство законсервировано, но работы по нулевому циклу завершены и идут переговоры с рядом зарубежных фирм по строительству установки Г-43-107.

В стадии завершения установка замедленного коксования производительностью 600 тыс. т/год.

Завод выпускает традиционные виды топлив: бензин А-76 этилированный и неэтилированный, АИ-92, топливо для реактивных двигателей, дизельное топливо, котельное топливо, мазут М-100.

**Нефтеперерабатывающий завод в Аттырау** построен в 1945 г. на северо-западе Казахстана в г. Аттырау. Завод небольшой по производительности – 4,6 млн т/год. Нефть поступает из местных месторождений (Эмба) и с Мангышлакского месторождения. В 1945 г. американской фирмой *Баджер* по лицензионному договору смонтирован завод, который включает атмосферно-вакуумную установку АВТ-3, атмосферную установку АТ-2, установки каталитического крекинга Гудри и термокрекинга, впоследствии переоборудованного в атмосферную установку, газофракционирующую установку, установку алкилирования.

В 1970 г. совместно со специалистами ГДР была построена установка каталитического риформинга с неподвижным слоем катализатора и блоком гидроочистки бензинов. В 1980 г. введена в действие установка замедленного коксования производительностью 600 тыс. т/год. В том же году была остановлена установка каталитического крекинга Гудри в связи с устаревшей технологией. В 1980 г. произошла авария на установке алкилирования, которая после этого была выведена из строя и до сих пор не функционирует.

В планах реконструкции завода – строительство установок первичной переработки нефти, риформинга, комбинированной установки Г-43-107.

В ассортименте выпускаемой продукции – бензины АИ-93, А-76 (этилированный), А-72 (неэтилированный), уайт-спирит, дизельное топливо, котельное топливо, мазуты, кокс.

#### Азербайджан

С этой республики бывшего Советского Союза началось развитие нефтеперерабатывающей промышленности. Азербайджан в течение всей истории Советского Союза играл ключевую роль в обеспечении страны нефтью и нефтепродуктами.

В настоящее время все нефтеперерабатывающие производства объединены в 2 крупных нефтеперерабатывающих завода – это Ново-Бакинский нефтеперерабатывающий завод и старый Бакинский завод (бывш. имени XXII съезда КПСС).

**Старый бакинский нефтеперерабатывающий завод (Азнефтехим)** – построен в 1870 г. в г. Баку. Нефть поступает из местных месторождений – Нефтяные Камни, Бузачи, Балаханы и т.д., а также из Западной Сибири по трубопроводу. В 1981 г. была построена совместно со специалистами ГДР установка первичной переработки нефти с электрообессоливателем. Среди вторичных

процессов необходимо отметить битумную установку, установку гидроочистки масел. Завод выпускает большое количество масел благодаря налаженной работе различных установок масляного комплекса.

В ассортименте завода преобладают масла, прямогонные бензины посылаются на Ново-Бакинский завод, выпускается также дизельное топливо, котельное топливо, мазуты, битумы.

**Ново-Бакинский завод** построен в 1958 г. в г. Баку. Нефть поступает с местных месторождений и из Западной Сибири. Мощность завода по перерабатываемой нефти – 9,2 млн т/год, глубина переработки нефти – 65,6%.

На заводе кроме установок первичной переработки нефти работают 3 установки каталитического крекинга Г-43-107 (которая начала функционировать в 1993 г.) и 2 установки 1А-1М с микросферическим катализатором.

В 80-е годы была построена установка каталитического риформинга по французской технологии с непрерывной регенерацией катализатора. Работает катализаторная фабрика, выпускает катализаторы крекинга. На заводе функционирует большой комплекс установок замедленного коксования. В настоящее время работает одна из самых больших установок бывшего Советского Союза производительностью 1,5 млн т/год и установка замедленного коксования производительностью 600 тыс. т/год. Завод построен по топливному варианту и выпускает в больших количествах бензины, топливо для реактивных двигателей, дизельные топлива, печное топливо, мазуты.

#### Туркменистан

Туркменистан располагает двумя заводами на своей территории – это заводы в Красноводске и Чарджоу.

**Красноводский нефтеперерабатывающий завод** был построен в 1946 г., расположен в г. Красноводске. Нефть поступает с местных месторождений по трубопроводу. Мощность завода составляет 5,5 млн т/год, глубина переработки нефти – 76,1%.

Кроме установок первичной переработки нефти на заводе функционируют установка каталитического крекинга 1А-1М с микросферическим катализатором, установка риформинга с неподвижным слоем катализатора и блоком гидроочистки бензинов производительностью 300 тыс. т/год. В середине 70-х годов фирмой *Крезом-Лоур* (Франция) был построен коксовый завод, который выпускал высококачественный электродный кокс для сталелитейной и алюминиевой промышленности. На заводе работают несколько установок замедленного коксования, на которых можно также получать кокс обычного качества.

В ассортименте завода все виды топлив, характерные для заводов бывшего Советского Союза, – бензины А-76 и АИ-92, топливо для реактивных двигателей, дизельные топлива, мазуты.



**Нефтеперерабатывающий завод в Чарджоу** – один из самых молодых заводов стран бывшего Советского Союза. Он был построен в 1989 г. недалеко от г. Чарджоу. Нефть поступает из Западной Сибири по трубопроводу Тюмень – Омск – Павлодар – Чимкент – Чарджоу. Мощность завода – 6,5 млн т/год, глубина переработки нефти – 71,6%. Кроме установок первичной переработки нефти на заводе построена установка риформинга с неподвижным слоем катализатора и блоком гидроочистки бензинов. В 1992–1993 гг. в связи с ограничением подачи нефти по трубопроводу завод работал ограниченное число дней и испытывал серьезные трудности.

В 1991 г. в ассортименте завода были все традиционные виды топлив – бензины, топливо для реактивных двигателей, дизельные топлива, мазуты.

#### Узбекистан

**Ферганский нефтеперерабатывающий завод** – построен в 1942 г., расположен основной частью в Фергане. Нефть поступает из Западной Сибири и частично с местных месторождений. Мощность завода – 8,7 млн т/год, глубина переработки – 79,4%. На заводе наряду с установками первичной переработки нефти работают установка термического крекинга, 2 установки риформинга с неподвижным слоем катализатора, несколько установок замедленного коксования, битумная установка, производство масел.

Выпускается большое количество бензинов, дизельного топлива, мазутов, различные масла, битумы, котельное топливо.

#### Грузия

**Батумский нефтеперерабатывающий завод** – это небольшой завод, построенный в 1931 г. в г. Батуми. Нефть поступает из Западной Сибири, Грозного, Баку, местных месторождений. На заводе работают установки первичной переработки нефти, установка риформинга, битумная установка. Глубина переработки нефти – 62,3%, мощность завода – 5,0 млн т/год.

#### Литва

**Мажейкский нефтеперерабатывающий завод** – один из самых молодых заводов стран бывшего Советского Союза. Построен в 1979 г. в г. Мажейкяй. Нефть поступает из Западной Сибири и Урала. Производительность завода – 13,3 млн т/год, глубина переработки нефти – 65,4%.

На заводе работают 2 установки ЛК-6У, комбинированная установка Г-43-107, установка по производству МТБЭ производительностью 40 тыс. т/год. Этот набор комбинированных установок позволяет выпускать неэтилированные бензины, мало-

сернистые дизельные топлива, топливо для реактивных двигателей, мазуты, сжиженные газы.

Завод может стать весьма эффективным при полной загрузке российской нефтью.

Таким образом, мы закончили короткий рассказ о заводах стран бывшего Советского Союза. В настоящее время необходима значительная реконструкция большинства заводов этого региона. Чтобы стать вровень с лучшими заводами США и Западной Европы, бывшим советским предприятиям необходимо перестроить свои производства с учетом резкого роста цен на нефть, снизить энергоемкость переработки нефти, довести требования к топливам и маслам до мирового уровня.

В связи с этим ознакомим читателей с требованиями к нефтепродуктам, действующим на территории бывшего Советского Союза, и сравним их с требованиями, действующими в США.

### 3.2.4. Требования к качеству нефтепродуктов на территории бывшего Советского Союза

**Бензины.** В странах бывшего Советского Союза выпускаются различные виды бензинов, на которые установлены ГОСТы, действительные на всей территории. Это бензины А-72, А-76, АИ-93, АИ-95. В последнее время разрешены к употреблению бензины марок А-80, А-91 и АИ-92. Если в марке бензина упоминается буква А, это означает, что бензин применяется для различных марок автомобилей. Цифра указывает октановое число данного бензина. Если присутствует еще и буква И, то это означает, что октановое число топлива определено исследовательским методом, которое отличается от октанового числа, определенного моторным методом.

В табл. 60 представлены существующие требования на бензины [86, 87].

**Реактивные топлива.** Для реактивных топлив также установлены свои требования (табл. 61). Топлива получают как в результате прямой перегонки нефти (ТС), так и с применением гидрогенизационных процессов (РТ и Т-6).

Топливо РТ содержит антиокислительную и противоизносную присадки. Допускается введение в топливо присадки, снижающей возможность накопления зарядов статического электричества в ходе перекачки.

**Дизельные топлива.** Дизельное топливо подразделяется на марки в соответствии с температурой застывания: Л – летнее, рекомендуемое для эксплуатации при температуре воздуха 0 °С и выше, З – зимнее, для эксплуатации при температуре – 20 °С и выше, А – арктическое, для эксплуатации при температуре воздуха – 50 °С и выше.

Топливо каждой марки вырабатывается нескольких групп: 1 – с содержанием серы не более 0,1% (мас.), 2 – с содержанием

Таблица 60. Нормы для бензинов различных марок

Показатель	А-72	А-76		АИ-93		АИ-95
		выс- ший	1 сорт	выс- ший	1 сорт	
Детонационная стойкость:						
октановое число по моторному методу, не менее	72	76	76	85	85	—
октановое число по исследовательскому методу, не менее	Не нормируется			93	93	95
Концентрация свинца, г в 1 дм <sup>3</sup> бензина:						
этилированного	—	—	0,17	—	0,37	—
неэтилированного			Отсутствие			
Фракционный состав:						
температура начала перегонки бензина, °С:						
летнего вида	35	35	35	35	35	30
зимнего вида			Не нормируется			
10% бензина перегоняется при температуре, °С, не выше:						
летнего вида	70	70	70	70	70	70
зимнего вида	55	55	55	55	55	—
50% бензина перегоняется при температуре, °С, не выше:						
летнего вида	115	115	115	115	115	115
зимнего вида	100	100	100	100	100	100
90% бензина перегоняется при температуре, °С, не выше:						
летнего вида	180	180	180	180	180	135
зимнего вида	160	160	160	160	160	—
температура конца кипения бензина, °С, не выше:						
летнего вида	195	195	195	205	195	185
зимнего вида	185	185	185	195	185	—
остаток в колбе, %, не более	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Давление насыщенных паров бензина, Па (мм рт.ст.):						
летнего вида, не более	66661 (500)	66661 (500)	66661 (500)	66661 (500)	66661 (500)	66661 (500)
зимнего вида	Все виды марок: 66661-93325 (500-700)					
Кислотность, мг КОН на 100 см <sup>3</sup> бензина, не более	3	1	3	0,8	3	2
Концентрация фактических смол, мг на 100 см <sup>3</sup> бензина, не более	5	3	5	Отс.	5	3
Индукционный период, мин	600	1200	900	1200	900	600
Массовая доля серы, %, не более	0,12	0,02	0,1	0,01	0,1	0,01

серы от 0,1 до 0,2% (мас.), 3-от 0,2 до 0,5% (мас.), для арктических — от 0,2 до 0,4% (мас.). К обозначению марки топлива добавляют число, характеризующее содержание серы (табл. 62).

В странах бывшего Советского Союза выпускают также летнее дизельное топливо утяжеленного фракционного состава,

Таблица 61. Основные требования к реактивным топливам [88]

Показатель	ТС-1	РТ	Т-6
Плотность, кг/м <sup>3</sup> , не менее	775	775	840
Фракционный состав:			
температура начала кипения, °С	Не ниже 150	Не выше 135	Не выше 195
перегоняется при температуре, °С, не выше:			
10%	175	175	220
50%	225	225	255
90%	270	270	290
98%	280	280	315
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с (сСт), не менее	1,25	1,25	1,25
Теплота сгорания, кДж/кг, не менее	42 900	43 120	42 914
Температура начала кристаллизации, °С, не выше	— 50	— 55	— 60
Содержание ароматических углеводородов, %, не более	22	22	10

Таблица 62. Основные требования, предъявляемые к дизельным топливам различных марок [89]

Показатель	Л	З	А
Цетановое число, не менее	45	45	45
Фракционный состав:			
50% перегоняется при температуре, °С, не выше	280	280	255
96% перегоняется при температуре, °С, не выше	360	340	330
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	3-6	1,8-5	1,5-4
Температура застывания, °С, не выше	— 10	— 35	— 55
Температура помутнения, °С, не выше	— 5	— 25	—
Температура вспышки, °С, не ниже	40	35	30
Коэффициент фильтруемости, не более	3	3	3
Содержание смол, мг/100 мл, не более	40	30	30
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> , не более	860	840	830

Таблица 63. Основные требования, предъявляемые к мазутам различных марок

Показатель	Ф-5	Ф-12	М-40	М-100
Вязкость, мм <sup>2</sup> /с, не более:				
при 50 °С	36,2	89,0	—	—
при 80 °С	—	—	59,0	118,0
Зольность, %, не более	0,05	0,1	0,12	0,14
Содержание механических примесей, %, не более	0,1	0,12	0,8	1,5
Содержание воды, %, не более	0,3	0,3	1,5	1,5
Температура вспышки, °С, не ниже:				
в закрытом тигле	80	90	—	—
в открытом тигле	—	—	90	110
Температура застывания, °С, не выше:				
малопарафинистого	— 5	— 8	10	25
высокопарафинистого	—	—	25	42
Теплота сгорания, кДж/кг, не ниже	41 454	41 454	40 740	40 530

отличающееся от обычного значительным содержанием фракций, выкипающих при температуре выше 360 °С, и большим содержанием фракций, выкипающих в интервале от 280 до 360 °С.

**Мазуты.** Мазуты используют в наземных и судовых паровых установках и промышленных печах различного назначения, а также в тихоходных поршневых двигателях с воспламенением от сжатия. Изготавливают мазуты из продуктов прямой перегонки нефти с вовлечением крекинг-остатков, экстрактов, гудронов, полугудронов, асфальтосмолистых веществ и других тяжелых продуктов переработки нефти.

Мазуты подразделяют на марки в зависимости от состава: Ф-5—флотский с условной вязкостью не более 5° при 50 °С, Ф-12—флотский с условной вязкостью не более 12° при 50 °С, топочный 40 с условной вязкостью 8° при 80 °С, топочный 100 с условной вязкостью 16° при 80 °С.

Мазуты марок 40 и 100 подразделяют на группы в зависимости от содержания серы: малосернистые—с содержанием серы до 0,5%, сернистые—до 2%, высокосернистые—до 3,5%.

Требования к мазутам приведены в табл. 63 [90].

К массовой продукции нефтеперерабатывающих заводов относят также масла, битумы, нефтяной кокс.

**Битумы и нефтяной кокс.** Требования, предъявляемые к битумам и нефтяному коксу, приведены в табл. 64, 65 и 66. Из числа битумов приведены основные требования только к дорожным битумам. Необходимую информацию для кровельных и строительных битумов можно найти в ГОСТ 9548—74 и ГОСТ 6617—76.

**Смазочные масла.** Российские смазочные масла разделяют на моторные (для карбюраторных, дизельных и авиационных двигателей), трансмиссионные, турбинные, компрессорные (для воздушных и холодильных компрессоров), электроизоляционные, промышленные, приборные. В странах Содружества Независимых Государств (СНГ) действуют ГОСТы Советского Союза. Качество масел различного назначения определяется показателями физико-химических и эксплуатационных свойств.

В моторных маслах принятая система обозначения основана на вязкости и эксплуатационных свойствах масел. Моторные масла в зависимости от значений кинематической вязкости делятся на классы (табл. 67) [94].

В табл. 67 приведены российские и соответствующие им зарубежные классы вязкости и группы масел. Значения кинематической вязкости указывают в марке масел. Для загущенных масел предусмотрена двойная маркировка, в числителе—класс вязкости при —18 °С и буква «з», указывающая на наличие загущающей присадки, в знаменателе—средняя вязкость при 100 °С. Маслам для карбюраторных двигателей присваивается индекс 1, для дизелей—2. Универсальные масла, пригодные для использования в дизелях и карбюраторных двигателях, индекса не имеют.

Таблица 64. Кокс нефтяной сернистый замедленного коксования марок А и Б [91]

Показатель	А	Б
Массовая доля общей влаги, %, не более	3	3
Выход летучих веществ, %, не более	7,5	9
Зольность, %, не более	0,5	0,5
Массовая доля мелочи, %, не более:	3	3
куски размером менее 25 мм	10	—
куски размером менее 8 мм	—	10

Примечание. Показатель содержания массовой доли общей влаги не является браковочным и служит для расчета с потребителем.

Таблица 65. Коксы нефтяные замедленного коксования с размером кусков 0–25 мм марок А, Б и В [92]

Показатель	А	Б	В
Массовая доля общей влаги, %, не более	6	6	6
Выход летучих веществ, %, не более	12	13	12
Зольность, %, не более	0,6	0,8	0,6
Массовая доля серы, %, не более	3	4,2	1,5
Содержание основных фракций, %, не менее	80	80	80

Примечание. Массовая доля влаги свыше 6% не является браковочным признаком и служит для расчета с потребителями, которые производятся на сухое вещество.

Таблица 66. Технические условия, предъявляемые к битумам нефтяным дорожным вязким различных марок [93]

Показатель	БНД-200/300		БНД-90/130		БНД-60/90	
	первой категории	высшей категории	первой категории	высшей категории	первой категории	высшей категории
Глубина проникания иглы 0,1 мм:						
при 25 °С	201–300	201–300	91–130	91–130	61–90	61–90
при 0 °С, не менее	45	45	28	28	20	20
Температура размягчения по кольцу и шару, °С, не ниже	35	35	43	43	47	47
Растяжимость, см, не менее:						
при 25 °С	—	—	60	65	50	55
при 0 °С	—	20	—	4,2	—	3,5
Температура хрупкости, °С, не выше	—20	—20	—17	—17	—15	—15
Температура вспышки, °С, не ниже	200	200	220	220	220	220
Изменение температуры размягчения после прогрева, °С, не более	8	7	6	5	6	5
Содержание водорастворимых соединений, %, не более	0,20	0,20	0,30	0,30	0,30	0,30

Таблица 67. Классы вязкости моторных масел, принятые в СНГ

Класс вязкости в СНГ	Пределы вязкости при 100 °С, мм <sup>2</sup> /с		Максимальные значения вязкости при -18 °С, мм <sup>2</sup> /с	Класс вязкости по SAE*
	не менее	не более		
3з	3,8	—	1250	5W
4з	4,1	—	2600	10W
5з	5,6	—	6000	15W
6з	5,6	—	10 400	20W
6	5,6	7,0	—	20
7	7,0	9,5	—	20
10	9,5	11,5	—	30
12	11,5	13,0	—	30
14	13,0	15,0	—	40
16	15,0	18,0	—	40
20	18,0	23,0	—	50
3з/8	7,0	9,5	1250	5W/20
4з/6	5,6	7,0	2600	10W/20
4з/8	7,0	9,5	2600	10W/20
4з/10	9,5	11,5	2600	10W/30
5з/14	13,0	15,0	6000	15W/40
6з/10	9,5	11,5	10 400	20W/30
6з/16	15,0	18,0	10 400	20W/40

\* Классификация по вязкости SAE (Американское общество автомобильных инженеров) получила широкое распространение во всем мире.

Используемые моторные масла получают компаундированием базовых масел с комплексом присадок: моющих, диспергирующих, антиокислительных, депрессорных, вязкостных и др.

Масла для карбюраторных двигателей — одни из самых известных для широкого круга читателей. Выпускаются масла 6 классов вязкости (6, 8, 10, 12, 4з/6, 6з/10) и трех групп по условиям эксплуатации (А, В<sub>1</sub>, Г<sub>1</sub>). Масла группы А содержат незначительное количество присадок, улучшающих моющие и антиокислительные свойства, понижающих температуру застывания. Для всесезонной эксплуатации среднефорсированных автомобильных двигателей предназначено масло М-8В<sub>1</sub> с комплексом эффективных присадок. Масла группы Г<sub>1</sub> используют в высокофорсированных двигателях современных легковых автомобилей. Характеристика и область применения масел для карбюраторных двигателей приведены в табл. 67. Требования к другим различным видам масел приведены в [95]. Они отличаются от международных стандартов, и поэтому в каждом отдельном случае необходимо согласовывать международный аналог.

В целом следует отметить, что требования к качеству большинства топлив (в первую очередь имеются в виду бензины) значительно более льготные, чем в США, что в настоящее время делает их неконкурентоспособными на международном рынке нефтепродуктов.

Сейчас международные фирмы с большим удовольствием покупают у России мазуты (в первую очередь потому, что они содержат повышенное количество светлых нефтепродуктов), дизельные топлива (потому что они более легкие по фракционному составу — конец кипения 360 °С) и прямогонную бензиновую фракцию для производства в своих странах высококачественного бензина.

Масла тоже не являются конкурентоспособными на международном рынке. В основном покупают базовые масла, затем в них вводят присадки, далее иностранные фирмы подводят масла под свои стандарты и только после этого продают на международном рынке.

Нефтяной кокс не выдерживает международных стандарты по другим причинам. Как правило, на заводах отсутствуют установки прокали кокса, поэтому в коксе высокое процентное содержание летучих компонентов, что приводит к повышенным потерям при транспортировании. Кроме того, кокс, выпускаемый на заводах стран СНГ, отличается низкое качество по следующим важным направлениям: размеры и структура. На международном рынке ценится кокс игольчатой структуры с размерами кусков не менее 25 мм.

В целом хотелось бы отметить, что нефтеперерабатывающей промышленности стран бывшего Советского Союза предстоит пройти достаточно долгий путь, чтобы вывести все свои топлива, масла, присадки, различные виды кокса на уровень стандартов США и Западной Европы.

### 3.2.5. Организация доставки нефти до заводов и нефтепродуктов до потребителя [96–97]

В странах бывшего Советского Союза нефть на нефтеперерабатывающие заводы доставляется в основном трубопроводным транспортом. Карта основных трубопроводов представлена на рис. 20. Только некоторые заводы могут принять нефть по железной дороге, причем, как правило, по железной дороге доставляют в основном газоконденсат. Водным транспортом нефть на нефтеперерабатывающие заводы практически не доставляется. Исключение составлял Волгоградский НПЗ, куда во время навигации по Волге с Мангышлакского нефтяного месторождения танкерами доставляли нефть.

Иначе обстоит дело при доставке нефтепродуктов покупателю. Нефтепродуктопроводов на территории бывшего Советского Союза недостаточно, поэтому завод по трубам откачивает светлые нефтепродукты — бензин, дизельное топливо, топливо для реактивных двигателей — до ближайшей нефтебазы, которая находится в том же городе, что и завод. С нефтебаз все нефтепродукты отгружаются, как правило, железнодорожным транспортом. Темные нефтепродукты и часть светлых могут

отгружаться железнодорожным транспортом прямо с завода. На некоторых заводах имеются продуктопроводы. Например, ПО «Нижний-Новгороднефтеоргсинтез» имеет трубопровод, по которому можно перекачивать светлые нефтепродукты от Нижнего Новгорода до западной границы России; из Рязани идет продуктопровод до Украины, и т.д. Но надо отметить, что таких продуктопроводов мало в странах бывшего Советского Союза, что не выдерживает никакого сравнения с США, где светлые нефтепродукты на большие расстояния перебрасываются исключительно по трубопроводам.

Во время навигации в России достаточно много нефтепродуктов перевозится по реке танкерами.

В целом можно еще раз отметить следующее:

1. Нефть на нефтеперерабатывающие заводы доставляется в основном по трубам. Железнодорожный транспорт здесь редкое исключение.

2. Нефтепродукты до потребителя с нефтеперерабатывающего завода поступают в основном железнодорожным транспортом.

Несколько слов о снабжении покупателей бензином. Как известно, в странах бывшего Советского Союза существовало только несколько унифицированных марок бензина, которые выпускались без присадок. Никакой конкуренции бензинов не существовало. Вся территория бывшего Союза была поделена на участки, за обеспечение бензином которых отвечали нефтеперерабатывающие заводы, находившиеся на этой территории.

Таким образом, можно отметить, что маркетингом бензинов и других нефтепродуктов в странах бывшего Союза практически никто не занимался, а происходило их централизованное распределение.

#### Глава 4

### **ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ НА ЗАВОДАХ США И СТРАН БЫВШЕГО СОВЕТСКОГО СОЮЗА**

Ранее уже отмечалось, что технологические цепочки установок на заводах США и бывшего Советского Союза значительно отличаются друг от друга. Обычно нефтеперерабатывающие предприятия США в среднем имеют большее число установок вторичных процессов, таких как каталитический крекинг, риформинг, гидроочистка и гидрообессеривание дистиллятов. Поэтому в нашем обзоре, посвященном технологии переработки нефти на заводах, мы постараемся сконцентрировать внимание на том,

какие процессы в основном приносят прибыль заводу, какие модернизации необходимы предприятиям в первую очередь и какие направления в технологии наиболее перспективны.

Несколько слов об истории развития технологических процессов на нефтеперерабатывающих заводах [98, 99]. Появление на предприятиях нового процесса всегда тесно связано с развитием науки и техники, потребностями промышленности в том или ином виде топлива или химических веществ. Когда в середине 19-го века были открыты промышленные способы перегонки нефти, наиболее важным считался выпуск осветительного керосина. Следующими по важности были смазочные масла, а бензин вообще не пользовался спросом. Поэтому на заводах строилось наибольшее число установок по перегонке нефти. В 1888 г. был открыт процесс дистилляции нефти в присутствии оксида меди, который реагировал с сернистыми соединениями и давал продукт без запаха и с низким содержанием серы. Это открытие получило широкое промышленное применение, так как позволило резко уменьшить содержание серы в керосине, что расширило его использование и продажу населению.

Следующим крупным открытием в технологии переработки нефти является разработка процесса термического крекинга при высокой температуре и давлении. Автором патента вместе с Хэмфри был президент компании *СОКо (Амоко)* Бартон [100]. Первая промышленная установка термического крекинга под давлением была построена в 1913 г. Это принесло быстрый успех авторам разработки, так как позволило удвоить выход бензина и снизить его цену. С 1913 по 1928 г. на установках термокрекинга был переработан 1 млрд бар. нефти, причем не только увеличился выход бензина, но и улучшилось его качество.

Тридцатые годы были отмечены еще двумя выдающимися открытиями. Это разработка профессором Пайнсом в 1932 г. процесса серноокислотного алкилирования и открытие Е. Гудри в 1937 г. процесса каталитического крекинга с неподвижным слоем катализатора. Процесс каталитического крекинга оказался самым важным процессом для получения высокооктанового бензина из газойлевых и нефтяных фракций [101]. Особенно большое значение установки каталитического крекинга приобрели во время второй мировой войны, когда армия испытывала большую потребность в бензине. В 1942 г. ученые корпорации *Эксон* усовершенствовали процесс Е. Гудри: была построена установка каталитического крекинга с псевдоожиженным слоем катализатора. Каталитический крекинг пережил несколько революций в своем развитии, но основное технологическое оформление его базируется на тех принципах, которые были применены на промышленной установке, созданной в 1942 г.

Быстроразвивающаяся автомобильная промышленность требовала высокооктановый бензин во все большем количестве, и в 1949 г. компанией *Юнивесэл Ойл Продактс (ЮОПи)* была

разработана технология процесса каталитического риформинга, основанная на использовании платино-алюминиевых катализаторов. Впервые открыл этот процесс в 1900 г. русский ученый В. Ипатьев [102]. В основе этого процесса было превращение низкооктановых бензинов в высокооктановые путем превращения циклических и парафиновых углеводородов в ароматические при повышенных температурах и давлении на платиновом катализаторе. Этот процесс до самого последнего времени оставался одним из самых важных на заводе. Однако в связи с принятием законов США о чистом воздухе и резком снижении предельных концентраций ароматических углеводородов в бензине риформинг как основной процесс получения высокооктанового бензина будет уходить на второй план.

В 1959 г. корпорация *Шеврон* впервые объявила о новом процессе – гидрокрекинге, который компания назвала изокрекингом. Процесс позволил получать большое количество светлых нефтепродуктов, таких как керосин и дизельное топливо, причем с низким содержанием серы. Несмотря на большие капитальные вложения, это сделало его особенно популярным в 70-х годах нынешнего столетия [103].

В начале 60-х годов были открыты новые свойства цеолитов (молекулярных сит) для каталитических процессов переработки нефтяного сырья. В 1962 г. учеными корпорации *Мобил* была разработана технология применения цеолитов в качестве катализаторов процесса каталитического крекинга в псевдоожиженном слое катализатора. Цеолитсодержащие катализаторы крекинга – это новая веха в истории развития нефтепереработки. Они позволили резко увеличить выход высокооктанового бензина из тяжелых нефтяных фракций при небольших изменениях в конструкции установки (ввод лифт-реактора).

В 1984 г. корпорация *Амоко* и фирма *Луммус-Сити-Сервис* разработали и построили комплекс гидрокрекинга высокосернистого гудрона на своем заводе в Тексас-Сити, который является самым большим в мире. Этот комплекс позволил повысить конверсию гудрона до 80% и дал возможность заводу использовать самые дешевые и высокосернистые нефти в мире [104].

В связи с ростом цен на бензин в 1985 г. корпорация *Мобил* осуществила в промышленном масштабе конверсию метанола в бензин. Этот процесс актуален также в связи с тем, что постоянно растут требования к охране окружающей среды, а при конверсии метанола получается много кислородсодержащих соединений. Основные открытия в области технологии переработки нефти приведены ниже:

- 1846 г. Открытие А. Гесснером процесса перегонки нефти из битуминозных пород
- 1888 г. Открытие процесса перегонки нефти с очисткой фракций от серы в присутствии медного катализатора
- 1913 г. Разработка Бартоном и Хэмфри процесса термического крекинга под давлением

- 1932 г. Открытие профессором Пайнсом процесса кислотного алкилирования
- 1937 г. Промышленная разработка Е. Гудри процесса каталитического крекинга с неподвижным слоем катализатора
- 1942 г. Пуск промышленной установки каталитического крекинга с псевдоожиженным слоем катализатора корпорации *Эксон*
- 1949 г. Разработка технологии процесса каталитического риформинга на платино-алюминиевом катализаторе компании *ЮОПи*
- 1959 г. Получение компанией *Шеврон* патента на процесс гидрокрекинга
- 1962 г. Применение корпорацией *Мобил* молекулярных сит в процессе каталитического крекинга
- 1984 г. Пуск комплекса гидрокрекинга гудрона на заводе в Тексас-Сити корпорации *Амоко*
- 1985 г. Разработка процесса конверсии метанола в бензин корпорацией *Мобил*

Рассмотрим теперь существующую технологию переработки нефти на заводах США и стран бывшего СССР.

#### 4.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ НА ЗАВОДАХ США [105, 106]

В настоящей главе мы ставим своей целью рассказать не о всех процессах переработки нефтяного сырья на заводах Америки, а лишь о наиболее известных и широко применяемых на нефтеперерабатывающих предприятиях. В переработке нефти уже давно установилась традиция разделять процессы на первичные и вторичные. К первичным процессам относят установки атмосферной и вакуумной перегонки нефти. К вторичным – термические и каталитические процессы. Кроме того, отдельно выделяют производство масел, смазок, присадок и битумов, а также добавочных компонентов.

##### 4.1.1. Установки атмосферно-вакуумной перегонки нефти [107]

Самыми распространенными установками перегонки нефти на заводах США считаются установки фирмы *Фостер Уиллер*, общая производительность которых 9,5 млн бар./день (60% производительности всех заводов США). Коротко познакомимся с принципиальной схемой установки (рис. 28).

Вначале сырая нефть поступает в секцию обезвоживания и обессоливания (ЭЛОУ). Этот процесс связан с удалением из нефти воды и солей с помощью химических деэмульгаторов и электростатического разделения.

В нефть перед нагревом до 150–350 °F (66–177 °C)\* в теплообменниках / вводят химические деэмульгаторы – поверхностно-активные вещества (ПАВ). Верхний предел температуры ограничивается давлением насыщенных паров сырья. Соли, находящиеся в нефти, могут быть дополнительными химическими

\* Здесь и далее  $t_{\text{Цельсия}} = \frac{5}{9} (t_{\text{Фаренгейта}} - 32)$ .



вязкость остатка существенно понижается по сравнению с вязкостью сырья. Ниже представлен материальный баланс процесса висбрекинга фирмы ЮОПи:

Материальный баланс:

<b>Приход, % (мас.):</b>	
Гудрон арабской нефти	100,0
Всего	100,0
<b>Получено, % (мас.):</b>	
Углеводородный газ	2,3
$C_5-C_6$	1,4
Бензин ( $C_7-185^\circ C$ )	4,7
Легкий газойль ( $185-371^\circ C$ )	10,7
Остаток ( $> 371^\circ C$ )	80,9
Всего	100,0

В настоящее время по технологии ЮОПи работает 39 установок висбрекинга, а 22 установки находятся в стадии проектирования.

Принципиальная схема установки висбрекинга фирмы АББ Луммус Крест дана на рис. 30. Этот тип установки может работать по двум вариантам. В первом случае висбрекинг происходит в змеевиках печи, и отличие от установок висбрекинга ЮОПи – в конструктивных особенностях нагревателя.

Второе направление разработано совместно с компанией Шелл и связано с висбрекингом в специально сконструированном реакторе 2. Сырье нагревается в печи 1, а крекируется в реакторе, причем температура в печи во втором случае на 45 градусов F меньше во избежание крекинга сырья до попадания его в реактор. После реактора продуктовая смесь охлаждается выходящим из колонны 3 легким газойлем и разделяется в ректификационной колонне 3. В этом случае вязкость остатка снижается больше, чем при висбрекинге в печи.

Установка фирмы АББ Луммус Крест производительностью 25 тыс. бар./день стоит приблизительно 21,3 млн дол. Матери-

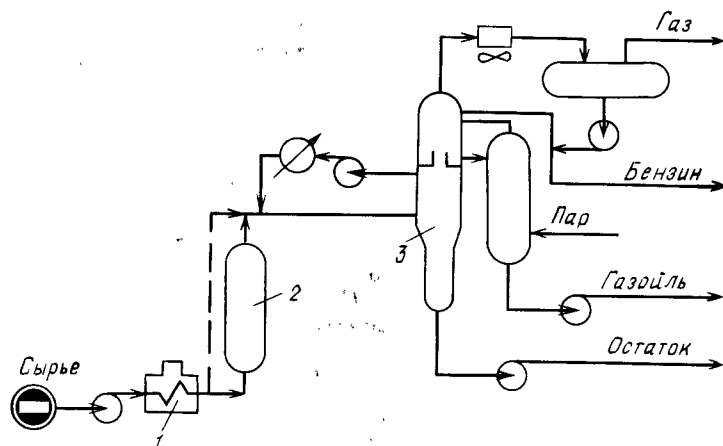


РИС. 30. Принципиальная схема установки висбрекинга гудрона по технологии фирмы АББ Луммус Крест:

1 - нагревательная печь; 2 - реакционная камера; 3 - отпарная колонна

альный баланс приблизительно такой же, как и на установке фирмы ЮОПи. Если сравнивать висбрекинг в печи с висбрекингом в реакторе, то в первом случае расходуется приблизительно в 1,5 раза больше топлива, пара и остаток получается повышенной вязкости при практически одинаковом выходе светлых нефтепродуктов.

#### 4.1.2.2. Коксование

Основная цель процесса коксования – получение светлых нефтепродуктов и кокса из гудрона и тяжелых нефтяных остатков. В зависимости от сырья и условий процесса можно получить топливный, анодный или игольчатый кокс. На заводах США в основном построены 2 типа установок – установки замедленного коксования и непрерывного коксования в псевдоожиженном слое. В замедленном коксовании широко распространены установки фирмы АББ Луммус Крест; к настоящему времени их построено более 40. В качестве сырья используют гудроны, различные нефтяные и угольные жидкие остатки. На рис. 31 показана принципиальная схема установки фирмы АББ Луммус Крест.

Сырье нагревается в теплообменниках и поступает в ректификационную колонну 1 для извлечения легких нефтяных фракций, содержащихся в сырье, и извлечения из паропродуктовой смеси, поступающей из камер коксования, тяжелых фракций – рециркулята. Рециркулят смешивается с сырьем и уходит с низа колонны в нагревательную печь 2, где сырьевая смесь доводится до температуры  $900-950^\circ F$ . После печи в необогреваемых камерах 3 происходит коксование. Далее газопродуктовая смесь выходит с верха камер коксования

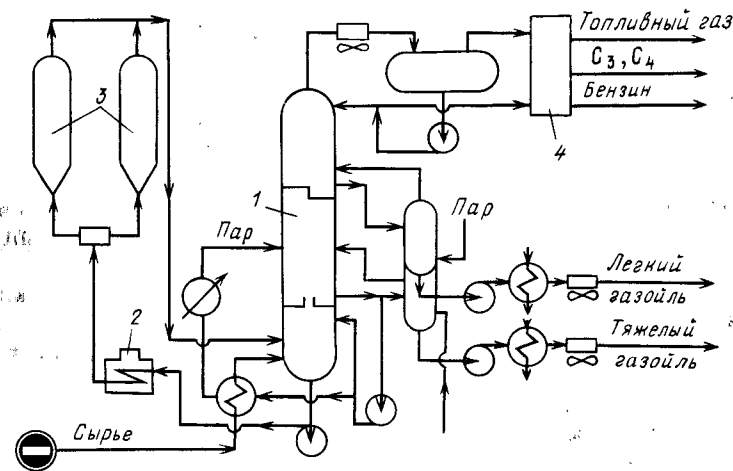


РИС. 31. Принципиальная схема установки замедленного коксования фирмы по технологии АББ Луммус Крест:

1 - ректификационная колонна; 2 - нагревательная печь; 3 - необогреваемые камеры; 4 - блок разделения бензина и газов



и поступает в ректификационную колонну 1, где разделяется на газ, бензин, легкий и тяжелый газойли. Газ и бензин выходят сверху колонны, проходят сепаратор и в специальной колонне разделяются на топливный газ, пропан-пропиленовую, бутан-бутиленовую фракции, легкий и тяжелый бензин. Кокс формируется в камере 3 и удаляется после окончания коксования водой под высоким давлением. Установка включает также систему транспортирования кокса и возврата воды.

Ниже приводится выход продуктов установки замедленного коксования при работе на сырье трех видов [в % (мас.)].

Продукт	Гудрон арабской нефти	Гидроочищенный гудрон	Жидкие угольные остатки
Газ + C <sub>5</sub> , C <sub>6</sub>	7,9	9,0	3,9
Бензин	12,6	11,1	—
Газойль	50,8	44,0	31,0
Кокс	28,7	35,9	65,1

Следует отметить, что в настоящее время в США топливный кокс получать крайне нежелательно, так как он не только не дает прибыли, но и порой компаниям за него приходится даже доплачивать, чтобы его использовали в качестве топлива, причем сернистый кокс еще и вносит проблемы, связанные с экологией. Поэтому наилучшим балансом процесса считается такой, когда получается наибольшее количество светлых нефтепродуктов и наименьшее количество кокса.

Установки коксования требуют больших капитальных затрат. Например, установка производительностью 20 тыс. бар./день стоит 48 млн дол. На 1 бар. сырья необходимо затрачивать приблизительно в 2 раза больше топлива, чем на установке висбрекинга, 3,9 кВт·ч электроэнергии, 20 фунтов пара и 180 галлонов воды.

Фирмой *Фостер Уиллер* разработан подобный процесс, называемый селективным замедленным коксованием.

Технологическая схема практически не отличается от процесса *АББ Луммус Крест*. В зависимости от условий процесса и качества сырья можно получить простой и игольчатый кокс. Увеличивая температуру коксования, мы снижаем выход коксовой продукции и повышаем количество жидких дистиллятов. Если увеличить давление и скорость рециркуляции, то повышается выход кокса и газа и, наоборот, уменьшается количество жидких продуктов коксования. Установки замедленного коксования фирмы *Фостер Уиллер* могут работать в режиме получения максимального количества дистиллятных фракций, а также при повышенном выходе игольчатого кокса. В последнем случае в качестве сырья используется декантат каталитического крекинга, имеющий высокую концентрацию ароматических углеводородов и низкое содержание серы [0,5% (мас.)]. Установки замедленного коксования фирмы *Фостер Уиллер* широко распространены на заводах США. Как правило, на этих установках получается кокс высокого качества — или высокопористый, или игольчатый — в общем количестве 55 тыс. т в день.

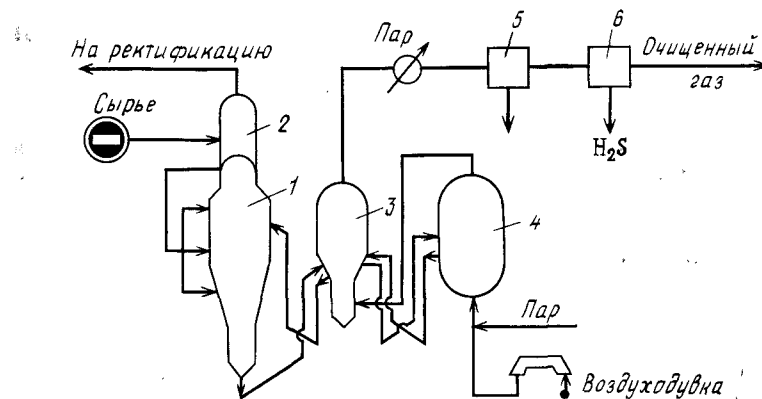


РИС. 32. Принципиальная схема установки непрерывного коксования в псевдоожиженном слое кокса (флексикокинг) по технологии корпорации *Эксон*:

1 — реактор; 2 — скруббер; 3 — коксонагреватель; 4 — газификатор кокса; 5 — классификатор кокса; 6 — блок очистки газа от сероводорода

Корпорация *Эксон* по своей лицензии построила 5 установок непрерывного коксования в псевдоожиженном слое кокса (флексикокинга) общей производительностью 160 тыс. бар./день. Одна установка находится в стадии проекта. Установка позволяет превращать 99% гудрона в газообразные и жидкие нефтепродукты. На рис. 32 показана принципиальная схема установки непрерывного коксования в псевдоожиженном слое кокса.

Сырье предварительно подогревается в скруббере 2 (скруббером называется парциальный конденсатор) и поступает в реактор 1, где крекируется с получением газожидкостных продуктов и кокса. Скруббер для уменьшения закоксовывания передаточных линий расположен непосредственно на реакторе. За счет тепла циркуляционного орошения в нижней части скруббера конденсируется наиболее тяжелая часть дистиллята коксования, которая вместе с сырьем возвращается в реактор 1. Газожидкостная продуктовая смесь охлаждается в скруббере и уходит в ректификационную колонну на разделение. Реактор и коксонагреватель 3 работают в режиме псевдоожижения. В реакторе псевдоожиженный слой кокса создают путем подачи в низ реактора водяного пара и частично при помощи паров и газов, образовавшихся при коксовании. В коксонагревателе псевдоожижение создают подачи воздуха. При этом часть кокса сгорает, а оставшаяся масса нагревается до температуры 600°C. Кокс из реактора поступает в коксонагреватель и далее в классификатор 4, где большая часть кокса газифицируется, образуя смесь пара и воздуха. Горячий коксовый газ после коксонагревателя используется для приготовления пара высокого давления, затем проходит через классификатор кокса (где от него отделяются частички кокса), улавливатель сероводорода и далее используется как топливо.

При использовании в качестве сырья арабского тяжелого гудрона с содержанием 6,0% (мас.) серы и 28% (мас.) углерода можно получить следующие продукты [в % (об.)]:

Газ (C <sub>1</sub> —C <sub>2</sub> )	6,2
Газ (C <sub>3</sub> —C <sub>4</sub> )	12,4
C <sub>5</sub> —182°C	16,9
Легкий газойль (182—343°C)	15,2
Тяжелый газойль (343—524°C)	30,3

Строительство такой установки в зависимости от производительности обойдется от 1,5 до 1,9 тыс. дол. за 1 бар. сырья. Эксплуатационные затраты на 1 бар. характеризуются следующими показателями: 13 кВт·ч электроэнергии, 100 фунтов пара, имеющего давление 125, и 600 фунтов пара, имеющего давление 600; охлаждающей воды – 400 гал., воды для подогрева сырья – 30 гал.

### 4.1.3. Каталитические процессы переработки нефтяного сырья

#### 4.1.3.1. Каталитический крекинг [111–112]

Среди каталитических процессов наиболее важным считается процесс каталитического крекинга. Он широко используется на нефтеперерабатывающих заводах США. Общая производительность установок каталитического крекинга в 1991 г. составляла 5,4 млн бар./день по свежему сырью, т.е. около одной трети всей нефти, используемой на заводах США, проходила через установки каталитического крекинга.

На заводах США применяется много различных модификаций процесса. Не будет большой неожиданностью, если на заводах одной и той же нефтяной компании вы сможете увидеть различные по аппаратному оформлению установки каталитического крекинга. В своем развитии этот процесс прошел несколько стадий. На рис. 33 показано несколько важных этапов эволюции установок на примере заводов компании *Шелл*.

На первом этапе в 1940–1960 гг. установка каталитического крекинга представляла собой реакторно-регенераторный блок с псевдоожиженным слоем аморфного алюмосиликатного катализатора. В качестве сырья использовался сначала легкий, а за-

тем вакуумный газойль. В 70-е годы в связи с применением цеолитсодержащего катализатора реактору с псевдоожиженным слоем катализатора стал предшествовать лифт-реактор, где и протекали основные реакции крекинга вакуумного газойля. Для предотвращения выхода СО в газах регенерации в катализатор вводили промотор дожига СО.

В 80-е годы в сырье начали вводить мазут, а в некоторых случаях проводили крекинг только мазута. Для этого конструктивно был изменен ввод сырья при его контакте с катализатором, усовершенствованы циклоны реактора, в регенераторе появилась секция охлаждения катализатора, в сырье или в катализатор вводили пассиватор тяжелых металлов для снижения их отравляющего действия. Для уменьшения выхода оксидов серы в газах регенерации в катализатор вводили добавки, связывающие серу при выжиге кокса и переводящие ее в реакторе в сероводород.

Наконец, в 90-е годы продолжают процесс совершенствования реактора и регенератора, упрощение конструкции реакторно-регенераторного блока, что будет рассмотрено при детальном рассмотрении технологии фирм, которым принадлежат лицензии на процесс.

Одними из наиболее распространенных установок каталитического крекинга на заводах США считаются установки, построенные по лицензии фирмы *Келог* [113, 114]. На рис. 34 представлен реакторно-регенераторный блок процесса каталитического крекинга фирмы *Келог*. Установка позволяет перерабатывать вакуумные газойли и мазуты в высококачественные продукты, используя эффективный и гибкий процесс каталитического крекинга – ортофлоу. Реакторно-регенераторный блок представляет собой комбинацию ортофлоу фирмы *Келог* с модернизациями компании *Мобил*.

Регенерированный катализатор через подводящий трубопровод 1 смешивается с сырьем, которое поступает через распылитель сырья 2. В лифт-реакторе 3 осуществляются реакции каталитического крекинга. Газопродуктовая смесь проходит через правосторонний соединительный трубопровод 4 и систему замкнутых циклонов 5, а затем поступает в ректификационную колонну на разделение. От закоксованного катализатора в двухступенчатом десорбере 6 отделяют дополнительное количество жидких нефтепродуктов, после чего катализатор регенерируют в регенераторе 7. Газы регенерации отделяются в циклонах от катализаторной пыли и через внешнюю камеру 8 выходят в атмосферу. Подача свежего катализатора осуществляется через проходные краны 9 и 10. В случае оптимизации температуры регенератора при работе на тяжелом сырье применяется охладитель катализатора в плотной фазе 11.

Основные отличия технологии каталитического крекинга фирмы *Келог* состоят в следующем:

1. При конструировании реакторно-регенераторного блока использована система ортофлоу.

2. Имеется своя оригинальная, запатентованная система впрыска исходного сырья, которая обеспечивает повышение выхода жидких фракций и легких oleфинов.

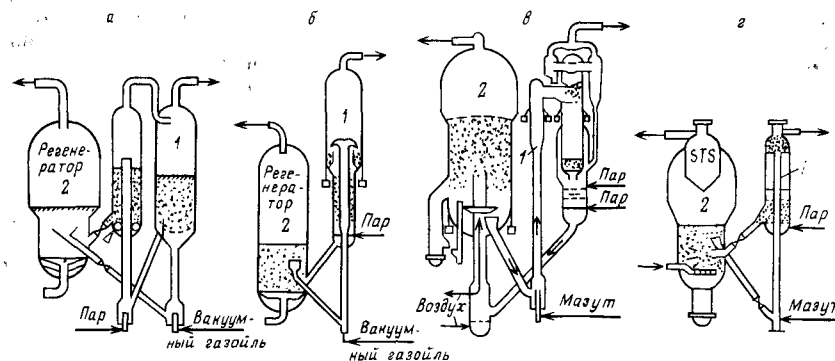


РИС. 33. Принципиальные схемы реакторно-регенераторных блоков каталитического крекинга на заводах компании *Шелл* в 1940–1990 гг.:

а – 1940–1960-е гг.; б – 1970-е гг.; в – 1980-е гг.; г – 1990-е гг.; 1 – реактор; 2 – регенератор

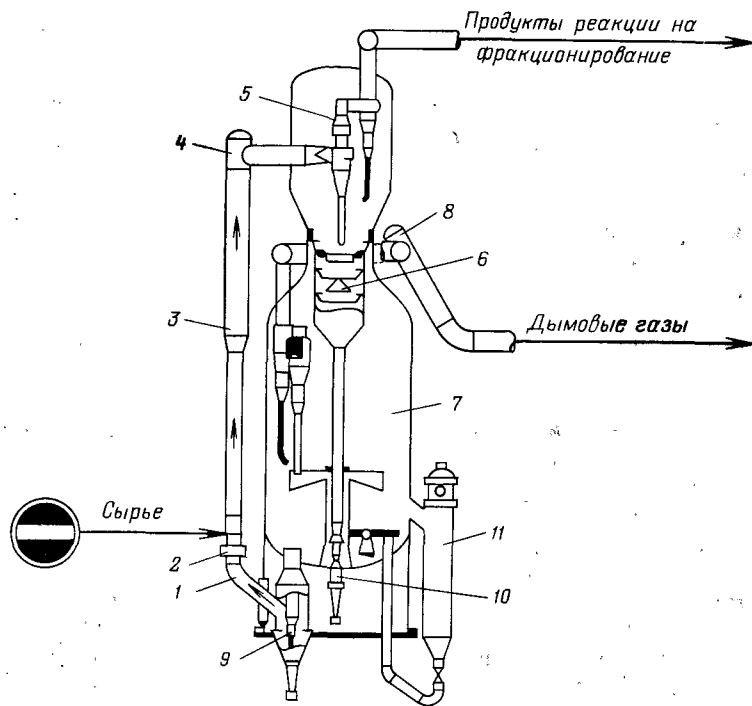


РИС. 34. Реакторно-регенераторный блок установки каталитического крекинга по лицензии фирмы Келог:

1—боковой отвод; 2—расширительная муфта; 3—вертикальный лифт-реактор; 4—отвод с правым поворотом; 5—система закрытых циклонов; 6—двухступенчатый десорбер; 7—регенератор; 8—внешний коллектор дымовых газов; 9, 10—пробковые краны для катализатора; 11—охладитель катализатора в плотной фазе

3. Разработаны замкнутые циклоны, снижающие нежелательный термический крекинг после прохода через стаканы, что позволяет повысить жесткость технологического режима или увеличить производительность, снижая при этом выход тяжелых фракций и увеличивая производство легких олефинов.

4. Разработано устройство равномерного распределения в регенераторе отработанного катализатора, которое улучшает контактирование и уменьшает объем дожигаемых продуктов, снижая тем самым выбросы в атмосферу.

5. Разработаны оригинальные охладители катализатора, что позволяет повысить скорость химических реакций и производительность оборудования при подаче в качестве сырья тяжелых остатков.

Установка, построенная по технологии фирмы Келог, может стоить 1800–2000 дол. на каждый баррель сырья в день, т. е. при строительстве установки производительностью 50 тыс. бар./день необходимо затратить приблизительно 100 млн. дол. [115]. По-

строено более 120 таких установок общей производительностью более 2,5 млн бар./день и 18 находится в стадии строительства.

Очень популярна технология фирмы ЮОПи [116–118]. Эта фирма уже на протяжении 50 лет является одним из лидеров в области технологии каталитического крекинга. Как известно, процесс крекинга с флюидизированным катализатором (FCC) был разработан в конце 30-х годов. В 40-е годы ЮОПи спроектировала 13 из 30 первых установок, которые впоследствии были построены и введены в эксплуатацию. После второй мировой войны фирма ЮОПи лицензирует проект с соосным размещением реактора и регенератора, при этом реактор низкого давления был расположен сразу над реактором высокого давления.

Проект с соосным расположением реактора и регенератора не только отвечал экономическим нуждам небольших нефтеперерабатывающих предприятий, но и стал заметным шагом по переходу реакции крекинга из плотной фазы катализаторного слоя в разжиженную фазу в лифт-реакторе. За 10 лет было спроектировано более 50 установок.

В середине 50-х годов ЮОПи разработала проект установки с параллельным расположением реактора и регенератора. По данному проекту регенератор был расположен на грунтовом уровне, реактор—в приподнятом положении. Основная реакция крекинга теперь шла в длинном прямом лифт-реакторе, расположенном непосредственно под реактором. По сравнению с предыдущими проектами выход продуктов и селективность были значительно повышены.

В 60-е годы в связи с появлением катализаторов, содержащих цеолит, произошло значительное изменение технологии процесса каталитического крекинга. Данные катализаторы демонстрировали много большую активность и селективность по отношению к бензину, а также термическую стабильность по сравнению с применяемыми в то время аморфными алюмосиликатными катализаторами. Самое значительное усовершенствование технологии FCC заключалось в том, что крекинг в псевдооживленной фазе происходил только в лифт-реакторе, т. е. это был полный крекинг в лифт-реакторе. Этот проект ЮОПи реализовала на промышленном уровне в 1971 г. Этот проект, на который указывали как на реакторную систему с райзером (реактором лифтного типа) «резкого охлаждения», также применялся для реконструкции действующих установок. Увеличилась селективность по бензину, снизился выход кокса, уменьшились вторичные процессы крекинга.

В 1973 г. ЮОПи на промышленном уровне спроектировала и построила регенераторную систему полного отжига. Суть данного проекта заключалась в создании новой камеры сгорания с целью прямой конверсии СО в диоксид углерода в пределах установки. Компания ЮОПи также принимала участие во внедрении промоторных добавок для увеличения конверсии СО до

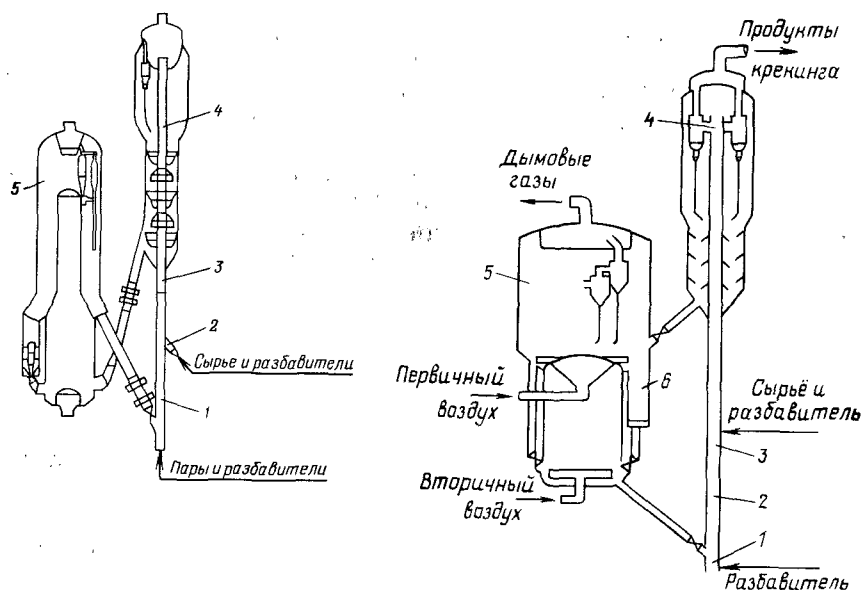


РИС. 35. Реакторно-регенераторный блок установки каталитического крекинга по лицензии фирмы ЮОПи (FCC):

1—зона подъема катализатора; 2—сырьевой распылитель; 3—переточное устройство с восходящим потоком идеального вытеснения; 4—лифт-реактор; 5—регенератор

РИС. 36. Реакторно-регенераторный блок установки каталитического крекинга по технологии фирмы ЮОПи (RCC):

1—зона контакта регенерированного катализатора с разбавителем; 2—зона ускорения катализатора перед контактом с остаточным сырьем; 3—сырьевой распылитель; 4—лифт-реактор; 5—двухстадийный регенератор; 6—холодильник катализатора

$\text{CO}_2$  в регенераторе. Добавки позволяли даже более старым регенераторам осуществлять более комплексное горение углерода с регенерированного катализатора и последующее повышение активности катализатора.

На рис. 35 представлен реакторно-регенераторный блок установки каталитического крекинга по технологии ЮОПи (FCC).

Основная реакция протекает в реакторе лифтного типа (райзере), заканчивается процесс в реакторе, после чего газопродуктовая смесь поступает на фракционирование, а закоксованный катализатор—в регенератор. Температура в реакторе 510–540 °С, температура в регенераторе 650–700 °С.

В середине 70-х годов достаточно актуальной становится задача переработки различных тяжелых нефтяных фракций и остатков. Необходимость более высокой конверсии в сочетании с желанием перерабатывать остаточное сырье значительно увеличили образование кокса и стали причиной работы регенератора на полную допустимую мощность.

В 1976 г. ЮОПи совместно с компанией Ашланд Ойл начинает работы над процессом RCC, или процессом FCC с полной переработкой кубовых остатков. В 1983 г. Ашланд осуществил

пуск первой промышленной установки RCC мощностью 40 тыс. бар./день на нефтеперерабатывающем заводе в Катлетсберге (штат Кентукки). На рис. 36 показан реакторно-регенераторный блок установки каталитического крекинга RCC.

Легкие углеводороды (разбавители) в основании лифт-реактора контактируют с регенерированным катализатором, способствуют поднятному и ускорению катализатора 2 перед тем, как остаточное сырье попадает в разбавленный каталитический поток через специальный сырьевой распылитель 3. Зоны 1 и 2 способствуют быстрому и тесному контакту катализатора с нефтяным остаточным сырьем, что позволяет увеличить выход продукции и добиться частичной пассивации металлических загрязнителей в циркулирующем катализаторе. Далее основные реакции протекают в лифт-реакторе 4. Газопродуктовая смесь через верх реактора поступает на фракционирование, а отработанный катализатор—в двухступенчатый регенератор 5 с холодильником катализаторов 6. Двухступенчатый регенератор позволяет решить достаточно трудные задачи—за счет выжигания в 2 ступени снизить концентрацию кокса в катализаторе до заданного низкого уровня, несмотря на то что кокса много образуется за счет высокого содержания в остаточном сырье тяжелых асфальтовых соединений и отравляющих катализатор металлов—никеля и ванадия. Вместе с тем, чтобы избежать разрушения катализатора, условия в регенераторе должны быть достаточно мягкими и обеспечивать надежный теплоотвод и заданный температурный режим.

Катализатор поступает в верхнюю часть аппарата (первая ступень), в котором производится частичное выжигание. Это позволяет обеспечить нужную температуру катализатора, а часть энергии отводится в виде потока  $\text{CO}$ . На этой стадии выгорает большая часть кокса. Затем катализатор попадает в нижнюю зону (вторая ступень), где заканчивается выжиг кокса. Катализатор, покидающий эту ступень, практически свободен от отложений углерода [менее 0,05% (мас.)]. Температура на второй ступени регулируется одним или несколькими холодильниками. В обеих зонах имеется турбулентный слой. Поскольку газы сгорания из нижней зоны попадают в верхнюю, достаточно одной двухступенчатой циклонной установки для отделения уносимого катализатора. Применение этого регенератора позволяет обойтись без дорогой и разветвленной сети трубопроводов и аппаратов для отводимых газов и использовать вместо этого гидравлическую простую систему с циркуляцией. Отходящие газы поступают затем в бойлер, где завершается превращение  $\text{CO}$  в  $\text{CO}_2$ . Горение в каждой зоне контролируется потоком воздуха. Водород сгорает преимущественно на первой ступени. Последовательно с ней располагается блок осушки, который уменьшает гидротермальное разрушение катализатора образовавшимися парами. Температура на первой ступени поддерживается регулированием соотношения  $\text{CO}/\text{CO}_2$ . Холодильник катализатора, предназначенный для точного и гибкого поддержания температуры, позволяет системе быстро реагировать на изменение качества сырья и условий проведения процесса. Температура на обеих ступенях поддерживается в пределах 1300–1375 °F.

В настоящее время 2 такие установки находятся в промышленной эксплуатации. Еще 2 установки—производительностью 40 и 83 тыс. бар./день—находятся в стадии строительства.

Некоторые основные нововведения из технологии RCC используются и в технологии FCC: транспортирующий газ и поднятное распределение сырья, усовершенствованное сепарирующее устройство лифт-реактора, двухступенчатая регенерация, холодильники катализатора в плотной фазе. Начиная с 1983 г. ЮОПи включила технологию переработки кубовых остатков в более 30 существующих установок FCC. В настоящее время в мире эксплуатируется более 140 установок, построенных по технологии ЮОПи.

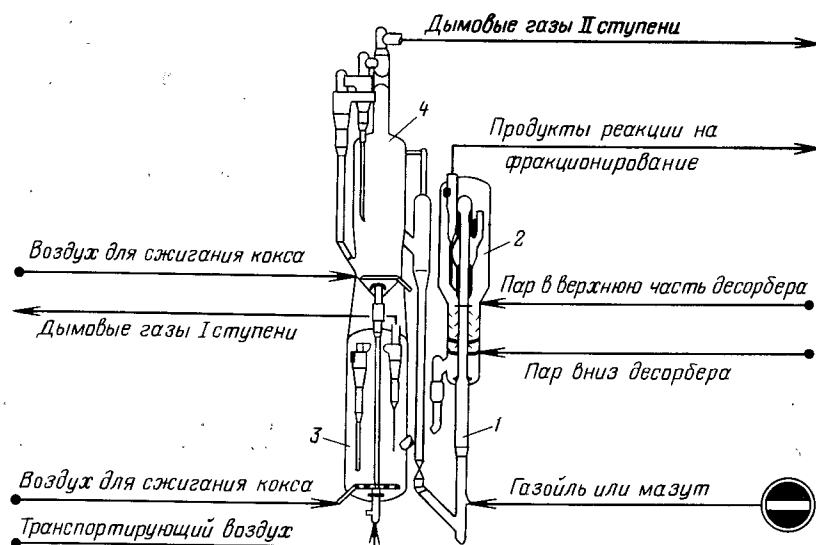


РИС. 37. Реакторно-регенераторный блок установки каталитического крекинга по технологии фирмы Стоун энд Вебстер:

1 - лифт-реактор; 2 - реактор; 3 - регенератор I-й ступени; 4 - регенератор II-й ступени

Фирма *Стоун энд Вебстер* - одна из самых известных инженерных фирм в области каталитического крекинга. Для переработки остаточного сырья *Стоун энд Вебстер* предлагает хорошо проверенную надежную технологию каталитического крекинга, которая в очень короткое время широко распространилась в мире. Около 40 установок используют элементы технологии фирмы *Стоун энд Вебстер* после их реконструкции, что позволило применять более утяжеленное сырье, увеличив коксовую нагрузку на существующее регенерационное оборудование.

На рис. 37 показан реакторно-регенераторный блок установки каталитического крекинга, созданный по технологии фирмы *Стоун энд Вебстер* [119-120]. Процесс предназначен для селективной конверсии газойлей и тяжелых мазутов. Целевыми продуктами являются высокооктановый бензин, дистилляты и  $C_3$ - $C_4$ -олефины.

Каталитический крекинг происходит во время короткого контакта сырья и катализатора в лифт-реакторе 1. Сырье попадает в лифт-реактор через специально разработанную инъекционную систему. Продукты реакции через реактор 2 и систему циклонов с верха реактора уходят в ректификационную колонну на фракционирование, закоксованный катализатор поступает в двухступенчатый регенератор 3, 4, где происходит выжиг кокса, при этом гидротермальная дезактивация минимальна.

Можно отметить следующие отличительные особенности данной технологии.

Для реакторной системы:

1. Система ввода сырья. Используются высокоэнергетичные сырьевые форсунки для достижения быстрого переноса тепла и испарения как газойля, так и более тяжелого сырья. Форсунки запатентованы сотрудниками фирмы.

В результате достигается оптимальное введение катализатора в зону смешения, прекрасное распыливание тяжелого сырья, высокая скорость покрытия катализатора сырьем, быстрое смешение катализатора и сырья, мгновенное его испарение и максимум каталитических и минимум термических реакций.

2. Система вывода из лифт-реактора. Особая конструкция вывода из лифт-реактора обеспечивает быстрое и практически полное отделение катализатора от парообразных продуктов реакции, очень короткое время пребывания на участке вершина лифт-реактора - выход из реактора (приблизительно 5 с) и устранение реакций термического крекинга в продуктах реакции.

3. Отпарная система. Двухступенчатая отпарная секция обеспечивает прекрасное удаление углеводородов с поверхности отработавшего катализатора. Низ отпарной секции спроектирован таким образом, чтобы обеспечить длительную эксплуатацию при минимуме периодических ремонтов.

В системе регенерации используют двухстадийную регенерацию, которая обеспечивает:

1. управление тепловым балансом для поддержания требуемых условий проведения процесса, который позволяет перерабатывать сырье с коксуемостью по Конрадсону до 6% без дополнительных устройств отвода тепла;

2. минимальные потери активности катализатора в результате гидротермальной обработки, высоких температур отдельно взятых частиц и отравления цеолита ванадием;

3. стабильную циркуляцию катализатора;

4. дополнительную защиту от проскока катализатора обратным ходом при остановке компрессора или воздуходувки.

При двухстадийной регенерации вторая стадия обычно всегда расположена над первой, что позволяет достаточно легко подавать катализатор из сепаратора в регенератор. Это устраняет необходимость в чрезмерно высоком уровне реактора и выхода лифт-реактора. Расположение второго регенератора на более высоком уровне позволяет легко подавать катализатор из регенератора в лифт-реактор через систему выводного стояка. Система выводного стояка обеспечивает эффективное исключение возможности обратного потока из реактора в регенератор. Разделение отходящих газов от двух ступеней регенерации обеспечивает меньший размер аппаратов, чем в случае, когда отходящий из второй ступени газ проходит через первую. Ниже приведены показатели промышленной установки, построенной по техноло-

гии Стоун энд Вебстер, в условиях переработки остаточного сырья:

#### Свойства сырья

Плотность, $\rho_{15}^{\circ}$	0,91	0,92
Коксуемость по Рамсботтому, % (мас.)	4,4	5,9
Фракция 537,8°C +, % (об.)	25	36
Содержание серы, % (мас.)	0,75	1,03

#### Рабочие условия

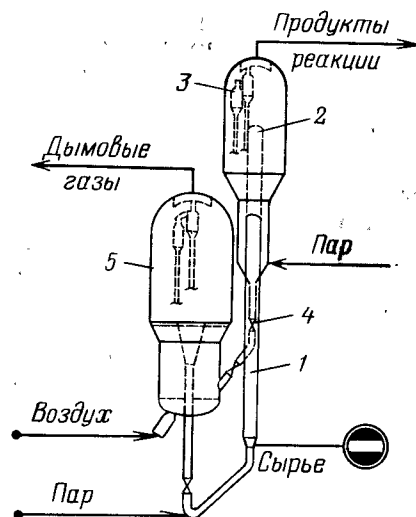
Температура, °C:		
на выходе из лифт-реактора	522	531
в 1-м регенераторе	653	662
во 2-м регенераторе	717	727
Соотношение катализатор/сырье	6,5	6,7

#### Выход продуктов крекинга, % (об.):

сухой газ, % (мас.)	3,8	4,3
C <sub>3</sub> -C <sub>4</sub>	26,6	24,9
бензин	61,5	60,2
легкий газойль	16,6	17,5
декантат	5,6	6,6
кокс, % (мас.)	7,1	7,8
Конверсия, % (об.)	77,7	75,9

Компания Эксон является одним из лидеров в области каталитического крекинга [121–122]. В 1942 г. на заводе этой компании была впервые построена установка с псевдоожиженным слоем катализатора. В настоящее время на нефтеперерабатывающих заводах по технологии Эксон работают установки каталитического крекинга общей производительностью около 2,5 млн бар./день. С 1976 г. по технологии Эксон (названной флексикрекинг) спроектированы 16 установок, из которых 15 работают и одна находится в стадии строительства. Флексикрекинг — это процесс конверсии высококипящих углеводородов, включая газойли и смеси мазутов, в псевдоожиженном слое катализатора. В качестве целевых продуктов по данной технологии получают светлые олефиновые углеводороды, применяемые в процессах получения высокооктановых компонентов бензина, а также в нефтехимии, высокооктановый бензин, дистилляты и топлива.

РИС. 38. Реакторно-регенераторный блок установки каталитического крекинга по технологии компании Эксон: 1 — лифт-реактор; 2 — система отделения продуктов; 3 — циклоны; 4 — дроссельный клапан; 5 — регенератор



На рис. 38 приведен реакторно-регенераторный блок установки каталитического крекинга, спроектированный компанией Эксон.

Оборудование реакторной системы состоит из лифт-реактора 1 с инъекционным вводом сырья и специальным запатентованным выводом из лифт-реактора 2. Две ступени циклонов используют для снижения концентрации катализатора в топливных фракциях 3. Дроссельный клапан 4 осуществляет контроль за отработанным катализатором. Другие катализаторные клапаны необходимы для использования в контрольных системах в критических ситуациях.

Регенератор работает в одну ступень, но предусмотрены различные усовершенствования, позволяющие проводить выжиг кокса при его высокой концентрации на катализаторе, дожиг CO до CO<sub>2</sub>, связывание SO<sub>x</sub>, регулирование температуры в регенераторе и т. д.

В США большинство установок каталитического крекинга построены по технологиям указанных фирм, и во многом только этим компаниям удастся весьма успешно конкурировать на нефтеперерабатывающих заводах.

#### 4.1.3.2. Каталитический риформинг

На нефтеперерабатывающих заводах США в основном работают установки риформинга по лицензиям четырех компаний: ЮОПи, Энгельгард, Шеврон и Французского института нефти. Коротко остановимся на технологии каждой компании.

Наиболее распространены установки каталитического крекинга фирм ЮОПи и Энгельгард [123, 124].

Несмотря на то что в США приняты законы о чистом воздухе, по которым установлены жесткие ограничения на содержание ароматических углеводородов, на нефтеперерабатывающих заводах нефтяных компаний работают установки каталитического крекинга общей производительностью 4 млн бар./день. Все виды сырья до подачи на риформинг подвергаются гидроочистке.

**Технология ЮОПи.** По данной технологии установка строится более компактно, так как реакторы поставлены вертикально и не требуют большой площади (рис. 39). Основное назначение процесса риформинга — получение из прямогонных бензинов высокооктановых компонентов или ароматических углеводородов. Технология ЮОПи получила название ССР-платформинг — риформинг с непрерывной регенерацией платинового катализатора. Эти установки более экономичны при снижении рабочего давления с одновременным повышением глубины превращения сырья.

Три реактора (1, 2, 3) расположены друг над другом и связаны между собой системами переточных труб малого диаметра. Шариковый катализатор диаметром 1,6 мм свободно перетекает из реактора в реактор под действием силы тяжести. Из третьего реактора через систему затворов с шаровыми клапанами катализатор поступает в питатель пневмотранспорта и азотом подается в бункер-накопитель регенератора 4 [125, 126].

Регенератор представляет собой аппарат с радиальным потоком реакционных газов, разделенный на 3 технологические зоны: в верхней при мольном содержании кислорода не менее 1% производится выжиг кокса, в средней при

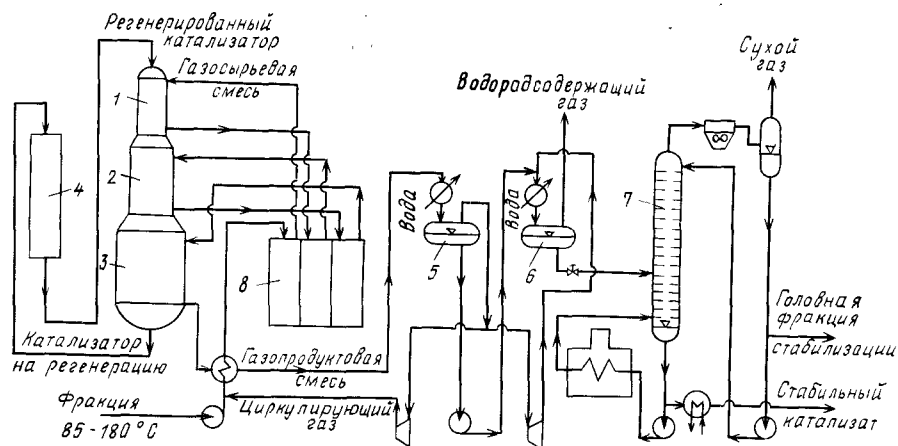


РИС. 39. Технологическая схема установки риформинга ЮОПи с движущимся слоем катализатора (CCR-платформинг):

1, 2, 3—реакторы; 4—регенератор катализатора; 5, 6—сепараторы высокого и низкого давления; 7—стабилизационная колонна; 8—многосекционная печь

содержании кислорода 10–20% и подаче хлорорганических соединений—окислительное хлорирование катализатора, в нижней зоне катализатор дополнительно прокаливается в токе сухого воздуха. Разобшение зон—гидравлическое. Катализатор проходит все зоны под действием силы тяжести. Из регенератора через систему затворов катализатор поступает в питатель пневмотранспорта и водородсодержащим газом подается в бункер-накопитель, расположенный над реактором риформинга. Газопродуктовая смесь поступает в сепараторы 5, 6, колонну стабилизации 7 и далее риформат идет на станцию смешения бензина.

Режим работы реакторов приведен ниже:

Температура, °C	495–540
Давление, МПа	0,9–1,2
Объемная скорость подачи сырья, ч <sup>-1</sup>	1,8–1,9
Кратность циркуляции водородсодержащего газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> сырья	800–900
Распределение катализатора по реакторам	1:2:4
Октановое число продукта (и.м.)	100
Содержание ароматических углеводородов в продукте, % (об.)	55–58

При строительстве установки производительностью 20 тыс. бар./день по сырью необходимо затратить 1500–1700 дол. за 1 бар.

В настоящее время работает 107 установок, построенных по технологии ЮОПи. Еще 147 установок имеют элементы лицензии ЮОПи.

**Технология фирмы Энгельгард** [127] (рис. 40).

В основе процесса, получившего название магноформинг, лежит превращение прямогонного бензина в высокооктановые компоненты в четырех реакторах 1, 2, 3, 4, где происходят прямой риформинг, легкий гидрокрекинг, гидрокрекинг и закоксовывание катализатора. Некоторые установки включают систему циркулирующего водорода 5, 6. Установки небольшой мощности используют только 3 реактора. Реакторы работают в неподвижном режиме катализатора и нуждаются в периодической остановке для последующей регенерации катализатора. При

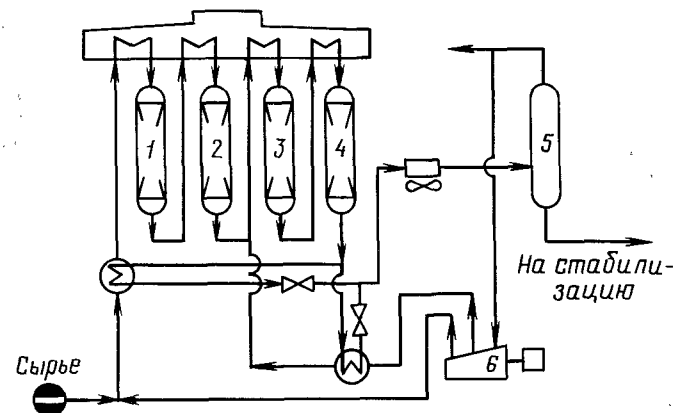


РИС. 40. Принципиальная схема установки риформинга по технологии фирмы Энгельгард:

1, 2, 3, 4—реакторы риформинга; 5—сепаратор; 6—очистка от H<sub>2</sub>S

строительстве такой установки необходимо затратить 1000–1400 дол. за 1 бар. сырья. В настоящее время по данной технологии работают более 150 установок общей производительностью 1,8 млн бар./день.

**Технология фирмы Шеврон** [128]. Процесс получил название ренийформинг, так как в нем используют ренийевые добавки в платиновые катализаторы. На рис. 41 представлена схема процесса.

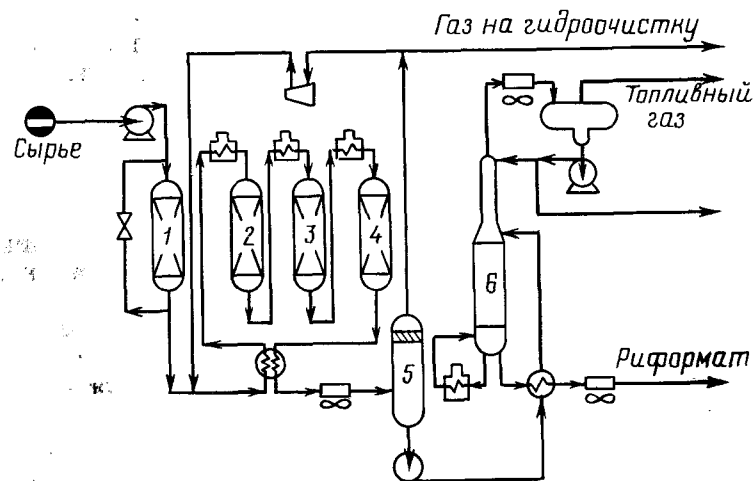


РИС. 41. Принципиальная схема установки риформинга по технологии компании Шеврон:

1—реактор гидроочистки; 2, 3, 4—реакторы риформинга; 5—сепаратор; 6—стабилизационная колонна

В реакторе 1 происходит гидрообессеривание сырья, в реакторах 2, 3, 4 — непосредственно реакции риформинга и легкого гидрокрекинга на неподвижном катализаторе, далее в сепараторе 5 происходит отделение газов, а в стабилизационной колонне 6 — освобождение риформата от всех растворенных в нем газов. Процесс идет при низких давлениях в реакторах с получением максимально высокого выхода ароматических углеводородов и водорода. В качестве сырья обычно используют прямогонные бензиновые фракции, содержащие большое количество парафиновых или нафтеновых углеводородов.

Типичные показатели работы установки на различных видах сырья и при разных давлениях приведены ниже:

	Парафиновое сырье		Нафтеновое сырье
Температуры начала и конца кипения прямогонного бензина, °F	200–330		200–390
Содержание, % (об.):			
парафинов	68,6		32,6
нафтенов	23,4		55,5
ароматических углеводородов	8,0		11,9
серы, ppm	0,2		0,2
азота, ppm	0,5		0,5
Давление в реакторах, атм	6,3	14,0	14
Выход риформата, % (об.)	80,1	73,5	84,7
Октановое число риформата (и. м.)	98	99	100
Содержание в риформате, % (об.):			
парафинов	32,4	31,2	27,5
нафтенов	1,1	0,9	2,6
ароматических углеводородов	68,5	67,9	69,9

Стоимость установки, выполненной по технологии *Шеврон*, производительностью 20 тыс. бар./день, при давлении в реакторах 10,5 атм, получении риформата с октановым числом (и. м.) 99 из прямогонного бензина арабской нефти составляет 1475 долларов за каждый баррель сырья в день. Стоимость катализатора приблизительно 32 дол. на единицу производительности (бар./день).

В настоящее время по технологии компании *Шеврон* построено 73 установки.

**Технология Французского института нефти** [129]. Существуют 2 различных проекта установок. Один — традиционный, в котором катализатор регенерируется в конце каждого цикла, давление в реакторах варьируется от 12 до 25 атм, октановое число риформата (и. м.) колеблется от 90 до 100.

Второй, получивший название IFP's Octanizing Process, использует непрерывную регенерацию катализатора при низком давлении в реакторах (около 3,5 атм). Это становится возможным при использовании четырех реакторов (рис. 42).

В реакторах 1, 2, 3, 4 спокойно перетекает высокостабильный и селективный катализатор, попадающий затем в регенератор 5. Сравнивая второй проект с первым, надо отметить, что во втором случае увеличиваются октановое число риформата и выход получающегося водорода. Катализатор используется платиновый, биметаллический.

Ниже приведен сравнительный анализ показателей двух ва-

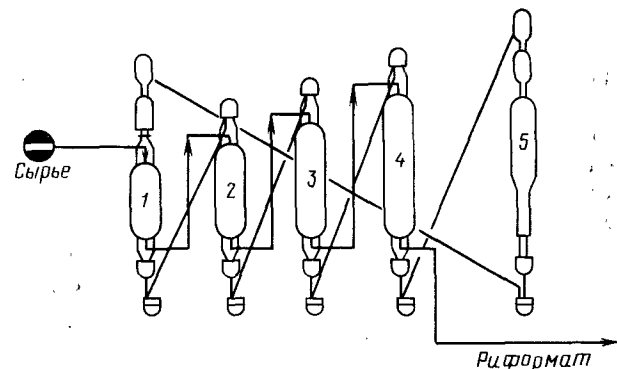


РИС. 42. Принципиальная схема установки риформинга по технологии Французского института нефти:

1, 2, 3, 4 — реакторы риформинга; 5 — регенератор катализатора

риантов:

Показатель	Традиционный	Octanizing
Давление в реакторах, атм	10–15	5
Выход, % (мас.):		
водорода	2,8	3,8
риформата	83	88
Октановое число:		
по исследовательскому методу	100	102
по моторному методу	89	90,5

Стоимость установки производительностью 25 тыс. бар./день по второму варианту составляет 1320 дол. за 1 бар. сырья.

В настоящее время по лицензии института построено около 90 установок, более 30 установок (по второму варианту) в стадии строительства.

#### 4.1.3.3. Гидрокрекинг и гидроочистка нефтяных фракций

Гидрокрекинг нефтяного сырья — процесс весьма популярный на нефтеперерабатывающих заводах США. Мощность установок гидрокрекинга по всем заводам может составить 1,2 млн бар. в день. Как правило, гидрокрекинг и каталитический крекинг с псевдоожиженным слоем катализатора работают в тандеме. Установки каталитического крекинга вырабатывают ароматизированные продукты, которые являются почти идеальным сырьем для установок гидрокрекинга. Использование цеолитных катализаторов делает гидрокрекинг весьма эффективным для превращения циклических углеводородов в нефтяных фракциях в продукцию высокого качества.

В настоящее время в США имеются установки гидрокрекинга, построенные по лицензиям следующих компаний [130]:



фирма *Шеврон*—процесс получил название *изокрекинг*; *ЮОПи*—юнибон; компания *Юнион Ойл*—юникрекинг; *Амоко*—ультракрекинг; *Шелл*—шелл; *Галф Ойл*—Эйч-Джи-гидрокрекинг; *Французский институт нефти*—*БАСФ*—ИФП-гидрокрекинг.

Эти процессы используют различные катализаторы, но все они имеют в своем составе цеолиты и алюмосиликатную матрицу, в которую введены металлы шестой и восьмой группы таблицы Д. И. Менделеева. Установки могут быть одноступенчатыми и двухступенчатыми. На первой ступени в двухступенчатом процессе или первом слое катализатора в одноступенчатом процессе происходит диазотирование, далее сырье подвергается крекингу и насыщению непредельными и циклическими углеводородами. Процесс проводят при давлении 100–250 атм и температуре 700–825 °F.

Наиболее распространен в США процесс изокрекинга компании *Шеврон* [131]. В качестве сырья используют вакуумный газойль и газойли с каталитического крекинга, коксования, гидрогенизаты с заводов, на которых имеются гидрогенизационные процессы.

Продукты процесса гидрокрекинга получают высокого качества: керосин, топливо для реактивных двигателей, дизельное топливо могут использоваться непосредственно с установки, бензиновые фракции являются сырьем для риформинга. Кроме того, после гидрокрекинга можно получить базовые масла высокого качества, сырье для каталитического крекинга и бензиновые фракции для последующего пиролиза и получения этилена. На установке можно применять аморфные или цеолитные катализаторы, но цеолитные предпочтительно, так как на цеолитах

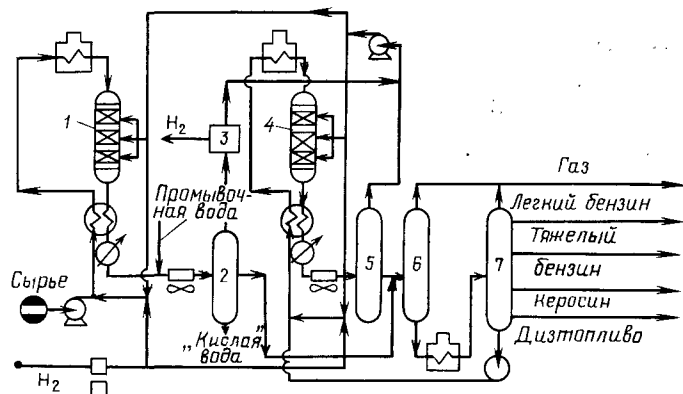


РИС. 43. Принципиальная схема установки гидрокрекинга (изокрекинга) по технологии компании *Шеврон*:

1, 4—реакторы; 2, 5—сепараторы высокого давления; 3—скруббер; 6—сепаратор низкого давления; 7—ректификационная колонна

получают продукты более разнообразные и более высокого качества.

На рис. 43 представлена схема процесса изокрекинга компании *Шеврон*.

Сырье, нагреваясь в теплообменниках и печи, поступает в реактор 1, в котором расположено несколько слоев катализатора, охлаждаемых квенчем для контроля за температурой процесса. Продукты, образовавшиеся в реакторе 1, проходят теплообменники, воздушный холодильник, после чего конденсат и водородсодержащий газ разделяются в сепараторе 2 высокого давления. В сепараторах 5 и 6 от катализатора отделяются сероводород, аммиак и газообразные углеводороды (от C<sub>2</sub> к C<sub>4</sub>). Стабилизация катализатора завершается в колонне 7. Вторая ступень изокрекинга в общем аналогична первой ступени. Стабильный катализат с низа колонны 7 смешивается с циркуляционным газом и со свежим водородом, проходит теплообменники, печь и попадает в реактор 4. Продукты реакции охлаждаются в теплообменниках, холодильниках, разделяются в сепараторах 5, 6 на катализат и газы, и далее катализат стабилизируется в колонне 7. Циркулирующий газ для отделения от сероводорода проходит через скруббер 3.

Ниже приведены выходы продуктов гидрокрекинга и некоторые показатели качества продуктов из различных видов сырья (ПБ—прямогонный бензин; ЛГ—легкий газойль каталитического крекинга; ВГ—вакуумный газойль):

	ПБ	ЛГ	ВГ
Число ступеней процесса	1	2	2
Фракционный состав, °F:			
10% по АТМ	154	478	740
конец кипения	290	632	1050
Анилиновая точка, °F	145	92	180
Содержание серы, % (мас.)	0,005	0,6	1,0
Содержание азота, ppm	0,1	500	1000
Выход продуктов, % (об.):			
пропан	55	3,4	—
изо-бутан	29	9,1	3,0
n-бутан	19	4,5	3,0
легкий бензин	23	30	11,9
тяжелый бензин	—	78,7	14,2
керосин	—	—	86,8
дизельное топливо	—	—	—
Октановое число легкого бензина (и. м.)	85	76	77
Октановое число тяжелого бензина (и. м.)	—	65	61

Стоимость установки производительностью 30 тыс. бар./день, работающей на вакуумном газойле арабской нефти, включающая только оборудование и первую поставку катализатора, 2700 дол. за 1 бар. по сырью. В настоящее время функционируют 40 установок компании *Шеврон* общей производительностью 790 тыс. бар. в день и еще 2—в стадии проектирования.

**Юникрекинг компании Юнион Ойл и Эссо** (исследовательской и инжиниринговой компании) [132]. Юникрекинг представляет собой одноступенчатую установку двухстадийного гидрокрекинга (рис. 44).

Сырье нагревается в теплообменнике и печи, смешивается с циркулирующим водородсодержащим газом и пропускается через реактор 1-й ступени для очистки

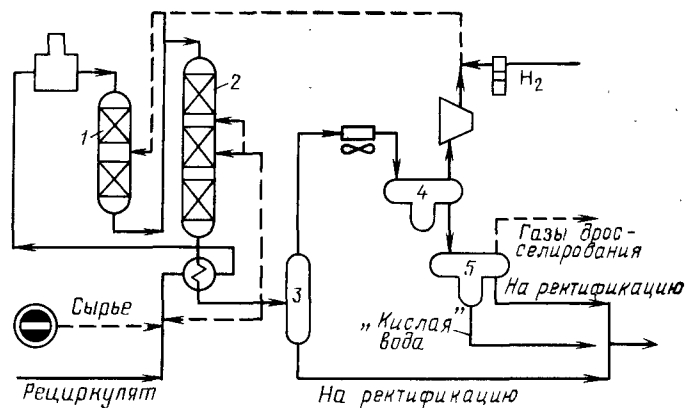


РИС. 44. Принципиальная схема установки гидрокрекинга (юникрекинга) по технологии компаний Юникал и ЮОП:

1, 2 – реакторы; 3, 4, 5 – сепараторы высокого и низкого давления

от серы, азота и частично от ароматических углеводородов, после чего газосырьевая смесь вместе с добавочным количеством водорода поступает во второй реактор для контакта с катализатором гидрокрекинга. Продукты, выходящие из второго реактора, отдают тепло сырьевой смеси и поступают в сепараторы высокого и низкого давления 3, 4, 5 и далее – на фракционирование.

Ниже представлены характеристики продуктов гидрокрекинга на различных видах сырья:

	Показатель	Газойли каталитического крекинга	Вакуумный газойль	Газойли коксования
<b>Свойства сырья</b>				
Содержание, % (мас.):				
серы	0,54	2,4	4,6	
азота	0,0024	0,08	0,27	
Температура, °F:				
10%	481	690	640	
конец кипения	674	1015	1100	
Получаемый основной продукт				
	Бензин	Реактивное топливо	Дизельное топливо	Сырье для каталитического крекинга
Выход продуктов, % (об.):				
С <sub>4</sub>	16,0	6,3	3,8	5,2
легкий бензин	33,0	12,9	7,9	8,8
тяжелая нефтяное топливо для реактивных двигателей	75,0	11,0	9,7	31,8
дизельное топливо	—	89,0	—	—
газойль (фракция выше 600 °F)	—	—	94,1	33,8
	—	—	—	35,0

При строительстве установки необходимо затратить 2000–4000 дол. на 1 бар. сырья в день.

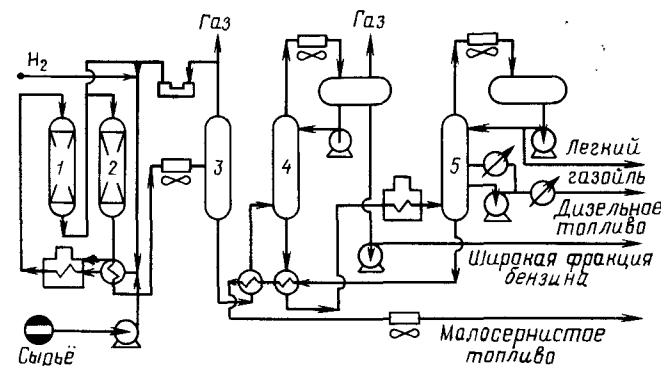


РИС. 45. Принципиальная схема установки гидрокрекинга вакуумного газойля, разработанная Французским институтом нефти и компанией БАСФ:

1, 2 – реакторы; 3, 4 – сепараторы; 4 – отпарная колонна; 5 – ректификационная колонна

Рассмотрим также еще один процесс гидрокрекинга газойлей, выполненный по технологии Французского института нефти и БАСФ [133]. На рис. 45 дана принципиальная схема процесса при использовании в качестве сырья высококипящего вакуумного газойля. После проведения процесса обычно получают средние дистилляты, низкосернистое топливо и высококачественное сырье для каталитического крекинга. Процесс базируется на двух видах катализаторов – катализаторе для гидроочистки сырья и селективном катализаторе гидрокрекинга, при применении которого получают средние дистилляты. Эта комбинация катализаторов позволяет получать максимальное количество дизельного топлива и высококачественное сырье для каталитического крекинга.

Оборудование процесса включает два реактора 1, 2, сепараторы 3, 4 и ректификационную колонну для разделения продуктов 5. Процесс проводится при 780 °F и парциальном давлении водорода, равном 440 фунт/кв. дюйм.

Свойства сырья и основных продуктов реакции представлены ниже:

	Сырье: вакуумный газойль	Продукты: дизельное топливо	сырье для каталитического крекинга
Плотность, $\rho_4^{20}$	0,925	0,883	0,895
Начало и конец кипения фракции, °F	715–1060	320–715	более 715
Содержание серы, % (мас.)	3	0,01	0,1
Содержание азота, ppm	1000	—	450
Кокс по Конрадсону, % (мас.)	0,4	—	0,1
Содержание тяжелых металлов, ppm	2	—	0,5
Анилиновая точка, °F	178	—	205
Цетановый индекс	—	43	—
Вязкость при 212 °F, сСт	9	—	7,5
Индекс рефракции (158 °F)	—	—	1,4780

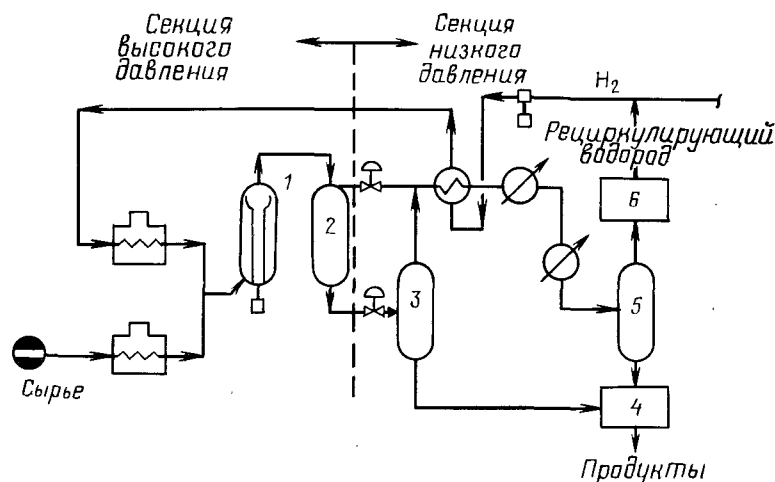


РИС. 46. Принципиальная схема установки гидрокрекинга мазута LC-Fining по технологии компаний Амоко и АББ Луммус Крест:

1 – реактор; 2, 3 – сепараторы высокого и низкого давления; 4 – стабилизационная (ректификационная) колонна; 5 – сепаратор; 6 – очистка водорода

Стоимость установки гидрокрекинга при строительстве составит 900 дол. за 1 бар./день по сырью.

Гидрокрекинг мазута и гудрона [134]. Процесс гидрокрекинга мазута, названный LC-Fining Process, создан учеными компании Амоко и АББ Луммус Крест [135]. По технологии Амоко – Луммус построено 2 установки и 3 установки используют данную технологию, включая установку компании Тексако в Порт-Артуре (штат Техас). Производители установок колеблются от 6 до 60 тыс. бар./день. Типичными условиями, при которых работают установки, являются давление 245 атм и температура 700–825 °F. Основная задача процесса – переработка высококипящего высокомолекулярного углеводородного сырья в топливо, сырье для каталитического крекинга и коксования, а также висбрекинга и деасфальтизации. На рис. 46 представлена технологическая схема процесса.

Сырье смешивается с водородом, нагревается и поступает в реактор 1 с неподвижным слоем катализатора. Далее продукты реакции разделяются в газосепараторах высокого 2 и низкого 3 давления и ректификационной колонне 4. Рециркулирующий водород разделяется в сепараторе 5 и очищается в очистителе 6.

Ниже приведены показатели качества сырья и выход продуктов процесса:

Показатель	Мазут	Гудрон
Содержание серы, % (мас.)	3,9	5,0
ртт	18/65	39/142
Содержание остатка выше 1022 °F, %(об.)	45	75
	60	95

Выход продуктов, % (об.):

С <sub>4</sub>	1,1	2,4	3,6	5,5
С <sub>5</sub> – 350 °F	6,9	12,6	18,3	23,9
350 – 700 °F (650 °F)	(15,2)	30,6	42,7	64,8
700(650) – 1022 °F	(55,3)	21,5	19,3	11,9
выше 1022 °F	25,3	40,0	25,0	5,0

Производительность по свежему сырью, тыс. бар./день

Стоимость установки, дол. за 1 бар./день

Ряд компаний, такие как Эксон, Шеврон, ЮОПи, Юнокал, Шелл, также имеют лицензированные процессы по гидрокрекингу мазута.

На рис. 47 показана технологическая схема гидрокрекинга мазута компании Шеврон [136]. Сырьем процесса служат мазут или гудрон, а продуктами – сырье для крекинга и коксования, а также средние дистилляты для дизельного топлива. Этот процесс является комбинацией процессов компаний Галф и Шеврон, ученые которых разработали технологию обессеривания мазута и гудрона.

Сырье нагревается в теплообменниках и печи, поступает в реактор 1, где смешивается с водородом. Очистка осуществляется в течение одной стадии, после чего продукты реакции разделяются в сепараторах высокого и низкого давления 2 и 3, в холодных сепараторах высокого и низкого давления 4 и 5, а затем в ректификационной колонне 6. Рециркулирующий водород очищается от сероводорода в абсорбере 7. В данном процессе применяются специальные катализаторы, обладающие высокой активностью и селективностью, ответственные за глубокое обессеривание сырья и снижение коксовых отложений.

В настоящее время процессы гидрокрекинга мазута различных фирм работают на ряде заводов США. Около 10 установок находятся в действии. Построено 3 установки гидрокрекинга гудрона и 3 находятся в стадии строительства.

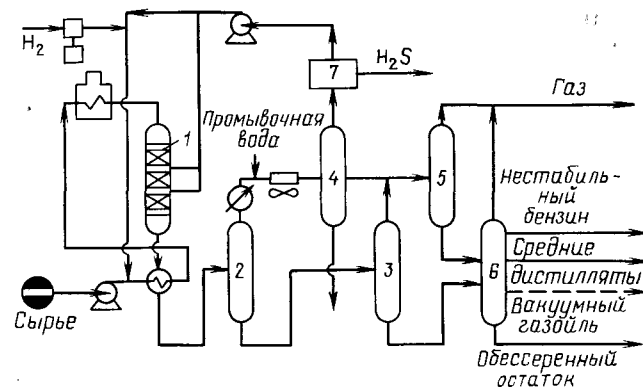


РИС. 47. Принципиальная схема установки гидрокрекинга мазута по технологии компании Шеврон:

1 – реактор; 2, 3 сепараторы высокого и низкого давления; 4, 5 – холодные сепараторы высокого и низкого давления; 6 – ректификационная колонна; 7 – скруббер циркулирующего газа

Гидроочистка нефтяных фракций. Каталитическая гидроочистка – один из самых распространенных и многочисленных процессов на современном нефтеперерабатывающем заводе. В США мощность установок гидроочистки нефтяных фракций составляет приблизительно 10 млн. бар./день. Гидроочистке подвергаются все прямогонные бензиновые фракции перед риформингом, большинство керосиновых, дизельных и вакуумных фракций, масляные дистилляты. В США широко распространены процессы гидроочистки нефтяных остатков. Практически каждая большая нефтяная компания имеет свои патенты на процессы гидроочистки или гидрообессеривания. Например, активно в этом направлении работают компании *Эксон*, *Шеврон*, *Юнокал*, *Амоко*, *Энгельгард*, *ЮОПи*. Как правило, эти компании имеют собственные названия гидропроцессов, например юнионфайнинг (компания *Юнокал*), галф-шеvron-ROS (VROS) – компания *Шеврон*, ЮОПи-RCD юнибон (компания *ЮОПи*).

*ЮОПи* очень активна в создании процессов, связанных с гидроочисткой, гидрированием нефтяных фракций. *ЮОПи* имеет лицензии на более чем 570 установок гидроочистки нефтяных фракций – от прямогонных бензинов, керосинов, дизельных топлив до тяжелых нефтяных фракций, газойлей коксования и диолефинового сырья. Необходимо отметить, что хотя имеется много патентов в этой области, как правило, технологические схемы гидроочистки одного и того же сырья просты и похожи одна на другую. Например, процесс юнионфайнинг (компания *Юнокал*; рис. 48) [132] имеет все элементы, характерные для гидроочистки любого лицензионного процесса любой фирмы. Это нагревательная сырьевая печь, реактор гидроочистки, сепаратор, стабилизационная колонна.

Наиболее популярны установки гидроочистки, построенные по технологии компании *Эксон*. Более 200 установок производительностью около 4,3 млн. бар./день работают по технологии *Эксон* на нефтеперерабатывающих заводах. В добавление к этому несколько установок находится в стадии строительства.

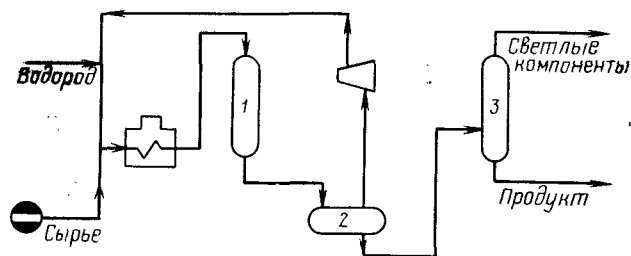


РИС. 48. Схема установки гидроочистки нефтяных фракций (процесс юнионфайнинг) по технологии компании *Юнокал*:

1 – реактор; 2 – сепаратор; 3 – стабилизационная колонна

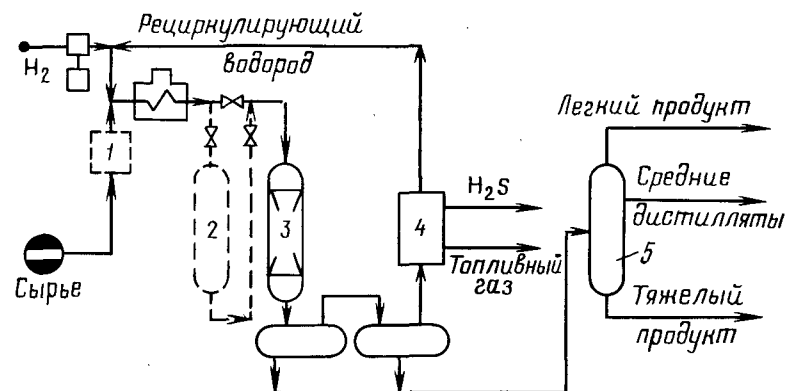


РИС. 49. Схема установки гидроочистки нефтяных фракций по технологии компании *Эксон*:

1 – фильтр; 2 – адсорбер; 3 – реактор; 4 – скруббер; 5 – ректификационная колонна циркулирующего газа

Технология компании *Эксон* охватывает все процессы гидроочистки нефтяных фракций – от легких нефтепродуктов до мазутов и гудронов. В зависимости от состава сырья процессы *Эксон* имеют следующие названия:

Hydrofining – гидроочистка бензинов и дистиллятов;

Go-Fining – гидроочистка газойля;

Residfining – гидроочистка мазута и гудрона.

На рис. 49 представлена принципиальная схема установки.

Сырье проходит специальные фильтры 1, очистительные аппараты 2, нагревается до температуры реакции, а затем вводится вместе с водородосодержащим газом в реактор с неподвижным слоем катализатора 3. Температуру в реакторе контролируют по использованному газу или жидкому квенчу. Рециркулирующий газ проходит очистку от сероводорода в абсорбере 4 и возвращается в систему. Продукты разделяются в ректификационной колонне 5. В реакторе можно использовать один или несколько катализаторов в зависимости от сырья и цели процесса.

Hydrofining-технология предпочтительна при получении дизельного топлива с содержанием серы меньше 0,05%(мас.). Go-и Residfining-технологии дают хорошие результаты при получении сырья для каталитического крекинга. Эти процессы способствуют снижению коксуемости, а также содержания металлов, серы, многоядерных ароматических соединений.

Стоимость строительства такой установки колеблется от 1200 до 2000 дол. за баррель производительности в день.

Технология гидроочистки нефтяных фракций компании *Шеврон* [137, 138]. По данной технологии гидроочистке могут подвергаться мазуты и гудроны, масляные фракции с целью снижения содержания серы, азотистых соединений, тяжелых металлов, асфальтенов и коксуемости в продуктах реакции. Процесс является комбинацией двух технологий – компании *Шеврон* и компа-

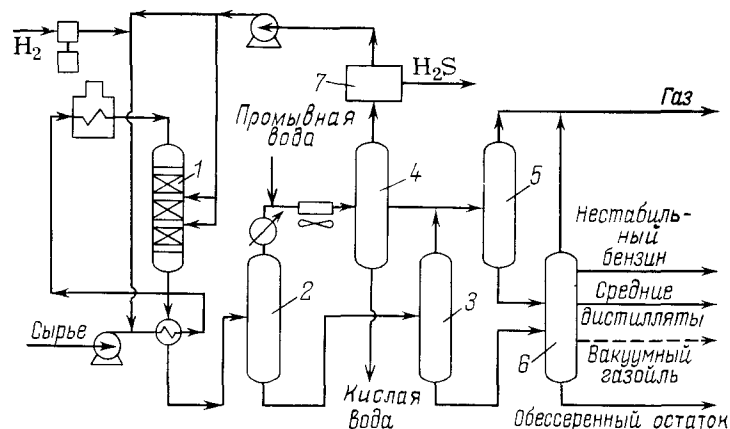


РИС. 50. Схема установки гидроочистки нефтяных фракций по технологии компании Шеврон.

1-реактор; 2, 3-горячие сепараторы высокого и низкого давления; 4, 5-холодные сепараторы высокого и низкого давления; 6-ректификационная колонна; 7-абсорбер

нии Галф. На рис. 50 дана принципиальная схема этого процесса.

Сырье нагревается в печи до температуры реакции и поступает вместе с водородсодержащим газом в реактор 1, где происходят перемешивание и гидрирование. Продукты реакции разделяются в горячих сепараторах высокого 2 и низкого 3 давления, затем в холодных сепараторах высокого и низкого давления 4, 5 и в ректификационной колонне происходит разделение на бензиновые, дизельные и газойлевые фракции, а также снизу колонны выходит обессеренный мазут. Водородсодержащий газ проходит очистку через сероводородный абсорбер.

Более 20 различных катализаторов гидроочистки нефтяных остатков можно применять в этом процессе с целью достижения глубокой сероочистки, деметаллизации, деазотирования и снижения коксуемости сырья. По данной технологии можно подвергать гидроочистке сырье самой высокой вязкости, с содержанием металлов выше 500 ppm. По данной технологии гарантируются 90%-е обессеривание и деметаллизация.

В настоящее время работают 10 установок гидроочистки мазута, включая одну установку производительностью 96 тыс. бар./день. Пять установок построены при установках каталитического крекинга с целью подготовки мазута. Три новые установки гидроочистки мазута находятся в стадии строительства; три установки гидроочистки гудрона построены и две строятся. Общая мощность таких установок составляет около 600 тыс. бар./день. В будущем планируется увеличение мощности установок гидроочистки мазута или гудрона до 1 млн бар./день.

Стоимость строительства установки по технологии Шеврон составляет от 1500 до 2000 дол. за 1 бар./день по мощности.

Технология компании Энгельгард направлена на гидроочистку масляных фракций и предусматривает реактор I-й ступени, в ко-

торый засыпают никель-вольфрамовый катализатор, вакуумную колонну, депарафинизатор и реактор II-й ступени, в котором завершается процесс обессеривания, снижается содержание ароматических углеводородов, что приводит к улучшению индекса вязкости масел. По технологии Энгельгарда на нефтеперерабатывающих заводах работает 16 установок.

#### 4.1.3.4. Алкилирование

Алкилирование изобутана олефинами проводится в присутствии или серной, или фтористоводородной кислоты с целью получения высокооктанового компонента бензина. Основные владельцы патентов на процесс сернокислотного алкилирования — это компании Эксон и Стратко, а на процесс фтористоводородного алкилирования — компании ЮОПи и Филлипс Петролеум. Заводы, использующие установки фтористоводородного алкилирования, повышают безопасность своих производств, тренируя персонал на случай возможных аварий. Нефтеперерабатывающим заводам в Калифорнии предписано закрыть в ближайшее время установки фтористоводородного алкилирования как объекты, опасные для здоровья человека. В связи с этим многие фирмы проводят многочисленные исследования по переводу алкилирования изобутана олефинами на твердые катализаторы.

Технология компании Филлипс Петролеум — одна из популярных в США и мире среди процессов алкилирования. По лицензии Филлипс Петролеум построены и работают 84 установки фтористоводородного алкилирования. На рис. 51 дана принципиальная схема установки алкилирования по технологии компании Филлипс Петролеум.

Осушенная жидкая смесь олефинов с изобутаном после смешения с дополнительным циркулирующим изобутаном поступает в реактор 1, где интенсивно перемешивается с фтористоводородным катализатором. Углеводородная часть полученных продуктов поступает во фракционирующую колонну 2, в которой

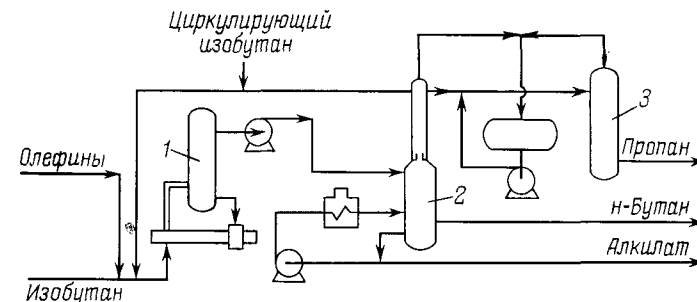


РИС. 51. Принципиальная схема установки фтористоводородного алкилирования по технологии Филлипс Петролеум:

1-реактор; 2-фракционирующая колонна; 3-отпарная колонна

разделяется на пропан, циркулирующий изобутан, *n*-бутан и алкилат. Кислотную фазу (фтористый водород), образующуюся в низу реактора, возвращают снова в реактор. Незначительные количества растворенного фтористого водорода выделяются из товарного пропана в небольшой отпарной колонне 3. Все товарные продукты подвергаются щелочной очистке.

Ниже приведены характеристики сырья и получаемого алкилата.

Показатель	Бутилены	Смесь бутиленов и пропилена
Состав сырья, % (об.):		
пропилен	0,8	24,6
пропан	1,5	12,5
бутилен	47,0	30,3
изобутан	33,8	21,8
<i>n</i> -бутан	14,7	9,5
изопентан	2,2	1,3
Стабилизированный алкилат:		
плотность, кг/м <sup>3</sup>	701	711
давление насыщенных паров, фунт/кв. дюйм	6–7	6–7
Температура выкипания по методу ASTM, °F:		
10% (об.)	185	170
90% (об.)	236	253
Октановое число по исследовательскому методу	96	93,5
На 1 баррель олефина получено алкилата, бар.	1,78	1,76

**Технология фтористоводородного алкилирования компании ЮОПи.** Процесс проводится при низкой температуре в присутствии фтористоводородной кислоты. На рис. 52 представлена принципиальная схема установки по технологии компании ЮОПи.

Олефиновое сырье, смешанное с рециркулирующим изобутаном, попадает в реактор для контакта с фтористоводородной кислотой. После реактора 1 ал-

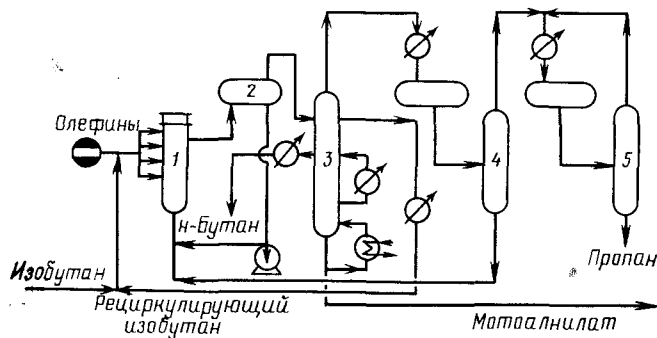


РИС. 52. Принципиальная схема установки фтористоводородного алкилирования по технологии ЮОПи.

1 - реактор; 2 - отстойник; 3 - колонна-регенератор; 4 - депропанизатор; 5 - пропановая колонна

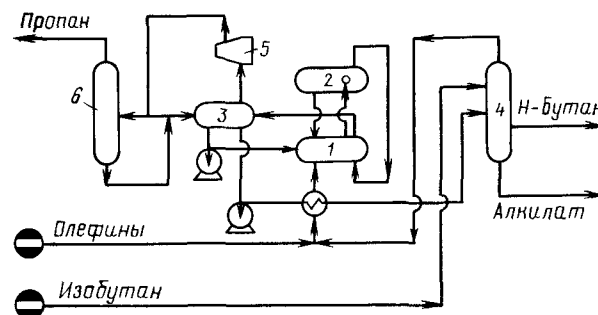


РИС. 53. Схема установки сернокислотного алкилирования по технологии компании Стратко.

1 - реактор-контактор; 2 - отстойник; 3 - сепаратор; 4 - деизобутанизатор; 5 - компрессор; 6 - пропановая колонна

килат-кислотная смесь отстаивается в отстойнике 2, затем фтористоводородная кислота рециркулируется снова в реактор. Используют реакторы трубчатого типа, так как реакция протекает при температуре 20–40 °С. Алкилат после отстаивания от основного объема фтористоводородной кислоты поступает в колонну-регенератор 3, где циркулирующий изобутан отделяется в виде бокового погона. Колонна-регенератор 3 обогревается внизу посредством циркуляции остатка через печь. При нагреве остатка до 200–205 °С разрушаются также органические фториды, образующиеся в качестве побочных продуктов реакции. При этом от алкилата отделяются изобутан, пропан и катализатор. С низа колонны выходит товарный моноалкилат. С верха колонны 3 уходят в газовой фазе пропан, фтористый водород и некоторое количество изобутана. После концентрации в депропанизаторе 4 часть этой смеси возвращают снизу в реактор, а остальное направляют в пропановую колонну 5, с верха которой уходит отпаренный сероводород, а с низа - пропан со следами изобутана. Предусмотрена также регенерация кислоты, позволяющая снизить расход катализатора на 1 т алкилата до низкого уровня, за чем также следят службы техники безопасности.

В результате работы установки получают алкилат с высокооктановыми характеристиками. Октановое число соответствует 97 по исследовательскому методу и 94–95 по моторному методу.

По данной технологии работают более 95 промышленных установок мощностью от 600 до 21 тыс. бар./день по алкилату.

**Технология сернокислотного алкилирования компании Стратко** [139]. В качестве сырья используют смесь пропилена, бутиленов и амиленов с изобутаном. Процесс проводят в присутствии концентрированной серной кислоты. На рис. 53 представлена принципиальная схема установки по технологии компании Стратко.

Олефины и пары изобутана перемешиваются в контакторе 1 с циркулирующей серной кислотой. Жидкие продукты из контактора подаются с высокой скоростью и в максимально большом количестве между реагирующими углеводородами и кислотой из отстойника 2. Полный объем жидкости в контакторе поддерживается при практически постоянной температуре ( $\pm 1^\circ$ ). Продукты реакции проходят через каплеотбойник 3, который подает их в изобутановую колонну 4. С низа этой колонны выходит алкилат, а сбоку - *n*-бутан. Головной погон этой колонны - изобутан - возвращают обратно в реактор. Секция охлаждения циркулирующих продуктов включает компрессор и пропановую колонну.

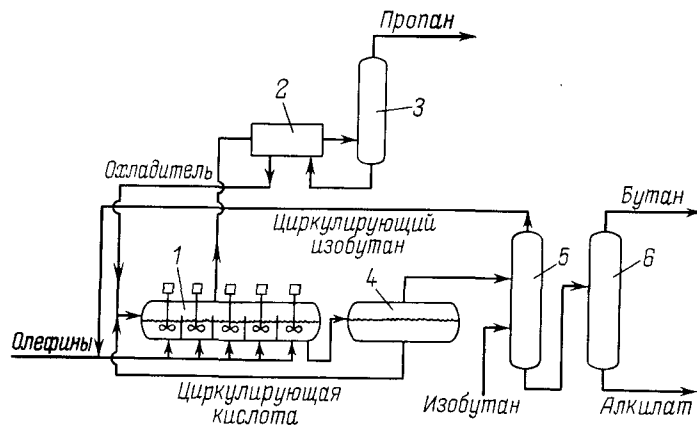


РИС. 54. Схема установки сернокислотного алкилирования по технологии компании Эксон;

1 - реактор; 2 - охлаждающий компрессор; 3 - депропанизатор; 4 - отстойник; 5 - деизобутанизатор; 6 - бутановая колонна

депропанизатор, сверху которой выводится пропан, а снизу - циркулирующие продукты.

Качество получаемого по данной технологии алкилата высокое: октановое число алкилата по исследовательскому методу 92-96, а по моторному методу - 90-94. В случае алкилирования только бутиленов можно получить алкилат с октановым числом 98 по исследовательскому методу. Конец кипения алкилатов в случае применения смесового сырья (пропилен и бутилены) или только бутиленов колеблется от 340 до 390 °F в большинстве случаев.

Стоимость строительства установки по данной технологии составляет 3 500 дол. за 1 бар. мощности (при строительстве установки мощностью 10 тыс. бар./день).

В настоящее время в США и в мире работают установки по данной технологии общей производительности 600 тыс. бар./день.

**Сернокислотное алкилирование по технологии компании Эксон.** Сырьем данной установки служит смесь олефинов с изобутаном, которые реагируют между собой в присутствии серной кислоты с получением высокооктанового компонента бензина. На рис. 54 представлена принципиальная схема установки сернокислотного алкилирования по технологии компании Эксон.

Олефиновое сырье и циркулирующий изобутан поступают в автоохлаждающийся реактор 1. Механическое перемешивание увеличивает контакт между реагентами и кислотным катализатором. Теплота реакции с высокой эффективностью подавляется автоохлаждающим методом. Углеводороды, которые испаряются в реакторе, поднимаются вверх и поступают в охлаждающий компрессор 2, где газ компримируется, жидкие продукты конденсируются и возвращаются обратно в реактор. Газовая часть из компрессора поступает в депропанизатор 3,

сверху которого выводится пропан. Продукты реакции направляются из реактора в отстойник 4, где происходит отделение углеводородов от циркулирующей кислоты. Углеводороды затем поступают в деизобутанизатор, в котором происходит отделение циркулирующего изобутана. После колонны 5 алкилат с растворенным в нем бутаном поступает в бутановую колонну, где происходит выделение бутанов из алкилата, а снизу выводится алкилат с высоким октановым числом - 96 по исследовательскому методу и 94 по моторному методу.

Каскадные реакторы компании Эксон имеют ряд преимуществ перед контакторами установки компании Стратко. В первую очередь, это использование «автоохлаждения», что упрощает и удешевляет установку алкилирования, так как позволяет отказаться от хладоагента. Кроме того, автоохлаждение дает возможность поддерживать низкую температуру реакции и тем самым существенно улучшить свойства алкилата. Использование ступенчатой реакторной системы приводит к возможности поддерживать высокую концентрацию изобутана, что также улучшает качество продукта.

Низкая скорость прохождения процесса в каскадном реакторе также создает ему преимущества при получении более качественного алкилата, а кроме того, позволяет снизить коррозию в ректификационной колонне. Для каскадного реактора характерно также низкое давление, что позволяет механическим смесительным мешалкам работать с высокой степенью надежности. По технологии компании Эксон существенно меньше расходуется серной кислоты. К недостаткам каскадных реакторов можно отнести то, что секции взаимосвязаны и нарушение режима в одной из них приводит к остановке системы в целом, а во-вторых, по ходу движения эмульсии снижается концентрация изобутана.

По технологии Эксон получают алкилат с октановым числом 96 по исследовательскому методу и 94 по моторному методу. Выход алкилата составляет 1,78 бар. C<sub>5+</sub> на 1 бар. бутиленового сырья.

По данной технологии работают 7 установок производительностью от 2 до 30 тыс. бар./день.

#### 4.1.3.5. Изомеризация парафиновых углеводородов

Запрет на применение тетраэтилсвинца и требования о существенном снижении содержания ароматических углеводородов в бензинах, принятые конгрессом США по закону о чистом воздухе 1990 г., заставляют нефтеперерабатывающие заводы изыскивать новые возможности по введению высокооктановых компонентов в бензин. Увеличение мощностей установок по изомеризации парафиновых углеводородов - один из таких способов. Сырьем для установок изомеризации могут быть прямые легкие бензиновые фракции, легкий риформат, рафинаты, легкие бензины гидрокрекинга. Имеется несколько запатентованных процессов изомеризации парафинов для различного исходного сырья, которые распространены на нефтеперерабатываю-

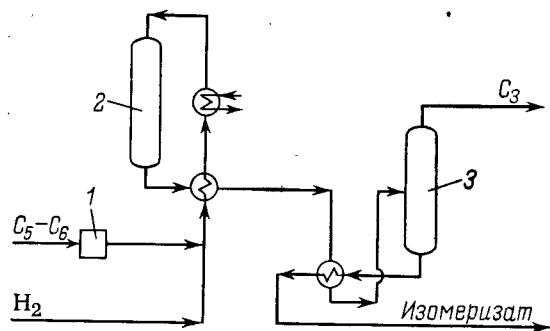


РИС. 55. Схема установки изомеризации  $C_5-C_6$  по технологии пенекс компании ЮОПи:

1 - абсорбер; 2 - реактор; 3 - колонна стабилизации

ших заводах. Для парафинов  $C_5-C_6$  в США наиболее распространены процессы пенекс компании ЮОПи, хайзомер компании Шелл и ТИП компании Юнион Карбайд.

На рис. 55 дана принципиальная схема процесса пенекс компании ЮОПи [138]. Процесс предусматривает гидроочистку и осушку сырья. Применяются специально приготовленные платиновые катализаторы компании ЮОПи, которые поставляются в контейнерах и в активированном состоянии.

Процесс проводится при температуре  $120-205^\circ\text{C}$ , давлении  $2,1-7,0$  МПа, объемной скорости подачи сырья  $2,0 \text{ ч}^{-1}$ . Сырье после гидроочистки и осушки в осушителе 1 подается в реактор 2 с неподвижным слоем катализатора, куда поступает также циркулирующий водородсодержащий газ. Вместе с сырьем в реактор подается промотор — хлорорганическое соединение в количестве десятичных долей процента. Жидкий продукт стабилизируется в колонне стабилизации 3. Изомеризация фракции  $C_5-C_6$  с октановым числом 69 позволяет получить продукт с октановым числом 85 по исследовательскому методу. Добавление рециркулирующих операций увеличивает качество продукта до октанового числа 90 по исследовательскому методу.

Из-за отсутствия влаги в реакционной системе коррозии установки не наблюдается, что позволяет изготавливать оборудование из углеродистой стали.

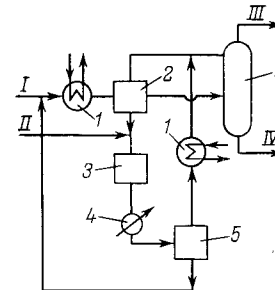
Стоимость строительства установки изомеризации по процессу пенекс составляет 800 дол. на 1 бар. мощности.

В настоящее время построено 79 установок по этой технологии и 22 установки находятся в стадии строительства.

**Процесс изомеризации хайзомер компании Шелл** [125]. Процесс хайзомер — это процесс изомеризации прямогонных бензиновых фракций  $C_5-C_6$  с целью получения продукта с высоким октановым числом. При переработке сырья с октановым числом 73,2 получают продукт с октановым числом 82,1 по исследовательскому методу. Катализатор состоит из цеолитсодержащего носителя и платины. Процесс проводится при температуре  $230-290^\circ\text{C}$ , давлении  $1,4-3,5$  МПа, объемной скорости подачи сырья  $1-3 \text{ ч}^{-1}$ . Выход  $C_5+$  составляет 97,5%. Сырье подвергается гидроочистке до содержания серы  $0,001\%$ . Схема процесса при-

РИС. 56. Схема установки изомеризации ТИП фирмы Юнион Карбайд:

1 - подогреватели; 2 - секция разделения *изо-* и *n*-парафинов на цеолитах; 3 - реактор изомеризации; 4 - холодильник; 5 - секция разделения десорбента и продуктов реакции; 6 - колонна стабилизации; I и II - сырье; III - газы стабилизации; IV - изомеризат



близительно такая же, как и процесса пенекс: нагрев, реакции изомеризации в присутствии водородсодержащего газа в реакторе на неподвижном слое катализатора. После охлаждения и отделения водорода от жидких продуктов в сепараторе изомеризат поступает на стабилизацию.

Стоимость строительства установки изомеризации по технологии Шелл составляет 10,6 дол. на 1 т мощности. Сейчас функционируют 6 установок.

**Процесс ТИП.** Система ТИП, впервые примененная фирмой Юнион Карбайд, представляет собой комбинацию процессов хайзомер или пенекс и изосив. Изосив — процесс выделения на молекулярных ситах из изомеризата процесса хайзомер или пенекс *n*-парафиновых углеводородов, которые возвращаются в процесс изомеризации. В этом случае октановое число продукта составляет 90 по исследовательскому методу или 88 при октановом числе сырья только 68. Условия процесса такие же, как и базисного (хайзомер или пенекс). Стоимость строительства установки возрастает до 24 дол. на 1 т мощности.

Процесс ТИП может осуществляться по двум вариантам: с максимальным выходом изомеризата или с максимальным октановым числом. На рис. 56 представлена принципиальная схема установки ТИП.

Сырье смешивается с продуктом изомеризации и поступает на адсорбцию в блок 2, после которого неадсорбированные углеводороды направляются в стабилизационную колонну 6, адсорбированные углеводороды при работе блока 2 в режиме десорбции вытесняются из цеолита и поступают в реактор изомеризации 3. Продукты изомеризации в смеси с десорбентом охлаждаются и направляются в узел сепарации 5, откуда углеводороды поступают в узел адсорбции. Если необходимо получать изомеризат с максимальным октановым числом, то сырье сразу посылают на изомеризацию, что делает возможным гидрокрекинг части гексанов и гептанов.

В настоящее время установки ТИП по технологии ЮОПи функционируют на 21 нефтеперерабатывающем заводе, а 4 находятся в стадии строительства. Установки ТИП с технологией фирмы Шелл работают на 6 нефтеперерабатывающих заводах.

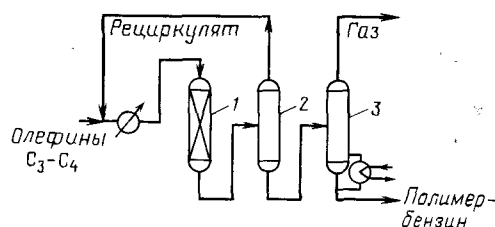


#### 4.1.3.6. Полимеризация

Процесс полимеризации пропилен- и бутиленсодержащих фракций, извлекать из которых чистые олефины нецелесообразно, предназначен для получения низкомолекулярных полимеров, используемых как высокооктановые добавки в моторные топлива.

Компания ЮОПи была одной из первых, которая применила процесс полимеризации низкомолекулярных олефинов для производства добавок в моторные топлива (рис. 57).

Процесс проводится на фосфорнокислотных катализаторах. Сырье должно пройти процесс гидроочистки и осушки. В реакторе имеется система охлаждения, благодаря которой осуществляется контроль за экзотермической реакцией. Олефиновое сырье нагревается в теплообменниках и поступает в реактор, в котором происходит полимеризация на фосфорнокислотном катализаторе. После реактора 1 продукты проходят каплеотбойник 2 и разделяются в стабилизационной колонне 3. При производстве полимербензина его октановое число в зависимости от состава сырья и селективности процесса составляет 90–97 по моторному методу.



**РИС. 57.** Схема установки полимеризации по технологии компании ЮОПи:

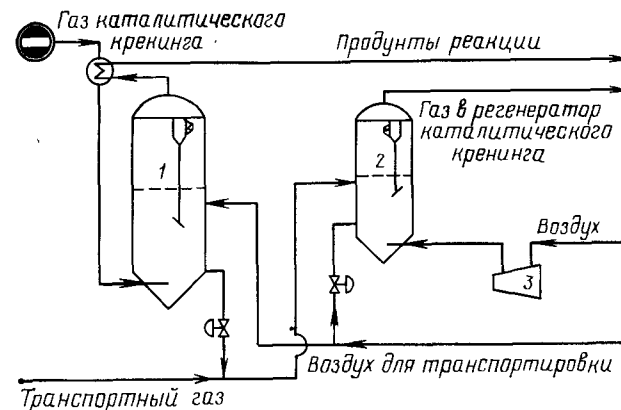
1 — реактор; 2 — колонна; 3 — стабилизационная колонна

Технология олигомеризации, предложенная компаниями *Бадгар* и *Мобил*, предполагает осуществлять полимеризацию олефинов – этилена, пропилена и бутиленов – на цеолитном катализаторе ZSM-5 в реакторе с псевдоожиженным слоем катализатора. На рис. 58 дана принципиальная схема установок по технологии компаний *Бадгар* и *Мобил* (установка спроектирована).

Сырье (обедненный газ каталитического крекинга) нагревается и поступает в реактор 1, где происходит процесс олигомеризации. Деактивированный катализатор регенерируется в регенераторе 2 по такой же схеме, как и катализатор каталитического крекинга. Воздух в регенератор подают компрессором 3.

Получают продукт с октановым числом 95–98 по исследовательскому методу и 82–85 по моторному методу. Стоимость строительства такой установки составляет 3800 дол. на 1 бар. мощности.

Получил также распространение процесс димеризации пропилена или смеси олефинов  $C_3-C_4$ , разработанный *Французским институтом нефти* (рис. 59) [140]. Сырьем процесса служит пропан-пропиленовая фракция. Продукты димеризации (бензи-



**РИС. 58.** Установка олигомеризации олефинов по технологии компаний *Бадгар* и *Мобил*:

1 – реактор; 2 – регенератор; 3 – компрессор

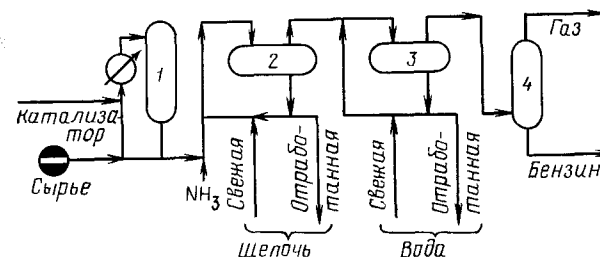


РИС. 59. Установка димеризации олефинов по технологии Французского института нефти:

1-реактор; 2, 3-аппараты по извлечению катализатора; 4-ректификационная колонна

новая фракция) имеют октановое число 96 по исследовательскому и 81 по моторному методу, хорошие испаряемость и давление паров.

Процесс осуществляется в жидкой фазе при невысоком давлении и умеренной температуре введением в реактор 1 или в несколько реакторов небольшого количества каталитического комплекса, разрушаемого при выходе из реактора аммиачной водой. Катализатор не регенерируется. После удаления катализатора в аппаратах 2 и 3 продукты разделяются в ректификационной колонне 4.

Стоимость строительства установки составит 60,6 дол. на 1 т мощности.

#### 4.1.3.7. Очистка светлых нефтепродуктов

Наиболее широко применяются, кроме гидрокаталитических процессов, следующие процессы очистки светлых нефтепродуктов:

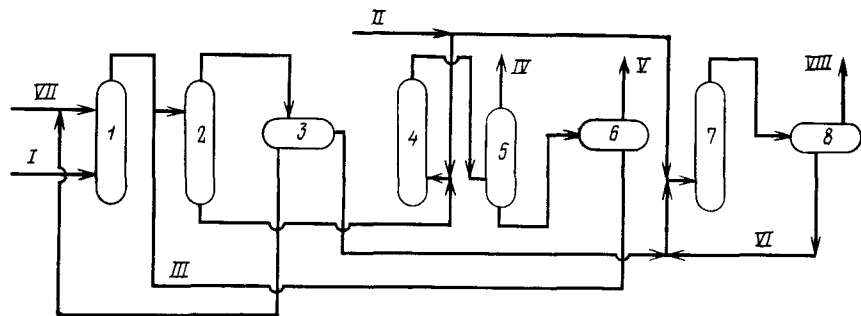


РИС. 60. Установка демеркаптанзации (мерокс) по технологии компании ЮОПи:

1 – промывочная колонна; 2 – экстракционная колонна; 3 – жидкостный сепаратор щелочи; 4, 7 – реакторы; 5 – газожидкостный сепаратор воздуха; 6 – жидкостный сепаратор низкомолекулярных дисульфидов; 8 – жидкостный сепаратор очищенного продукта; I – сырье; II – воздух; III – регенерированный раствор «мерокс»; IV – избыточный воздух; V – дисульфиды; VI – циркулирующий раствор «мерокс»; VII – свежая щелочь; VIII – очищенный продукт с установки

процесс каталитической демеркаптанзации мерокс фирмы ЮОПи;

процесс каталитической демеркаптанзации Fiber-Film фирмы Мерихем;

процесс очистки компании Петролайт;

процесс удаления бензола из бензинов фирмы ЮОПи.

**Процесс мерокс фирмы ЮОПи** основан на переводе меркаптанов в дисульфиды путем каталитического окисления в щелочной среде. В качестве сырья используют сжиженные газы, керосиновые и дизельные фракции. Катализаторами процесса являются хелатные соединения металлов VI группы в растворе NaOH. На рис. 60 представлена технологическая схема процесса [125].

Сырье промывается раствором щелочи в колонне 1 для удаления сероводорода и органических кислот, после чего поступает в экстрактор 2, где из него раствором катализатора «мерокс» экстрагируются низкомолекулярные меркаптаны. Раствор «мерокс» из экстрактора 2 подается в реактор 4, где происходит каталитическое окисление меркаптанов в дисульфиды кислородом воздуха с одновременной регенерацией катализатора. Смесь из реактора 4 проходит сепараторы 5 и 6 для отделения избытка воздуха и дисульфидов, после чего возвращается в реактор 2. Сырье из сепаратора щелочи 3 поступает в реактор 7 для перевода в дисульфиды высокомолекулярных меркаптанов, не подвергшихся экстракции в экстракторе 2 и окислению в реакторе 4. В реакторе 7 сырье взаимодействует с воздухом и дополнительным количеством раствора «мерокс». Далее смесь из реактора 7 поступает в сепаратор 8, где разделяются очищенный продукт и циркулирующий раствор «мерокс». Для низкомолекулярных фракций стадия дополнительной окислительной меркаптанзации в реакторе 7 исключена. На 1 т сырья расходуется 0,5–1,0 г катализатора и не более 0,06 г 100%-й щелочи.

Содержание меркаптанов в целевом продукте не превышает 5 г/т.

**Процесс Fiber-Film фирмы Мерихем.** Отличие от процесса мерокс в том, что демеркаптанзация проводится на стационарном слое катализатора (рис. 61).

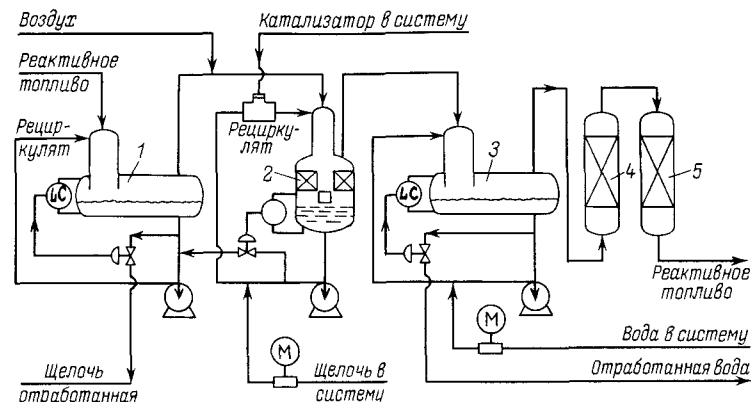


РИС. 61. Схема установки демеркаптанзации по технологии Fiber-Film фирмы Мерихем:

1, 3 — промывочные аппараты; 2 – контактор Fiber-Film; 4, 5 – адсорберы

Сырье – реактивное топливо – промывается раствором щелочи в 1 и поступает в контактор 2, где осуществляется тесный контакт с щелочным катализатором в пучке длинных, малого диаметра волокон, которые соединены в цилиндре. Пары углеводородов проходят через эти волокна, пропитанные щелочным раствором и катализатором, происходит окисление меркаптанов, после чего углеводороды подвергаются очистке в промывочном аппарате 3 и адсорберах 4 и 5.

В качестве сырья используются те же фракции, что и для процесса мерокс. Эффективность процесса приблизительно такая же. В США и в мире по данной технологии работает около 185 установок.

**Процесс очистки по технологии фирмы Петролайт.** Процесс предназначен для удаления щелочи и воды из бензинов, нефти и дистиллятов, а также кислоты и моноалкилсульфатов из сернокислотного алкилата. Если процесс предназначен для удаления щелочи и воды, то продукт содержит меньше 1 ppm щелочи и 10 ppm воды. Если процесс направлен на удаление кислоты, то продукт содержит меньше 10 ppm свободной серной кислоты, моно- и диалкилсульфатов.

На рис. 62 представлена принципиальная схема установки очистки по технологии фирмы Петролайт.

Для удаления щелочи в зависимости от степени загрязнения электростатический осадитель может работать как супердегидратор (без водяной промывки) или как промывочный аппарат. В случае удаления кислоты свободная кислота, которая остается в алкилате, перед электростатическим аппаратом должна обязательно перемешиваться с химическим реагентом в смесительном клапане 1. В этом случае сепарируется в нижней части электростатического сепаратора 2, а остальная смесь входит в электростатическое поле 3, создаваемое электрогенератором 4. Таким образом, с низа аппарата выходит кислота вместе с отработанным химическим реагентом или щелочь, а сверху – очищенный продукт.

Температура процесса зависит от условий обработки: если необходимо удалить щелочь из тяжелых дистиллятов, то под-



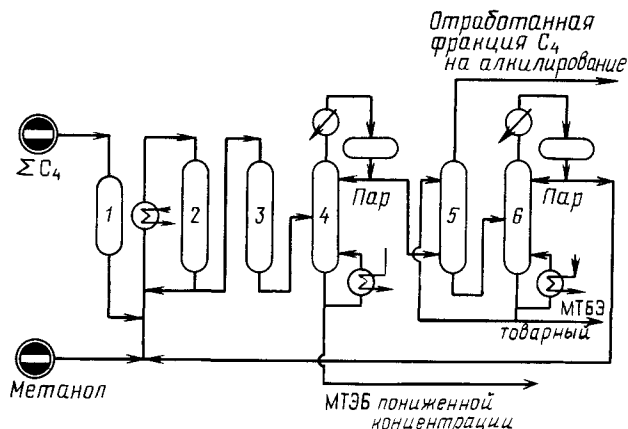


РИС. 65. Схема установки производства МТБЭ по технологии компаний *Хелс* и *ЮОПи*:

1 – абсорбер; 2, 3 – реакторы; 4 – бутиленовая колонна; 5 – ректификационная колонна; 6 – метанольная колонна

гими кислородсодержащими добавками: температура кипения его находится в пределах, соответствующих интервалу минимальной детонационной стойкости бензина; плохая растворимость в воде; полное смешение с любыми углеводородами: низкая плотность; обеспечение полноты сгорания и резкого повышения октанового числа как по исследовательскому, так и по моторному методам, особенно для головной фракции (до 100 °С), имеющей большое значение при разгоне автомобиля. Наибольшее распространение получили установки производства МТБЭ по технологиям фирм *ЮОПи* и *Хелс* (Германия), *Филлипс Петролеум*, *CD Tech*.

**Технология производства МТБЭ по лицензии ЮОПи и Хелс [141].** На рис. 65 представлена технологическая схема производства МТБЭ. Процесс получения МТБЭ основан на реакции конденсации метанола и изобутилена.

Очищенная в 1 бутиленовая фракция, рециркулирующий и свежий метанол после нагрева до 85–100 °С попадают в реакторы 2 и 3 с неподвижным слоем катализатора. Основная часть изобутилена превращается в МТБЭ в первом реакторе, а остаток – в реакторе 3 при более низкой температуре. После реактора 3 продукты поступают в бутановую колонну 4, где происходит разделение МТБЭ и непрореагировавших метанола и бутанов. Снизу колонны выходит 99% МТБЭ, а сверху – метанол с непрореагировавшими углеводородами. Эта смесь поступает последовательно в простую водно-промывочную систему с колоннами 5 и 6. Сверху колонны 5 выходит отработанный бутан и изобутан, углеводороды, которые впоследствии могут быть использованы для алкилирования, а сбоку колонны 6 – восстановленный метанол, который возвращается на циркуляцию в реактор 2.

Выход МТБЭ в процессе составляет 97%, селективность процесса равна 100%. По данной технологии построено 16 установок, 5 находится в стадии строительства.

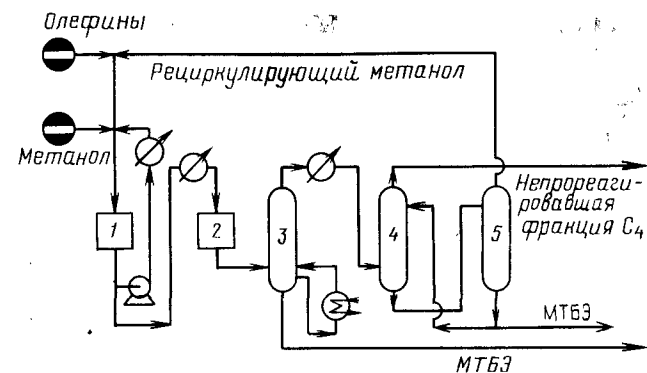


РИС. 66. Схема установки получения МТБЭ по технологии компании *Филлипс Петролеум*:

1, 2 – реакторы; 3 – ректификационная колонна; 4 – экстракционная колонна; 5 – метанольная колонна

**Технология производства МТБЭ по лицензии Филлипс Петролеум.** По данной технологии работает 6 установок на заводах фирмы. МТБЭ имеет октановое число смешения, равное 121 по исследовательскому и 105 по моторному методу. На рис. 66 представлена схема установки производства МТБЭ по технологии *Филлипс Петролеум*.

Концентрат изобутилена смешивается со свежим и циркулирующим метанолом и подается в реакторы 1 и 2. Реакция проводится в жидкой фазе при средних температурах и давлениях. Продукты реакции поступают во фракционирующую колонну, снизу которой выходит 99%-й МТБЭ. С верха колонны 3 выводятся бутены, изобутан, *n*-бутан и непрореагировавший метанол, который в последующих колоннах 4 и 5 за счет экстракции выделяется и затем циркулирует. Основное отличие процесса от предыдущего заключается в том, что реакции проходят в жидкой фазе при пониженных температурах и давлениях.

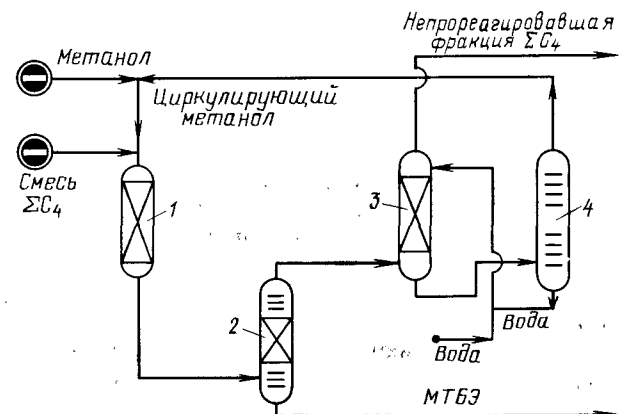


РИС. 67. Схема установки получения МТБЭ по технологии фирмы *CD Tech*:  
1 – реактор; 2 – колонна с каталитической дистилляцией; 3 – экстракционная колонна; 4 – метанольная колонна

**Технология производства МТБЭ по лицензии фирмы CD Tech.**  
На рис. 67 представлена схема установки.

Смесь  $C_4$  с установки каталитического крекинга смешивается со свежим и рециркулирующим метанолом и подается в реактор с неподвижным слоем катализатора 1. После реактора продукты реакции поступают в колонну каталитической дистилляции 2, где происходит выделение МТБЭ с низа колонны. Комбинацией реакции и дистилляции достигается высокая степень конверсии изобутилена (до 99%) и высокая степень чистоты МТБЭ. Сверху колонны 2 выводится смесь метанола и бутан-бутиленовой фракции, которая в колоннах 3, 4 разделяется, метанол возвращается на рециркуляцию в реактор 1, а фракция  $C_4$  выводится с установки.

Мы вкратце рассмотрели наиболее часто встречающиеся на нефтеперерабатывающих заводах США и ведущих западных стран процессы. Основное внимание уделялось установкам топливного профиля, и совсем не затрагивалось масляное производство, хотя и в этом направлении поразительны успехи промышленности США по сравнению с заводами стран бывшего Советского Союза.

#### 4.1.4. Перспективы развития процессов переработки нефти в США

Как известно, нефть до 2000 г. будет продолжать оставаться основным источником энергии [142]. Рост ее потребления в США (на 1,3% в год) будет обеспечиваться в первую очередь поставками из стран Ближнего Востока. Ниже приведены предполагаемые объемы потребления, добыча и импорт нефти в США:

	1990 г.	1995 г.	2000 г.
Потребление нефти, млн. т	794	844	881
Импорт нефти, млн. т	292 *	440	501
Добыча нефти, млн. т	370	333	296

\* Данные за 1987 г.

Согласно прогнозу фирмы *Sonoco*, к 2000 г. объем импорта нефти в 2 раза превысит объем ее добычи на территории страны, причем доля ближневосточной нефти возрастет до 42%. С середины 80-х годов нефтяная политика США базируется на импорте дешевой нефти. Принят закон не только об экономии энергии, но и о сокращении добычи нефти и газа на собственной территории. Резко снизится в ближайшее время добыча в США малосернистой нефти [143].

Ежегодные темпы прироста потребления нефтепродуктов в США оцениваются в 0,4–1,6%. В структуре потребления США преобладают бензины, несмотря на то что идет дизелизация автомобильного транспорта. Поэтому в дальнейшем развитие нефтепереработки будет направлено на обеспечение соответствия между структурами спроса нефтепродуктов и их производства.

Ниже приведены мощности установок по переработке нефти и соотношение мощностей вторичных процессов и процессов

прямой перегонки (на начало года) [144, 145]:

	1990 г.	1991 г.	1992 г.
Мощность установок прямой перегонки, млн. т	767	720	713
Мощности установок вторичных процессов, отнесенные к мощностям установок прямой перегонки, %:			
термические процессы	12	13	13,2
каталитический крекинг	32,9	32,0	34,1
каталитический риформинг	21,1	21,2	22,8
гидроочистка	39,1	39,5	42,5
гидрообессеривание	13	14	14,1
гидрокрекинг	7,4	9	8,4
производство кокса	2,9	3,2	3,2
производство битума	5,4	5,7	5,9
производство масел	1,5	1,5	1,4

Можно отметить, что планируется устойчивый рост мощностей вторичных процессов, что в первую очередь связано с введением новых, более жестких требований к качеству топлив в 1992 г. Как было уже отмечено, на долю 19 крупнейших компаний США приходится 75% суммарных мощностей по переработке нефти в этой стране. Их заводы оборудованы в основном современными установками, высока доля вторичных процессов. Однако в США еще достаточно велико число мелких заводов – средняя мощность установок прямой перегонки нефти на 194 заводах США составляет менее 3 млн т в год. В связи с принятием новых законов о чистом воздухе стоимость модернизации НПЗ до 1995 г. должна составить 20–41 млрд дол. Не все заводы смогут выдержать такие затраты. Под угрозой закрытия находятся 65 заводов, суммарная мощность которых составляет примерно 11% от всей мощности переработки нефти в США. В зоне риска находятся еще 38 нефтеперерабатывающих заводов. По оценкам специалистов, в ближайшие годы мощности по переработке нефти в США сократятся на 15%. Вместе с тем уже в 1993 г. построены установки каталитического крекинга мощностью 9,3, гидрокрекинга – 4,8, гидроочистки – 25 млн т в год [146].

Основную долю в структуре бензинов (70%) составляют регулярные бензины. В то же время намечается устойчивый рост производства премиального бензина (в 1990 г. объем его производства составлял 30%).

В настоящее время в США среднее содержание в бензинах ароматических углеводородов составляет – 32, олефиновых – 12, бензола – 1,6, кислорода – 0,5% [147].

В ближайшие годы ожидается резкое увеличение производства кислородсодержащих добавок. По нормативам, уже в 1993 г. 31% всего бензина США должен содержать оксигенаты, к 1995 г. – более 85%. В связи с этим в ближайшие 5 лет потребление кислородсодержащих добавок будет увеличиваться на 28% в год и к 1996 г. достигнет 16 млн т.

Введение нового стандарта предполагает выпуск так называемых реформулированных бензинов. Его применение не требует изменения конструкции двигателя, не влечет за собой ухудшения эксплуатационных характеристик автомобиля.

Ниже приведены компонентные составы [в % (об.)] традиционного и реформулированного бензинов с различным содержанием ароматики [% (об.)] [148]:

	Традиционный	Реформулированный	
		20% (об.)	10% (об.)
Бутаны	5,5	3,5	2
Риформат	40,3	24,6	11,6
Бензин каталитического крекинга	33	28,1	14
Эфиры	3,4	10,8	10,8
Алкилаты	9,4	16,5	27,6
Изомеризат	5,5	11,6	11,6
Легкий бензин гидрокрекинга или прямой перегонки	1,9	3,5	15,8

Наиболее существенно новые нормы повлияют на процессы риформинга. Вследствие большого содержания в риформатах ароматических углеводородов доля их в товарных бензинах будет сокращаться. Предложены различные способы снижения содержания ароматических углеводородов в риформатах: как за счет снижения производительности и жесткости риформингов, использования экстрактивной дистилляции, так и за счет регулирования пределов выкипания (температуры начала кипения) сырья риформинга в целях уменьшения образования бензола и его предшественников, изомеризации углеводородов  $C_5-C_6$  (легких продуктов риформинга) и алкилирования продуктов риформинга легкими ( $C_2-C_4$ ) олефинами (процесс алкимакс) [142].

В будущей структуре НПЗ главное место принадлежит установкам каталитического крекинга с микросферическим катализатором, который работал бы на тяжелом нефтяном сырье. Об этом написано в разделе, посвященном каталитическому крекингу нефтяных остатков по технологиям фирм *Келог*, *Шелл*, *ЮОПи*, *Французского института нефти* и т. д. Новые катализаторы на основе высококремнеземных цеолитов ZSM и сверхкремнеземных цеолитов типа LZ-210 или ультрастабильных цеолитов Y обеспечивают крекинг тяжелого нефтяного сырья. В ближайшее время ожидается применение в промышленности, использующей катализаторы, широкопористых пассивирующих материалов для крекинга больших молекул, что позволит перерабатывать сырье с высоким содержанием никеля и ванадия. Большую роль будут играть различные добавки в процесс каталитического крекинга. К ним относятся промоторы дожига оксида углерода, поглотители оксидов серы, пассиваторы металлических ядов, присадки, повышающие октановое число, и др.

В будущем в соответствии с законом о чистом воздухе технология производства бензина на установках каталитического

крекинга должна претерпеть существенные изменения [149]. Ожидается, что доля продуктов каталитического крекинга в реформулированных бензинах сократится, так как содержание ароматических углеводородов в бензинах каталитического крекинга составляет 30–40% (об.), а олефиновых углеводородов – 25–40% (об.). В этом случае установки каталитического крекинга будут направлены не только на выпуск бензина, но и на выпуск углеводородов  $C_3-C_5$ . Основные изменения процесса будут обуславливать повышение скорости подачи и степени конверсии сырья, увеличение стойкости катализаторов к отравлению тяжелыми металлами, повышение селективности цеолитов в производстве изоолефинов. Изменяются требования к качеству катализатора.

В будущей структуре НПЗ заметную роль станут играть процессы алкилирования и изомеризации [142]. Полученные в этих процессах продукты характеризуются низкой летучестью, практически не содержат олефиновых и ароматических углеводородов, но обладают высоким октановым числом. Введенный в бензин алкилат позволяет эксплуатировать двигатель внутреннего сгорания при более высокой степени сжатия в цилиндре, и, следовательно, снизить расход бензина на 1 км пробега. В США заметен рост мощностей установок алкилирования. В 1992 г. они составили 35,9 млн т. Прирост мощности установок изомеризации в год составляет примерно 4,3%, и на 1993 г. суммарная мощность установок составила 40 млн т [150].

Возрастает роль процессов гидрооблагораживания сырья, что вызвано как ухудшением его качества, так и новыми требованиями к качеству дизельных топлив. По-видимому, процессы гидрооблагораживания будут развиваться по пути утяжеления сырья, что подтверждается появлением в последнее время большого числа новых установок гидрооблагораживания – установок конверсии нефтяных остатков.

Все большее распространение получает гидрогенизационная переработка нефтяных остатков с использованием нескольких слоев катализаторов, каждый из которых ответствен за определенную фракцию: гидрообессеривание, гидроазотирование, гидродеметаллизацию. Такие системы предлагают компании *Шелл* и *Шеврон* [151].

В процессе гидрокрекинга по бензиновому варианту для повышения выхода бензина предложены новые нецеолитсодержащие молекулярные сита SAPO, включающие кремний, алюминий и фосфор. При добавлении 7,5% такого «сита» к традиционному катализатору выход бензина увеличивается с 37,7 до 87,4% (октановое число 88 по исследовательскому методу) [152].

Известно, что необходимость снижения содержания серы в дизельном топливе до 0,05% связана с дезактивацией катализатора в конверторах, устанавливаемых в выхлопных системах дизельных двигателей, а необходимость снижения содержания

ароматических углеводородов до 20% (об.) [в штате Калифорния — до 10% (об.)] — с ограничением выбросов твердых частиц. Снижение содержания серы до указанной нормы при существующей технологии — задача вполне осуществимая. В ближайшее время планируется осуществить небольшую модернизацию установок с помощью нового оборудования, разработать новые катализаторы с учетом дополнительных требований, ввести в действие новые установки гидроочистки дизельного топлива.

Иное положение со снижением содержания ароматических углеводородов: в данном случае потребуется новая технология [142].

Снижение содержания ароматических углеводородов можно достичь при одноступенчатом жестком гидрировании дизельного топлива на специальных катализаторах или при двухступенчатом гидрокрекинге с применением на второй ступени катализатора, содержащего благородный металл. Для проведения процесса в одну ступень требуется высокое давление, в две ступени — значительные капиталовложения. Несколько фирм разрабатывают менее дорогие способы снижения содержания твердых частиц в выхлопных газах автомобилей с помощью присадок.

Таким образом, перспективы развития нефтяной промышленности США определяются не только экономическим развитием, но также экологическими законами. От их жесткости в будущем существенно зависят структура нефтеперерабатывающих заводов и рост их производства.

#### **4.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ НА НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДАХ СТРАН БЫВШЕГО СОВЕТСКОГО СОЮЗА**

Как уже отмечалось ранее, нефтеперерабатывающая промышленность Советского Союза в течение всего периода своего существования выполняла основную свою задачу — обеспечивала народное хозяйство и население нефтепродуктами. Так как развитие технологии, процессов переработки нефти, оборудования происходило в условиях самоизоляции от ведущих стран мира, то по ряду направлений, особенно по каталитическим процессам, имелись серьезные отставания от технологий стран Запада. Как правило, основное оборудование на заводах стран бывшего Союза выполнено на советских предприятиях, советскими разработчиками. Долгое время многие установки не реконструировались, оборудование не обновлялось. «Возраст» большого числа установок вторичной переработки нефти довольно велик. Износ основных фондов многих установок достигает 70–80, а иногда и 100%, что значительно затрудняет освоение новых, более эффективных катализаторов и внедрение прогрессивных технологических решений [153].

Как правило, новые установки проектировались отечествен-

ными специалистами после детального изучения зарубежного опыта, поэтому характеристики многих установок, построенных на заводах стран бывшего Союза, сходны с таковыми зарубежными аналогами.

В данной главе мы хотим дать описание основных установок советского производства и анализ их работы с целью заинтересовать возможных западных инвесторов вопросами реконструкции установок и заводов.

В 20-е и 30-е годы нынешнего столетия, особенно после признания СССР зарубежными фирмами США, Советский Союз получил по договорам современные атмосферные и вакуумные установки. В Баку были построены установки первичной переработки нефти, причем некоторые установки вакуумной перегонки нефти работают до сих пор. По тем временам это позволило значительно увеличить отборы фракций от нефти. Советские ученые интенсивно работали над усовершенствованием установок первичной переработки нефти и в области химии и технологии термического крекинга. С именами С. Н. Обрядчикова, А. В. Фроста, Л. Д. Нерсесова, А. Н. Саханова и др. связаны первые систематические исследования термического крекинга, проектирование и освоение отечественных крекинг-установок. В 30-е годы, когда советское правительство отказалось от политики нэпа, хорошая научная база позволила приступить к сооружению собственных установок, хотя политика самоизоляции Советского Союза не позволяла строить установки, соответствующие уровню развития мировой техники и технологии. Целевым продуктом установок термического крекинга являлся автомобильный бензин из типового сырья — малосернистого мазута легкого фракционного состава [154].

В 50-е годы стали утяжелять мазут, что было обусловлено большим спросом на керосино-газойлевые фракции, используемые как дизельное топливо, а также развитием процессов каталитического крекинга и риформинга, где бензин получался лучшего качества. Целевым продуктом становится крекинг-остаток, который используется как печное или котельное топливо. Важное значение приобретает процесс легкого термического крекинга тяжелых нефтяных остатков (висбрекинг) с целью снижения вязкости котельных топлив. Значение процесса термического крекинга под давлением для получения бензина резко уменьшается. Термический крекинг начинают использовать также с целью получения высокоароматизированного сажевого сырья и  $\alpha$ -олефинов.

В настоящее время процесс термического крекинга не является перспективным (за исключением, пожалуй, висбрекинга) и новые установки не проектируются.

Процесс коксования начали применять в нефтеперерабатывающей промышленности начиная с 20-х годов, но только для получения кокса. Только в 40-е годы начали осуществлять

процесс коксования с целью углубления переработки нефти и получения светлых нефтепродуктов.

В 50-е годы советскими специалистами был разработан процесс непрерывного коксования в псевдоожиженном слое, но не нашел промышленного применения. Сейчас этот процесс (флексикокинг) активно внедрен компанией *Эксон* на своих предприятиях и доказал свою эффективность.

В российской нефтеперерабатывающей промышленности долгое время (до середины 60-х годов) наибольшее распространение имели установки каталитического крекинга с движущимся шариковым катализатором. Затем были построены установки с микросферическим катализатором и только в середине 80-х годов завершено строительство установок каталитического крекинга с лифт-реактором.

Основные реакции каталитического риформинга были открыты российскими учеными: в 1911 г. Н. Д. Зелинский открыл реакцию превращения шестичленных нафтен в ароматические углеводороды, а в 30-е годы несколькими советскими химиками была доказана возможность превращения *n*-парафинов в ароматические углеводороды.

Большую роль в развитии процесса риформинга сыграл известный русский ученый В. Ипатьев, работавший в американской фирме *ЮОПи*, которая первая разработала промышленный процесс каталитического риформинга и в 1940 г. ввела установку в эксплуатацию. В годы второй мировой войны на таких установках получали толуол – важнейшее сырье для военной промышленности.

Процесс усовершенствовался: от установки с реакторами, в которых работали неподвижно катализаторы, – до установки с непрерывной регенерацией катализатора, от платиновых катализаторов – до биметаллических с пониженным содержанием платины. Сейчас процесс проводят по двум направлениям – для получения высокооктанового компонента бензина и для получения ароматических углеводородов.

В середине 50-х годов началось интенсивное использование заводских нефтяных газов для нефтехимического синтеза. Заводские газы более благоприятны для химической переработки, так как содержат реакционноспособные непредельные углеводороды, из которых можно получать высокооктановые топливные компоненты и различное химическое сырье.

Например, по мере развития каталитического крекинга высокими темпами в США развивался процесс алкилирования изобутана олефинами, который позволил значительно увеличить выпуск высокооктановых неэтилированных бензинов. К сожалению, в России этот процесс по разным причинам не получил широкого развития.

В 40-е годы появились промышленные установки изомеризации легких парафинов, позволяющие повысить октановое число

бензина за счет изомеризации легких бензиновых фракций и увеличить ресурсы изобутана путем изомеризации *n*-бутана. В настоящее время используют установку изомеризации в основном по первому варианту.

В 60-е годы повышение требований к качеству продуктов переработки нефти привело к широкому внедрению гидрогенизационных процессов, особенно гидроочистки и гидрокрекинга.

В России широкое развитие получили процессы гидроочистки светлых нефтепродуктов, а не процессы гидрокрекинга и гидрообессеривания тяжелых нефтяных фракций и остатков.

В результате на сегодняшний день в целом ряде регионов страны мы имеем тяжелую экологическую обстановку, вызванную использованием местными тепловыми электростанциями сернистых мазутов.

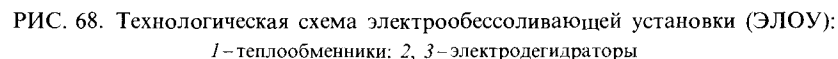
В России нефтяная промышленность всегда занимала ведущее место. Но в период холодной войны и изоляции Советского Союза от мирового сообщества передовые технологии проникали в страну с большим опозданием. Кроме того, в условиях монополии государства на нефтеперерабатывающие заводы только правительство могло решать вопросы, связанные с реконструкцией промышленности, но централизованное планирование не позволяло осуществлять большие капиталовложения в нефтепереработку, что приводило к еще большему отставанию от ведущих стран Западной Европы и США. Сказалось также и то, что в России все время в нарастающем темпе увеличивалась добыча нефти, и не было необходимости задумываться серьезно о повышении глубины ее переработки. Думается, что серьезный кризис, связанный со значительным уменьшением добычи и резким повышением цен на нефтепродукты, подтолкнет правительство на значительные капиталовложения в одну из самых необходимых отраслей промышленности.

#### 4.2.1. Процессы первичной переработки нефти

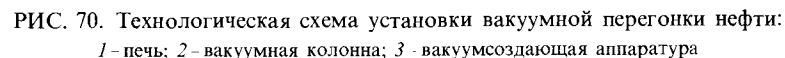
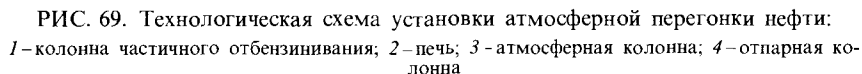
К процессам первичной переработки нефти относят установки обезвоживания и обессоливания нефти, атмосферной перегонки, а также вакуумной перегонки нефти. Сырьем для установок служат нефть и газовый конденсат. Выбор технологической схемы и режима перегонки зависит от качества нефти. Наибольшее распространение в России (СССР) получили комбинированные установки первичной перегонки трехкратного испарения. На рис. 68–70 представлены технологические схемы обессоливания, атмосферной и вакуумной перегонки нефти.

Сырая нефть нагревается в теплообменниках 1, последовательно проходит электродегидраторы 2, 3 первой и второй ступени обессоливания (рис. 68) и поступает на разделение в колонну 1 частичного отбензинивания (рис. 69). Сверху этой колонны углеводородный газ и легкий бензин конденсируют и направляют в специальную емкость. Часть конденсата возвращают на верх колонны в качестве острого орошения [125].





Отбензиненная нефть отбирается с низа колонны 1, нагревается в змеевиках печи 2, а затем поступает в качестве сырья в атмосферную колонну 3. Смесь паров тяжелого бензина и воды, выйдя из колонны, охлаждается, конденсат частично возвращается в качестве холодного орошения, а остальная часть выводится на смешение с другими фракциями бензина. Угледородный газ выводится сверху



газосепаратора. Обычно с атмосферной колонны сбоку отбираются боковые погонны. В данном случае с атмосферной колонны выводятся 2 фракции – керосиновая и дизельная. Каждая фракция поступает в свою отпарную колонну, отпаривается перегретым водяным паром, затем охлаждается и выводится с установки. Атмосферная колонна кроме острого орошения имеет 2 циркуляционных орошения для отвода тепла.

Снизу атмосферной колонны отбирают мазут, который подогревают в печи 1 и отправляют в вакуумную колонну 2 (рис. 70).

Вакуумные колонны предназначены для отбора масляных фракций или вакуумного газойля (фракция 350–500°С) — сырья для каталитического крекинга. Нужную фракцию отбирают сбоку колонны. С низа вакуумной колонны отбирают гудрон. Часть его после охлаждения в теплообменнике может быть возвращена в низ этой колонны, чтобы понизить температуру остатка до 320–330°С для предотвращения разложения.

Смесь нефтяных и водяных паров, газы разложения с верха колонны поступают в вакуумсоздающую аппаратуру 3, где разделяется на газовую и жидкую часть. Газы отбираются вакуумным насосом, конденсат отделяется от воды и выводится с установкой.

В процессе получают углеводородный газ, состоящий преимущественно из пропана и бутанов, прямогонную бензиновую фракцию 28–180 °С, являющуюся сырьем для процессов изомеризации, риформинга и пиролиза. Керосиновую фракцию с атмосферной колонны (фракция 120–240 °С) можно использовать как топливо для реактивных двигателей, ее при необходимости подвергают демеркапнизации и гидроочистке (получают более высококачественное топливо – РТ).

Дизельная фракция 140–320 °С используется в качестве зимнего дизельного топлива, фракция 180–360 °С – в качестве летнего. После атмосферной колонны требуется предварительное обессеривание дизельных фракций.

Мазут – остаток атмосферной перегонки нефти – является сырьем вакуумной колонны или используется в качестве котельного топлива. В России мазут не подвергается обессериванию, хотя обычно он содержит повышенное количество серы [от 2,0 до 3,5% (мас.) и выше].

Широкая вакуумная фракция 350–500 °С (широкая масляная фракция) используется как сырье для каталитического крекинга или гидрокрекинга. Узкие масляные фракции (320–400; 350–420; 400–500; 420–490 и 450–500 °С) применяют в качестве сырья установок производства масел различного назначения.

И, наконец, гудрон – остаток вакуумной перегонки мазута – используется для производства битума, остаточных масел, а также для установок коксования и деасфальтизации.

Ниже приведены основные параметры атмосферно-вакуумной установки и выходы продуктов, получающиеся на российских заводах. Необходимо отметить, что для удобства рассмотрения технологическая схема разбита на 3 части – обессоливание и обезвоживание нефти; атмосферная перегонка нефти и вакуумная перегонка нефти. Обычно все 3 секции находятся вместе. Кроме того, как правило, в состав установки входит дебутанизатор и секция вторичной перегонки бензина. Такая установка называется «комбинированная установка ЭЛОУ-АВТ трехкратного испарения нефти».

Технологические параметры комбинированной установки следующие:

Электродегидратор		I ступень	II ступень
Температура нефти, °С		135	125
Давление, МПа		1,2	1,1
Расход воды, % (на нефть)		5,0	3,0
<b>Колонна частичного отбензинивания нефти</b>			
Температура, °С:			
питания		205	
верха колонны		155	
низа колонны		240	
Давление, МПа		0,5	
<b>Атмосферная колонна</b>			
Температура, °С:			
питания		365	
верха колонны		146	
низа колонны		342	
Давление наверху колонны, МПа		0,25	
Кратность орошения, кг/кг		1,4:1,0	
<b>Вакуумная колонна</b>			
Температура, °С:			
питания		395	
верха колонны		125	
низа колонны		352	
Давление наверху колонны, кПа		8,0	

Выход продуктов атмосферно-вакуумной перегонки обессоленной нефти:

сухой газ	1,0
бензиновая фракция (н.к. – 180 °С)	17,8
керосиновая фракция (180–240 °С)	9,9
дизельная фракция (240–350 °С)	17,0
вакуумный газойль (350–460 °С)	17,8
гудрон	35,8
потери	0,7

В странах бывшего СССР распространены установки мощностью 6–8 млн т/год. Производительность отдельных установок после реконструкции достигла 9–9,5 млн т нефти в год.

Зарубежные установки за счет лучших конструкций тарелок и более современного оборудования, более совершенной вакуум-создающей аппаратуры позволяют получить на 3–5% больший отбор светлых от потенциала (сравните: 92–93% – на российских установках и 96–97% – на установках первичной перегонки нефти США и стран Западной Европы и Японии). В 60-е годы на ряде заводов специалистами из Восточной Германии были построены достаточно эффективные комбинированные установки ЭЛОУ-АВТ. В основном оборудование первичных установок находится в сильно изношенном состоянии и нуждается в модернизации.

#### 4.2.2. Термодеструктивные процессы [125, 126]

Самыми распространенными среди термических процессов являются процессы висбрекинга, термического крекинга под давлением, коксования и пиролиза.

##### 4.2.2.1. Висбрекинг

В 80-е годы в России по аналогии с ведущими зарубежными фирмами начался возврат к легкому термическому крекингу – висбрекингу – процессу, предназначенному для превращения гудрона в котельное топливо с низкими вязкостью и температурой застывания. На рис. 71 представлена технологическая схема установки висбрекинга с реакционной камерой.

Сырье (мазут или гудрон) подогревается в печи 1 и подвергается висбрекингу в реакционной камере 2 (реакторе), работающей при давлении около 1,7 МПа. Полученная смесь продуктов направляется далее во фракционирующую колонну 3, где происходит разделение на бензиновую, керосиновую фракции, углеводородный газ и крекинг-остаток.

Параметры процесса висбрекинга гудрона и выход продуктов представлены ниже:

Температура процесса, °С	460–500
Давление, МПа	1,4–3,5
Выход продуктов, %:	
углеводородный газ	2,3
головка стабилизации	3,0
бензин	6,7
керосино-газойлевая фракция	–
крекинг-остаток	88,0

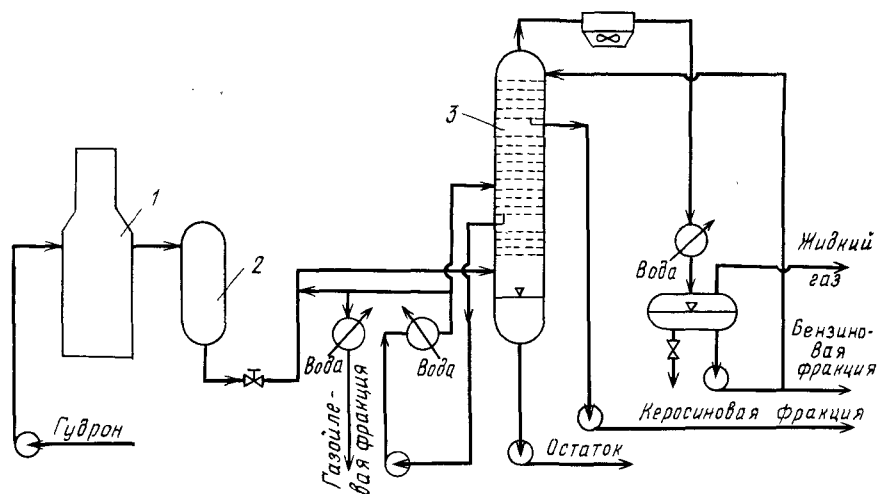


РИС. 71. Схема установки висбрекинга с реакционной камерой:  
1 – печь; 2 – реакционная камера; 3 – фракционирующая колонна

Развитие процесса висбрекинга в России сдерживается достаточно высокими затратами на производство, невысоким качеством светлых нефтепродуктов. В основном висбрекинг входит в состав комбинированных установок ГК-3 и КТ-1.

Технологические схемы, технологический режим и расходные показатели типовых российских и зарубежных (американских) установок висбрекинга не имеют существенных различий. В обоих случаях для увеличения степени превращения сырья и отбора термогазойля применяют крекинг рециркулирующих газойлей в отдельных печах и вакуумную перегонку крекинг-остатка. На зарубежных установках висбрекинга газойлевые фракции не добавляются непосредственно к исходному сырью перед его термообработкой в печи. Кроме того, имеется ряд установок висбрекинга с реакционной камерой, где в отличие от российских установок предусматриваются восходящий поток и специальная насадка для устранения застойных зон, что обеспечивает заметную экономию капитальных (10–15%) и эксплуатационных (30%) затрат.

#### 4.2.2.2. Термический крекинг: получение сырья для технического углерода

В России термический крекинг продолжает оставаться весьма распространенным процессом на нефтеперерабатывающих заводах. На рис. 72 представлена технологическая схема такой установки.

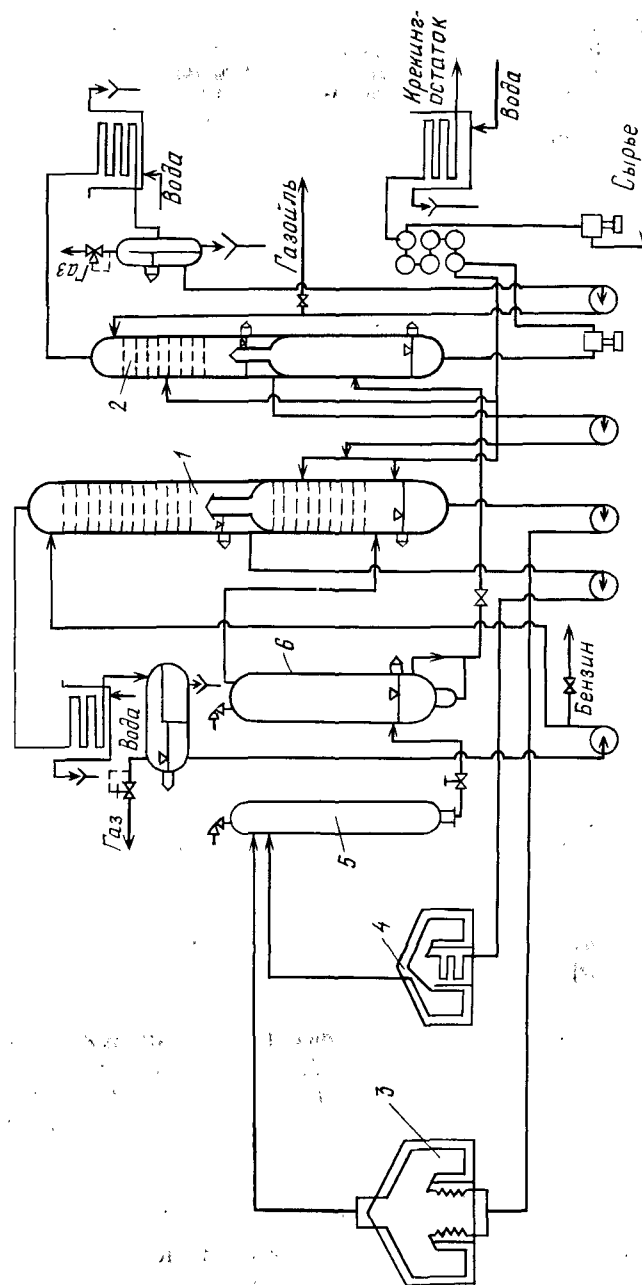


РИС. 72. Схема установки двухпечного термического крекинга с выносной реакционной камерой:  
1 – ректификационная колонна; 2 – испаритель низкого давления; 3 – печь тяжелого сырья; 4 – печь легкого сырья; 5 – выносная реакционная камера; 6 – испаритель высокого давления

Сырье нагревается в теплообменниках и подается в ректификационную колонну 1 для отпаривания легких продуктов. Затем тяжелая часть сырья с низа колонны 1 подается в печь 3, где происходит процесс термического крекинга. Легкая часть сырья из колонны 1 подается в змеевики другой рядом стоящей печи 4, где также идет процесс термического крекинга. Продукты крекинга поступают из обеих печей в выносную реакционную камеру 5, откуда переходят в испаритель высокого давления 6. В нем от смеси отделяется жидкий крекинг-остаток, который поступает в испарительную колонну низкого давления 2, где в результате снижения давления из крекинг-остатка выделяются газойлевые фракции. Из колонны 2 крекинг-остаток подается в вакуумную колонну, откуда выводится целевой продукт – термогазойль – сырье для производства технического углерода.

Параметры режима работы установки и выходы продуктов приведены ниже:

Температура, °С:

в печи 2:	
на входе	390–410
на выходе	490–500
в печи 3:	
на входе	290–320
на выходе	530–550
в реакционной камере:	
вверху	495–500
внизу	460–470
в ректификационной колонне:	
вверху	180–220
внизу	390–410
в испарительной колонне низкого давления:	
вверху	170–220
внизу	400–415
в вакуумной колонне:	
на входе	305–345
вверху	70–90
внизу	300–320

Выход продуктов, % (мас.):

газ	5,0
головная фракция стабилизации	1,3
бензиновая фракция	20,1
термогазойль	52,6
крекинг-остаток	19,9
потери	1,1

Процесс термокрекинга не является перспективным. Бензиновые фракции получаются низкого качества, нуждаются в дополнительной обработке. Российские установки практически не отличаются от зарубежных. Можно предположить, что по мере износа эти установки будут исчезать с нефтеперерабатывающих заводов, заменяясь на термокаталитические.

#### 4.2.2.3. Коксование

В России и странах бывшего Советского Союза функционируют только 2 типа установок коксования: замедленного коксования и кое-где, например в Волгограде, Комсомольске-на-Амуре, – периодического коксования. Установки периодического коксования работают по безнадежно устаревшей технологии

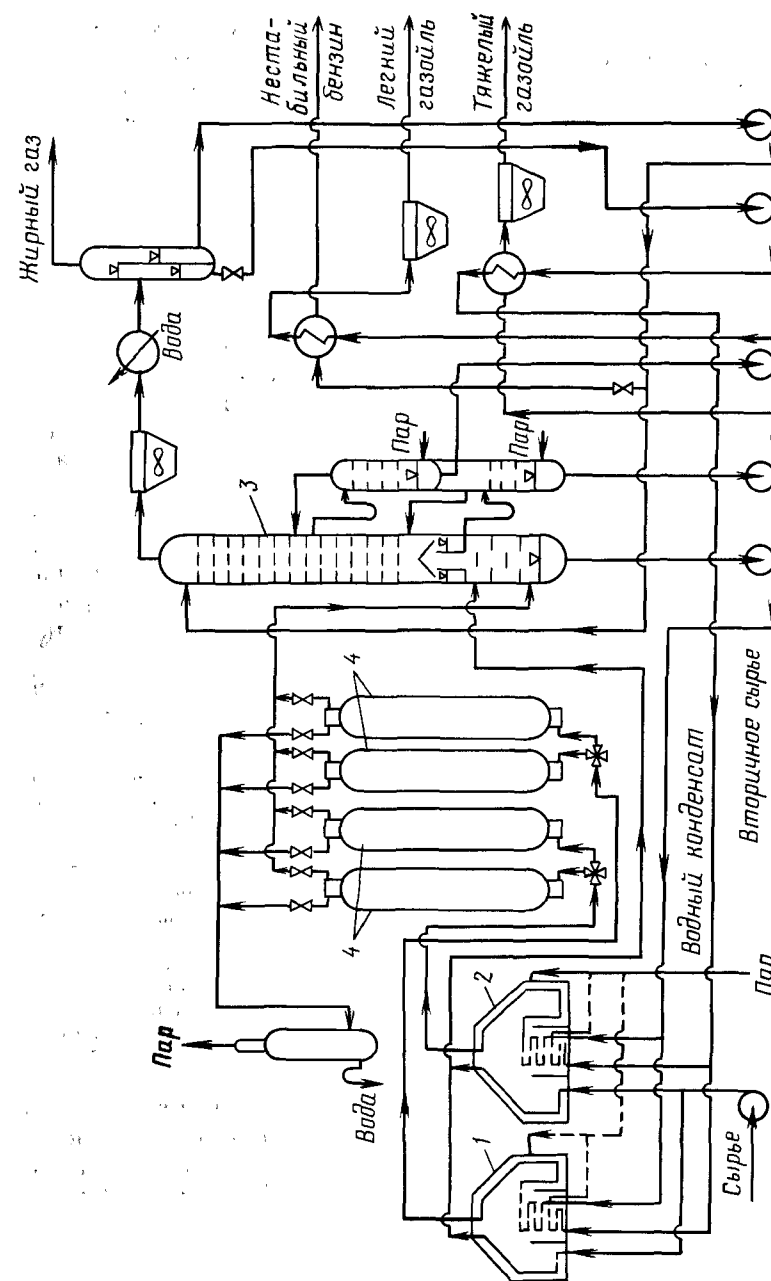


РИС. 73. Технологическая схема установки замедленного коксования в необогреваемых печах:  
1, 2 – печи; 3 – ректификационная колонна; 4 – необогреваемая камера

и в данном обзоре мы их рассматривать не будем, хотя продукты (имеется в виду кокс) получают хорошего качества. Установки непрерывного коксования в псевдоожиженном слое не нашли применения на российских нефтеперерабатывающих заводах, хотя первыми разработчиками их были советские специалисты. В настоящее время только фирма *Эксон* активно эксплуатирует эти установки.

В России самыми распространенными установками коксования считаются установки замедленного коксования. Основное назначение процесса — производство кокса и дистиллятных продуктов (бензина и газойлей) из тяжелых углеводородных остатков. Развитие этого процесса сдерживается возможностями получения на российских заводах кокса высокого качества и отсутствием технологий переработки бензинов и газойлей коксования в высококачественные продукты — бензин и дизельное топливо.

На российских установках замедленного коксования пока не удалось наладить производство игольчатого кокса — важнейшего продукта для металлургической промышленности, что объясняется как трудностями с получением специального сырья (мало-сернистого газойля каталитического крекинга), так и невысоким качеством оборудования установок, не позволяющим получать крекинг-остатки после термокрекинга с низким содержанием легких фракций.

На рис. 73 дана технологическая схема установки замедленного коксования производительностью 600 тыс. т по сырью.

Сырье — гудрон или крекинг-остаток — нагревается в печи 1, 2 до 350–380 °С и поступает в нижнюю часть ректификационной колонны 3 для дополнительного отбора светлых фракций из сырья. Далее утяжеленное сырье с низа колонны 3 возвращается снова в печи 1, 2, нагревается до 490–510 °С и поступает в две из четырех работающих необогреваемых камер снизу и постепенно заполняет их. Из оставшихся двух камер в это время идет выгрузка кокса. Объем камеры достаточно большой и время пребывания сырья в ней достаточно велико — от 24 до 36 ч. В камерах происходит крекинг, пары продуктов разложения непрерывно выводятся, а тяжелый остаток постепенно превращается в кокс. Продукты крекинга уходят в ректификационную колонну 3 на разделение. После заполнения камер коксом, образующимся в процессе, камеры отключают, продувают водяным паром до снижения температуры кокса до 200 °С, затем подают воду, пока вода перестанет испаряться. Далее кокс выгружают из камер гидравлическим способом — посредством гидрорезаков с использованием воды под давлением 10–15 МПа.

Ниже представлены сравнительные характеристики процесса и выходы продуктов установок замедленного коксования заводов России и США (для заводов России сырье — гудрон котур-терпинской нефти, для заводов США — гудрон калифорнийской нефти):

Показатель	Россия	США
Характеристика сырья:		
плотность	0,954	0,9861
содержание серы, % (мас.)	0,51	1,6
коксуемость, %	8,0	9,6

Выход, %:		
газ	9,1	12,0
бензин	10,4	15,7
легкий газойль	24,7	35,2
тяжелый газойль	37,8	15,5
кокс	18,0	21,6
Параметры процесса:		
температура на выходе из реакционных змеевиков, °С	487	496
давление в камерах, МПа	0,18	0,41

Как можно заметить, на установках замедленного коксования нефтеперерабатывающих заводов США можно получить существенно больше светлых нефтепродуктов и кокса, что объясняется более совершенным оборудованием ректификационных колонн и лучшими способами отгона летучих из кокса в период крекинга в коксовых камерах и при прокатке, которая на российских заводах практически отсутствует.

#### 4.2.2.4. Пиролиз нефтяного сырья

На российских заводах достаточное число установок пиролиза прямгонной бензиновой фракции, например в Кстово, Волгограде, основная цель которых — получение углеводородного газа с высоким содержанием непредельных углеводородов, и в первую очередь этилена. Установка пиролиза вырабатывает важнейшие продукты, являющиеся сырьем для нефтехимической промышленности. Это этилен чистотой 99,9%, пропилен чистотой 99,9%, бутан-бутадиеновая фракция, содержащая 30–40% (мас.) бутадиена, 25–30% (мас.) изобутилена и 15–30% (мас.) *n*-бутилена и смола пиролиза, из которой получают ароматические углеводороды — бензол, толуол, ксилолы. На рис. 74 показана технологическая схема установки пиролиза.

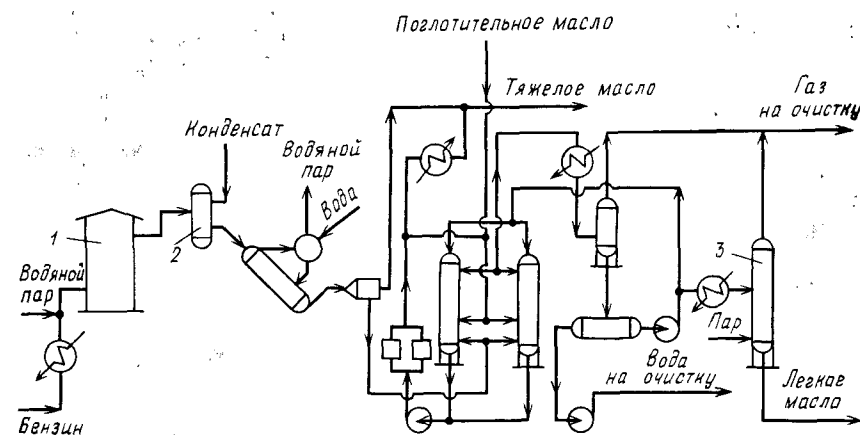


РИС. 74. Схема установки пиролиза бензина:

1 — печь; 2 — закалочный аппарат; 3 — ректификационная колонна

Бензин, нагретый в теплообменнике и предварительно перемешанный с водяным паром, подается в трубчатую печь 1. Газ выводят из печи при температуре 840–850 °С и подвергают быстрому охлаждению в закалочном аппарате 2, который представляет собой конденсатор смешения, куда подают водный конденсат и где температура снижается на 150 °С, что оказывается достаточным, чтобы прекратилась реакция пиролиза. Далее газ охлаждается до 400 °С и парожидкостная смесь разделяется в ректификационной колонне 3 на газ пиролиза и смолы.

Ниже представлены параметры процесса и выход продуктов:

Температура процесса, °С	840–870
Время контакта, с	0,25–0,40
Выход продуктов, % (мас.):	
водородно-метановая фракция	17,7
этилен	25,5
пропилен	16,2
пропан	1,0
бутан-бутилены	12,2
фракция н.к. – 150 °С	19,9
фракция 150–250 °С	1,5
остаток более 250 °С	3,3
потери	2,7

В процессе пиролиза решающее значение имеет трубчатая печь, от качества изготовления которой зависит выход целевых продуктов. На большинстве российских заводов необходима реконструкция установок пиролиза, особенно замена печи. Только в этом случае можно будет иметь сравнимые показатели по выходам целевой продукции с зарубежными установками.

Установки пиролиза, как правило, чаще устанавливают на химических комбинатах, чтобы газы не приходилось транспортировать, так как это очень трудоемкое дело. Поэтому руководители заводов считают, что надо или перемещать установки пиролиза на нефтехимические комбинаты, или на нефтеперерабатывающих заводах строить установки полиэтилена и пропилена. Кроме того, считается нецелесообразным использовать в качестве сырья широкую прямогонную бензиновую фракцию, являющуюся сырьем риформинга, поскольку следует применять более тяжелые газойлевые дизельные фракции. В России же оборудование не приспособлено для переработки газойлей.

Дальнейшее развитие процесса должно происходить по пути утяжеления сырья, что с успехом уже широко применяется в странах Западной Европы и США.

#### 4.2.3. Каталитические процессы переработки нефтяного сырья

На нефтеперерабатывающих заводах стран бывшего Советского Союза функционируют следующие основные установки каталитических процессов:

каталитического крекинга;  
каталитического риформинга;  
гидроочистки нефтяных фракций;  
гидрокрекинга;  
сернокислотного алкилирования;  
каталитической изомеризации;  
по производству водорода;  
по производству серы;  
получения метил-трет-бутилового эфира.

Рассмотрим подробнее каждый из процессов.

##### 4.2.3.1. Каталитический крекинг [155, 156]

В Советском Союзе процесс каталитического крекинга нефтяного сырья развивался практически по тому же пути, что и в США, но с отставанием в среднем на 15–20 лет. В настоящее время на разных заводах работают 5 видов установок каталитического крекинга; из них 4 вида установок – с микросферическим катализатором крекинга и один вид установок – с шариковым катализатором. Последний тип установок является устаревшим, но продолжает использоваться на ряде заводов. Все установки сконструированы специалистами стран бывшего Советского Союза.

На территории бывшего СССР действуют следующие установки каталитического крекинга:

15 установок 43-102 с шариковым катализатором; в Перми – 2, в Сызрани – 2, на Ново-Куйбышевском НПЗ – 3, на Куйбышевском НПЗ – 2, на Ново-Уфимском НПЗ – 3, в Салавате – 3 установки. На 1 установку для первой загрузки необходимо 300 т катализатора;

7 установок 1А-1М с микросферическим катализатором производительностью 750 тыс. т в год: в Уфе – на заводе Уфа-нефтехим, в Ангарске, в Баку – 2 установки на Ново-Бакинском НПЗ, в Красноводске, в Ярославле на Ново-Ярославском НПЗ и в Рязани;

3 установки с микросферическим катализатором производительностью 750 тыс. т в год, входящие в комбинированные комплексы ГК-3: одна – в Ангарске и два – в Кременчуге;

1 установка 43-103 с микросферическим катализатором – в Омске производительностью 1,4 млн т в год;

8 установок в составе Г-43-107 и КТ-1 с микросферическим катализатором производительностью 2 млн т в год – в Павлодаре, Москве, Мажейкяе, недавно пущены в Баку, Грозном, в 1994 г. будут пущены в Уфе, Омске и Лисичанске.

Рассмотрим работу реакторно-регенераторного блока каждой установки.

**Установка 43-102.** На рис. 75 изображена схема реакторного блока установки.

Нагретое сырье (вакуумный газойль) направляется в реактор 1. Пары продуктов выводятся в ректификационную колонну. Отработанный катализатор

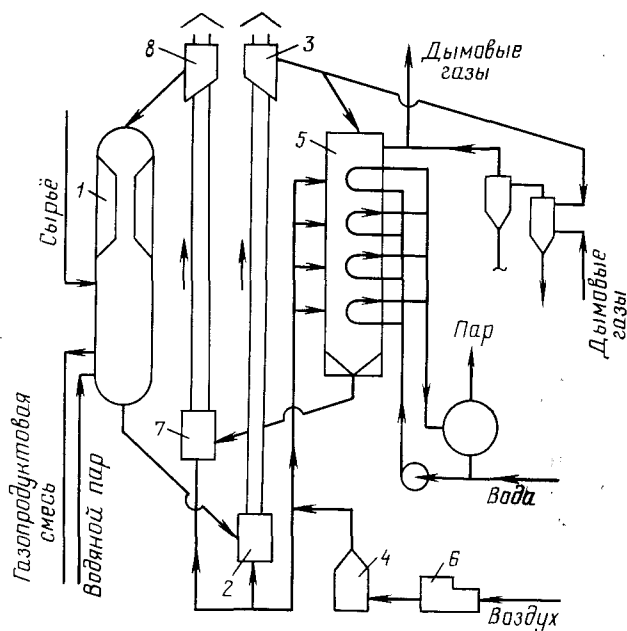


РИС. 75. Принципиальная схема реакторно-регенераторного блока установки 43-102:

1 - реактор; 2, 7 - дозаторы; 3, 8 - сепараторы; 4 - горелка под давлением; 5 - регенератор; 6 - воздуходувка

ссыпается в дозатор 2 пневмоподъемника и поднимается в сепаратор 3 потоком горячего воздуха из топки 4 под давлением. Из сепаратора через дозатор катализатор непрерывно поступает в регенератор 5.

Регенерация происходит путем контакта медленно движущегося катализатора с воздухом, подаваемым воздуходувкой 6 в 8 точек по высоте регенератора. Продукты сгорания выводят с 9 сечений регенератора в дымовую трубу. Регенерированный катализатор попадает в дозатор 7, проходит через пневмоподъемник в потоке горячего воздуха, выходящего из топки 4, и поступает в сепаратор 8, а оттуда снова в реактор через стояк, соединяющий реактор с бункером и являющийся затвором для углеводородной фазы реакционного объема.

Технологический режим работы установки и выходы продуктов крекинга вакуумного газойля приведены ниже:

Температура, °C:	
сырья	350-420
в реакторе	450-490
в регенераторе	590-650
Давление, МПа:	
в реакторе	0,07
в регенераторе	0,02
Кратность циркуляции катализатора, т/т сырья	1,8-2,5
Время контакта катализатора с сырьем, с	1200

Выход продуктов, % (мас.):

сухой газ	1,5-2,0
пропан-пропиленовая фракция	2,0-3,5
бутан-бутиленовая фракция	4,5-6,0
бензин ( $C_5 - 195^\circ C$ )	35-38
легкий газойль ( $195-350^\circ C$ )	23-27
тяжелый газойль ( $> 350^\circ C$ )	20-24
кокс	2,5-3,5

В настоящее время в России такие установки не строятся, но продолжают работать. В качестве катализатора используются шариковые цеолитсодержащие катализаторы, в которые вводят промотор дожига  $CO$ .

**Установка 1А-1М.** На рис. 76 представлен реакторно-регенераторный блок установки [154].

Сырьё - вакуумный газойль - через узел ввода сырья 3 поступает в наклонный лифт-реактор с концевым кипящим слоем 1, где при контакте с регенерированным катализатором происходит основной крекинг, далее в реакторе Р-1 крекинг завершается, а в сепарационной камере 2 продукты реакции отделяются от катализатора, проходят циклоны и уходят на ректификацию. Закоксованный катализатор через десорбер 4, в котором отпариваются тяжелые продукты реакции, поступает в линию пневмотранспорта и далее в регенератор 5 через цилиндрическую камеру 6. В регенератор подают промотор дожига  $CO$ . После регенератора катализатор, освободившись от кокса, снова поступает в лифт-реактор.

К основным конструктивным особенностям установки 1А-1М следует отнести:

короткий наклонный лифт-реактор, заканчивающийся турбулентным псевдоожиженным слоем;

регенератор с пузырьковым псевдоожиженным слоем;

десорбер с каскадными элементами желобчатого типа.

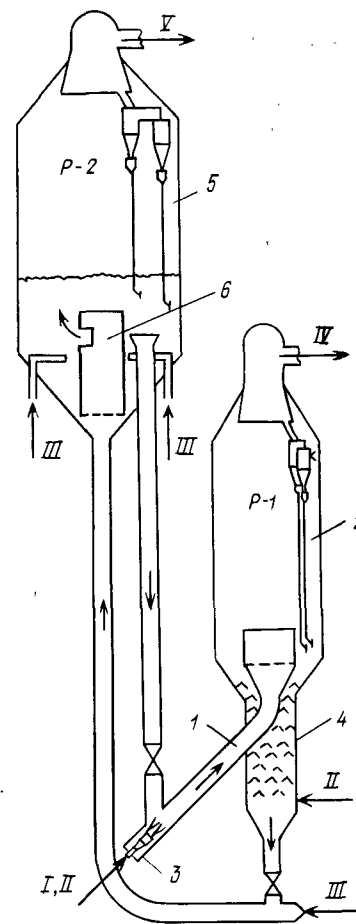


РИС. 76. Схема реакторно-регенераторного блока установки 1А-1М:

1 - лифт-реактор; 2 - сепарационная камера реактора Р-1; 3 - узел ввода сырья; 4 - десорбер; 5 - регенератор Р-2; 6 - цилиндрическая камера; I - сырьё; II - водяной пар; III - воздух; IV - продукты крекинга; V - дымовые газы

	1А-1М	ГК-3	Г-43-107
Температура крекинга, °С	475–485	465–475	515–520
Температура нагрева сырья, °С	320–350	90–110	240–280
Массовая скорость подачи сырья, ч <sup>-1</sup>	10–12	2–3	80–100
Кратность циркуляции	5,0–5,5	4,5–5,0	5,5–6,0
Давление в реакторе, атм	0,60–0,68	0,95–1,05	1,30–1,50
Температура регенерации, °С	610–620	660–680	650–670
Давление в регенераторе, ати	0,08–0,10	0,35–0,40	1,30–1,50
Содержание остаточного кокса на катализаторе, % (мас.)	0,20–0,25	< 0,1	< 0,1

**Установка ГК-3.** Секция каталитического крекинга является частью комбинированной установки ГК-3, в состав которой входят также секции атмосферной и вакуумной перегонки нефти и мазута, висбрекинг гудрона и газодифракционирование. На

Показатель	1А-1М		ГК-3	Г-43-107
Сырье:	Прямогонный вакуумный дистиллят			Гидроочи- щенный вакуумный дистиллят
марка				0,2
коксуемость по Конрад- сону, % (мас.)				< 1
содержание тяжелых металлов, ppm	< 1		< 1	< 1
Катализатор:				
марка	КМЦР-НД (г. Уфа)	ДА-140 (ф. Греис)	КМЦ-90 (г. Омск)	ДА-250 (ф. Греис)
расход катализатора, кг/т	0,7-0,8	0,4-0,5	0,7-0,8	0,3-0,5
микроактивность, % (мас.)	57-59	62-63	58-60	66-67
Выход продуктов, % (мас.):				
$\Sigma C_2 + H_2S$	3,1	2,9	3,6	3,4
$\Sigma C_3 - C_4$	5,6	5,6	6,5	12,6
бензин ( $C_5 - 205^\circ C$ )	38,0	43,5	37,0	48,0
легкий газойль*	30,0	30,5	29,0	12,9
тяжелый газойль**	20,1	14,3	19,1	19,5
кокс	3,2	3,2	4,8	3,6
Характеристика продуктов крекинга:				
содержание олефинов в $C_3 - C_4$ , % (мас.)	48	50	45	60
октановое число бензина (м.м.)	80,1	80,2	80,0	80,3

238

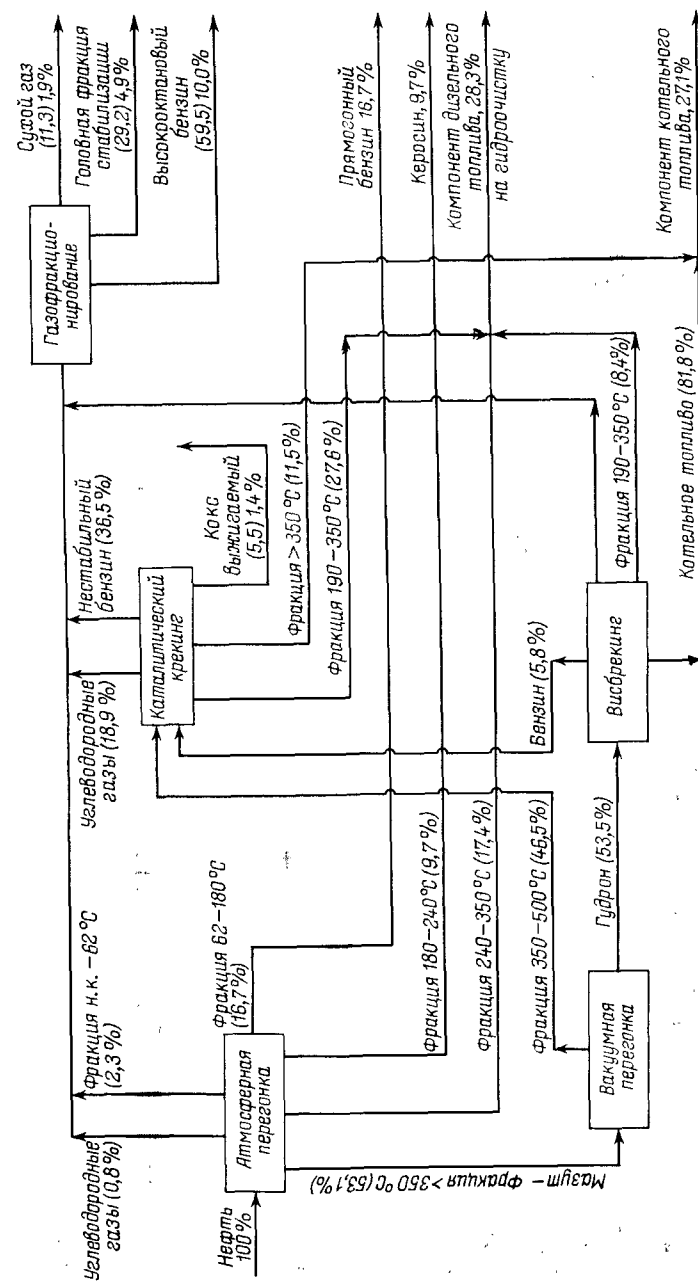


РИС. 77. Поточная схема комбинированной установки ГК-3



рис. 77 представлена поточная схема комбинированной установки ГК-3. [В скобках даны выходы продуктов в % (мас.) по каждому процессу, без скобок – выходы продуктов в % (мас.) на нефть.]

На рис. 78 показан реакторно-регенераторный блок секции каталитического крекинга типа ортофлоу ГК-3 (соосное расположение реактора и регенератора) [157]. По этой схеме сырье поступает в реактор Р-1, куда самотеком спускается отрегенерированный катализатор. Крекинг проходит во время контакта катализатора с сырьем в реакторе. Продукты реакции через верх реактора поступают на фракционирование, а закоксованный катализатор по пневмоподъемнику поступает в регенератор, где происходит отжиг кокса. К основным конструктивным особенностям секции каталитического крекинга установки ГК-3 можно отнести:

реактор и регенератор с пузырьковым псевдооживленным слоем, секционированные одной или двумя горизонтальными решетками провального типа;

десорбер либо полный, либо с двумя каскадными конусными тарелками.

Параметры технологического режима и основные показатели работы установки были приведены в табл. 68. Следует отметить, что при работе на похожих по свойствам катализаторах выход бензина и его октановое число приблизительно одинаковы на установках 1А-1М и ГК-3.

**Установка 43-103.** На рис. 79 приведена схема реакторно-

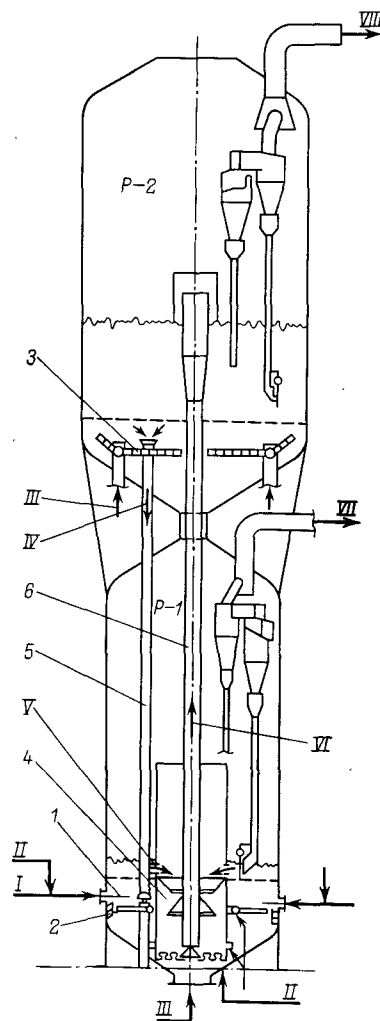


РИС. 78. Принципиальная схема реакторно-регенераторного блока секции каталитического крекинга типа ортофлоу ГК-3: Р-1 – реактор; Р-2 – регенератор

1 – сырьевые форсунки; 2 – парораспределители; 3 – воздухоподогреватель; 4 – десорбер; 5 – напорный стояк; 6 – транспортная линия; I – сырье; II – водяной пар; III – воздух; IV – регенерированный катализатор в Р-1; V – закоксованный катализатор на отпарку; VI – отпаренный катализатор; VII – продукты крекинга; VIII – дымовые газы

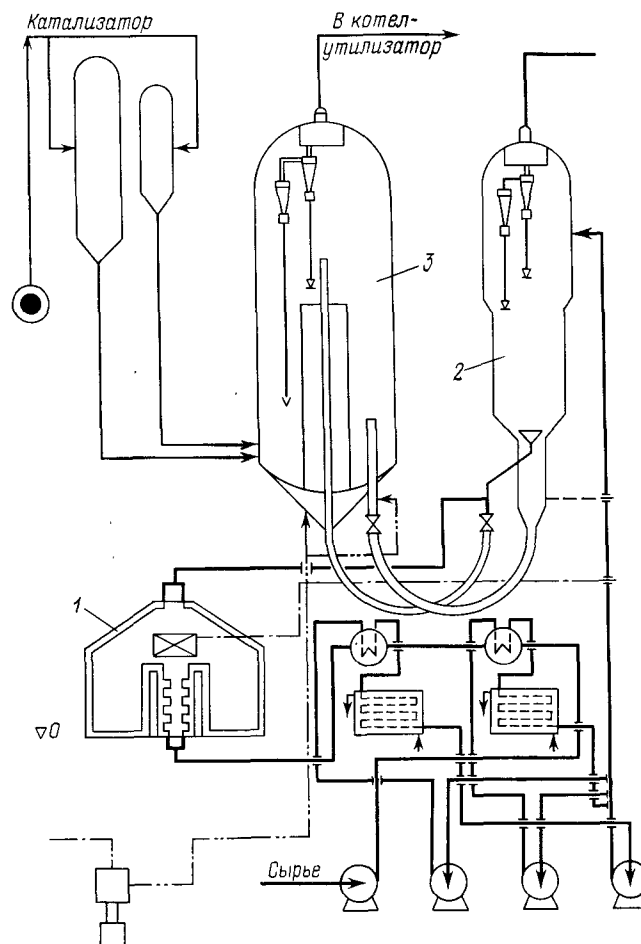


РИС. 79. Принципиальная схема реакторно-регенераторного блока установки 43-103:

1 – печь; 2 – реактор Р-1; 3 – регенератор Р-2

регенераторного блока установки 43-103.

Реактор и регенератор находятся на одном уровне. Нагретое сырье вводят в поток регенерированного катализатора перед его входом в реактор Р-1. Частичное превращение сырья происходит еще до поступления взвеси в псевдооживленный слой, где процесс каталитического крекинга завершается. Отработанный катализатор уходит в нижнюю суженную отпарную секцию-десорбер, где из пор закоксованного катализатора отпариваются летучие углеводороды. Отпаренный закоксованный катализатор транспортируют в регенератор Р-2 по линии пневмотранспорта воздухом, направленным в регенератор для сжигания кокса. Регенерированный катализатор возвращается в реактор, а пары продуктов крекинга с верха реактора поступают в ректификационную колонну на разделение.

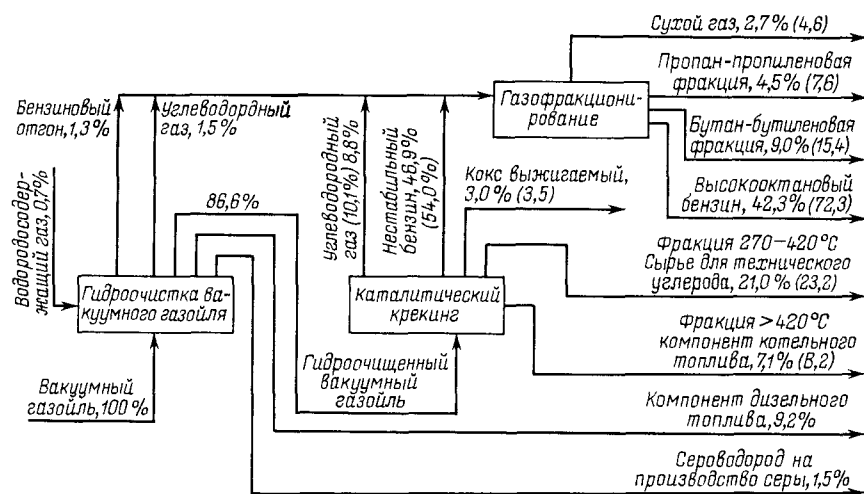


РИС. 80. Поточная схема комбинированной установки Г-43-107

Ниже приведены показатели работы установки 43-103 с микросферическим катализатором:

Температура нагрева сырья, °С	350
Температура крекинга, °С	490–500
Давление в реакторе, МПа	0,18
Температура регенерации, °С	600
Расход катализатора, кг/т сырья	1,9
Выход продуктов крекинга, % (мас.):	
сухой газ	5,3
головка стабилизации	11,6
бензин (до 195 °С)	32,0
легкий газойль (195–350 °С)	23,5
тяжелый газойль (350 °С)	19,6
кокс выжигаемый	7,0

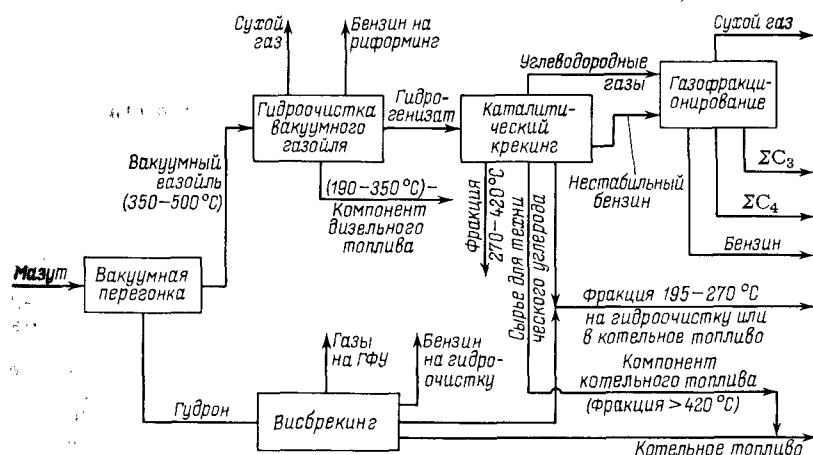


РИС. 81. Поточная схема комбинированной установки КТ-1

РИС. 82. Принципиальная схема реакторно-регенераторного блока секции каталитического крекинга Г-43-107:

1 – прямоточный реактор; 2, 3 – сепарационные камеры; 4 – десорбер; 5 – сырьевая форсунка; 6 – регенерационная камера; I – сырье; II – водяной пар; III – воздух; IV – регенерированный катализатор; V – закоксованный катализатор; VI – продукты крекинга; VII – дымовой газ

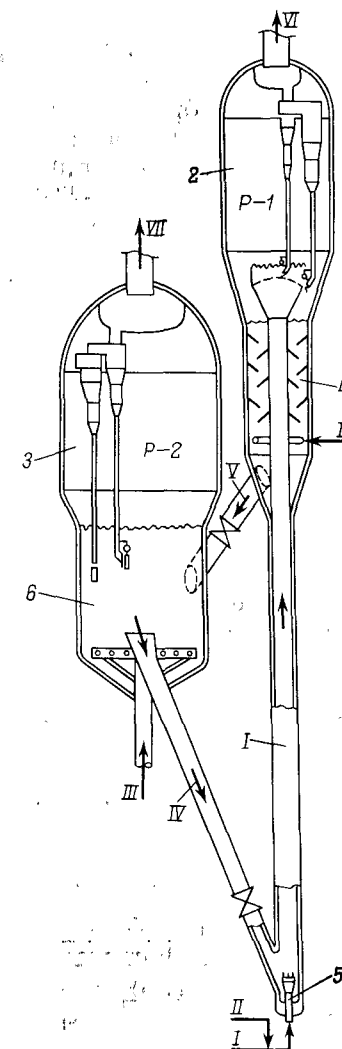
**Установки Г-43-107 и КТ-1.** Это комбинированные установки, в состав которых входит секция каталитического крекинга с вертикальным лифт-реактором. На рис. 80 и 81 приведены поточные схемы этих комбинированных установок. Следует отметить, что в состав комплекса Г-43-107, спроектированного специалистами научно-исследовательских проектных институтов Грозного, Баку и Москвы, входят секции гидроочистки вакуумного газойля, каталитического крекинга гидроочищенного вакуумного газойля, газифракционирования. Этот комплекс полностью входит в состав комбинированной установки КТ-1, куда еще добавляется установка вакуумной перегонки мазута и висбрекинга гудрона.

На рис. 82 дана схема реакторно-регенераторного блока секции каталитического крекинга Г-43-107.

Сырье – вакуумный газойль – поступает в низ лифт-реактора 1 через сырьевые форсунки 2 и смешивается с регенерированным катализатором. Процесс крекинга происходит в лифт-реакторе и завершается при подходе к сепарационной камере 3, где происходит отделение продуктов реакции от катализатора. Продукты реакции через верх реактора P-1 поступают в ректификационную колонну на фракционирование, а закоксованный катализатор через десорбер 4 самотеком поступает в регенератор 5, где выжигается кокс.

Следует отметить, что данная система напоминает флексикрекинг компании Эксон (см. рис. 38) и является самой удачной из действующих российских установок каталитического крекинга, так как выявляет все преимущества цеолитсодержащих катализаторов.

Выше были приведены основные показатели работы установки и ее технологические параметры. Обращают на себя



внимание высокие выходы бензина, пропан-пропиленовой и бутан-бутиленовой фракций, что делает эту установку конкурентоспособной на международном уровне.

Таким образом, нами рассмотрены все типы установок каталитического крекинга, действующие на территории стран бывшего СССР. Все установки с микросферическим катализатором кроме, пожалуй, Г-43-107 подлежат серьезной реконструкции. Кстати, многие зарубежные фирмы (ЮОПи, Стоун энд Вебстер, Бритиш Петролеум) начали такую реконструкцию в Ярославле и Омске. Установки с шариковым катализатором реконструкции не подлежат и будут демонтированы по мере строительства новых.

#### 4.2.3.2. Каталитический риформинг

На заводах стран бывшего Советского Союза наиболее распространены установки риформинга со стационарным слоем катализатора при межрегенерационном цикле 0,5–1,0 год и более. Схема такой установки, выполненной российскими специалистами [125], приведена на рис. 83.

Можно отметить, что схема практически не отличается от схемы установки риформинга компании *Шеврон* (см. рис. 41). Нагретое сырье проходит гидроочистку бензинов в реакторе Р-1, и, подогреваясь в многосекционной печи 5, последовательно проходит реакторы риформинга Р-2, Р-3, Р-4, где протекают реакции дегидрирования, дегидроциклизации, гидрокрекинга. Между реакторами предусмотрен подогрев сырья, так как реакции дегидрирования сопровождаются поглощением тепла. По выходе из последнего реактора катализат с растворен-

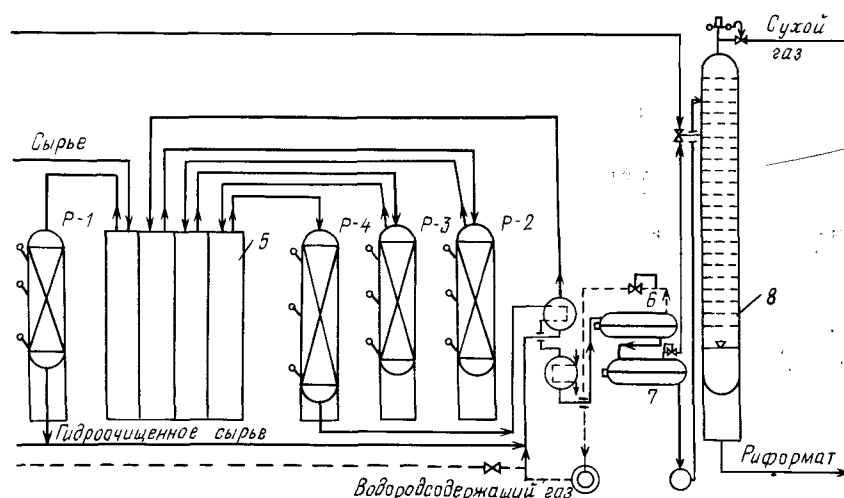


РИС. 83. Принципиальная схема установки риформинга бензинов с неподвижным слоем катализатора:

Р-1 — реактор гидроочистки; Р-2, Р-3, Р-4 — реакторы риформинга; 5 — многосекционная печь; 6, 7 — сепараторы высокого и низкого давления; 8 — стабилизационная колонна

Таблица 69. Характеристика установок риформинга

Тип установки	Мощность, тыс. т/год	Реакторы		Параметры режима				О. ч.
		число	тип	давление, МПа	объемная скорость, ч <sup>-1</sup>	кратность циркуляции, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> сырья	температура, °С	
Л-35-5	300	3	Акс	4,0	1,5	1500	520	75/-
Л-35-11/300	300	3-4	Акс	4,0	1,5	1500	520	78/-
ЛГ-35/11/300	300	3	Акс	4,0	1,5	1500	520	78/-
ЛГ-35-11/300-95	300	3	Акс	3,5	1,5	1800	530	85/95
Л-35-11/600	600	3	Акс	3,5	1,5	1500	525	80/-
Л-35-11/1000	1000	3	Рад	3,5	1,5	1800	530	85/95
ЛЧ-35-11/600	600	3	Рад	3,5	1,5	1800	530	85/95
ЛЧ-35-11/1000	1000	3	Рад	1,5	1,5	1200	530	85/95
Л-35-6	300	3	Акс	2,0	1,5	1200	525	-/-
Л-35-8/300Б	300	3	Рад	2,0	1,5	1600	535	-/-
ЛГ-35-8/300Б	300	3	Рад	2,0	1,5	1600	535	-/-
Л-35-12/300	300	4	Акс	2,0	1,5	1200	525	-/-
Л-35-13/300	300	3	Акс	3,0	1,5	1500	535	-/-
ЛФ-35-11/1000*	1000	4	Рад	0,9	1,8	850	543	-/100

Акс — аксиальный; Рад — радиальный; О. ч. — октановое число: числитель — моторный метод, знаменатель — исследовательский метод определения октанового числа реформата. Если в графе О. ч. отсутствуют данные, это означает, что эти установки направлены на получение ароматических углеводородов.

\* Импортная установка с непрерывной регенерацией.

ными углеводородными газами проходит сепараторы высокого и низкого давления 6, 7, а затем подается на стабилизацию в колонну 8, где продукты реакции разделяются на катализат с заданным давлением паров, сжиженный газ и сухой углеводородный газ. На установках имеется также оборудование для промотирования катализатора хлором в циклах реакции и регенерации и для регулирования влажности в системе риформинга.

В табл. 69 приведены характеристики различных установок риформинга с неподвижным слоем катализатора, построенных в странах бывшего Советского Союза. На этих установках в среднем поддерживаются давление 3,5–4,0 МПа, объемная скорость подачи сырья 1,5 ч<sup>-1</sup>, максимальная температура 520–530 °С. Октановое число реформата поддерживается на уровне 80 по моторному методу. Выход продуктов приведен в табл. 70. Первые 8 типов установок предназначены для получения высокооктанового компонента бензина, остальные — для получения ароматических углеводородов. Катализаторы — платиновый катализатор АП-64 или катализаторы серии КР с добавками промоторов типа рения (подробнее о катализаторах см. в главе, посвященной катализаторам).

На некоторых заводах (в Баку, Уфе и др.) построены установки риформинга с непрерывной регенерацией катализатора по технологии ЮОПи французскими фирмами. На них выдержи-

Таблица 70. Выход продуктов на различных установках риформинга

Показатель	Производство компонента бензина			ЛФ-35-11/1000	Производство ароматических углеводородов	
	Л-35-11/1000		ЛЧ-35-11/1000		ЛГ-35-8/300	КПА
	I	II				
Сырьевая фракция, °С	62–180	85–180	85–180	85–180	62–105	85–140
Октановое число бензина (и. м.)	90	95	95	100	–	–
Рабочее давление, МПа	3	3	1,5	0,8	2,0	0,8
Мощность по сырью, млн. т/год	1	1	1	1	0,3	0,3
Выход продуктов, %:						
риформат	77,5	74,4	84,9	83,5	76,7*	83,5
C <sub>3</sub> —C <sub>4</sub>	5,4	5,6	1,0	3,2	13,2*	2,3
углеводородный газ	10,6	11,6	6,5	0,8	2,8	1,2
водородсодержащий газ	4,5	6,4	7,1	12,5	4,5	13,0
потери	2,0	2,0	0,5	–	2,8	–

\* Катализат депентанизирован, рефлюкс включает углеводороды C<sub>3</sub>—C<sub>4</sub>.

ваются практически те же условия, что были уже рассмотрены в разделе, посвященном технологии ЮОПи.

#### 4.2.3.3. Гидроочистка и гидрокрекинг нефтяных фракций [125, 126, 154, 157]

На заводах стран бывшего Советского Союза из вторичных процессов широко распространены установки гидроочистки нефтяных фракций. Практически на каждом заводе при риформинге имеется блок гидроочистки бензинов, дизельные фракции подвергаются гидроочистке на специально построенных установках. На некоторых заводах построена установка гидроочистки керосина, например на Волгоградском НПЗ. Установки Г-43-107 включают блок гидроочистки вакуумного газойля. На ряде установок имеется гидроочистка масел. Мощность установок гидроочистки бензина обычно составляет 300–1000, керосина–600–2000, дизельного топлива–1200–2000, компонентов смазочных масел 300–600, вакуумного дистиллята–600–2000 тыс. т/год.

В табл. 71 и 72 приведены технологические режимы процессов гидроочистки и материальные балансы, на рис. 84–87–схемы процессов гидроочистки бензина, керосина, дизельного топлива и вакуумного газойля. Можно отметить, что все схемы имеют общие элементы: реакторный блок, колонну стабилизации, установку очистки газов от сероводорода. Схемы установок различаются способом подачи водородсодержащего газа (с циркуляцией или «на проток»), схемой узла стабилизации (с обычной отпаркой при низком давлении с помощью печи или ребойлера,

Таблица 71. Технологический режим процесса гидроочистки дистиллятных фракций

Показатель	Бензиновые фракции		Керосиновая фракция 140–240 °С	Дизельная фракция 230–350 °С	Вакуумный дистиллят 350–520 °С
	62–105 °С	85–180 °С			
Парциальное давление водорода в реакторе, МПа	1,7	2,0	1,8	2,0	4,0
Температура на входе в реактор, °С:					
в начале цикла	370	370	300	350	370
в конце цикла	380	380	400	420	410
Содержание водорода в циркулирующем газе, % (об.)	75	75	70	75	75
Объемная скорость подачи сырья, ч <sup>-1</sup>	5,0	5,0	10,0	5,0	1,2
Кратность циркуляции 100%-го водорода, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> сырья	150	140	210	240	500

Таблица 72. Выход продуктов гидроочистки нефтяных фракций

Показатель	Сырье			
	бензин	керосин	дизельное топливо	вакуумный дистиллят
Взято, %:				
сырье	100	100	100	100
водород 100%-й	0,15	0,25	0,40	0,65
Всего	100,15	100,25	100,40	100,65
Получено, %:				
гидроочищенное топливо	99,0	97,9	96,9	86,75
дизельная фракция	–	–	–	9,2
отгон	–	1,1	1,3	1,3
углеводородный газ	0,65	0,65	0,60	1,5
сероводород	–	0,2	1,2	1,5
потери	0,5	0,4	0,4	0,4
Всего	100,15	100,25	100,40	100,65

с поддувом водяного пара или нагретого водородсодержащего газа при повышенном давлении, с дополнительной разгонкой под вакуумом), способом регенерации раствора моноэтаноламина (непосредственно на установке гидроочистки или централизованно – в общезаводском узле), способом регенерации катализатора (газовоздушный или паровоздушный).

Работают установки гидроочистки нефтяных фракций следующим образом.

Циркуляционный водородсодержащий газ смешивается с сырьем, смесь нагревается в теплообменниках и печи 1 до температуры реакции и направляется в реактор 2, наполненный катализатором. Как правило, применяют алюмокобальт- или алюмоникель-молибденовые катализаторы различных модификаций (см. раздел, посвященный катализаторам). После реактора газопродуктовая

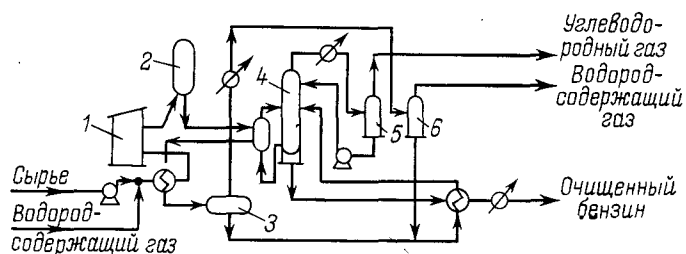


РИС. 84. Принципиальная схема секции гидроочистки бензинов установки риформинга:

1—печь; 2—реактор; 3—горячий сепаратор; 4—стабилизационная колонна; 5—бензиновый сепаратор; 6—холодный сепаратор

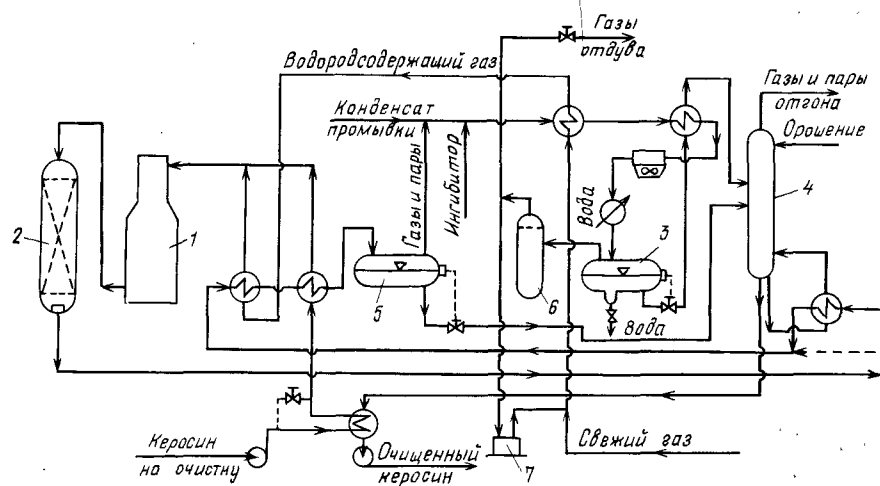


РИС. 85. Принципиальная схема установки гидроочистки керосина:

1—печь; 2—реактор; 3, 5—сепараторы; 4—стабилизационная колонна; 6—приемник; 7—компрессор

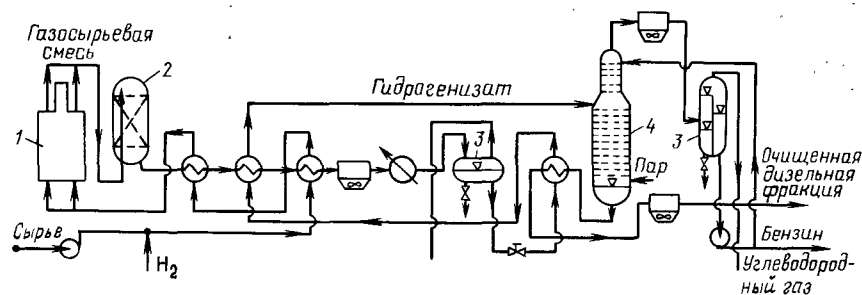


РИС. 86. Принципиальная схема установки гидроочистки дизельного топлива:

1—печь; 2—реактор; 3—сепараторы; 4—стабилизационная колонна

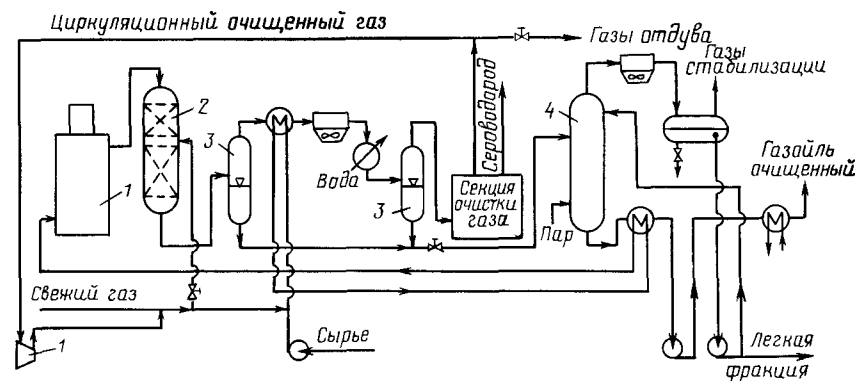


РИС. 87. Принципиальная схема секции гидроочистки вакуумного газойля установки Г-43-107:

1—печь; 2—реактор; 3—сепараторы; 4—колонна стабилизации

смесь охлаждается в теплообменниках, поступает в сепаратор 3 для разделения парогазовой смеси и гидрогенизата и далее — в стабилизационную колонну 4, где происходит удаление из гидрогенизата углеводородных газов, отгона и воды. Стабильное топливо или сырье для каталитического крекинга с низа колонны удаляется с установки.

Установки гидроочистки позволяют получать на заводах стран бывшего Союза высококачественное сырье для риформинга, конкурентное топливо для реактивных двигателей, низкосернистое дизельное топливо [содержание серы составляет 0,1–0,2% (мас.), что позволяет его экспортировать; на ряде заводов налажен выпуск дизельного топлива с содержанием серы 0,05% (мас.), например на Чимкентском НПЗ], низкосернистое сырье для каталитического крекинга. Необходимо отметить, что катализаторы гидроочистки вакуумного газойля, которые применяют на ряде установок Г-43-107 (в основном российского производства) не позволяют получать гидрогенизат, содержащий 0,2–0,3% (мас.) серы, как предусмотрено проектом (например, на Московском НПЗ).

Несколько слов скажем об установках гидрокрекинга, строящихся на территории России или уже построенных (в Уфе и Омске). Это были разработки российских специалистов — ученых ВНИИ НП и ВНИПИНефть. В Омске в настоящее время установка не работает, так как она оказалась очень энергоемкой, а низкое качество оборудования неспособно выдерживать высокое давление гидрокрекинга. В Уфе работает одностадийная установка гидрокрекинга мощностью 1 млн т/год на импортном катализаторе, принципиальная схема которой приведена на рис. 88.

Сырье смешивается с водородсодержащим газом, нагревается в теплообменниках и печи до температуры реакции и вводится в реактор. Учитывая большие тепловыделения в процессе гидрокрекинга, в реактор в зоны между слоями катализатора с целью выравнивания температур по высоте реактора вводят

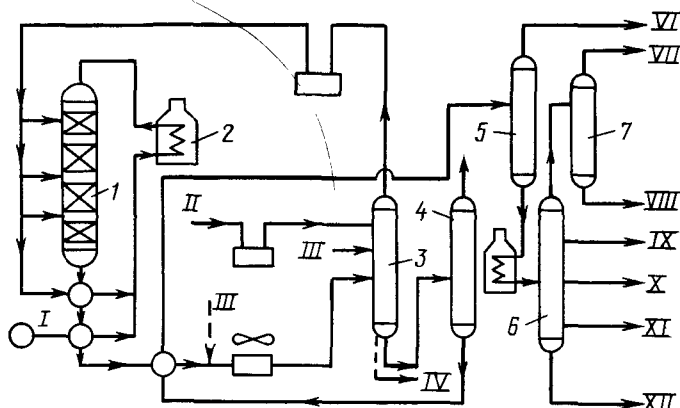


РИС. 88. Принципиальная схема одностадийного гидрокрекинга:

1 - реактор; 2 - печь; 3, 4 - сепараторы высокого и низкого давления; 5 - стабилизационная колонна; 6 - фракционирующая колонна; 7 - колонна вторичной перегонки бензина; I - сырье; II - добавочный водород; III - вода; IV - кислые стоки; V - газ на очистку; VI - сжиженный нефтяной газ; VII - легкий бензин; VIII - тяжелый бензин; IX - лигроин; X - керосин; XI - газойль; XII - остаток

холодный водородсодержащий газ. Выходящая из реактора смесь продуктов охлаждается в теплообменниках, поступает в сепараторы высокого и низкого давления, где отделяется циркулирующий газ, возвращаемый в реактор. Жидкие продукты, покидающие сепаратор высокого давления, проходят последовательно сепаратор низкого давления, колонну дебутанизации и поступают в ректификационную колонну, где разделяются на компоненты.

В России строится еще одна установка гидрокрекинга на Ярославском НПЗ, но сейчас строительство заморожено в связи с нехваткой денежных средств.

Гидрокрекинг - один из важных процессов, тесно связанный с углублением переработки нефти, и, видимо, становится все более целесообразным строить установки на российских заводах, причем поскольку такие установки весьма сложны в изготовлении, первые установки все-таки целесообразно покупать за рубежом.

#### 4.2.3.4. Сернокислотное алкилирование изобутана олефинами

Во всем мире широко применяется сернокислотное и фтористоводородное алкилирование, однако в России второй вариант не применялся вообще, так как был признан опасным при эксплуатации, хотя его показатели лучше, чем у процесса сернокислотного алкилирования.

В России эксплуатируются установки сернокислотного алкилирования мощностью 90-100 тыс. т. Существуют установки с реакторами каскадного типа и с горизонтальными контакторами. Российские установки энергоемки, требуют большого расхода серной кислоты и оборотной воды. В настоящее время их осталось немного и большинство из них сильно устарело.

Режим работы контактора: давление 0,35-0,60 МПа, температура 5-15°C, объемная скорость подачи олефинов 0,3-0,4 ч<sup>-1</sup>, соотношение изобутан:олефины на входе в реактор (5-10):1, продолжительность контактирования с сырьем серной кислоты 300-1200 с, концентрация серной кислоты 88-99,5% по моногидрату, содержание изобутана в циркулирующем потоке 65-85%.

Октановое число алкилата российских установок, как правило, не превышает 92 по моторному методу, алкилат содержит эфиры, которые понижают октановое число алкилата, невысок выход бензиновых фракций в алкилате по сравнению с зарубежными аналогами.

В зависимости от сырья можно получить 50-55% бензиновых фракций, если сырьем служит бутан-бутиленовая фракция, и 80-85%, если сырье - смесь пропан-пропиленовой и бутан-бутиленовой фракции.

Каскадный реактор сернокислотного алкилирования является более современным. Это горизонтальный аппарат цилиндрической формы с несколькими секциями смешения, снабженными мешалками, и двухсекционной зоной отстаивания. О преимуществах этого реактора говорилось в разделе, посвященном сернокислотному алкилированию американских заводов. На ряде российских заводов работают установки сернокислотного алкилирования с каскадными реакторами, например на Ново-Ярославском заводе. На рис. 89 представлена технологическая схема такой установки.

Исходная смесь углеводородов охлаждается испаряющимся бутаном в холодильнике и поступает в реактор I, куда подают также циркулирующий изобутан и серную кислоту. Из отстойной зоны реактора выходят серная кислота и угле-

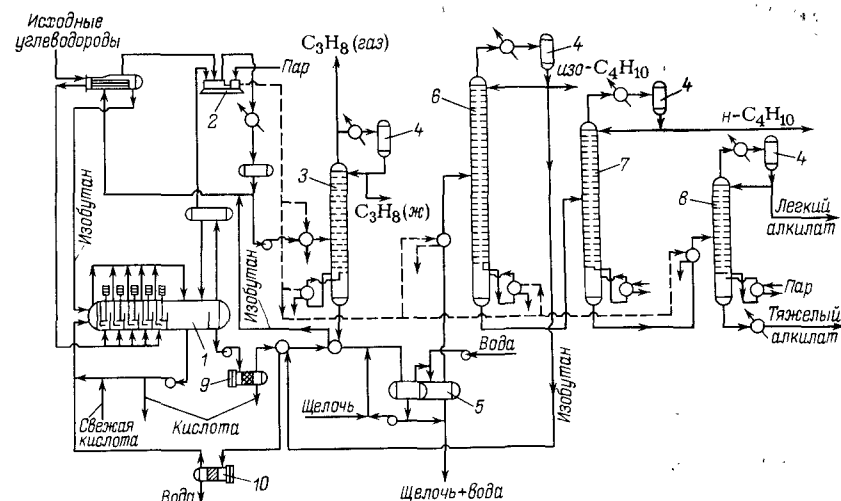


РИС. 89. Схема установки сернокислотного алкилирования:

1 - реактор; 2 - компрессор; 3 - пропановая колонна; 4 - емкость; 5 - отстойник; 6-8 - ректификационные колонны; 9 - коалесцирующий аппарат; 10 - сепаратор

водородная смесь, которая проходит нейтрализацию щелочью и промывку водой.

Испарившаяся часть углеводородов через компрессор 2 поступает в колонну 3, где снизу колонны выделяют изобутан. Основной углеводородный поток через отстойник 5 направляют в изобутановую колонну 6 для отделения изобутана. Остаток изобутановой колонны поступает в бутановую колонну 7, а остаток бутановой колонны – в ректификационную колонну для перегонки алкилата.

Установки сернокислотного алкилирования в настоящее время просто необходимы нефтеперерабатывающей промышленности России и странам бывшего СССР для получения бензинов с более высоким октановым числом, причем алкилат является лучшей октаноповышающей добавкой, так как не содержит в своем составе ароматических углеводородов и кислорода, содержание которого также лимитируется.

#### 4.2.3.5. Изомеризация парафиновых углеводородов, получение водорода, серы и кислородсодержащих добавок

Для повышения октанового потенциала бензинов важно на заводе иметь установку изомеризации легких бензиновых фракций. Этот тип установок пока отсутствует на заводах бывших республик Союза, хотя проекты их в России были разработаны.

Мы не будем подробно останавливаться на советских установках по производству водорода и получению серы. Это традиционные технологии: сера получается по процессу Клауса, а водород – конверсией углеводородов. В обзоре не говорится подробно и о путях улучшения производства масел в странах бывшего Союза, а в основном освещено топливное направление.

Практически на каждом российском заводе обязательно имеется установка по производству битумов, где оборудование, как правило, сильно изношено и нуждается в обновлении и реконструкции.

На ряде заводов идет освоение производства высокооктановых кислородсодержащих добавок, наиболее эффективной среди которых является метил-трет-бутиловый эфир. Он имеет ряд преимуществ: температура кипения его соответствует интервалу минимальной детонационной стойкости бензина, низкая растворимость в воде, высокое октановое число и т. д. Получают этот эфир в основном по зарубежной технологии ряда немецких, американских и итальянских фирм (см. соответствующий раздел в технологии США).

#### 4.2.3.6. Комбинированные установки

В странах бывшего Союза весьма популярны комбинированные установки, так как они позволяют добиться высоких технико-экономических показателей при эксплуатации. Это установки глубокой переработки нефти КТ-1 и ГК-3, производства топлив ЛК-6у, комбинированные маслблоку КМ-1 и КМ-2,

установки деасфальтизации и селективной очистки масел, депарафинизации масел и обезмасливания парафинов, производство ароматических углеводородов. Некоторые схемы комбинированных установок были рассмотрены ранее (см. рис. 77, 80 и 81).

Комбинированные установки по производству масел в данной книге приводиться не будут, поэтому остановимся только на установке по производству топлив ЛК-6у.

На рис. 90 приведена поточная схема установки ЛК-6у, в состав которой входят блок обессоливания нефти в горизонтальных электродегидрататорах, блоки атмосферной перегонки нефти и вторичной перегонки бензинов, блок каталитического риформинга бензина с предварительной гидроочисткой сырья, секции гидроочистки керосина и дизельного топлива, блок газодифракционирования.

на установке вырабатывают продукты высокого качества: высокооктановый компонент бензина (октановое число 90–95 по исследовательскому методу), гидроочищенный керосин и дизельное топливо с содержанием серы менее 0,2% (мас.), мазут.

К основным преимуществам комбинированных установок относятся компактность при размещении и возможность экономии значительного количества материала и оборудования, централизация управления, экономия энергозатрат и низкие затраты на сооружение общезаводских объектов.

Подводя итоги краткому обзору состояния нефтеперерабатывающей промышленности России, хотелось бы отметить, что эта отрасль требует капитальных вложений, которые могут быстро окупиться при достижении мирового уровня цен на нефтепродукты. Поэтому сейчас так необходимо организовать инвестиции в установки углубленной переработки нефти и улучшить структуру потребляемых топлив по России.

#### 4.2.4. Перспективы развития промышленной переработки нефти и газа в странах бывшего СССР

Прогнозы развития нефтеперерабатывающей и газоперерабатывающей отраслей в странах бывшего СССР неразрывно связаны с прогнозами добывающих предприятий и уровнем потребления продуктов нефти и газа. Надо отметить, что Россия, проводя реформы, стоит перед тремя важнейшими проблемами в области нефтепереработки:

1. Снижение добычи нефти и газа в 90-х годах 20-го столетия ставит Россию в условия нефтяного кризиса, выйти из которого можно за счет углубления переработки нефти и применения энергосберегающих технологий.

2. Резкое повышение цен на нефтепродукты, нефть и газ, доведение этих цен до мирового уровня существенно снижают их потребление. Это может привести к значительному уменьшению загрузки мощностей по первичной переработке нефти на заводах,

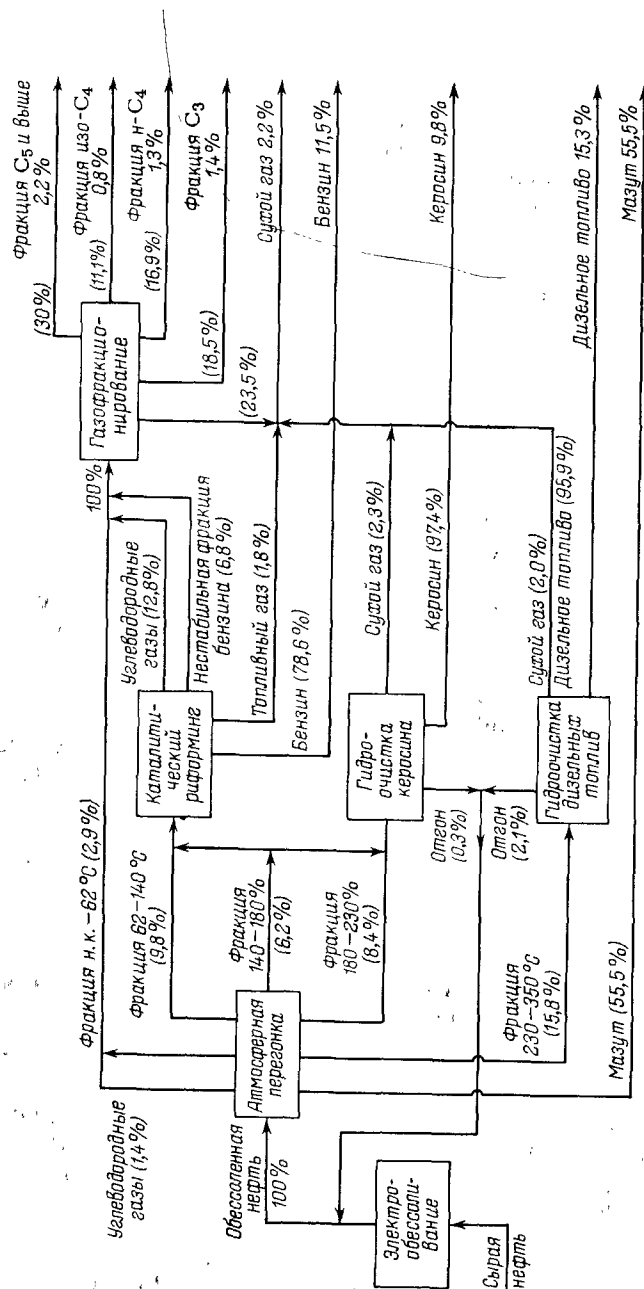


РИС. 90. Поточная схема комбинированной установки ЛК-6у

что заставит усилить поиск инвестиций (возможно, западных) на реконструкцию нефтеперерабатывающих предприятий с целью увеличения доли вторичных процессов, связанных с углублением переработки нефти. При этом на первый план выходят также вопросы энергоемкости производств завода.

3. Изоляция российских нефтеперерабатывающих заводов от конкуренции привела к тому, что большинство нефтепродуктов, выпускаемых в России, не соответствует мировому уровню. В первую очередь это касается бензинов, которые по своим характеристикам значительно уступают зарубежным аналогам.

В настоящее время в России устанавливаются экономические законы, действующие в ведущих странах мира, что позволяет делать прогнозы, учитывая опыт развития этих стран. Российской нефтеперерабатывающей промышленности предстоит в течение 10–15 лет не только ликвидировать отставание от стран Запада, но и развиваться в соответствии с экономическими законами развитых стран.

В настоящее время в России наблюдается резкий рост цен на нефть и газ. В стране широкими темпами возрастает инфляция, что оказывает отрицательное влияние на все отрасли промышленности, включая нефтяную. Цены на нефтепродукты настолько высоки, что основной массе потребителей нечем рассчитываться, и долги у заводов перед добытчиками растут, достигнув уже астрономических показателей.

По мнению авторов, будущее нефтеперерабатывающих производств – в скорейшем их слиянии с добывающими комплексами, как это имеет место в США. Несколько таких компаний в России уже создано. Это, например, российская нефтяная компания *ЛУКОЙЛ*, в состав которой вошли нефтедобывающие предприятия Сибири, два нефтеперерабатывающих завода (в Перми и Волгограде), автозаправочные станции. Надо отметить, что будущее нефтеперерабатывающих заводов – в совместной работе с автозаправочными станциями. В США отделы нефтяных компаний, занимающиеся нефтепереработкой, так и называются: нефтеперерабатывающие заводы, транспортировка нефтепродуктов, маркетинг. В понятие маркетинга входит круг вопросов, связанных с автозаправочными станциями, качеством бензина и других видов топлив и определением спроса на нефтепродукты.

В настоящее время заводы выпускают бензин, просто соответствующий ГОСТам, не заботясь о повышении его качества и зная, что закрепленные за ним области (например, России) возьмут бензин любого качества.

В 1993 г. появилась еще одна интегрированная нефтяная компания – *ЮКОС*, в состав которой наряду с добывающими предприятиями вошли нефтеперерабатывающие заводы производственного объединения «Куйбышевнефтеоргсинтез».

Рассмотрим перспективы развития нефтеперерабатывающих заводов России.



В Министерстве по топливу России одобрен план реконструкции заводов до 2005 г., намечены к строительству комплексы по глубокой переработке нефти. Нет только ясности, откуда брать деньги на столь грандиозное строительство. Предполагается, что заводы сами будут добывать средства на это за счет продажи нефтепродуктов за рубеж, а правительство будет снижать налоги.

Что необходимо строить в первую очередь?

По нашему мнению, каждый завод, особенно топливного профиля, должен иметь современную установку каталитического крекинга с предварительной гидроочисткой тяжелого нефтяного сырья, установки алкилирования и изомеризации легких бензиновых фракций, производство высокооктановых эфиров из газов; необходимы реконструкция или строительство установок современного каталитического риформинга, увеличение конверсии гудрона. Возможно ли это к концу нынешнего столетия? Весьма проблематично, если учесть, что поддержка заводов государством практически отсутствует.

Чтобы выйти на уровень ведущих стран мира по выпуску хотя бы высокооктановых бензинов А-92, АИ-93, что соответствует по американским стандартам обычному премиальному бензину с октановым числом 89, равным полусумме октановых чисел бензинов, измеренных по исследовательскому и моторному методам, необходимо довести отношение мощности установок каталитического крекинга к мощности установок первичной переработки нефти с 4,1 до 15%, каталитического риформинга — с 8,7 до 15%, алкилирования — с 0,2 до 4,0%, изомеризации легких бензиновых фракций — до 3–4% [83].

Это задача пятнадцати–двадцати лет, если ею по-настоящему будут заниматься. К 2000 г. важно сократить выпуск этилированных бензинов хотя бы в 2 раза — до 30%, что возможно только при налаживании производства кислородсодержащих высокооктановых добавок и строительства установок алкилирования.

Ниже приведен прогноз изменения структуры потребления бензинов в России в ближайшие 15 лет:

	1994 г.	2000 г.	2010 г.
Количество выпускаемого бензина, % к общему количеству:			
А-76	75	60	40
этилированный бензин	65	30	—
Добавки в бензин, улучшающие работу двигателя	—	10–15	30–40
Мощности установок, являющихся источниками высокооктановых компонентов бензина, % к мощности первичных установок переработки нефти:			
каталитический риформинг	8,7	10	12–15
каталитический крекинг	4,1	7,0	12–15
алкилирование	0,2	0,5–1,0	2,0–4,0
изомеризация	—	0,5	1,0–3,0
производство кислородсодержащих добавок	0,2	0,5	1,0

Как можно отметить, в настоящее время большая часть выпускаемого в России бензина имеет октановое число 76, измеренное по моторному методу, что соответствует 80 по исследовательскому методу. Этот бензин не имеет аналогов в мире из-за низких эксплуатационных свойств и не отвечает требованиям, предъявляемым к современным двигателям. При проведении всех описанных мероприятий возможно резко снизить его выпуск уже в ближайшие 5–10 лет. То же самое можно отнести к производству этилированных бензинов. Эти бензины настолько экологически вредны, что снижение их выпуска должно стать первоочередной задачей всей нефтеперерабатывающей промышленности. Кроме того, этилированные бензины не позволяют ставить на выхлопные трубы автомобилей нейтрализаторы-катализаторы, которые дожигают СО до СО<sub>2</sub>, поскольку свинец, входящий в состав этиловой жидкости, необратимо отравляет катализатор. Решить эту проблему можно только, увеличивая выпуск неэтилированных бензинов и устанавливая нейтрализаторы в автомобили.

Весьма актуальная задача — организация в ближайшее время производства алкилата и кислородсодержащих добавок, что позволит снизить содержание ароматических и непредельных углеводородов в автомобильных бензинах и приблизить их качество к уровню бензинов, выпускаемых в США, а также соответствие мощностей нефтеперерабатывающих заводов уровню потребления бензина в первые 10 лет следующего столетия. Предполагается повышение потребления бензина на 30–40% по сравнению с существующим уровнем.

Расчеты показывают, что мощности заводов справятся с переработкой нефти на первичных установках при увеличении мощностей установок каталитического крекинга, коксования, алкилирования, а также производству кислородсодержащих высокооктановых компонентов бензина. При этом глубина переработки нефти на заводах в среднем по России должна возрасти к 2000 г. до 72–75%, а к 2010 г. — до 82–85%.

Необходимо отметить, что потенциальный рост светлых нефтепродуктов возможен также в результате модернизации установок прямой перегонки нефти, которая позволит увеличить отбор светлых нефтепродуктов от потенциала до 96–97% против 92–93% в 1994 г.

Эту модернизацию при наличии средств возможно провести на заводах в ближайшие 5–10 лет.

Для стимулирования строительства современных установок по глубокой переработке нефти крайне желательно было бы дифференцировать цены на нефть в зависимости от ее качества и сделать доступным для заводов покупку нефти различного качества. Тогда более экономически обоснованными были бы строительство и реконструкция установок каталитического крекинга, гидрокрекинга, коксования и гидроочистки топлив.

**О перспективах потребления дизельных топлив и улучшения их качеств.** Прогнозируется достаточно высокий рост выпуска автомобилей с дизельными двигателями при одновременном сокращении удельного расхода топлива. Это означает, что увеличение потребления дизельного топлива к началу века может составить 20–30% по отношению к нынешнему состоянию. Увеличение выпуска дизельного топлива возможно не только за счет модернизации установок прямой перегонки нефти, но и за счет введения установок гидрокрекинга вакуумного газойля и гидрирования дизельных фракций каталитического крекинга, коксования, термического крекинга.

В общем объеме выпускаемых дизельных топлив по России малосернистые топлива [с содержанием серы менее 0,2% (мас.)] составляют 60%, остальные – это топлива с содержанием серы 0,2–0,5% (мас.). В ближайшие 5–10 лет предполагается увеличить выпуск малосернистых [менее 0,2% (мас.)] дизельных топлив по России до 80–85%, что возможно как за счет строительства новых установок гидроочистки, так и за счет введения в процесс новых, более эффективных катализаторов гидроочистки, способных снижать содержание серы до 0,05% (мас.).

В ближайшие годы планируется начать производство дизельного топлива с содержанием серы 0,05% (мас.) для городского транспорта и транспорта, работающего в зонах с ограниченным воздухообменом.

Договоренность о производстве таких топлив для московского городского транспорта имеется, например, с руководством Московского нефтеперерабатывающего завода. Учитывая, что ведущие страны Запада начали переходить на использование дизельного топлива с содержанием серы 0,05% (мас.), работы в этом направлении нефтеперерабатывающей промышленности России необходимо развивать и поддерживать. Следует напомнить, что если вредные выбросы из выхлопных труб автомобилей с бензиновым двигателем удастся еще определенным образом сдерживать с помощью нейтрализаторов, то сернистые соединения, присутствующие в дизельном топливе, после сгорания в виде оксидов серы попадают в атмосферу практически на 100%, что грозит серьезными экологическими проблемами. Поэтому, учитывая, что содержание серы в дизельном топливе в десятки раз больше, чем в бензине, сернистые выбросы являются очень серьезными трудностями при эксплуатации дизельных двигателей.

В развитых странах уже давно приняты жесткие ограничения на выбросы вредных веществ в атмосферу от источников потребления печных, котельных и судовых топлив. В России этому вопросу уделяется недостаточное внимание. Топочный мазут является основным по объему продуктом переработки нефти: его доля в общем расходе топлива на нужды энергетики достигает 13–13,5%. Как мы уже отмечали, большая часть котельных

топлив с нефтеперерабатывающих заводов является сернистой [содержание серы колеблется от 2,0 до 3,5% (мас.)]. Тепловые электростанции не имеют эффективных газоочистительных установок, а НПЗ заводы – установок по обессериванию остаточных топлив, что приводит к неблагоприятной экологической обстановке в ряде регионов страны. В ближайшее время выпуск в больших количествах котельного малосернистого топлива наладить не удастся – установки гидрообессеривания остатков требуют больших капитальных затрат. Выход заключается только в переводе тепловых электростанций на газ и покупке за границей газоочистительных установок.

**О потреблении смазочных масел в России.** Ожидается, что за счет экономии расхода масел оно сохранится на уровне 1990 г. Прогнозируется увеличение в ближайшие 5–10 лет выпуска моторных масел групп Г, Д и Е (масел, соответствующих международному уровню) с 40 до 60–65%. Как известно, большая часть моторных масел, произведенных в России, значительно уступает по качеству зарубежным аналогам и в ближайшее время, по-видимому, вряд ли станет конкурентоспособной. По мнению авторов, имея хорошие базовые масла, необходимо организовать совместные предприятия с известными фирмами, имеющими пакет присадок, добавок, которые позволят сделать российские масла конкурентоспособными на мировом рынке.

Такой опыт имеется, например, у производственного объединения «Нижний-Новгороднефтеоргсинтез» и фирм *Кастрол* и *Тексако*.

**Состояние российской науки в области переработки нефти и газа.** Построенные в предыдущие годы комплексы по глубокой переработке нефти уступают аналогичным зарубежным комплексам по расходованию энергетических средств, металло- и материалоемкости, степени автоматизации. Учитывая это, а также то, что эти комплексы были построены при активном участии российских специалистов и ученых, руководители нефтеперерабатывающих заводов предпочитают приобретать зарубежную технологию за валюту, вырученную от экспорта нефтепродуктов.

В то же время отраслевая наука располагает конкурентоспособными разработками в области глубокой переработки нефти и облагораживания нефтепродуктов, в первую очередь гидрокаталитических процессов, каталитического крекинга утяжеленного вакуумного газойля и мазута, замедленного коксования и др. Эти разработки нуждаются в поддержке создающихся нефтяных компаний. Иначе многие элементы этих исследований или сами разработки будут куплены иностранными фирмами и затем проданы в комплексе установок российским заводам.

Если не будут предприняты какие-то особые меры по защите отраслевых институтов от полного исчезновения, то перспективы науки, занимающейся проблемами переработки нефти и газа,

весьма мрачны. Российские ученые в ближайшее время станут сотрудниками известных нефтяных компаний и фирм, которые будут заниматься вопросами реконструкции и строительством новых установок на нефтеперерабатывающих заводах. С другой стороны, может быть и не нужны большие отраслевые научно-исследовательские институты, а, как на Западе, исследовательские центры должны формироваться на базе фирм и компаний, конкурируя между собой.

Рассмотрим перспективы развития основных процессов нефтепереработки в России.

*Первичная переработка нефти.* Возможные пути совершенствования атмосферно-вакуумных установок переработки нефти заключаются в увеличении отбора фракций от потенциала. Как правило, российские установки по сравнению с зарубежными аналогами не добывают светлых фракций на 3–5%. Проведение модернизации позволит выйти на уровень лучших западных производств.

*Термические процессы.* К термическим процессам мы в первую очередь относим висбрекинг, термический крекинг и коксование. На Западе все эти процессы направлены в первую очередь на увеличение выхода светлых нефтепродуктов. В России установки висбрекинга для получения котельного топлива пониженной вязкости имеют право на жизнь и, по-видимому, будут строиться или реконструироваться на базе установок первичной переработки нефти.

*Термический крекинг.* Новые установки строить нецелесообразно, старые какое-то время могут функционировать, пока будут списаны в связи с большой энергоемкостью.

*Пиролиз.* Установки пиролиза бензиновых фракций на заводах ведущих нефтяных держав используют для получения этилена — сырья для производства полиэтилена. На российских заводах планируется проведение реконструкции установок с целью увеличения производительности и использования на них в качестве сырья более тяжелых фракций.

*Коксование.* Как уже отмечалось, на российских заводах наиболее распространены установки замедленного коксования, вырабатывающие рядовой кокс и светлые продукты невысокого качества. Планируется перевод части этих установок на получение игольчатого кокса при наличии соответствующего сырья, строительство установок прокалки кокса с целью приближения его к мировому уровню. Строительство новых установок замедленного коксования может сдерживаться отсутствием установок по облагораживанию бензинов коксования и легкого газойля коксования.

В ближайшее время на российских заводах не планируется строительство установок непрерывного коксования в псевдоожиженном слое, хотя российские специалисты были одними из основателей этого процесса.

*Каталитические процессы.* Среди каталитических процессов наиболее распространены каталитический крекинг, каталитический риформинг, гидроочистка нефтяных фракций, гидрокрекинг, алкилирование, изомеризация, производство кислород-содержащих добавок (метил-трет-бутилового эфира).

Развитие процесса каталитического крекинга в России в ближайшие 15–20 лет будет определяться, во-первых, реконструкцией существующих установок каталитического крекинга с псевдоожиженным слоем катализатора 1А-1М и ГК-3, частично Г-43-107 и, во-вторых, модернизации катализаторов для установок каталитического крекинга с шариковым катализатором и строительством новых установок каталитического крекинга тяжелого нефтяного сырья по западным технологиям. Кроме задач, связанных с улучшением технологии каталитического крекинга, необходимо решать задачи по вводу просто новых мощностей каталитического крекинга как главного процесса, позволяющего существенно улучшить структуру выпускаемых бензинов. Очевидно, в ближайшее время ряд установок каталитического крекинга смогут после реконструкции и ввода новых эффективных катализаторов перерабатывать смесь вакуумного газойля с мазутом или просто мазут.

Переход установок каталитического крекинга с вакуумного газойля на мазут позволит решить проблемы тяжелых нефтяных остатков, резко увеличить глубину переработки нефти и существенно повысить выход высокооктановых компонентов бензина.

*Каталитический риформинг.* После принятия конгрессом США решения об ужесточении стандартов по содержанию бензола и ароматических углеводородов в бензине в США несколько снизился интерес к процессу риформинга, так как высокооктановый компонент вырабатывался путем ароматизации прямогонной бензиновой фракции. В России, как мы уже отмечали, имеется существенное отставание по мощностям риформинга от ведущих стран мира. Поэтому в ближайшее время на ряде заводов необходимо построить новые установки (на некоторых они уже запланированы, например, Кстовский нефтеперерабатывающий завод, Ярославский нефтеперерабатывающий завод). Целесообразно новые установки проектировать и строить по технологии ЮОПи с непрерывной регенерацией катализатора. Эта технология хорошо зарекомендовала себя в мире и опробована на заводах в Баку и Уфе. Совершенствование этих установок должно идти по направлению увеличения выхода riformата и повышения октанового числа. Существующие на заводах установки риформинга с неподвижным слоем катализатора нуждаются в реконструкции с целью приблизить их показатели к показателям установок ЮОПи.

*Гидроочистка нефтяных фракций.* При строительстве новых установок предпочтение следует отдавать строительству установок гидрообессеривания тяжелых нефтяных фракций, кото-

рых сегодня в России нет. Перспективы развития процесса – в освоении новых эффективных катализаторов гидроочистки, существенно уменьшающих содержание серы в гидрогенизате, строительстве установок гидрообессеривания нефтяных остатков, улучшении компрессорного оборудования.

**Гидрокрекинг нефтяных фракций.** В мире этот процесс достаточно широко распространен, что нехарактерно, однако, для России. По-видимому, в ближайшие 10–15 лет он в России не будет широко развиваться (в Ярославле, например, установка гидрокрекинга вакуумного газойля, построенная на 50%, в настоящее время законсервирована) вследствие дороговизны и большой энергоемкости производства. В перспективе будет построена установка гидрокрекинга в Салавате.

**Алкилирование изобутана олефинами.** В мире широко распространены 2 процесса алкилирования – сернокислотное и фтористоводородное.

В России фтористоводородное алкилирование не применяется, несмотря на то что его показатели превышают показатели процесса сернокислотного алкилирования. Установки сернокислотного алкилирования, работающие на заводах России, нуждаются в реконструкции, поскольку невысока мощность установок – 90–100 тыс. т в год. В ближайшей перспективе необходимо в первую очередь снизить расход серной кислоты приблизительно в 2 раза, чтобы достигнуть показателей зарубежных установок, уменьшить энергоемкость процесса, повысить октановое число алкилата и увеличить его выход. На существующем оборудовании сделать это практически невозможно. Намечено строительство установок сернокислотного алкилирования мощностью 200–220 тыс. т в год по сырью. В России разработан процесс алкилирования изобутана олефинами на твердых катализаторах, ожидается доведение его до промышленного образца.

**Изомеризация легких бензиновых фракций.** На заводах ведущих стран мира процесс изомеризации легких бензиновых фракций широко применяется с целью улучшения пусковых свойств двигателя, которые существенно зависят от октанового числа бензиновой фракции н.к. – 62 °С. В России этот процесс не получил распространения из-за дороговизны.

В то же время практика ведущих стран Запада показывает, что в бензине обязательно должен присутствовать легкий изомеризат, улучшающий эксплуатационные свойства бензинов. В ближайшее время следует спроектировать ряд установок изомеризации или перепрофилировать другие существующие установки изомеризации углеводородов  $C_4$ – $C_5$ .

**Производство масел.** На ряде заводов России построены современные комплексы по производству масел по проектам российских специалистов.

В настоящее время в целом базовые масла на ряде заводов (например, в Волгограде, Ярославле, Кстово) получают доста-

точно высокого качества. Реконструкция этих комплексов и отдельных установок необходима, но большая потребность – в производстве конкурентоспособных присадок, которые, по-видимому, можно получать совместно с ведущими фирмами.

Таким образом, перспективы развития нефтеперерабатывающей промышленности России – в углублении переработки нефти и кооперации с нефтяными компаниями западных стран. Только этот путь позволит заводам обеспечить потребности России в нефтепродуктах мирового уровня.

### 4.3. КАТАЛИЗАТОРЫ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ

Катализаторы играют важную роль во многих процессах на нефтеперерабатывающих заводах. Как правило, чем выше производительность завода, тем больше каталитических процессов используется на этом заводе. Катализаторы охватывают много процессов, но главные из них применяют в каталитических процессах гидрирования, риформинга, крекинга и изомеризации.

#### 4.3.1. Подбор катализаторов для нефтеперерабатывающих производств [158–161]

На мировой рынок ежегодно поступает более 700 различных наименований катализаторов переработки нефтяного сырья. Они дифференцированы по качеству сырья и продуктов, условиям работы и другим признакам, что позволяет подбирать катализаторы не только для процесса, но и в соответствии с количеством и качеством необходимых продуктов.

В каждом индивидуальном случае необходим выбор оптимального катализатора. Выбор и проверка катализатора перед покупкой и загрузкой его в промышленные установки является очень важным процессом. Все главные нефтяные компании за последние 5–10 лет проверили практически все существующие катализаторы и каждый раз, когда выпускается на рынок новый катализатор, он также тестируется. Используя свои модели и конкретные условия промышленной установки, научные центры рекомендуют заводам 2–5 видов катализаторов, которые различаются немного по активности, долговечности, размерам, цене и пр.

Сейчас не существует уникальных катализаторов не только в области гидроочистки дизельного топлива, но также в каталитическом крекинге и т. д. По крайней мере 2, а в большинстве случаев 3–5 компаний производят катализаторы похожего качества и близкие по цене. Поэтому 2 следующие ступени, как правило отсутствующие в России, являются очень важными для эффективного выбора катализаторов в США. После того как катализаторы выбраны, катализаторным компаниям предлагается прислать коммерческое предложение, включающее цену,

время поставки и гарантированные свойства. Обычно катализаторная компания, предлагающая катализатор по самой низкой цене, получает контракт.

В некоторых случаях, когда катализаторы обладают дополнительными важными свойствами или катализаторная компания предлагает удобные способы доставки и платежа, вполне логично выбрать не самый дешевый катализатор. После того как катализатор выбран и произведен катализаторной компанией, очень важным является процесс проверки этого катализатора. Каждая нефтяная компания имеет свою систему проверки, оговоренную заранее в договоре о покупке. Она включает подтверждение свойств катализаторов или в своих лабораториях, или в лабораториях независимых компаний. Определяются размеры гранул, концентрация активных металлов, поверхность, объем и распределение пор.

Для катализаторов крекинга определяются истирание, процент содержания цеолитов и т. п. Некоторые компании включают в договор также гарантию на активность в пилотных установках для определенного сырья и т. п. Заводы стран бывшего Советского Союза, не имеющие полностью оснащенных лабораторий для тестирования катализаторов, пока полностью доверяют катализаторным компаниям.

Все знают, что автомобиль «Волга» — хорошая машина, но правильно ли покупать ее, не проверив, как она ведет себя на дороге или, по крайней мере, не открыв ее капот?

Закон «О чистом воздухе», принятый в 1990 г., оказал сильное влияние на катализаторные компании, связанные с нефтеперерабатывающими заводами. Снижение содержания серы почти во всех продуктах, ограничение давления насыщенных паров в бензине, а также понижение содержания бензола и ароматических углеводородов в бензине приводит к значительному изменению процессов нефтепереработки на заводах. Хотя общее число марок (не объем) производимых катализаторов увеличилось только на 10% (табл. 73), произошло значительное перераспределение производимых катализаторов. Например, существенно увеличилось число марок катализаторов изомеризации бутана и пентана в третичные углеводороды, что обеспечивает большой спрос на процесс алкилирования изопарафинов олефинами.

Уменьшение числа марок катализаторов крекинга отнюдь не означает снижение внимания катализаторных компаний к одной из самых высоко rentабельных статей катализаторного бизнеса. Просто многие компании продолжают выпускать устоявшиеся и хорошо зарекомендовавшие себя в промышленности катализаторы крекинга.

Увеличение выпуска продуктов алкилирования необходимо, потому что потери октанового числа, происходящие в результате уменьшения количества бензола и ароматических углеводородов в бензине, должны как-то компенсироваться. Увеличился также

Таблица 73. Выпуск различных марок катализаторов в 1989–1991 гг.

Процесс	Число видов (марок) катализаторов	
	1989 г.	1991 г.
Риформинг	70	75
Димеризация-полимеризация	10	9
Изомеризация [парафинов и ароматики]	13	23
Каталитический крекинг	229	214
Гидрокрекинг	108	107
Гидроочистка	288	330
в том числе:		
гидроочистка бензинов	14	11
процесс Клаусса	67	78
Процессы получения кислородсодержащих соединений — добавок в бензин	11	13
Остальные	199	220
Всего	999	1070

выпуск различных марок катализаторов гидрирования, необходимых для удаления серы из бензина, дизельного топлива и вакуумного газойля.

Тенденция увеличения числа различных марок катализаторов для процессов гидроочистки сопровождается повышением требований к качеству гидрогенизаторов и ростом потребления водорода, который, в случае его нехватки на заводе, необходимо будет пополнять пуском новых установок по производству водорода или совершенствованием технологии, оборудования и катализатора существующих.

Хотелось бы обратить внимание на катализаторы для производства кислородсодержащих добавок в бензин. Хотя число различных марок катализаторов за 2 года увеличилось незначительно, в катализаторных компаниях в связи с новым законодательством США ведутся интенсивные поиски новых эффективных катализаторов, и следует в ближайшее время ожидать существенного роста числа различных марок катализаторов для этих процессов.

В странах бывшего Советского Союза на основных производствах нефтеперерабатывающих заводов до начала 80-х годов импортные катализаторы не закупались и применялись в основном отечественные. Исключение составляли только катализаторы риформинга для установок с непрерывной регенерацией катализатора, которые были построены по лицензии французской фирмы.

В середине 80-х годов на российский рынок выходит катализаторная компания *Грейс Дэвисон*. Сначала закупались катализаторы крекинга только для установок Г-43-107 (Москва, Павлодар), а с 1992 г. компания активно продает свои катализаторы для установок 1А-1М и ГК-3 (Рязанский, Ярославский, Ангарский, Кременчугский НПЗ).

Катализаторы крекинга на российском рынке продает также катализаторная компания *Энгельгард*. Катализаторы такой большой компании, как *Акзо* не распространены на российском рынке.

Катализаторы гидроочистки в основном производятся на российских фабриках, за исключением катализаторов гидроочистки бензинов, которые некоторые заводы приобретают одновременно с импортным катализатором риформинга. Для российских катализаторных фабрик по мере приближения цен на сырье к мировым наступает тяжелое время – нужно конкурировать с мировыми катализаторными компаниями за российский (в первую очередь) рынок.

Западные катализаторные компании в цену катализатора включают, как правило, сервисное обслуживание и внимательно следят за своим катализатором до окончания срока его применения. К сожалению, это пока не имеет места при покупке российских катализаторов.

Поэтому нам представляется целесообразным рассмотреть деятельность крупных катализаторных компаний, действующих на американском рынке, сравнить их с российскими фабриками катализаторов.

#### 4.3.2. Катализаторные компании США

Поскольку нефтеперерабатывающая промышленность США всегда занимала лидирующее положение в мире и глубина переработки нефти на заводах Америки значительно превышала этот показатель в Европе и Японии, что невозможно было осуществить без совершенствования каталитических процессов и катализаторов, господствующее положение в катализаторном мире захватили фирмы США, имеющие свои филиалы во всех частях земного шара.

Ниже показан объем потребления катализаторов (в тыс. т) в нефтеперерабатывающей промышленности США за последние 25–30 лет по процессам [158]:

	1963 г.	1972 г.	1978 г.	1980 г.	1982 г.	1987 г.	1993 г.
Каталитический крекинг	138	125	129	149	199	202	230
Гидроочистка и гидрообессеривание	1,4	4,5	10,1	16,3	10,0	12,0	12,5
Гидрокрекинг	–	–	–	–	0,9	0,9	0,9
Риформинг	0,9	2,3	3,2	4,1	1,8	1,8	1,9

Из приведенных данных следует, что за 10 лет потребление катализаторов увеличилось на 20%, причем наибольшее увеличение наблюдается для твердых катализаторов крекинга, что обусловлено ростом мощностей установок по переработке остаточного и тяжелого сырья.

По прогнозам на будущее до конца века мировое потребление катализаторов будет возрастать на 5% и составит в стоимостном

выражении 6 млрд дол. против 2,3 млрд дол. в 1982 г. При этом темпы роста выпуска катализаторов для переработки тяжелого сернистого сырья будут значительно выше.

В настоящее время потребность в катализаторах нефтеперерабатывающих производств США может быть представлена следующими данными [158]:

	Производственные мощности, млн м <sup>3</sup> /г	Потребление, кг/м <sup>3</sup> сырья	Расход, тыс. т	Стоимость, тыс. дол./т	Потребность, млн дол.
Каталитический крекинг	280	0,57	170	1,5	250
Гидроочистка	490	0,036	12,3	6,6	84
Алкилирование	30	51,4	500	0,06	99
Гидрокрекинг	60	0,037	2,1	22,0	47
Риформинг	200	0,01	2	14,3	27
Алкилирование (HF)	23	0,43	10	1,5	1,5
Изомеризация	15	0,04	0,6	13,2	8

Можно отметить, что наибольшая доля потребности в твердых катализаторах приходится на каталитический крекинг и гидроочистку. Поэтому в первую очередь рассмотрим каталитические фирмы США, специализирующиеся в этих областях.

К самым большим катализаторным компаниям можно отнести компании *Акзо*, *Грейс Дэвисон*, *Крайтерион*, *Энгельгард*, *ЮОПи*. Ниже представлено разделение рынка сбыта катализаторными компаниями за последние годы для основных процессов нефтепереработки (в % от общей суммы):

Компания	КК	ГО	ГК	Р	с.п., млн дол.
<i>Акзо</i>	25	27	5	10	235
<i>Грейс Дэвисон</i>	38	5	–	–	225
<i>Энгельгард</i>	20	9	–	9	145
<i>ЮОПи</i> и <i>Юнион Ойл оф Калифорния</i>	–	3	55	52	130
<i>Крайтерион</i>	–	39	10	17	135
Остальные	6	17	30	12	125
Общая сумма продажи по процессам, млн дол.	560	315	65	45	985

Примечание. КК – каталитический крекинг, ГО – гидроочистка, ГК – гидрокрекинг, Р – риформинг, с.п. – сумма продаж всех катализаторов.

Пока готовилась эта книга, произошло несколько изменений в компаниях по производству катализаторов. В основном это заключалось в прекращении производства катализаторов каталитического крекинга несколькими компаниями (в разделе «остальные») такими, как *Кросфилд* и *Каталистик* – они не смогли выдержать конкуренцию, а также образование новой компании *Акреон*. В области каталитического крекинга *Грейс Дэвисон* и *Акзо* получили большую часть рынка по катализаторам каталитического крекинга.

Как видно из приведенных данных, объем продажи катализаторов (в дол.) приблизился к 1 млрд, а по прогнозам авторов должен превысить 1 млрд в 1993–1994 гг. (по всему миру).

Все крупные катализаторные компании оперируют не только на американском, но также и на международном рынке. Это легко проследить, анализируя производство катализаторов каталитического крекинга. Рынок катализаторов каталитического крекинга, который в течение нескольких лет был перенасыщен, становится более сбалансированным в настоящее время из-за выхода из производства нескольких компаний, отмеченных выше. Катализаторы крекинга производились в 1991 г. в следующих городах:

Компания	Место производства	Мощность, т/день
Грейс Дэвисон	Лейк-Чарльз, Балтимор, Цинциннати (США)	520
Акзо	Валлифилд (Канада)	
	Лос-Анжелес, Пасадина (США)	310
Энгельгард	Амстердам (Нидерланды)	
	Аттаполгаз (США)	280
	Тернёзен (Нидерланды)	
Каталистик *	Саванна (США)	215
	Делфзейл (Нидерланды)	
Кроссфилд	Великобритания	180
Всего		1505

\* До прекращения производства.

Оценочный прогноз спроса на катализаторы в США в 1995 г. по сравнению с 1990 г. (в млн дол. США) показан ниже:

	1990 г.	1995 г.		1990 г.	1995 г.
Крекинг	275	310	Гидрокрекинг	60	70
Алкилирование	225	270	Риформинг	35	40
Гидроочистка	80	100	Изомеризация	7	10

Прогноз однозначно показывает повышение спроса на катализаторы крекинга и алкилирования для обеспечения высокооктанового числа бензина.

Также увеличится потребность в катализаторах гидроочистки, особенно после 1995 г., когда требование к содержанию серы и ароматических углеводородов в бензине и дизельном топливе будет иметь силу закона. Существует также вероятность того, что в конце 90-х годов в бензине будет введено ограничение содержания олефинов, что приведет к дальнейшему увеличению использования катализаторов гидрирования.

Но даже с учетом всех прогнозов по росту потребления катализаторов гидроочистки и крекинга, сейчас существует небольшое перенасыщение на катализаторном рынке. Это произошло потому, что катализаторные компании, ожидая принятия законов об окружающей среде, увеличили мощности своих производств. Однако картина может быстро измениться, если какая-нибудь компания или выйдет из бизнеса, или сократит объем выпускаемой продукции. Интересно отметить, что цены на катализаторы гидроочистки в начале 1993 г. были значительно ниже,

чем в начале 80-х годов. Ситуация может быстро измениться к 1995 г., особенно если используемая на заводах нефть будет иметь более высокое содержание серы и металлов. Важно отметить, что если разница в цене между низкосернистой и высокосернистой нефтью приблизится к 5–6 дол. за баррель, то большее число заводов станет перерабатывать высокосернистые нефти, и это приведет к дальнейшему увеличению потребления катализаторов гидроочистки и каталитического крекинга.

Другой областью потенциального роста спроса катализаторов является применение нейтрализаторов в автомобилях. Официально все новые автомобили, выпущенные после 1975 г. в США, имеют на выхлопных трубах нейтрализаторы. Однако и в Западной, и в Восточной Европе он не является обязательным. Практически весь бензин, производящийся и продающийся в США, не содержит добавок свинца. Свинец является отравляющим металлом для двигателя СО, и поэтому, прежде чем его использовать, необходимо быть уверенным в доступности бензина, не содержащего свинца.

Данные, приведенные ниже, дают представление об основных производителях нейтрализаторов в 1991 г.:

Компания	Производство, млн штук в мире	в Северной Америке
Джонсон Матти	11,8	9,4
Энгельгард	9,0	4,1
Эллайд Сигнал	9,0	5,3
Дегусса	3,8	0,7
Остальные (в основном японские) компании	8,4	0,0

Предполагается, что Россия, а также бывшие республики Советского Союза будут являться самым развивающимся рынком для нейтрализаторов.

Наиболее крупные компании по производству катализаторов для нефтеперерабатывающих заводов – сравнение числа выпускаемых марок катализаторов по процессам – рассмотрены ниже:

Компания	Риф	Изо	КК	ГК	ГО	П	О	К	КД
Акзо	8	—	13	16	32	—	—	3	1
Кроссфилд	—	—	—	4	13	—	—	1	—
Крайтерион	19	—	—	16	56	—	—	5	5
Энгельгард	10	2	17	1	8	—	—	—	5
Юнайтед	—	—	—	—	18	4	—	6	—
Надзор	—	—	—	2	10	—	—	—	—
Грейс Дэвисон	—	—	48	2	—	—	—	—	5
ЮОПи	17	4	—	15(a)	10	2	5	—	1
АЙФП(б)	7	1	—	4	27	1	1	2	—

Примечания. а – Совместно с Юнокал; б – к моменту написания книги Энгельгард (за исключением ФСС) создал совместную компанию с АЙФП, названную Акреон. Риф – каталитический риформинг; Изо – изомеризация C<sub>4</sub> и C<sub>5</sub>; КК – каталитический крекинг; ГК – гидрокрекинг; ГО – гидроочистка; П – полимеризация бензина (олефинов из процесса каталитического крекинга); О – гидроочистка бензиновых фракций; К – процесс Клаусса; КД – добавки каталитического крекинга.



Эти компании выпускают почти 90% всех катализаторов, используемых на нефтеперерабатывающих заводах США. Приведенные данные показывают, что катализаторы крекинга выпускаются наибольшим числом марок. Например, только компания *Грейс Дэвисон* производит по крайней мере 48 марок, которые различаются химическим строением и физико-химическими свойствами, необходимыми для разных целей. В это число не входят многие секретные катализаторы, разработанные нефтяными компаниями и сделанные компанией *Грейс Дэвисон* только для применения внутри индивидуальной компании. Так, *Амоко* использует разработанные специально для своих заводов катализаторы гидроочистки мазута или каталитического гидрокрекинга легкого газойля.

Перейдем к рассмотрению деятельности основных катализаторных компаний.

Как уже отмечалось ранее, две катализаторные компании по объемам продажи твердых катализаторов в США выделяются среди других фирм. Это компании *Грейс Дэвисон* и *Акзо*.

*Грейс Дэвисон* — большая нефтехимическая компания, занимающаяся производством нефтехимических и химических продуктов, добавок, специфических веществ и их торговлей. Отделение катализаторов в основном специализируется на катализаторах крекинга при небольшом объеме продаж катализаторов гидрогенизационных процессов. В последние годы фирма уверенно занимает первое место в мире по объему продаж катализаторов крекинга, опережая идущую на втором месте компанию *Акзо* в 1,5–2 раза. Приблизительно половину объема катализаторного бизнеса мира в области крекинга контролирует фирма *Грейс Дэвисон*. Штаб-квартира *Грейс Дэвисон* находится в Балтиморе (США). Она имеет ряд отделений в Европе, открыто представительство катализаторного отдела в Москве. Фирма *Грейс Дэвисон* имеет один из самых больших в Европе по мощности завод по производству катализаторов (Вормс, Германия) — в основном катализаторов крекинга (40 тыс. т в год). Если рассматривать достоинства и недостатки катализаторов крекинга данной фирмы, то надо отметить достаточно высокую стоимость катализатора, но при этом большую надежность, прекрасные результаты в промышленных условиях, хорошие селективные свойства катализаторов, техническое обслуживание высочайшего уровня в течение всего периода работы катализатора на установке, причем техническое обслуживание входит в цену катализатора. Катализаторное отделение фирмы *Грейс Дэвисон*, как уже отмечалось, захватило лидерство по продаже своих катализаторов на нефтеперерабатывающих заводах Советского Союза.

Ниже приведен список предприятий на территории стран бывшего СССР, применявших катализаторы фирмы *Грейс Дэвисон* в 1993 г. [157]:

Место расположения установки	Установка	Катализатор*
<b>Действующие установки</b>		
Ангарск, Россия	1А/1М, ГК-3	КМЦ-90 (Россия)/DA-140
Кременчуг, Украина	ГК-3 (1-я и 2-я)	КМЦР-НД (Россия)/DA-140
Мажейкяй, Литва	КТ-1	Резок-1м ( <i>Грейс</i> )/Резок-1МР
Павлодар, Казахстан	КТ-1	МАГ-360 ( <i>Энгельгард</i> )/DA-250
Рязань, Россия	1А/1М	КМЦР-НД (Россия)/DA-200
Ярославль, Россия	1А/1М	КМЦР-НД (Россия)/DA-140
<b>Новые установки</b>		
Баку, Азербайджан	Г-43-107	—/Нова-D
Лисичанск, Украина	Г-43-107	—/DA-250Л
Уфа, Россия	Г-43-107	—/DA-250

\* Числитель — катализатор, применявшийся ранее, знаменатель — в 1993 г.

В группе катализаторов *Грейс Дэвисон* выделяются 3 направления: группа DA — достаточно дешевые катализаторы, основное назначение которых — получение максимального количества бензина при использовании в качестве сырья вакуумного газойля; группа Нова-D, главная задача которых — получение максимального количества бензина на тяжелых нефтяных фракциях, и группа Резок. Эта группа катализаторов предназначена для получения оптимального количества бензина с максимальным октановым числом при наибольшем выходе бутиленов и пропилена. В Мажейкяе, например, существует установка получения метил-трет-бутилового эфира, что увеличивает потребность в легких олефинах, поэтому для установки каталитического крекинга завод закупает катализатор Резок.

При практически одинаковом коксообразовании наблюдается значительное повышение выхода бензина (на 9%) и увеличение октанового числа на 0,5–1,2 пункта. Применение катализатора DA-140 вместо российских на промышленной установке 1А-1М позволяет существенно улучшить экономические показатели процесса.

Катализаторы серии Нова-D и Резок-1М испытывались на Московском и Мажейкском НПЗ. Можно отметить, что при введении в систему установки Г-43-107 катализатора Нова-D наблюдается увеличение выхода бензина на 3%(мас.), повышение выхода газойлей, рост октанового числа. При замене DA-250 на Резок-1М увеличивается выход бензина на 2%(мас.), конверсия — на 3%(мас.), повышается выход ( $C_3 + C_4$ ) на 1,2%(мас.), наблюдается рост октанового числа бензина.

Таким образом, применение в нефтеперерабатывающей промышленности стран бывшего СССР катализаторов фирмы *Грейс Дэвисон* показало, что они весьма эффективно и надежно зарекомендовали себя на установках каталитического крекинга, при этом закрепив показатели работы катализатора на уровне мировых достижений в этой области.



Фирма *Грейс Дэвисон* продолжает дальнейшее совершенствование катализаторов для переработки в процессе каталитического крекинга тяжелого нефтяного сырья и нефтяных остатков. Создано новое поколение катализаторов, получивших название Резидкат, которые эффективны при переработке тяжелого нефтяного сырья в процессе крекинга. Ниже приведены свойства свежего катализатора:

	Резидкат-175-3	Резидкат-275-3
Содержание, %(мас.):		
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	44	43
Na <sub>2</sub> O	0,27	0,24
Re <sub>2</sub> O <sub>3</sub> *	2,2	2,2
Индекс Дэвисона	4	6
Удельная площадь поверхности, м <sup>2</sup> /г	329	324
Равновесный размер элементарной ячейки, Å	24,29	24,28

\* Оксиды редкоземельных металлов.

Выход продуктов крекинга тяжелого нефтяного сырья на равновесных катализаторах при 60%-й конверсии приведен ниже:

	Резидкат-175-3	Резидкат-275-3
Содержание никеля, ppm	3037	3124
Соотношение катализатор/сырье	3,3	2,9
Выход, %(мас.):		
H <sub>2</sub>	0,56	0,33
CH <sub>4</sub> + ΣC <sub>2</sub>	1,7	1,6
Σ(C <sub>3</sub> + C <sub>4</sub> )	11,5	11,6
бензин	42,7	43,8
легкий газойль	23,5	22,4
тяжелый газойль	16,4	17,6
кокс	3,5	2,7

При коксообразовании, равном 4% (мас.), выход продуктов крекинга тяжелого нефтяного сырья на равновесных катализаторах следующий:

	Резидкат-175-3	Резидкат-275-3
Содержание никеля, ppm	3037	3124
Конверсия, %	62,5	67,9
Соотношение катализатор/сырье	3,6	4,0
Выход, %(мас.):		
H <sub>2</sub>	0,61	0,44
CH <sub>4</sub> + ΣC <sub>2</sub>	1,9	2,2
Σ(C <sub>3</sub> + C <sub>4</sub> )	12,2	14,5
бензин	43,8	46,8
легкий газойль	22,6	19,5
тяжелый газойль	14,9	12,6
кокс	4,0	4,0

Можно отметить, что даже при содержании на катализаторе никеля более 3000 ppm можно получать более 42,5%(мас.) бензина при 60%-й конверсии.

**Компания Акзо.** Компания начала заниматься производством катализаторов в середине 30-х годов. Штаб-квартира компании находится в Амстердаме (Нидерланды).

Первые катализаторы были в основном предназначены для производства серной кислоты. В начале 50-х годов компания Акзо начала производство катализаторов риформинга, гидроочистки и каталитического крекинга. Сегодня компания производит широкий спектр катализаторов, включающий такие процессы, как риформинг, каталитический крекинг, гидроочистку и многое другое. Заводы по производству катализаторов находятся в городах Амстердам (Нидерланды), Пасадина, Вернон (США), Нихам (Япония). Все заводы оснащены лабораториями для проверки качества катализаторов и тестирования, но основной научный центр находится в Амстердаме. Каждый завод имеет свою систему маркировки и обслуживания покупателей, включающую помощь заводам в начале загрузки катализатора, посещения заводов во время работы катализатора и т.п. Компания имеет заводы по производству катализаторов крекинга мощностью 120 тыс. т и катализаторов гидроочистки мощностью 13 тыс. т. Каталог катализаторов Акзо довольно обширен, он включает практически весь спектр не только каталитических процессов нефтеперерабатывающих заводов, но также и некоторые каталитические процессы нефтехимического производства.

Дополнительно Акзо производит катализаторы, которые доступны только по лицензии или по специальному соглашению о секретности и неразглашении свойств катализаторов. Интересно отметить, что для США довольно типично явление, когда подписывается секретное соглашение о запрещении анализа катализаторов и разрешается только их тестирование. В США практически неизвестны случаи обмана, поскольку научные сотрудники, нарушившие договор, не только будут строго наказаны начальством (вплоть до увольнения), но и даже возможно возбуждение судебного дела. В результате имя научного сотрудника будет навсегда запятнано, что не позволит ему найти работу не только в нефтяной, но и в других отраслях промышленности. В 80-е годы компания выпускала катализаторы крекинга вакуумных газойлей и нефтяных остатков следующих названий: МЗ-11, Мультикрек, Эдванс, Коб-джи, Vision-L, Norison и др. Весьма успешно развивается бизнес компании в области катализаторов гидрогенизационных процессов. В отличие от фирмы *Грейс Дэвисон* компания Акзо занимает лидирующие позиции (также 2-е место) по продаже катализаторов гидроочистки. Эти катализаторы производят на катализаторных заводах компании в Амстердаме (Нидерланды), Пасадине (США), Нихаме (Япония). Наиболее популярны среди катализаторов гидроочистки катализаторы группы Ketjenfine Easy Active, которые обладают высокими гидрообессеривающими свойствами в отношении раз-

личных видов сырья – от прямогонных бензинов до вакуумного газойля. В остальных областях каталитических процессов успехи компании скромнее.

**Компания Кросфилд.** Компания является дочерней фирмой концерна *Юниливер*. Эта компания одной из последних среди катализаторных компаний вышла на катализаторный рынок США во многом благодаря покупке компании *Каталко*, в составе которой был завод по производству катализаторов в Чикаго. Этот завод в настоящее время выпускает разнообразные катализаторы гидроочистки и специальные катализаторы гидрогенизационных процессов. Производство катализаторов крекинга до недавнего времени осуществлялось в Англии (Варингтон). Но, как отмечалось выше, руководство компании приняло решение выйти из этого бизнеса и прекратило производство катализаторов крекинга. Центральный офис компании находится в Англии, представительство компании в США размещается в Чикаго – бывшее представительство компании *Каталко*. Центральные научные лаборатории находятся в Порт-Санлайте (Англия) и Влардингене (Нидерланды). Службы технического обслуживания и некоторые специальные лаборатории находятся при заводах компании.

Наиболее известные катализаторы гидроочистки фирмы *Кросфилд* – алюмокобальт-молибденовые катализаторы Кросфилд-465, -477, -497 и -499, предназначенные для обессеривания керосина, дизельного топлива, вакуумного газойля и различных нефтяных смесей, и алюмоникель-молибденовые катализаторы – Кросфилд-504-К, -520, -535, -594, которые также эффективны в процессах обессеривания и очистки всех нефтяных фракций – от бензина до вакуумного газойля.

Ниже приведены некоторые физико-химические свойства этих катализаторов:

	Катализаторы Кросфилд						
	-465	-477	-497	-499	-504-К	-520	-594
Насыпная масса, кг/м <sup>3</sup>	680	705	710	800	817	593	817
Размер частиц, мм	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5	3	1,5
Химический состав, % (мас.):							
MoO <sub>3</sub>	18,5	14	14	19	19	10	19
NiO	—	—	—	—	5,4	3,5	—
CoO	4,6	3,3	3,3	4,4	—	—	5,4
оксид алюминия	Остальное						
Удельная поверхность, м <sup>2</sup> /г	240	235	235	180	170	300	170
Объем пор, см <sup>3</sup> /г	0,56	0,55	0,55	0,47	0,43	0,7	0,43

**Компания Крайтерион.** Катализаторная компания *Крайтерион* была образована в 1988 г. тремя фирмами – *American Cyanamid*, *Shell Oil* и *Shell International Chemical Company*.

Надо отметить, что организаторы новой компании ранее специализировались в области катализаторов гидропроцессов для нефтеперерабатывающих заводов. Новая компания от своих учредителей получила в наследство 3 катализаторных завода – в

гг. Азус и Питтсбург (Калифорния) и в Мичигане (Индиана).

Азусский завод выпускает катализаторы десульфирования, диазотирования и для гидрогенизационных процессов мазута.

Завод в Мичигане выпускает алюминиевую и кремнеалюминиевую основы для производства катализаторов фирмы на других заводах. Группа технического обслуживания фирмы находится также в Мичигане. Завод в Питтсбурге производит катализаторы гидроочистки, гидрокрекинга и дегидрирования. Кроме того, компания *Крайтерион* имеет оборудование и может выпускать свои катализаторы на заводах в Гхенте (Белья), Медисин-Хате и Алберте (Канада), Уиллоу-Ишланд (Западная Вирджиния). В основном на этих заводах производятся катализаторы гидроочистки и гидрокрекинга, а также небольшое количество катализаторов риформинга и специальных катализаторов, содержащих благородные металлы. Штаб-квартира компании расположена в Хьюстоне (США), большой офис находится в Англии, маркетинговые отделы расположены в Лос-Анжелесе и в Канаде, в Алберте.

Исследовательские лаборатории расположены в Стамфорде (Коннектикут), в Хьюстоне и Амстердаме. Компания *Крайтерион* не производит катализаторы крекинга, но имеет доступ к цеолитам через фирму *Цеолит* – совместное предприятие компании *Шелл* и компании *Квортс* из Филадельфии. Катализаторы фирмы *Крайтерион* выпускают под следующими названиями:

катализаторы гидроочистки – Синкат Крайтерион; алюмокобальт-молибденовые катализаторы – Крайтерион-444, Крайтерион-HDS-22, Крайтерион-448, предназначенные для гидроочистки вакуумного газойля; алюмоникель-молибденовые катализаторы – Крайтерион-411, -424 и HDN-60, предназначенные для гидроочистки тяжелых нефтяных фракций и для использования на I ступени гидрокрекинга; кобальт- и никель-молибденовые катализаторы для процесса Клаусса – Крайтерион-534, -524 и -234; никель-молибденовый катализатор Крайтерион RN-400 для обессеривания мазутов; никель- и кобальт-молибденовые катализаторы деметаллизации и обессеривания тяжелых нефтяных фракций – Крайтерион RN-410, RC-400 и RC-410; платиновые и платиносодержащие катализаторы для риформинга – Крайтерион PS-10, PS-7, PR-28, PR-8, P-8.

**Компания Юнайтед-Каталистикс (ИС I)** – дочерняя компания всемирно известной немецкой фирмы *Зюд-Хеми*, образована в 1977 г. Фирма *Зюд-Хеми* хотя и имеет несколько дочерних компаний в разных странах мира, но 2 завода катализаторов нефтеперерабатывающих процессов находятся в Луисвилле (Кентукки, США), где в основном выпускаются катализаторы различных гидропроцессов, олигомеризации, очистки сырья и катализаторы с заданными свойствами по заказам покупателей. Отдел технического обслуживания размещен также в Луисвилле. Компания обладает также эксклюзивным правом на продажу

процесса Катофин, продуктами которого являются пропилен и изобутилены – важное сырье для процесса алкилирования.

**Компания ЮОПи.** Компания является одним из лидеров в области катализаторного бизнеса. ЮОПи продает более чем 70 различных катализаторов, включая те катализаторы, которые используют в процессах по лицензии ЮОПи. Катализаторы ЮОПи применяют во всех каталитических процессах нефтепереработки и нефтехимии, за исключением каталитического крекинга, так как дочерняя фирма *Каталистикс* не занимается больше производством катализаторов. ЮОПи имеет 5 катализаторных заводов и представительств по всему миру. На этих заводах в год производится более 10 млн фунтов катализаторов и адсорбентов. Частицы катализаторов фирмы изготавливаются в виде самых разнообразных форм – от цилиндров до лепестков и звездочек.

**Фирма Халдор Топсе.** Акционерное общество *Халдор Топсе* было основано в 1941 г. доктором Халдором Топсе в качестве исследовательской компании для разработки химических процессов и катализаторов и имеет хорошую международную репутацию в области гетерогенного катализа и каталитических процессов. На фирме работают около 1000 сотрудников. Штаб-квартира и главные научно-исследовательские лаборатории расположены на севере Копенгагена, а производственная деятельность сосредоточена в городах Фредериксунд (Дания) и Хьюстон (США). Отделения фирмы находятся в Индии, Китае, России, Турции и Японии.

Основная деятельность фирмы направлена на химическую промышленность: производство удобрений, некоторых химических и нефтехимических продуктов, нефтепереработка, конверсия газа и сопутствующие технологии, а также производство энергии и охрана окружающей среды.

Фирма выпускает и поставляет следующие катализаторы:  
для риформинговой десульфурации исходного сырья;  
адсорбирующие серу;  
низкотемпературной, среднетемпературной и высокотемпературной СО-конверсии;  
синтеза аммиака;  
синтеза метанола при низкой температуре и низком давлении;  
гидрообработки дистиллятов и тяжелых нефтяных фракций;  
получения серной кислоты;  
сжигания.

Кроме того, фирма лицензирует патентованные процессы, такие как вторичный, автотермический, теплообменный и адiabатический риформинг, процессы СО-метанизации, синтез аммиака и метанола, каталитическая десульфурация промышленных отходящих газов, удаление оксидов азота из дымовых газов, гидрообработка остаточных и тяжелых нефтяных фракций.

**Компания Энгельгард.** Одна из ведущих компаний среди катализаторных фирм, специализирующаяся в области катализаторов крекинга, риформинга и гидроочистки. Имеет катализаторные производства в Аппалаче (США) и Тернёзене (Нидерланды). Третья компания в мире по производству твердых катализаторов. В 1993 г. совместно с фирмой *Прокатализ* образовала новую компанию *Акреон* со штаб-квартирой в Хьюстоне (США).

Компания *Энгельгард* продала ряд своих катализаторов крекинга нефтеперерабатывающим заводам России и Казахстана (в Павлодаре, Грозном, Москве). В настоящее время катализатор крекинга компании используют на Московском НПЗ. В 1992 г. 600 т шарикового катализатора было продано в г. Сызрань на установку 43-102.

**Другие катализаторные компании.** В первую очередь это катализаторные отделения крупных нефтяных компаний, которые лицензируют процессы и катализаторы и применяют их на своих заводах: *Эксон* (катализаторы бензинового риформинга, гидрокрекинга и гидроочистки), *Бритиш Петролеум* (катализаторы изомеризации, гидрокрекинга, производства смазок), *Шеврон* (катализаторы риформинга, гидрокрекинга и гидроочистки), *Мобил* (катализаторы селективной депарафинизации), *Юнокал* (катализаторы гидроочистки и получения серы). На катализаторном рынке США действуют также небольшие фирмы, ориентированные на своего покупателя: *Интеркат*, *Цеолит Интерпрайс*, *Каталистик* и *Кемикэлс* и т.д., что заставляет крупные и средние катализаторные компании постоянно испытывать серьезную конкуренцию, а покупателям дает возможность получать все более хорошие катализаторы.

**Компания RPS** – обслуживание процессов нефтеперерабатывающих заводов.

В 1985 г. известными специалистами в области технологических процессов нефтеперерабатывающих заводов была образована независимая компания *RPS* для тестирования катализаторов всех ведущих компаний мира, технических консультаций и торгового обслуживания. Эта компания располагает первоклассными лабораториями и пилотными установками в Хармарвиле (штат Пенсильвания) и дает независимый анализ продаваемым катализаторам различных процессов нефтепереработки. Особенно большой опыт накоплен в области катализаторов крекинга.

Сегодня многие нефтяные компании, нефтеперерабатывающие заводы США пользуются услугами этой фирмы.

#### 4.3.3. Катализаторные фабрики бывшего Советского Союза [158]

Как известно, в Советском Союзе до начала 80-х годов катализаторы для основных процессов нефтепереработки (каталитический крекинг, гидроочистка, риформинг, алкилирование)

не закупались за рубежом, а производились на своих катализаторных фабриках. За каждым заводом закреплялись фабрики, которые обязаны были поставлять катализаторы согласно номенклатуре. Исключение составили катализаторы риформинга, которые были закуплены для импортных установок риформинга Уфы и Баку за границей.

Основную долю производственных мощностей катализаторных фабрик составляют катализаторы крекинга.

Ежегодно выпускались шариковые катализаторы для установок 43-102 и микросферический катализатор для установок ГК-3 и 1А-1М.

Физико-химические свойства шариковых катализаторов, вырабатываемых в России, приведены ниже:

	ЦЕОКАР-2	ЦЕОКАР-3	АШНЦ-3
Насыпная плотность, кг/м <sup>3</sup>	680	640	680
Удельная поверхность, м <sup>2</sup> /г	210	343	260
Удельный объем пор, см <sup>3</sup> /г	0,5	0,58	0,56
Химический состав, %(мас.):			
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	9,7	9,5	10,2
La <sub>2</sub> O <sub>3</sub> *	1,5	1,3	—
Na <sub>2</sub> O	0,25	0,2	0,58
Содержание цеолита NaY, %(мас.)	10	5	14
Начальная активность — выход бензина, %(мас.)	49,3	50,4	49,7
Стабильная активность — выход бензина [% (мас.)] после стабилизации при 750 °С в течение 6 ч в атмосфере 100%-го пара	48,0	45,0	44,5
Содержание целых и механически прочных шариков, %	93	94	94
Прочность на раздавливание, кг/шар	343	—	255

\* La<sub>2</sub>O<sub>3</sub> — смесь оксидов редкоземельных элементов.

В России в настоящее время, как уже отмечалось выше, работают 15 установок каталитического крекинга с шариковым катализатором типа 43-102. Для этих установок шариковые катализаторы типа ЦЕОКАР-2, -3 и АШНЦ-3 производились на Салаватской катализаторной фабрике (5 тыс. т в год) и Грозненской катализаторной фабрике — 10 тыс. т в год. Ранее производили шариковые катализаторы на фабриках в Омске, Баку и Самаре. В странах Западной Европы и США процесс каталитического крекинга с шариковым катализатором получил название ТСС-процесс. На производстве шариковых катализаторов крекинга специализируется фирма *Солвей Каталисте*, штаб-квартира которой находится в Ганновере. Катализатор этой серии получил название КС-Перлхатор, он является аналогом известного катализатора Дюрабед и по своим свойствам превосходит российские шариковые катализаторы. Для установок 1А-1М и ГК-3 выпускались микросферические катализаторы типа КМЦР, КМЦРН, КМЦУ-Б, КМЦР-НД (первые три буквы

обозначают катализатор микросферический цеолитсодержащий). Эти катализаторы производились на фабриках Уфимского ордена Ленина НПЗ (7 тыс. т в год — катализатор КМЦР-НД), Ново-Бакинского НПЗ (5 тыс. т в год — катализатор КМЦУ-Б), Омского НПЗ (4 тыс. т в год — КМЦ). По своим свойствам они уступали зарубежным аналогам и сейчас активно заменяются на катализаторы фирмы *Грейс Дэвисон*. Вышеназванные фабрики нуждаются в реконструкции, о чем ведутся переговоры с рядом катализаторных фирм. В Ишимбае планировалось построить большой катализаторный завод по японской технологии для катализаторов крекинга, но сейчас в связи с распадом Советского Союза его участь неясна. Кроме того, и технология производства катализатора крекинга является далеко не самой лучшей.

Ниже приведены физико-химические свойства микросферических катализаторов, которые выпускались на территории бывшего Советского Союза:

	КМЦР	КМЦРН	КМЦУ-Б	КМЦР-НД
Насыпная плотность, кг/м <sup>3</sup>	550	750	850	850
Удельная поверхность, м <sup>2</sup> /г	123	—	165	130
Удельный объем пор, см <sup>3</sup> /г	0,41	—	0,27	0,26
Химический состав, %(мас.):				
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	8,9	20	9,5	20
La <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	2,0	1,9	2,2	1,9
Na <sub>2</sub> O	0,4	0,5	0,4	0,45
Стабильная активность — выход бензина, %(мас.):				
750 °С, 7 ч <sup>-1</sup> *	46	50	50	51
775 °С, 20 ч <sup>-1</sup>	—	40	42	43

\* Стабилизировано при 750 °С, массовая скорость 7 ч<sup>-1</sup> в течение 6 ч, 100%-м водяным паром (время и количество пара одинаковы в обоих случаях).

Катализаторы гидрогенизационных процессов в основном выпускаются на российских катализаторных фабриках на Рязанском НПЗ и Ангарском НПЗ. На других фабриках эти катализаторы производятся в небольшом количестве. Российские катализаторы гидроочистки нефтяных фракций по своим свойствам сравнимы с зарубежными аналогами. Ранее, когда собственные катализаторы были значительно дешевле, даже не обсуждались вопросы закупки импортных катализаторов для данных процессов. Сейчас, когда цены на оксиды металлов на российском рынке все более приближаются к мировым, а цены на сами катализаторы уже сравнимы с зарубежными, на первый план выходят вопросы технического обслуживания и надежности катализаторов. В связи с этим у российских продавцов катализаторов могут возникнуть проблемы со сбытом, так как нефтеперерабатывающим заводам стран бывшего СССР станет более выгодно покупать катализаторы гидроочистки за рубежом.

Ниже приведены физико-химические свойства российских катализаторов гидроочистки бензинов, а в табл. 74 – катализаторов гидроочистки дизельного топлива и вакуумного газойля:

	АКМ	ГО-30-7	ГО-70
Содержание активных компонентов, % (мас.):			
MoO <sub>3</sub>	12	17–19	12
NiO	–	4–5	–
CoO	4	–	4
Насыпная плотность, кг/м <sup>3</sup>	690	850	640
Форма гранул	Цилиндр	Трехлистная	
Диаметр гранул, мм	4,0–5,5	2,0 ± 0,5	3,0 ± 0,5
Содержание серы в сырье, %, не более	0,03	0,08	0,06
Содержание серы в гидрогенизате, %	10 <sup>-4</sup>	10 <sup>-4</sup>	10 <sup>-4</sup>
Срок службы, годы	5	6	6

Промышленные советские катализаторы риформинга выпускались для установок с неподвижным слоем катализатора. На установках с непрерывной регенерацией катализатора российские образцы не применялись. В настоящее время в России выпускаются катализаторы серий АП и КР.

Физико-химические свойства катализаторов риформинга, производимых в России, представлены ниже:

	АП-64	КР-102	КР-104	КР-108
Содержание, % (мас.):				
платины	0,6	0,36	0,36	0,36
других металлов	–	0,3– рения	0,2– рения; 0,4– кадмия	0,2– рения
Носитель	γ-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	γ-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	γ-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	γ-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> модифици- рованный 1,0
Содержание хлора, % (мас.)	0,7	1,4	1,2	
Технологические параметры установки, в которой работает катализатор:				
объемная скорость, ч <sup>-1</sup>	1,5	1,5	2,0	1,5
давление, МПа	3,3	3,0	1,5	1,5
Выход катализатора, %	75	80	84	84
Октановое число катализатора (м. м.)	86	91	95	95
Срок службы, годы	3	5	5	7

Катализаторы АП-64, КР-102 и КР-104-108 различаются прежде всего содержанием металлов на активном оксиде алюминия [160]. На АП-64 нанесена только платина (монометаллический катализатор), в катализаторе КР-102 присутствуют платина и рений, а в катализаторах серии КР-104-108 кроме названных металлов содержатся также кадмий, иридий и др. В КР-108, кроме того, активный оксид алюминия подвергается сульфидированию. Введение кроме платины других, более дешевых металлов улучшает свойства платины в катализаторах рифор-

Таблица 74. Физико-химические свойства катализаторов гидроочистки дизельного топлива и вакуумного газойля

Показатель	АКМ	АНМС	ГК-36	ГО-117	ГКД-202	ГС-168Ш	ГКД-205	ГО-70
Содержание активных компонентов, % (мас.):								
MoO <sub>3</sub>	12–13	12–13	18–19	21	15	15	14	12
NiO	–	4–5	7–8	7,0	3	3,3	3,5	–
CoO	4							4,0
Насыпная плотность, кг/м <sup>3</sup>	700	670	800	830	650	800	700	760
Индекс прочности, 10 <sup>-4</sup> Н/м	1,1	1,1	1,8	1,2	2,2	1,8	2,5	2,2
Пористая структура:								
удельная поверхность, м <sup>2</sup> /г	190	120	247	190	200	190	235	220
объем пор, см <sup>3</sup> /г	0,45	0,45	0,55	0,5	0,45	0,49	0,5	0,5
Размер гранул, мм:								
диаметр	4–5	4,0	3,5	4,0	1,5	3,7	2,0	2,0
длина	6,0	6,0	6,0	6,0	5,0	5,0	7,0	5,0
Промотирующая добавка	–	5–7% SiO <sub>2</sub>	Цеолит РЗЭУ	–	Цеолит NiHNaY	6–10% SiO <sub>2</sub>	Цеолит NiHNaY	–
Срок службы катализатора, годы	3	3	6	6	5	4–5	3–4	6
Степень гидрообессеривания, %:								
дизельного топлива	86	86	91		91	92	92,5	92,5
вакуумного газойля	84	84	–	90	90	91	92	91

минга и снижает их стоимость, поэтому в США, например, монометаллические катализаторы уже давно не применяются.

Российские промышленные катализаторы изомеризации были созданы для трех разновидностей процесса: для высокотемпературной (НП), среднетемпературной (ИПМ) и низкотемпературной (НИП) изомеризации. В то же время следует отметить, что российские катализаторы изомеризации по своим каталитическим свойствам уступают лучшим зарубежным образцам. Свойства их приведены ниже:

	НП-62	ИПМ-82	НИП-74
Насыпная плотность, кг/м <sup>3</sup>	650	680	660
Коэффициент прочности, 10 <sup>-4</sup> н/м	0,97	1,0	0,85
Содержание платины, % (мас.)	0,5	0,4	0,5
Носитель	$\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$	Смесь морденита с $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$	$\text{Al}_2\text{O}_3$ марки А-75
Содержание галогена, %	3-4	-	7-9
Температура процесса, °С	360	260	140
Давление процесса, МПа	3,5	2,0	3,0
Превращение в изогексан, %	70	73	87
Октановое число (и. м.)	75	80	83

В настоящее время катализаторные фабрики России (кроме России катализаторная фабрика на территории бывшего СССР работает только в Баку, Азербайджан), испытывают огромные трудности с сырьем и высокими ценами на него. Все большее число заводов переходит на импортные катализаторы крекинга, лишая катализаторные фабрики постоянных покупателей. По мнению авторов, будущее за совместными предприятиями на базе российских катализаторных фабрик с использованием передовых технологий лучших катализаторных фирм мира и современного оборудования.

#### 4.4. ФИРМЫ США, ЗАНИМАЮЩИЕСЯ ТЕХНОЛОГИЯМИ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ [164-168]

В США за последние 30 лет были построены и реконструированы десятки (может быть, даже сотни) заводов, тысячи установок по переработке различных нефтяных фракций. Вполне естественно, что при таком большом числе нефтеперерабатывающих заводов находилось место десяткам фирм и компаний, занимающихся технологией переработки нефти. Среди лидеров в этой области следует назвать компании ЮОПи, АББ Луммус Крест, Амоко, Бритиш Петролеум, Шелл, Филлипс Петролеум, Французский институт нефти, Келог, Тексако Стоун энд Вебстер, Эксон, Мобил, Шеврон, Энгельгард, Фостер Уиллер, Керр Мак-Джи, Юнокал и многие другие.

Что отличает технологические фирмы от других фирм-лидеров в других областях нефтяного бизнеса? В первую очередь, серьезная работа в области лицензирования своих технологий,

способность быстро перестраивать процессы в зависимости от потребностей покупателей, государственных законов по экологии; технический сервис после завершения строительства установок. В данном обзоре трудно осветить историю развития всех фирм, занимающихся технологиями процессов переработки нефти, поэтому ограничимся рассмотрением некоторых из них, путь достижения успехов которых наиболее характерен. Безусловно, лидирующие позиции занимает ЮОПи. ЮОПи была основана в 1914 г. как национальная углеводородная компания на базе прав патентования, источником которых служили новаторские работы изобретателя из Калифорнии Д. А. Даббса. В 1915 г. компания получила название, известное и в настоящее время: *Universal Oil Product Company* (ЮОПи).

С самого начала основной целью компании были развитие и реализация в промышленном масштабе технологии для лицензирования в области нефтеперерабатывающей индустрии. Исследовательские работы компания проводила в маленьком местечке возле Индепенденса (Канзас), где в 1919 г. был продемонстрирован знаменитый процесс термического крекинга С. Даббса, сына известного в компании изобретателя Д. Даббса. Этот процесс послужил фундаментом стремительного роста ЮОПи и раннего признания компании во всем мире.

В 1931 г. ЮОПи открыла свой центральный офис в Чикаго, исследовательские лаборатории находились рядом, в Риверсайде (Иллинойс). В том же году основными владельцами компании стали 2 крупные нефтяные компании — Шелл и Стандарт Ойл (Калифорния).

В эти годы успехи компании ЮОПи на международном уровне все более стали связываться с именем выдающегося русского ученого-специалиста в области катализа высокого давления Владимира Ипатьева. Его вклад в каталитическую химию дал ЮОПи возможность занять позицию лидера в развитии каталитических процессов нефтепереработки.

Владимир Ипатьев родился в Москве в 1867 г., закончил военное училище и Офицерскую техническую академию, где в 1895 г. защитил диссертацию. Работа, которая принесла ему мировую известность и привела к сотрудничеству с ЮОПи, началась в 1900 г. Он открыл, что проход через нагретую железную трубу первичных спиртов позволяет получить альдегиды и водород вместо ожидаемых диенов, метана и воды.

Железная труба играла роль катализатора, вызывала дегидрирование спиртов, т. е. имело место новое явление, которое впоследствии было названо каталитической реакцией. В Советской России он активно сотрудничал в важных государственных технических комиссиях, помогая перевести химическую индустрию России с военных рельс на выпуск продукции мирного времени. В 1930 г. на конференции в Берлине В. Ипатьев при встрече с доктором Г. Игловым из компании ЮОПи выразил

желание ознакомиться с лабораториями этой компании в США, а несколько позже принял предложение президента *ЮОПи* стать директором отдела химических исследований компании. Работая в *ЮОПи*, В. Ипатьев вместе с коллегами открыл много процессов и катализаторов, например твердый фосфорнокислый катализатор для полимеризации олефинов, катализаторы гидрирования и дегидрирования, процессы алкилирования изопарафиновых и ароматических углеводородов, диметилирования парафинов. За 21 год работы с *ЮОПи* В. Ипатьев опубликовал в соавторстве почти 160 трудов, он стал автором более 200 патентов США.

Первым проектом В. Ипатьева в *ЮОПи* была каталитическая полимеризация. В годы второй мировой войны усилия ученых *ЮОПи* были сконцентрированы на разработке новых каталитических процессов, особенно на алкилировании и каталитическом крекинге с микросферическим катализатором, где были достигнуты большие успехи, *ЮОПи* стал одним из лидеров в этих процессах.

В 1949 г. ученые *ЮОПи* открыли новый процесс нефтепереработки с использованием катализатора, содержащего платину. Процесс, получивший название платформинга, сыграл революционную роль при получении бензина с высоким октановым числом. Одновременно процесс позволил получать бензол, ставший доступным в таком количестве и такого качества, которые до тех пор никогда не производили.

В начале 50-х годов компания *ЮОПи* также стала производить свои собственные катализаторы для нефтеперерабатывающей промышленности на катализаторных заводах в Шверпорте (Луизиана), в Мак-Куке (Иллинойс), в Бримсдауне (Великобритания) и др.

Корпоративное владение *ЮОПи* с 1959 по 1988 г. изменялось несколько раз. Последний раз, в 1988 г., компания *Эллайд-Сигнал* (*Allied-Signal*), являющаяся также совладельцем *ЮОПи*, объединила *ЮОПи* с ресурсами отдела катализаторов, адсорбентов и систем процессов компании *Юнион Карбайд*, что позволило объединить промышленный опыт и международное признание на мировом рынке обоих партнеров. Результатом явился устойчивый высокий рост *ЮОПи* и появление серьезной новой технологии, продуктов и служб, предлагаемых *ЮОПи* заказчикам.

*ЮОПи* продолжает свою традиционную деятельность по лицензированию, передавая технологию фирмы нефтепереработчикам всего мира. При этом *ЮОПи* осуществляет передачу самой лицензии на технологии, помогает при планировании, проектировании, на инженерной стадии и стадии строительства, участвует в пуске новых комплексов, обеспечивает руководство и дает рекомендации по эффективности работы установок. В компании *ЮОПи* работает 3800 человек, которые своим трудом поддерживают внушительные достижения фирмы. *ЮОПи* лицензирует или держит позицию технической экспер-

тизы на более чем 60 различных процессов в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Ежегодно компания лицензирует около 175 установок. По данным на 1992 г., *ЮОПи* лицензировала более 5500 отдельных перерабатывающих установок и обеспечила технические ноу-хау для проектирования дополнительно более 1000 нелицензированных установок. В настоящее время *ЮОПи* располагает более чем 9000 имеющими силу патентами.

Международная деятельность *ЮОПи* по лицензированию поддерживается сетью офисов и представительств. Центральный офис *ЮОПи* находится в Дес-Плейнсе (Иллинойс) и имеет региональный офис в Хьюстоне (Техас). Таким образом, на примере компании *ЮОПи* — одного из лидеров в лицензировании технологий для нефтеперерабатывающих производств — мы показали деятельность инжиниринговых фирм.

Эти фирмы, являющиеся отделами крупных нефтяных корпораций или организованные ведущими специалистами, своей основной задачей ставят разработку технологии, ее лицензирование и продажу покупателям своей технологии.

#### 4.5. ПАТЕНТОВАНИЕ И ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ В США И СССР [169–170]

Многие нефтяные компании вкладывают большие деньги в свои научные и технологические центры. В середине 80-х годов рост научно-исследовательских центров в США уменьшился, а несколько волн увольнений привели даже к закрытию ряда высококачественных научных институтов, например компании *Галф* в Питтсбурге или компании *Арко* в Чикаго. В начале 90-х годов новая серия сокращений научных сотрудников произошла в корпорациях *Эксон*, *Шелл*, *Мобил*, *Амоко* и практически во всех других нефтяных компаниях. Так, если в компании *Филлипс Петролеум* в хорошо технически оснащенном центре в Бартлсвилле (Оклахома) работало около 1700 человек, то к 1993 г. число сотрудников стало меньше 800. В этих условиях в научных центрах сотрудникам необходимо продемонстрировать как можно более высокую эффективность, чтобы предотвратить новую волну увольнений.

Эта эффективность заключается в разработке новых технологий, которые или используются на своих заводах, или продаются как лицензии другим компаниям. Поэтому важно сразу же запатентовать открытия, и это является необходимым звеном в эффективной работе центров. Так, если группа из 5 инженеров и 5 техников потратила 5 лет, чтобы разработать новую технологию (трудно чего-то достичь в более короткий срок), это стоит компании по крайней мере 7 млн. дол. Если компания не потратит дополнительные средства, чтобы обеспечить патенто-



вание своей технологии, то конкуренты смогут разработать похожие процессы, и деньги будут потеряны.

В США есть несколько способов защиты интеллектуальной собственности. Эти методы включают патенты, эмблемы (этикетки: например, «Столичная водка», и никто другой не может выпустить водку с тем же самым названием), права на копию (авторы этой книги запрашивали официальное разрешение на публикацию таблиц, взятых из литературных источников), торговые индустриальные секреты (технология не патентуется, но держится в секрете внутри компании. Это случается, когда компания не хочет даже в патентах публиковать данные). Патенты являются наиболее важным инструментом для защиты технологии.

В США патент является контрактом между изобретателем и правительством. Если изобретатель работает на компанию, то изобретение, как правило, становится собственностью компании. Контракт между правительством и изобретателем (или компанией) предусматривает исключительное право изобретателя использовать изобретение в течение 17 лет со дня его выхода.

Ниже приведены данные о числе патентов, полученных большими нефтяными компаниями за 1988–1992 гг.:

Компания	1988 г.	1989 г.	1990 г.	1991 г.	1992 г.
<i>Шелл</i>	238	403	295	310	324
<i>Мобил</i>	256	377	362	374	313
<i>Эксон</i>	165	224	229	268	227
<i>Тексако</i>	104	140	141	148	190
<i>Амоко</i>	170	200	193	161	187
<i>Филлипс Петролеум</i>	154	143	132	158	172
<i>Юнион оф Калифорния</i>	70	75	57	91	88
<i>Шеврон</i>	92	77	61	79	85
<i>Коноко</i>	64	54	58	68	56
<i>Арко</i>	36	34	26	43	46
<i>Бритиш Петролеум оф Америка</i>	28	34	32	36	42
<i>Оксидэйшен</i>	24	28	28	31	25
<i>Ашланд</i>	68	51	23	16	18
<i>Марафон</i>	17	18	15	25	17
<i>Сидко</i>	4	4	1	0	0
<i>Амарада Хесс</i>	0	1	0	1	1

Патенты являются имуществом и могут быть проданы в виде лицензии (один платеж за все) или в виде платежа, связанного с объемом используемого сырья или производимого продукта. Бывают также модифицированные платежи, которые требуют более детального обсуждения. Все интегрированные нефтяные компании являются полными владельцами изобретений, сделанных техническими работниками этой компании. Во время приема работника на работу он подписывает контракт о передаче всех прав на свои изобретения компании. Компании используют систему вознаграждений изобретателей, которая различна в каждой компании. Обычно устанавливается плата в размере от 100 до 400 дол. за патент. Иногда компании учреждают

специальную награду за 50 или 100 вышедших патентов, или за патент, который принес компании наибольшие прибыли. Крупные нефтяные компании активно участвуют в патентовании своих лучших изобретений.

Важно, что большинство этих патентов охватывает нефтехимическую промышленность, а на долю нефтепереработки приходится приблизительно  $\frac{1}{3}$  всех патентов. Однако здесь рассмотрены только нефтяные компании. Несколько технологических компаний, например *ЮОПи*, *АЙФП* и др., также активно вовлечены в патентование своих изобретений, относящихся к области переработки нефти, но в данную таблицу не вошли. Интересно проанализировать приведенные выше данные. Например, несмотря на то что корпорация *Эксон* значительно превышает по размерам корпорацию *Мобил*, последняя намного активнее в патентовании изобретений своих сотрудников, особенно в областях, связанных с цеолитами. Компания *Филлипс Петролеум* более чем в 6 раз меньше корпорации *Эксон*, но по патентованию также имеет высокие показатели. Например, очень известны их патенты по алкилированию олефинов парафинами и пассивации катализаторов крекинга.

Интересно отметить, что среди ведущих инжиниринговых компаний в области нефтеперерабатывающих процессов лидирующее положение занимает фирма *ЮОПи*. Например, в области лицензирования новых установок каталитического крекинга за последние 15 лет ученые фирмы *ЮОПи* получили 43 патента, сотрудники *Стоун Вебстер*—11, *Эксон*—6, *Келлог*—9.

Если кто-то начинает использовать изобретение нелегально (без покупки лицензии), изобретатель (или компания) может заявить об этом и начать судебное дело. Часто несколько компаний имеют патенты в довольно близких областях, и если они не могут договориться между собой, то начинается судебное дело. В некоторых случаях судебные дела продолжаются в течение нескольких лет и становятся очень дорогими даже для богатых компаний.

В США имеются три вида патентов:

1. Относящиеся к полезности использования.
2. Относящиеся к описанию новых орнаментов.
3. Относящиеся к растениям.

Рассмотрим первую категорию. Она означает, что изобретение описывает получение чего-то полезного благодаря уникальному методу описанного в патенте. Например, катализатор по гидроочистке может состоять из таких компонентов, которые позволяют эффективно удалять серу из определенного сырья. Другим примером может являться описание реактора со специфичным охлаждением определенных внутренних частей.

Вторая категория описывает уникального вида орнамент, например необычное обручальное кольцо или сережки (новое



оборудование по созданию этих колец и сережек уже будет относиться к первой категории).

Примером третьей категории патентов, относящихся к растениям, может служить описание создания нового цветка.

Таким образом, большинство патентов в США относятся к первой категории.

В США, чтобы получить патент, необходимо продемонстрировать в нем то, что он описывает новшество и неочевидность. Новшество требует доказательств того, что об этом не было известно раньше. Даже небольшие различия могут быть достаточными для получения патента. Неочевидность доказать намного труднее. Патентовед (он работает на правительство) должен быть убежден, что изобретение неочевидно для специалистов в этой области. Например, вы можете доказать, что катализатор с очень высоким содержанием платины более устойчив к присутствию серы. Это новшество, потому что никто еще не выпускал таких катализаторов. Но специалисты в этой области скажут вам, что это совершенно очевидно и единственная причина, по которой никто этого не сделал, — то, что высокое содержание платины делает такой катализатор очень дорогим. В результате патентовед откажет в разрешении на выход этого патента. Вы можете не согласиться и спорить с патентоведом (это может длиться годами), и часто все же изобретателю патент присуждается.

В разных странах продолжительность действия патента варьируется от 15 до 20 лет. Представленные ниже данные подтверждают это:

Страна	Продолжительность действия патента, годы	Страна	Продолжительность действия патента, годы
Австрия	18	Нидерланды	20
Австралия	16	Норвегия	20
Бельгия	20	Португалия	15
Бразилия	15	Румыния	15
Венгрия	20	США	17
Великобритания	20	бывш. СССР	15
Германия	20	Финляндия	20
Дания	20	Франция	20
Италия	20	бывш. Чехословакия	15
Израиль	20	Швеция	20
Канада	17	Швейцария	20
Китай	15	ЮАР	20

Продолжительность действия патента в большинстве стран в среднем на 5 лет больше, чем в странах бывшего СССР.

Интересно отметить, что все патенты в США получают разрешение только по вторникам. Срок рассмотрения материалов патента может колебаться в США от 6 месяцев до нескольких лет, в зависимости от времени, необходимого для убеждения патентоведа. Это происходит через официальную переписку. Во время этого периода изобретатель не имеет официальных прав на

патент. Допустим, что этот процесс длился 2 года, и через 2 года патент вышел в свет. Если кто-то в этот двухлетний промежуток времени подал независимый патент или стал использовать этот патент в производстве, не зная о нем, то оригинальный изобретатель все равно получает все права. В США необходимо платить государству за рассмотрение патента, а когда патент выходит в свет, нужно еще раз платить — за его выход. В течение 17 лет жизни патента в США необходимо платить 3 раза за поддержание патента:

первая плата через 3–3,5 года после выхода патента  
 вторая плата через 7–7,5 лет » » »  
 третья плата через 11–11,5 лет » » »

Эти платежи непостоянны и растут в цене. Плата за патенты в США и других странах мира на 1 марта 1993 г. показана ниже (в дол.):

Страна	За заявку патента	За выход патента	За поддержание патента	Общая стоимость патента
США	1100	1200	5600	7900
Австрия	1600	1300	12 140	15 040
Бельгия	2030	1400	5500	8930
Канада	600	1600	5700	7900

Поскольку платежи достаточно высоки, компании и изобретатели анализируют, является ли экономически выгодным получение патентов в определенных странах.

Очень важно отметить, что информация, включенная изобретателем в патент, используя нелегальные приемы, делает патент недействительным. Под нелегальными приемами имеются в виду включение в патент данных, которые были фальсифицированы или получены позднее, а также сокрытие «плохих» данных, не подтверждающих изобретение, известных источников информации, важных для патента, и т. п. Важная деталь, которая может сделать патент потенциально недействительным в США, — также нереально большое число изобретателей (например, больше 5).

Американские патентоведы используют этот факт для доказательства недействительности патента. Посудите сами, как могут десять человек быть изобретателями одной и той же вещи в одно и то же время.

Патент дает изобретателю или компании, которой принадлежит патент, право монополии на использование этого патента и право на продажу технологии, связанной с ним. Если кто-то нарушает авторские права изобретателя, то суд может постановить выплатить изобретателю нарушителем патента тройного размера всех потерь, связанных с этим патентом. Дополнительно нарушитель должен оплатить все судебные и адвокатские расходы изобретателя. Многие компании зависят от патентов, чтобы защитить свою технологию. Патенты часто играют специальную защитную роль. Например, после того как сделано основное

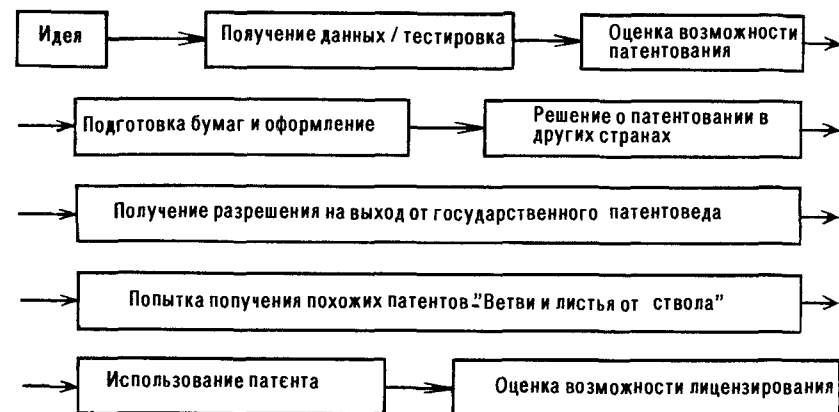
изобретение и основной патент вышел в свет, компании или изобретатель стараются окружить основной патент другими, открывая небольшие усовершенствования главного патента. В результате появляется много дополнительных патентов, относящихся к одной и той же области. Это приводит к тому, что становится трудно сделать небольшие усовершенствования главного патента, и в результате усиливается позиция патентного лидерства изобретателя. Например, главный патент нефтяной компании *Филлипс Петролеум* (не спутайте с электронной европейской компанией), описывающий применение сурьмы в каталитическом крекинге для пассивации никеля, окружен позднее вышедшими по крайней мере 30 другими патентами. Это привело к тому, что практически все нефтеперерабатывающие компании, имеющие установки каталитического крекинга мазута, купили у *Филлипс Петролеум* лицензию на технологию добавки соединений сурьмы. Дополнительная сила этих окружающих патентов – в эффективном удлинении срока службы основного патента. Как читатель помнит, время жизни патента в США – 17 лет со дня выхода. Если, например, через 3 года после выхода основного патента выходит патент, показывающий дополнительные улучшения главного патента, это означает, что данная технология запатентована еще на дополнительные 3 года.

Эд Дюрвилл, в настоящее время вышедший на пенсию адвокат корпорации *Амоко*, любил сравнивать патенты с деревом. Наиболее важное изобретение – это ствол, следующие изобретения – это ветки и последующие – это листья.

Особенно важно, когда изобретение имеет промышленное значение. После того как патент опубликован, он становится ссылкой и может использоваться патентоведом как известная информация для последующих патентов. После 17 лет патент теряет силу, и изобретатель больше не имеет специальных прав на изобретение, описываемое в патенте. В то же самое время этот патент становится ссылкой, и если кто-то подаст заявку на похожее открытие, патентовед будет использовать первоначальный патент как источник информации.

На схеме (с. 291) показано, как идет процесс от зарождения идеи до ее эффективного использования.

После того как идея правильно зарегистрирована (обычно в специальных книгах в компании и подписана свидетелем), начинается процесс практического использования этой идеи. Сначала необходим сбор данных, которые поддерживают идею: например, данные, получаемые на пилотных установках, или аналитические измерения. После того как все данные собраны, патентная заявка готова к регистрации. Теперь необходимо провести обзор патентной литературы, чтобы быть уверенным в том, что не существует ранее опубликованного патента. Патент в конечной форме содержит описание изобретения, данные, обзор предыдущих патентов и заканчивается специфичными заявками,



охватывающими суть и широту патента. Первая заявка является наиболее важной, и необходимо делать ее как можно шире (объемней). Последующие заявки зависимы от первой, и их число может доходить до нескольких десятков. Заявки в патентах США охватывают 5 областей: 1 – процесс; 2 – оборудование; 3 – метод производства; 4 – новое использование; 5 – новое содержание (например, химический состав).

Написание патента осуществляется или специальным адвокатом, специализирующимся на патентах (в США их называют «патентными адвокатами»), или очень высоким специалистом в этой области. Последнее встречается гораздо реже. В США патент должен быть подан на оформление не позднее чем через один год после того, как открытие стало использоваться на промышленных установках.

Некоторые нефтяные компании очень активны в лицензировании своих патентов, а другие находят более экономически выгодным использовать патенты только на своих заводах, что определяется лишь экономическими соображениями. Как правило, чем больше компания, тем менее активна она в лицензировании своих патентов. Это происходит потому, что получаемая плата за лицензию не является значительной для большой корпорации, и в то же время, если патент очень важный, то покупка лицензии может сделать более эффективной конкурирующую компанию.

Если платежи для поддержания патента сделаны правильно и вовремя (см. таблицу), то патент имеет силу и защищенность. Если какая-то другая компания нарушает патентные права, используя патент на своих коммерческих предприятиях, то эта компания официально уведомляется адвокатами компании, которой принадлежит патент. В этом уведомлении нарушающая компания получает детальное описание своего нарушения. Нарушающая компания внимательно анализирует полученную информацию и должна принять решение: вести переговоры (если

возможны большие потери при судебном процессе) или отказать владельцу патента. В этом случае начинается судебный процесс. Известны случаи, когда процессы длились более 10 лет, хотя из-за дороговизны судебного процесса в США это случается довольно редко. Известный судебный процесс о нарушениях авторских прав по технологии и катализатору производства полиэтилена длился почти 30 лет.

Как правило, компании стараются как можно раньше войти в процесс переговоров, и договариваются о способе компенсации и лицензии.

Интересно отметить, что обладание патентом не означает, что автор изобретения полностью обладает правами на его коммерческое использование.

Если область патентования очень важная и с ним ассоциируются большие экономические возможности, как правило, существует несколько похожих патентов (как произошло в случае полиэтилена), принадлежащих разным компаниям. Надо четко понимать, что очень важно с самого начала процесса патентования сохранять хорошее и чистое состояние лабораторных журналов по получению данных. Один из авторов книги – Саймон Кукес (автор более 120 патентов США), который работал на две большие нефтяные компании – *Филлипс Петролеум* и *Амоко*, – еще раз подчеркивает, что необходимо предъявлять высокие требования к этике ведения научных и лабораторных журналов.

Например, нельзя использовать закрашивающую жидкость, вносить данные после того, как страница подписана, использовать ластик и т. п. Если сделана ошибка в расчетах или совершена описка, надо аккуратно зачеркнуть, поставить правильные данные, подписаться, поставить число, а также подпись свидетеля. Мы очень рекомендуем не воспринимать эти советы как наивные рекомендации. Один судебный процесс может зачеркнуть долголетнюю работу целой исследовательской группы.

Патентование и лицензия являются наиболее эффективным методом защиты технологии. Однако в некоторых случаях используется метод поддержания торговых секретов. Эти секреты могут включать химические добавки (например, *Кока Кола* не имеет патента на производство своего напитка, а поддерживает торговый секрет), формулы состава, способ производства, специальное оборудование и т. п. Наиболее серьезный недостаток торговых секретов – это трудность держать все в секрете на протяжении нескольких лет. Преимущество торговых секретов заключается в том, что, в отличие от патента, который имеет силу только на протяжении 17 лет, торговый секрет может длиться бесконечно. Серьезная проблема может возникнуть, если кто-то другой опубликует патент в области торгового секрета. Тогда нужна очень хорошая документация, но все равно возникает огромное число легальных проблем. Торговые секреты

используются довольно редко в нефтяных компаниях, но встречаются в катализаторных компаниях.

Фабричная марка является другим примером защиты собственности. Например, знак корпорации *Амоко* (специальный факел) не может использоваться никакой другой компанией. Федеральные законы гарантируют защиту фабричной марки. Каждую новую фабричную марку нужно зарегистрировать в государственном отделе по патентам и торговым маркам. На торговые марки не существует лимита времени, как на патенты.

Таким образом, патентование и лицензирование в нефтеперерабатывающей промышленности США является важнейшей частью деятельности нефтяных компаний.

В странах бывшего Советского Союза до 1992 г. существовала практика выдачи авторских свидетельств СССР авторам изобретения, а все права принадлежали государству. При внедрении изобретения авторы получали не более определенной фиксированной суммы (около 20 тыс. рублей), которая зависела от экономического эффекта, полученного на предприятии. В области нефтепереработки заявки на получение авторских свидетельств подавались, как правило, от крупных научно-исследовательских отраслевых институтов, вузов нефтяного направления и нефтеперерабатывающих заводов. Быстрота прохождения заявки в Государственном институте по патентам зависела от качества оформления, степени новизны, известности авторов и варьировала от 6 месяцев до 2-х лет, причем само авторское свидетельство получали авторы еще позже. В последние годы внимание государства к этому направлению сильно ослабло, многие авторы перестали оформлять свои изобретения в рамках авторских свидетельств, а нефтеперерабатывающие заводы – внедрять изобретения и платить приличные вознаграждения.

Сейчас патентная служба России переходит на выдачу патентов по образцам ведущих стран мира, система защиты интеллектуальной собственности в России начинает приближаться к мировому уровню, что, по-видимому, позволит улучшить состояние патентования и лицензирования в России и в странах бывшего СССР.

\* \*  
\*

Настоящая книга не претендует на полный анализ состояния нефтеперерабатывающей промышленности США и стран бывшего СССР. Основной материал посвящен развитию топливного варианта переработки нефти как одного из самых многотонажных в мире. Серьезные изменения, которые происходят в России и странах – бывших республиках, позволяют с надеждой смотреть в завтрашний день. Совершенно ясно, что нынешнее состояние нефтеперерабатывающей промышленности бывшего

СССР крайне тяжелое. Нужны иностранные инвестиции, протекционистская политика правительства для строительства новых установок по глубокой переработке нефти. Своими силами нефтеперерабатывающим заводам изменить создавшееся положение сложно. Авторы попытались в своем обзоре показать читателям стран бывшего Советского Союза, на чем основаны успехи нефтеперерабатывающей промышленности США, как взаимодействуют в нефтяной компании три главных направления – добыча нефти, ее переработка и нефтехимия. В России эти направления долгое время существовали отдельно, что приводило к их слабой координации. По направлениям же существовали только государственные монополии. Как разрушить монополию государства в этой области – это одна из самых главных проблем, которую необходимо решить в ближайшее время. Сегодня нефтяной комплекс России переживает сложный период. Заводы не могут расплатиться с добытчиками, потребители не имеют средств покупать дорогие нефтепродукты, цена на нефть все время растет, делая российские заводы неконкурентными, так как производимая продукция при низких ценах имела сбыт, а при высоких – нет, поскольку отличается невысоким качеством.

Со стороны компаний и фирм США имеется достаточно большой интерес к нефтяному бизнесу в России, и им представляется уникальная возможность выйти на российский рынок. Думается, что настоящая книга поможет специалистам США легче адаптироваться к российским условиям, а специалистам-нефтепереработчикам стран бывшего Советского Союза позволит лучше познакомиться с нефтяными компаниями США.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Татлиев С. Б.* // Газовая промышленность. 1982. № 12. С. 12.
2. *Исмаилов Р. Г.* // Химия и технология топлив и масел. 1964. № 11. С. 15.
3. *Дорогощинский А. З.* // Химия и технология топлив и масел. 1964. № 11. С. 19.
4. *Халилов А. Н.* // Нефть и газ. 1978. № 8. С. 99.
5. *Мургузаде Д. М.* // Нефть и газ. 1969. № 6. С. 111.
6. *Yergin D.* The Prize. New York: Simon Schuster, 1991. 880 p.
7. *Sampson A.* The Seven Sisters. New York: Bantam Books, 1975. 405 p.
8. *Miller E.* // Pennsylvania History. 1982. 49 (3), p. 201–217.
9. *Armentano D.* The Petroleum Industry: A Historical Study in Power // Cato J. 1981. V. 1. P. 53–85.
10. *Hawke D.* The Founding Father of Rockfellers. New York: Harper and Row, 1980. 260 p.
11. *Franks K.* The Oklahoma Petroleum Industry, University of Oklahoma, 1980, 285 p.
12. *Franks K., Lambert P., Tyson K.* Early Oklahoma Oil, 1981. The University of Oklahoma, 245 p.
13. *Flagler.* The Astonishing Life and Times of Visionary Robber Baron Who Founded Florida. New York: Macmillan Publishing Company. 324 p.
14. *Dedmon E.* A Modern History of Standard Oil Company (Indiana), Chicago: The Mobium Press, 1984. 325 p.
15. *Shepherd R. G.* America's First Commercial Oil Well // J. Earth Science History. 1988. V. 7. P. 134–139.
16. *Rarick R. D.* Petroleum Industry: It's Birth in Pennsylvania and Development in Indiana // Indiana Geological Survey. Bloomington (USA), 1980. P. 40.
17. *Дьяконова И. А.* // История СССР. 1975. № 5. С. 124.
18. *McKay J.* Baku Oil and Transcaucasian Pipelines, 1883–1891 // Economic Policy. 1984. P. 604–623.
19. *McKay J.* // Research and Economic History. 1983. V. 8. P. 47–91.
20. *Фурсенко А. А.* Новая и новейшая история СССР. 1987. № 3. С. 69.
21. *Goldman M.* The Enigma of Soviet Petroleum. London, 1980. 213 p.
22. *Дьяконова И. А.* // Вопросы истории. 1975. № 9. С. 127.
23. *Miller E.* The History, Development of the Petroleum Industry of Pennsylvania. Pennsylvania: Warren, 1983. 130 p.
24. *Dillsio J.* It all Started in Pennsylvania // Pennsylvania Heritage. 1983. P. 18–23.
25. *Rymczynski T. M., Ray G. F.* / Holmes and Meier Publ. 1976. Ch. 1. P. 1–11.
26. *Amoco* History of Texaco City Refinery. Chicago, 1983. 28 p.
27. *Tolf R.* The Russian Rockefeller. California: Hoover Institution Press, 1976. 269 p.
28. *History and Development of USSR Refining, Petrochemical Industry* / Joint Publication Research Service: Washington, 1975. 41 p.
29. *Cadieux F.* Western Technology and Early Russian Pipelines // J. of European Economic History. Italy, 1986. 15 (2). P. 335–344.
30. *Robert W.* Trends in the Soviet Oil and Gas Industry / Hopkins University Press, 1976. P. 40–70.
31. Там же, p. 71–125.
32. *Shishkin V. A.* Soviet Oil Exports between the Two World Wars // 9 Intern. Economic History Congress of the Session. Berne, 1986. P. 74–82.

33. Тевзадзе Р. Н. Нефтяная промышленность Грузии//Нефть и газ. 1982. № 12. С. 39.
34. Столяров Е. В. Нефтяная промышленность Башкирии//Нефтяное хозяйство. 1983. № 2. С. 6.
35. Lewarne S. Soviet Oil. London: Westview Press, 1988. 190 p.
36. Cadieux F. Western Technology and Early Russian Pipelines//J. of European Economic History. Italy, 1986. P. 345–355.
37. Сборник постановлений Совета Министров СССР. Москва, СМ СССР, 1975. 47 с.
38. Егиазарян Г. А. Экономика социалистической промышленности. Москва: МГУ, 1988. 335 с.
39. Алексеев В. В.//Вопросы истории. 1986. № 5. С. 68–79.
40. Панфилов И. Ф. Нефть Сахалина//Вопросы истории СССР. 1977. № 8. С. 106.
41. Wilson D. Soviet Oil and Gas to 1990, 1982 y/Abt Books Cambridge, EIU Special Series 2, 230 p.
42. Sagers M.//International Geology Review. 1990, April. 32 (4). P. 415.
43. Energy Security Analysis. Washington, 1992. 58 p.
44. Wyant F. The Role of Multinational Oil Companies in World Energy Trade//J. Annual Review of Energy. 1977. V. 2. P. 125–151.
45. Oil and Gas J. 1992. V. 90. N 38. P. 49–78.
46. Option Guide. 1993, April. V. 18. N 14. P. 2.
47. Merchandiser J. Special Centennial Issue. 1989. 24 p.
48. Jacoboski B., McMahon S.//International and Domestic Oils. Paine Webber, 14.10.92 y, p. 1–4.
49. Jacoboski B.//International and Domestic Oils. Pains Webber, 2.09.92 y, p. 1–5.
50. Company Annual Reports for 1991 y.
51. Miller K. Energy; Oil Services/Offshore Contract Drilling, Shearson Lehman Brothers, 18.11.92. P. 1–31.
52. Shoemaker P. Energy; Oil Domestic/Shearson Lehman Brothers, 24.04.92 y. P. 1–9.
53. Amoco company. Annual Reports for 1991 y.
54. Chevron company. Annual Reports for 1991 y.
55. Texaco company. Annual Reports for 1991 y.
56. Exxon company. Annual Reports for 1991 y.
57. Mobil company. Annual Reports for 1991 y.
58. Rhodes A. K.//Oil and Gas J. 1991. V. 51. P. 141.
59. Frank M. Gasoline Volatility Regulations: the Impact on the US Refining Industry//Hydrocarbon Technology International. 1989/90. P. 30–36.  
Standard Specification for Diesel Fuel Oils, D 975–91, p. 313–322;  
Standard Specification for Aviation Turbine Fuels, D 1655–91, p. 584–592;  
Standard Specification for Automotive Spark Ignition Engine Fuel. D 4814–91 b, p. 587–610.
60. California Air Resources Board. 1992. 87 p.
61. Бондаренко Б. И.//Химия и технология топлив и масел. 1993. № 6. С. 33.
62. Beck R. I.//Oil and Gas J. 1989. N 5. P. 49.
63. Oil and Gas J. 1991, Mar. 18. P. 78–88.
64. Cantrell A.//Oil and Gas J. 1980. N 12. P. 130.
65. Thrash L. A.//Ibid. 1990. N 13. P. 77.
66. Corbett R. A.//Oil and Gas J. 1989. N 12. P. 49.
67. Oil and Gas J. 1991, Mar. 18. P. 64–68.
68. U.S. Department of Energy. Historical Review of Domestic Oil and Gas Exploratory Activity. 1979, Okt. 415 p.
69. Bernstein Energy research. 1992. P. 9–25.
70. Gasoline Marketing in the United States Today/API. Publication 1593, Third Edition. 1992, May. American Petroleum Institute. 78 p.
71. National Petroleum News. 1992, June. P. 118–145.
72. Hydrocarbon Processing. 1987. N 10–2. P. 5.
73. Рудин М. Г., Арсеньев Г. А., Васильев А. В. Общезаводское хозяйство нефтеперерабатывающего завода. М.: Химия, 1978, 310 с.
74. Holdsworth J. Refinery Investment Planning//Hydrocarbon Technology International. 1989/90. P. 21–25.
75. Hydrocarbon Technology International. 1994. P. 163–188.
76. Kryukov V. How the Industry Structure is Changing in the Former USSR//J. Oil and Gas, 1992, May 18. P. 36–38.
77. Phillips S. Prospects Seen in Problems of C.I.S. Downstream Sector//J. Oil and Gas. 1992, Nov. 9. P. 61–64.
78. Klinghoffer A. J. The Soviet Union International Oil Politics, New York, 1977. 185 p.; Chadwick M., Long D. Soviet Oil Exports. Oxford, 1987. 255 p.
79. A Supplemental Analysis. Prospect of Soviet Oil Production. 1977, July. P. 2–33; Technology and Soviet Energy Availability, Office of Technology Assessment//Congressional Board of 97th Congress. 1981. P. 64.
80. Stoughton S.//Oil and Gas J. 1992, December. P. 20.
81. Wilson D. Soviet Oil and Gas to 1990. Ch. 4. P. 47.
82. Ангарскнефтеоргсинтез. Рекламный проспект. Ангарск, 1993. 84 с.
83. Каминский Э. Ф., Демиденко К. А.//Химия и технология топлив и масел. 1993. № 9. С. 6–7.
84. Рудин М. Г., Смирнов Г. Ф. Проектирование нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов. Л.: Химия, 1984. 272 с.
85. Химия нефти и газа/Под ред. Проскурякова В. А. и Драбкина А. Е. Л.: Химия, 1981. 321 с.
86. ГОСТ СССР 2084–77.
87. Гуреев А. А. Квалификационные методы испытаний топлив. М.: Химия, 1984. 275 с.
88. ГОСТ СССР 10227–86.
89. ГОСТ СССР 305–82.
90. ГОСТ СССР 10585–75.
91. Технические условия 38.101585–75.
92. Технические условия 38.001310–78.
93. ГОСТ СССР 22245–76.
94. ГОСТ СССР 17479.1–85.
95. Технические условия 38.101158–74, 38.101523–80.
96. Рудин М. Г., Арсеньев Г. А., Васильев А. В. Общезаводское хозяйство нефтеперерабатывающего завода. Л.: Химия, 1978. 186 с.
97. Бережковский М. И. Хранение и транспортирование химических продуктов. М.: Химия, 1983. 241 с.
98. Gary J., Handwerk G. Petroleum Refining. New York: Marcel Dekker, 1975. 365 p.

99. Chemscope. Process Review. 1990, Oct. P. 4–60.
100. Beaton W., Bertolacini R. Recid Hydroprocessing at Amoco//Cat. Rev.–Sci. Eng. 1991. N 33. P. 281–317.
101. Reichl A. Fluid Catalytic Cracking Hits 50 Year Mark on the Run//J. Oil and Gas. 1992, May 18. P. 41–71.
102. Хэмлер В. История компании ЮОПи//Совещание национальной ассоциации нефтеперерабатывающих предприятий 25–27 марта 1990 г. в Сан-Антонио.
103. Armor J. New Catalytic Technology, Commercialized in the USA during the 1980's//J. Applied Catalysis. 1991. N 78. P. 141–173.
104. Petrochemical Handbook 91. Hydrocarbon Processing. 1991, March. P. 130–191.
105. Unzelman G. H. Refining Options and Gasoline Composition. 2000//NPRA. New Orleans, 1992, March 22–24.
106. Gilsdorf N. L., Rachford R. H. Platforming in the Reformulated Gasoline Era//NPRA. New Orleans, 1992, March 22–24.
107. Petroleum Refiner. V. 37. N 10. 1958, Oct. P. 105.
108. Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1988. № 9. С. 97.
109. Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1988. № 9. С. 98–100.
110. Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1986. № 9. С. 85–100.
111. Ромел Д., Лайк С. Э.//Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1986. № 7. С. 117.
112. Naber J., Akbar M.//Hydrokarbon technology international' 89/90. P. 39–44. Modern Residue Upgrading by ART//NPRA Annual Meeting 23–25. 1986.
113. Oil and Gas J. V. 88, N 13. March 26, 1990. P. 56–62.
114. Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1984. № 9. С. 82.
115. Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1982. № 9. С. 110.
116. Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1982. № 5. С. 131.
117. AIChE Summer National Meeting, August 26. 1986.
118. Конь М. Я., Зелькинд Е. М. Нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность за рубежом. М.: Химия, 1986.
119. Dean R. Katalistik's 8 th Annual FCC Symposium, Budapest, Hungary, 1987.
120. JPI Petroleum Resining Conferense. Tokyo, Japan, 1988.
121. Cunic J. D., Bienstock M. G. AIChE Summer National Meeting, August 26, 1986.
122. API Meeting. May 1986. San Diego, Calif.
123. NPRA Meeting. San Antonio, Texas. 1988, March 20–22.
124. Hydrocarbon Processing. V. 53. N 6. 1974, June. P. 111.
125. Радченко Е. Д. Справочник нефтепереработчика. М.: Химия, 1986. 130 с.
126. Бондаренко Б. И. Альбом технологических схем. М.: Химия, 1983. 127 с.
127. Hydrocarbon Processing. 1990, November. P. 120.
128. NPRA Annual Meeting. New Orleans, La. 1980, March 23–25.
129. Oil and Gas J. 1976, Jan. 19. P. 48.
130. Gray Handwerr Pet. Refining Techn. Econ. P. 126.
131. Third Refinery Technology Conference. Visakhapatnam: India. 1988, March 7–9.
132. Hydrocarbon Processing. 1990, Nov. P. 114.
133. NPRA Annual Meeting. 1984, March 25–27. Paper AM–84–35.
134. Norman R., McDaniel K., David B. Lerman//Oil and Gas J. 1988, May. P. 61.
135. Boening R. E., McDaniel N. K., Petersen R. D., Van Driesen R. P.//Hydrocarbon Processing. 1987, September. P. 59.
136. Hydrocarbon Processing. 1990. Nov. P. 100.
137. Oil and Gas J. V. 84. N 20. 1986, May 19. P. 47–51.
138. NPRA Annual Meeting. San Francisco, Calif., 1989, March 19–21.
139. Hydrocarbon Processing. V. 64. N 9. 1985, Sept. P. 67–71.
140. Hydrocarbon Processing. V. 61. N 5. 1982, May. P. 110; Speeght J. The Chemistry and Technology of Petroleum, 2-nd Edition. P. 589.
141. AIChE Summer Meeting in San Diego, Calif. 1990, August.
142. Прохорова А. А.//Химия и технология топлив и масел. 1993. № 11. С. 32–40.
143. Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1992. № 7. С. 55.
144. Annual Refining Survey//Oil and Gas J. 1990. V. 88. N 3. P. 78; 1991. V. 89. N 11. P. 86.
145. Worldwide Refining//Ibid. 1990. V. 88. N 53. P. 86–87; 1989. V. 87. N 53. P. 79.
146. Rhodes A. K.//Ibid. 1991. V. 89. N 51. P. 33.
147. Переработка нефти и нефтехимия//Экспресс-информация. 1992. № 12. С. 2.
148. Селимов М. К. Нефтепереработка и нефтехимия. 1991. № 6. С. 3–8.
149. Переработка нефти и нефтехимия//Экспресс-информация. 1991. № 2. С. 3–8.
150. Rhodes A. K.//Oil and Gas J. 1992. V. 90. N 51. P. 41–51.
151. Переработка нефти и нефтехимия//Экспресс-информация. 1987. № 21. С. 2.
152. Schulman B., Dichenson R.//5 Unitar International Conference on Heavy Crude and Tar Sands. Venezuela, 1991, August 4–9. V. 4. P. 105.
153. Каминский Э. Ф., Козлов И. Т., Ашитко С. Г.//Химия и технология топлив и масел. 1993. № 9. С. 4–6.
- ✓ 154. Смидович Е. В. Технология переработки нефти и газа. Ч. II. М.: Химия, 1980.
155. Хаджиев С. Н. Крекинг нефтяных фракций на цеолитсодержащих катализаторах. М.: Химия, 1982. 282 с.
156. Суханов В. П. Каталитические процессы в нефтепереработке. М.: Химия, 1979. 344 с.
- † 157. Мелик-Ахназаров Т. Х., Соляр Б.//Тезисы докладов научно-практической конференции фирмы Грейс-Дэвисон. Иркутск, 1993. С. 21.
158. Капустин В. М., Сюняев З. И. Дисперсные состояния в каталитических системах нефтепереработки. М.: Химия, 1992. 151 с.
159. Радченко Е. Д., Нефедов О. К., Алиев Р. Р. Промышленные катализаторы гидрогенизационных процессов нефтепереработки. М.: Химия, 1987. 223 с.
160. Маслянский Г. Н. Каталитический риформинг бензинов. Л.: Химия, 1985.
161. Hartman M. E.//Akzo Catalyst Symposium 1991. Plenary Session. The Netherlands, 1991, June 3. P. 1–21.
162. Criterion Catalysts. Product Bulletin, 1993.
163. Catalysts (Special Report), Chemical Week. 1990, June. P. 50.
164. Кауфф Д. А. История каталитического крекинга компании ЮОПи//Совещание национальной ассоциации нефтеперерабатывающих предприятий 22–24 марта 1992 г., Нью-Орлеан.
165. Хедрик Б. В. Основные этапы FCC ЮОПи. Там же.
166. Keller D. N. Stone and Webster. A Century of Integrity and Service. New York, 1989. 373 p.
167. The M. W. Kellogg. Company. Annual Reportz for 1991 y.
168. Foster Wheeler Company. Annual Reportz for 1991 y.
169. Rosenberg P. Patent Lav Fundamentals. Clark Boardman Company. New York, 1975. 405 p.
170. Розенсон Г. С., Кобря Н. В. Подготовка и оформление заявок на изобретения. М.: ВНИИ ГП, 1987. 115 с.