

Ракитский Владимир Михайлович

**РАЗВИТИЕ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ
И НЕФТЕХИМИИ БОЛГАРИИ**

Автореферат

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Специальности:

02.00.13 Нефтехимия.

07.00.10 История науки и техники.

Работа выполнена на кафедре общей и аналитической химии Уфимского государственного нефтяного технического университета и в АД «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас» (Болгария).

Научный руководитель: доктор химических наук,
профессор Э. М. Мовсумзаде

Официальные оппоненты: доктор технических наук,
профессор И. Б. Грудников

кандидат химических наук
Л. П. Иванова

Ведущее предприятие: ГУП «Нефтехимпереработка»

Защита диссертации состоится 4 июля 2002 г. в 12 часов на заседании диссертационного Совета Д 212.289.01 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете.

Адрес: 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке УГНТУ.

Автореферат разослан 30 мая 2002 г.

Ученый секретарь диссертационного Совета,
профессор



А. М. Сыркин

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Нефть, газ и продукты их переработки занимают все большую долю в энергетическом балансе промышленно развитых стран. Технический прогресс в области моторостроения, разработки энергетических, приводных и авиационных турбин потребовал совершенствования процессов переработки нефти для выработки моторных топлив, отвечающих все возрастающим требованиям к ним.

Болгария — одна из стран Восточной Европы, нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность которой на протяжении нескольких десятилетий развивалась вместе с промышленностью других стран — членов СЭВ. Достижения ученых бывшего Советского Союза, а позднее ученых России в области нефтепереработки и нефтехимии наложили значительный отпечаток на современный облик Бургасского нефтехимического комбината — самого крупного на Балканах.

В жизни Бургасского НХК 1990-е годы характеризуются значительными объемами реконструкций установок и модернизаций процессов с использованием передовых технологий с участием известных европейских и американских фирм. В октябре 1999 г. российская нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» приняла участие в приватизации НХК и выкупила 58% уставного капитала АД «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас».

Все это определило научный интерес к исследованиям процессов зарождения нефтегазового дела, становления нефтепереработки и нефтехимии в Болгарии, в частности к процессам развития комбината от момента принятия политического решения о строительстве нефтеперерабатывающего завода до сегодняшних дней. Актуальность исторических и технических исследований развития Бургасского НХК и других нефтеперерабатывающих предприятий Болгарии объясняется необходимостью тщательного анализа технического состояния НХК, соответствия используемых технологий требованиям технического прогресса, анализа перспектив и разработки стратегии развития АД «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас».

Цель диссертационной работы — на основе изучения исторических аспектов развития нефтегазового дела в Болгарии и развития процессов нефтепереработки и нефтехимии на Бургасском нефтехимическом комбинате дать оценку перспектив и путей развития нефтепереработки и нефтехимии в Болгарии на примере АД «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас».

Основные задачи исследования:

1. Изучение зарождения и становления нефтегазового дела в Болгарии.
2. Исследование исторических, технических и социально-экономических аспектов развития процессов нефтепереработки и нефтехимии на Бургасском нефтехимическом комбинате.

3. Изучение развития НХК–Бургас в постсоциалистический период и оценка состояния на момент его приватизации российской нефтяной компанией «ЛУКОЙЛ».

4. Анализ основных тенденций развития, оценка перспектив и разработка стратегии развития АД «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас».

Научная новизна работы определена тем, что впервые обобщены и представлены в историко-техническом аспекте этапы зарождения, становления и развития нефтяного дела (разведка, добыча, транспорт, переработка нефти) Болгарии.

Впервые показаны исторические этапы становления и развития нефтепереработки и нефтехимии, выполнен анализ реконструкции установок и модернизации процессов переработки нефти на Бургасском нефтехимическом комбинате.

На основе анализа основных тенденций развития нефтеперерабатывающей промышленности Европы с учетом технологических, экологических и социально-экономических аспектов проведена оценка перспектив и разработка стратегии развития нефтехимического комбината.

Практическая значимость работы заключается в том, что выполненный исторический анализ работы технологических установок позволил разработать программу дальнейшей модернизации технологий и структурной перестройки нефтехимического комбината. Разработана стратегия развития комбината, направленная на увеличение глубины переработки нефти, снижение расхода электроэнергии на единицу выпускаемой продукции и существенное снижение уровня экологической опасности.

Апробация работы:

Основное содержание работы доложено на I Всероссийской научно-практической конференции «Современные проблемы истории естествознания в области химии, химической технологии и нефтяного дела», г. Уфа, 2000 г.; на Международной научно-технической конференции «Реактив 2001», г. Уфа, 2001.

Публикации:

По теме диссертации опубликовано: 1 монография, 4 статьи и тезисы 3-х докладов на конференциях.

Объем и структура диссертации:

Диссертация состоит из введения, четырех глав, выводов и списка литературы и изложена на 169 страницах машинописного текста, включая 19 рисунков и 52 таблицы.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении приводится обоснование актуальности выбранной темы, формулируются цель, задачи и основные направления исследований, отмечаются научная новизна и практическая ценность выполненных исследований.

В первой главе диссертации рассмотрены исторические аспекты зарождения нефтяного дела в Болгарии.

На территории Болгарии имеются два нефтегазоносных бассейна (НГБ): Прикарпатско-Балканский; Западно-Черноморский (Варненский).

Геологическое исследование Западно-Черноморского НГБ началось уже в 1887 г. В северо-восточных районах Болгарии с 1925 до 1944 гг. проводились буровые работы шведскими, немецкими и болгарскими фирмами и обществами. Однако были найдены только нефтяной газ и соленая вода.

До второй мировой войны Болгария ежегодно импортировала в среднем 70 тыс. т нефти и нефтепродуктов. В период с 1945 по 1948 гг. ежегодный ввоз нефти в Болгарию возрос до 120 тыс., в 1949–1953 гг. — до 256 тыс. и в 1954–1957 гг. — до 436 тыс. т. В те годы румынская нефть доставлялась на нефтеперерабатывающий завод в Русе.

В 1949 г. создается совместная Болгаро-Советская комплексная геологическая экспедиция. И уже в мае 1951 г. впервые в истории Болгарии было открыто Тюленевское нефтяное месторождение. В 1954 г. началась его плановая разработка.

Тюленевская нефть содержала мало серы (0,3%) и парафина и значительные доли фракций высококачественного дизельного топлива и смазочных масел. Дизельное топливо с выходом 23% на нефть имело температуру застывания минус 70°C. Запасы нефти на Тюленевском месторождении были невелики: в конце 1960-х годов они оценивались лишь в 3,5 млн. т.

В 1955 г. в Болгарии получили 150 тыс., а в 1956 г. — 230 тыс. т нефти. В 1957 г. Болгария вывозила больше половины этой нефти в Чехословакию, в Польшу, в ФРГ, в Грецию и в другие страны.

В начале 1960-х гг. была обнаружена небольшая нефтяная залежь на глубине 950 м вблизи селения Гиген (севернее г. Плевена). Тяжелая нефть имела плотность 0,989 г/см³. В марте 1962 г. северо-западнее г. Плевена открыли нефтяное месторождение Долни-Дыбник. Легкая и бессернистая нефть содержала все фракции — от бензина до мазута. После увеличения объема поисково-разведочных работ было открыто новое месторождение — Горни-Дыбник.

В наиболее перспективных зонах складчатого Предбалканья в 1963 г. открыли газоконденсатное месторождение Чиренское.

Переработка болгарской нефти

Виды нефти Предкарпатско-Балканского НГБ являются близкими по своему химическому составу. Они являются легкими низкосернистыми. В Западно-Черноморском бассейне нефть тяжелая низкосернистая.

До 1944 г. в г. Русе действовали три небольших установки для производства масел на базе импортной нефти из Румынии и еще одна небольшая установка —

“Верила”, около г. Софии, для переработки отработанных масел.

В 1954 г. на базе объединения трех установок в г. Русе, действовавших до 1944 г., было создано первое государственное промышленное нефтеперерабатывающее предприятие, которое в 1960 г. было переименовано в нефтеперерабатывающий завод им. Леона Таджера.

В 1956–1957 гг. Болгария перерабатывала уже около 50–60 тыс. т **тюленевской нефти** в год. Из нее на двух предприятиях — в г. Русе и вблизи г. София — получали дизельное топливо, индустриальные масла, мазут, остаточные масла, дорожные битумы и другие нефтепродукты. К 1960 г. планировалось перерабатывать 120 тыс. т/г. нефти, что составляло примерно 50% добываемой в Болгарии нефти.

Нефть Долно-Дыбникского месторождения имела низкое содержание серы, силикагельных смол и асфальтенов и сравнительно высокое содержание твердых углеводородов. Бензиновые фракции имели низкое содержание серы и являлись подходящим сырьем для каталитического риформинга. Дизельная фракция имела хорошие экологические свойства — низкое содержание серы и ароматических углеводородов. Масляные фракции имели парафинонафтеновый характер и высокий вязкостно-индексный потенциал. С целью переработки нефти, добываемой из этого месторождения, в г. Плевене началось строительство нефтехимического комбината — «НХК–Плевен» по топливно-масляному варианту, который был введен в эксплуатацию 25 марта 1971 г. Производительность завода по переработке — около 1 млн. т в год особых видов нефти для производства широкого ассортимента масел и битумов. Все технологические установки, кроме установки каталитического риформинга, были построены по советским проектам.

С целью удовлетворения растущих потребностей страны в нефтепродуктах весной 1958 г. было принято решение о строительстве около г. Бургас нефтеперерабатывающего завода производительностью 1 млн. т/г. советской нефти. После пуска в эксплуатацию НХК–Бургас в 1963 г. до 1980 г. в основном перерабатывали нефть с Ромашкинского месторождения (СССР). До пуска в эксплуатацию «НХК–Плевен» в 1971 г. несколько лет перерабатывали по 200–300 тыс. т/г. и “долно-дыбникской” нефти.

В период до 1990 г. количество перерабатываемой нефти на НХК–Бургас выросло с 3,1 млн. в 1967 г. до 12 млн. т/г. в 1989 г. Кроме «ромашкинской» нефти перерабатывалась и ливийская нефть разных месторождений: «Ел Зуетина», «Брега», «Амна», «Сарир», а также алжирская, иракская и другие виды нефти.

В период с 1991 по 1995 гг. в основном перерабатывали российскую, иракскую, сирийскую, бузачинскую, египетскую и ливийскую нефть. Преобладала российская нефть, количество которой изменяется от 39 (в 1991 г.) до 80% (в 1995 г.). В период с 1996 по 2002 гг. в основном перерабатывали российскую

экспортную смесь, количество которой изменялось в пределах 84–99,7%.

В диссертационной работе дается подробный анализ объемов перерабатываемых нефтей, их физико-химических свойств, фракционного состава. Показано влияние свойств нефтей на технологию их переработки.

Вторая глава посвящена рассмотрению истории развития Бургасского нефтехимического комбината, от принятия решения о его строительстве до приватизации российской нефтяной компанией «ЛУКОЙЛ».

В середине 1958 г. состоялось совещание, на котором было подготовлено предложение о строительстве современного нефтеперерабатывающего завода с годовой производительностью 1 млн. т нефти, ввозимой из СССР. Это предложение легло в основу межправительственного соглашения, подписанного сначала болгарской стороной, а **26 декабря 1958 г.** — в Москве. СССР принял на себя обязательство оказывать Болгарии техническую и экономическую помощь в строительстве нефтеперерабатывающего завода (топливный вариант), а также необходимых общезаводских объектов: ремонтно-механического завода, теплоэлектроцентрали мощностью 25 МВт, азотно-кислородной станции и др.

27 августа 1959 г. Министерский Совет НРБ принял постановление № 1340 и одобрил плановое задание на строительство нового завода, а **5 ноября 1959 г.** на торжественном митинге было объявлено о начале строительства завода близ с. Камено.

14 ноября 1960 г. Министерский Совет НРБ принял постановление № 251 «Об утверждении идейного проекта Бургасского НПЗ». В этот же период на Уфимском нефтеперерабатывающем заводе шла стажировка первых нефтехимиков Болгарии.

4 августа 1963 г. в нефтяной порт «Росинец» зашел болгарский танкер «Антон Иванов» с советской нефтью. Через девять дней аппаратчик установки АД-1 **Ташо Григоров** запалил первую форсунку на первой печи АД-1. Вечером **2 сентября 1963 г.** смена «Г» получила **первый бензин.**

14 сентября 1963 г. решением Министерского Совета НРБ нефтеперерабатывающий завод был переименован в **Нефтехимический комбинат – Бургас.**

Нефтепереработка и нефтехимия Болгарии были, в основном, сосредоточены на Бургасском нефтехимическом комбинате, развитие которого соответствовало мировым тенденциям и насчитывало несколько этапов.

Первый этап охватывает период с 1963 по 1975 гг. Этап отличается **экстенсивным** развитием производственных мощностей. Увеличиваются мощности по переработке нефти и начинается бурное развитие нефтехимии.

Принципиальная блок-схема за этот период отражена на **рис. 1.**

Этап начинается введением в эксплуатацию установки атмосферной дистилляции нефти АД-1 в 1963 г. После этого поэтапно были запущены и осталь-

ные установки. Вступают в эксплуатацию установки атмосферной дистилляции нефти АД-1 (1963 г., вывод из эксплуатации в 1992 г.), АД-2 (1965 г.) и АД-3 (1970 г.). После введения третьей установки переработка достигла 5,4 млн. т/г. Затем ввели в эксплуатацию установки АД-4 (1973 г.) и АД-5 (1974 г.). К 1975 г. объем переработки достиг 9,68 млн. т/г.

Вводятся следующие установки: каталитического риформинга (КР-1) (1964–1970 г.) и КР-2 (1973 г.); гидроочистки — ГО-1 (1964 г.) проектной мощностью 300 тыс. т (после реконструкции в 1977 г. ее мощность увеличилась до 400 тыс. т), ГО-2 (1970 г.) проектной мощностью 600 тыс. т (**рис. 2**) (в 1972 г. ее мощность была доведена до 750 тыс. т), ГО-3 (1973 г.) проектной мощностью 800 тыс. т/г. и ГО-4 (1979 г.) проектной мощностью 600 тыс. т/г.

Год 1966-й богат знаменательными событиями для НХК–Бургас: введен в эксплуатацию цех дихлорэтана; получен первый болгарский этилендиамин; освоено производство полиэтилена (НД); получен первый болгарский фенол.

Позднее произошли события, которые стали вехами в развитии нефтехимии Болгарии. **1968 г.:** первая продукция производства бензола; получены первый полиэтилен высокого давления; на производстве ароматических углеводородов получены первые партии *para*-ксилола; введено в действие производство окиси этилена и этиленгликолей; на пилотной установке на заводе «Булана» произведено первое полиакрилнитриловое волокно. **1970 г.:** произведен первый синтетический каучук; введено в действие производство полистирола.

За этот период на Бургасском НХК мощности для переработки нефти возрастают в этапном порядке с 3 млн. до 9,68 млн. т/г. На установках атмосферной дистилляции были проведены многочисленные реконструкции. Например, на установке АД-3 (**рис. 3**) было осуществлено 29 реконструкций и модернизаций. Произведена оптимизация теплового баланса, обеспечено более рациональное охлаждение потоков, создана двойная ингибиторная защита и др.

На установках АД-4, АД-5 осуществлено более 20 реконструкций и модернизаций. Благодаря интенсификации и реконструкции установок каталитического риформинга, наличию больших количеств высокооктановых компонентов, на комбинате появилась возможность производить различные по ассортименту виды автомобильных топлив.

Второй этап охватывает период с 1975 по 1990 гг.

Он характеризуется **интенсивным** развитием нефтепереработки и нефтехимии в соответствии с современными мировыми тенденциями. В этот период увеличились мощности нефтехимии и был создан большой комплекс технологических установок глубокой переработки нефти, направленной на увеличение выхода светлых нефтепродуктов.

Принципиальная блок-схема переработки в этот период отражена на **рис. 4**.

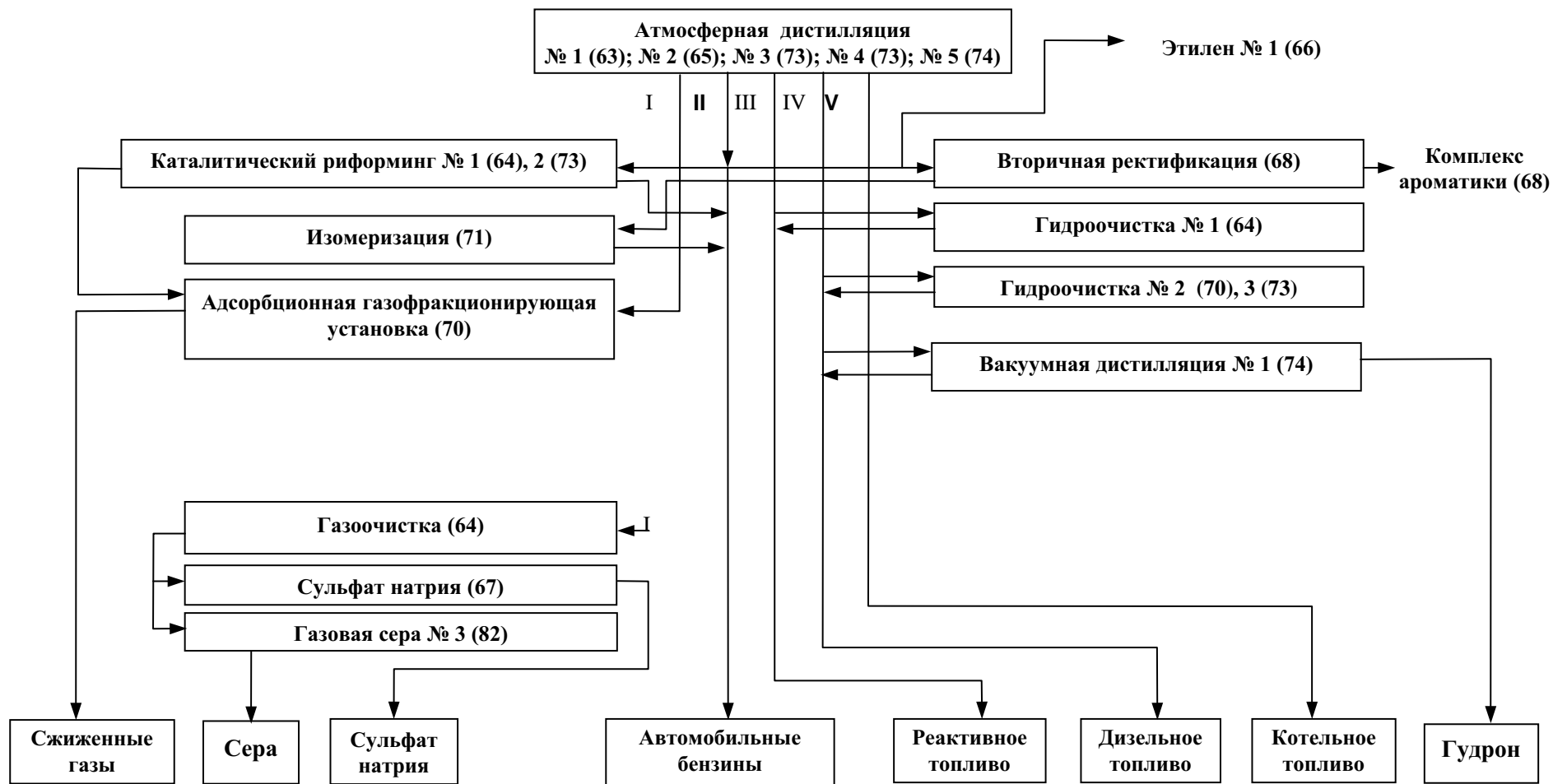


Рис. 1. Принципиальная блок-схема переработки нефти (1963–1975 гг.):

I — газ; II — бензиновая фракция; III — керосиновая фракция; IV — дизельная фракция; V — мазут.
 В скобках — год ввода в эксплуатацию

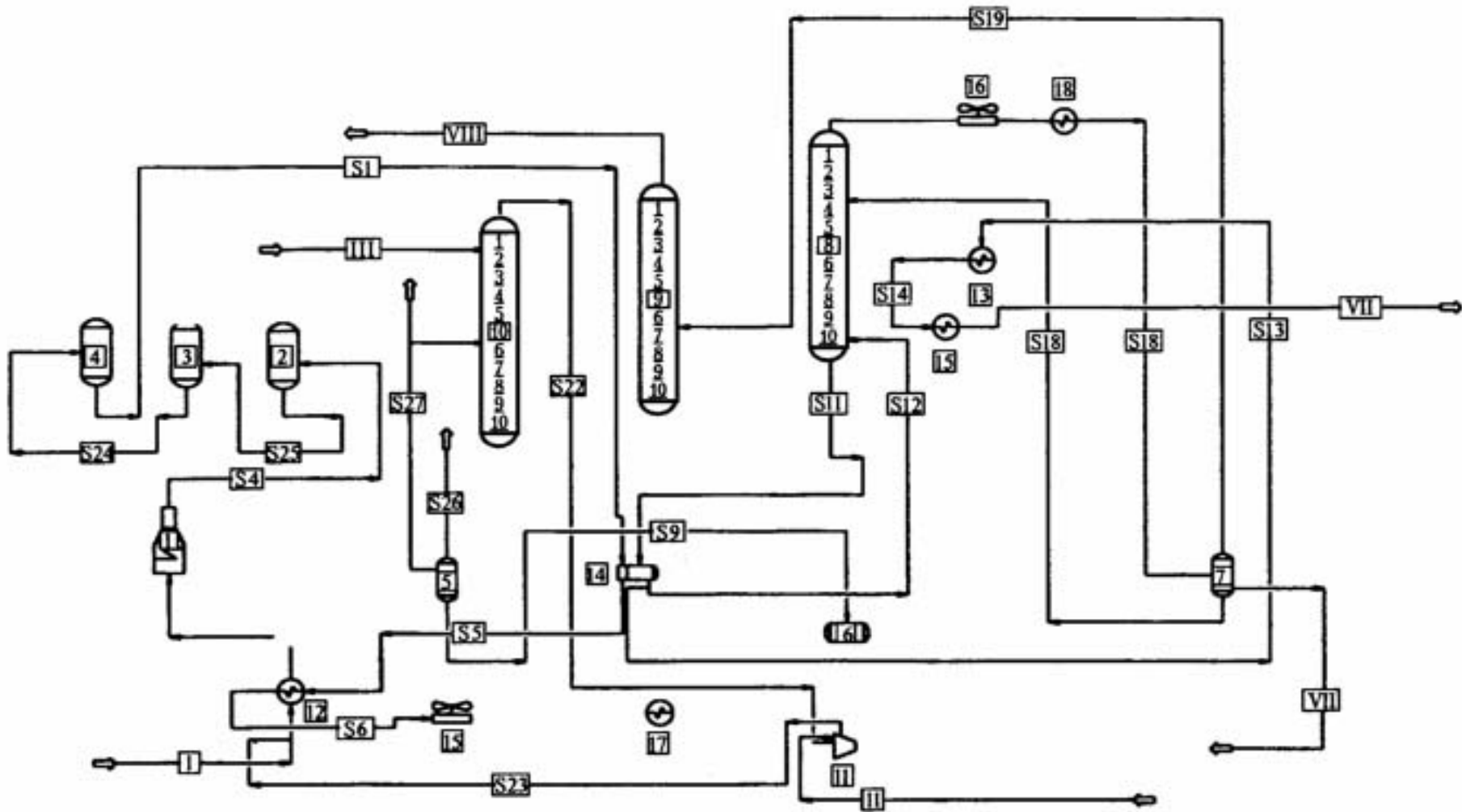


Рис. 2. Технологическая схема установки “Гидроочистка-2”:

Аппараты: 1 — печь; 2–4 — реакторы; 5–7 — сепараторы; 8 — стабилизационная колонна; 9 — колонна; 10 — абсорбер с МЭА; 11 — компрессор; 12, 13 — теплообменники; 14 — ребойлер; 15, 16 — воздушный холодильник-конденсатор.

Материальные потоки: I — сырая дизельная фракция; II — свежий водородсодержащий газ; III — свежий раствор МЭА; IV — насыщенный раствор МЭА; V — гидроочищенная фракция; VI — углеводородный газ; VII — бензин-отгон; VIII — газ на факел; IX — отдувочный газ

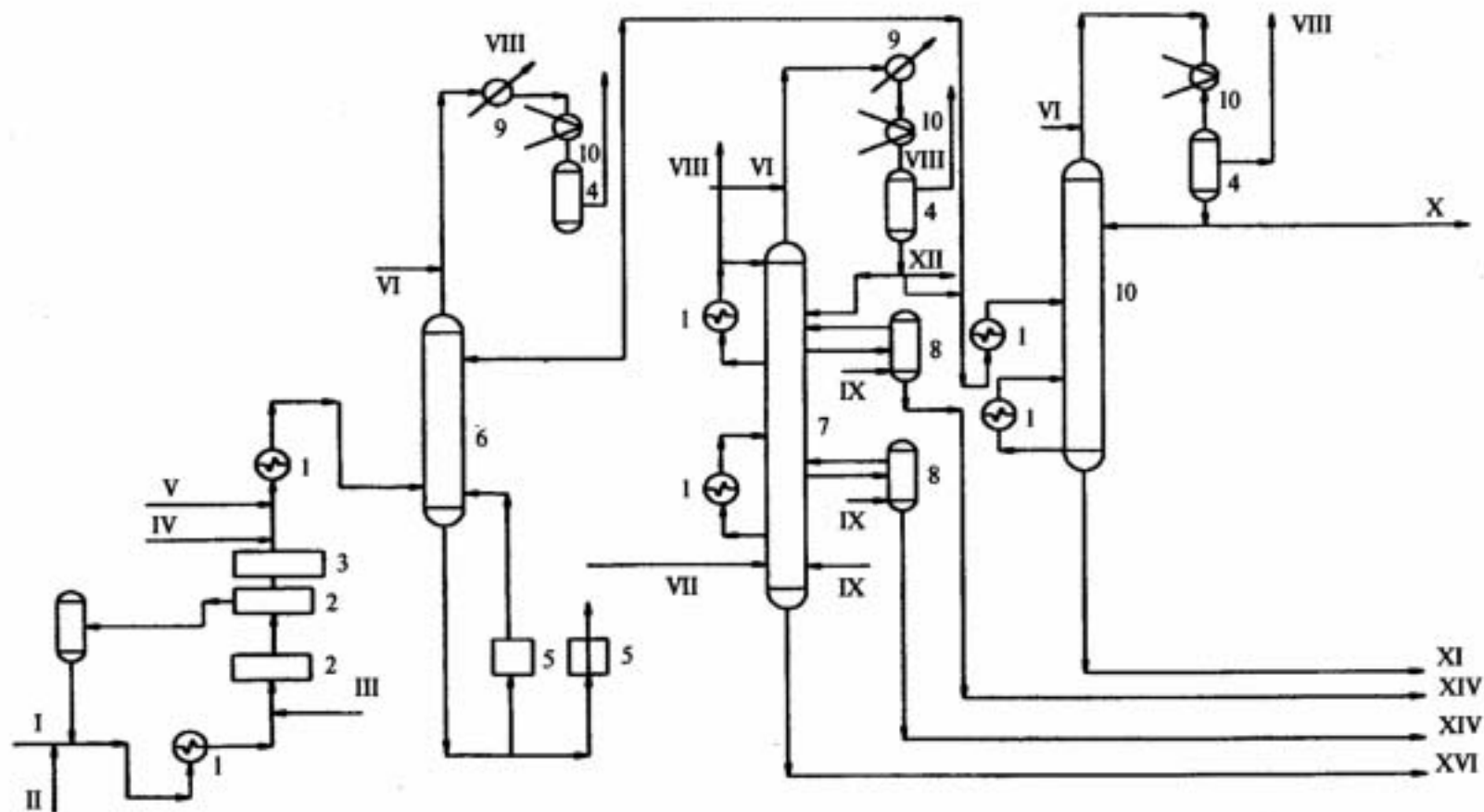


Рис. 3. Технологическая схема установки “Атмосферная дистилляция-3”:

Аппараты: 1 — теплообменники; 2 — электродегидраторы; 3 — сепараторы; 4 — емкости для флегмы; 5 — печи; 6 — отбензинивающая колонна; 7–11 — дистилляционные колонны; 8 — стриппинг колонны; 9 — воздушные холодильники-конденсаторы; 10 — водные холодильники-конденсаторы.

Материальные потоки: I — нефть; II — деэмульгатор; III — промывная вода; IV — раствор едкого натра; V — медноаммиачный карбонатный комплекс; VI — ингибитор; VII — отбензиненная нефть; VIII — сухой газ; IX — водяной пар; X — фр. C₃–C₄; XI — фр. 40–100/40–180; XII — фр. 85–180; XIII — фр. 140–240; XIV — фр. 180–240; XV — фр. 240–360; XVI — фр. выше 360°C

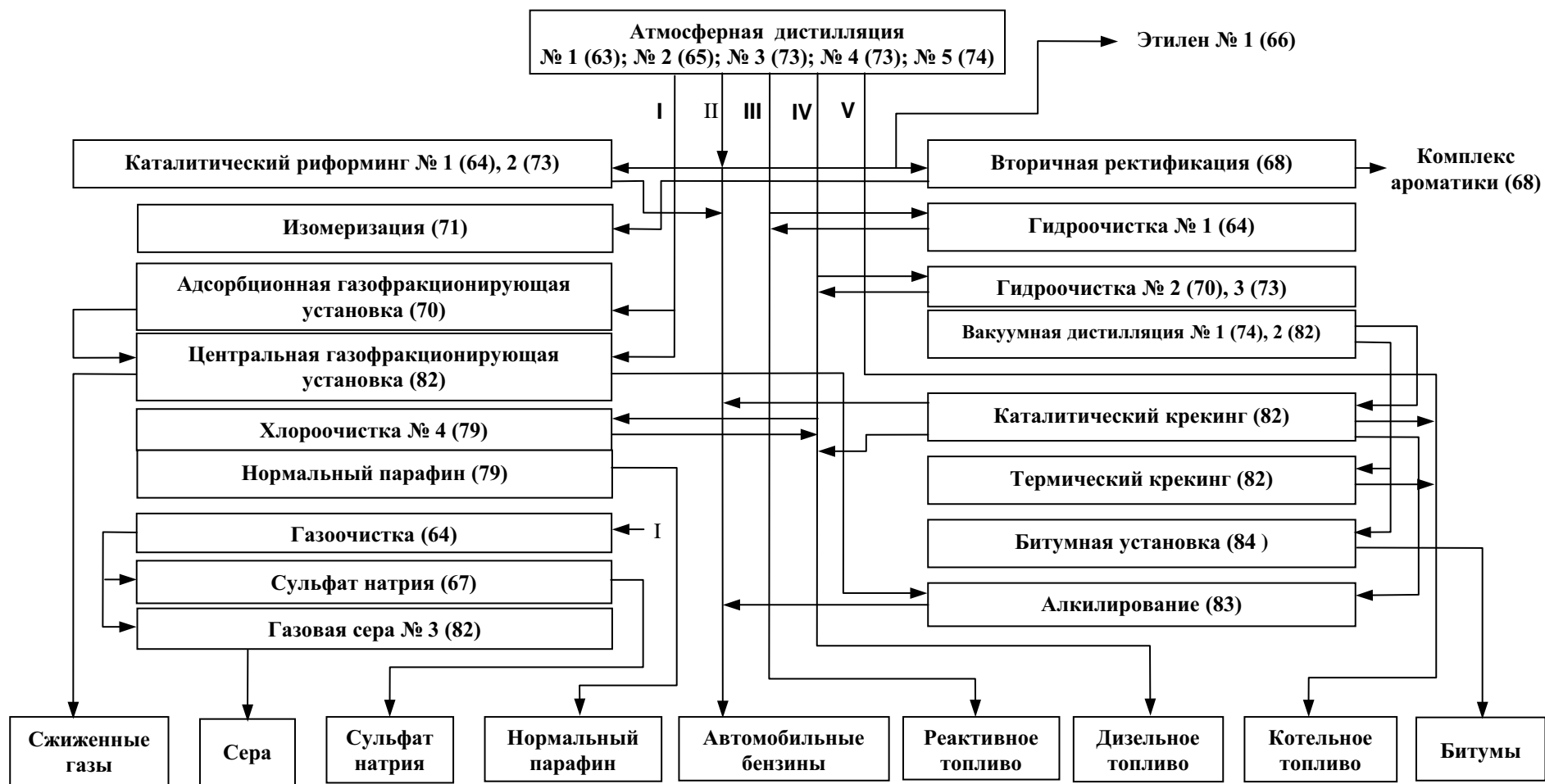


Рис. 4. Принципиальная блок-схема переработки нефти (1975–1995 гг.):

I — газ; II — бензиновая фракция; III — керосиновая фракция; IV — дизельная фракция; V — мазут.
 Установка не работает с 1985 г; в скобках — год ввода в эксплуатацию

Подключение комплекса для глубокой переработки внесло свой вклад в значительное изменение структуры получаемых нефтепродуктов. Производство котельного топлива с 46 в 1970 г. снизилось до 28% в 1988 г., а отбор светлых нефтепродуктов возрос с 42 до 56%. Доля вторичных процессов по отношению к перерабатываемой нефти с 31,9 (до запуска комплекса глубокой переработки) возросла до 72,7% в результате строительства новых каталитических и термических процессов. Структура процессов на НПЗ соответствовала мировым тенденциям и структурам ведущих нефтеперерабатывающих фирм, имевших в составе установки каталитического крекинга.

В результате освоения новых процессов в нефтепереработке (каталитический крекинг, алкилирование и МТБЭ) содержание свинца во всех марках автомобильных бензинов понизилось до 0,15 г/л и было положено начало производства неэтилированных бензинов.

В 1982–1983 гг. были освоены мощности комплекса глубокой переработки нефти. В этот комплекс было включено шесть основных технологических установок: вакуумной дистилляции мазута — 2000 тыс. т/г. мазута; каталитического крекинга (ККр) — 1500 тыс. т/г. вакуумного газойля; термического крекинга (ТК) — 1500 тыс. т/г. гудрона; газофракционирующего сернокислотного алкилирования изобутана бутиленами — 215 тыс. т/г.; по производству газовой серы — 30 тыс. т/г. и ряд других вспомогательных объектов.

Установки в комплексе глубокой переработки балансово связаны с основной установкой каталитического крекинга. Установка каталитического крекинга является не только производителем высокооктанового компонента автомобильных бензинов (ИОЧ 91,5–92,5), но и источником сырья для установки алкилирования (ИОЧ 95–96) и метил-*трет*-бутилового эфира (ИОЧ 115), в связи с чем значительно увеличилось число компонентов для производства товарных автомобильных бензинов. В результате ввода в эксплуатацию комплекса глубокой переработки нефти резко изменилась структура вторичных процессов, увеличился выход светлых нефтепродуктов, снизилась доля котельного топлива, улучшилось качество автомобильных бензинов.

С включением в схему переработки установки термического крекинга гудрона (висбрекинг) была создана возможность производить стандартное котельное топливо с вязкостью до 15° по Энглери при 80°С. За период 1965–1987 гг. производство автомобильных бензинов увеличилось в 5,5 раз, а реактивных и дизельных топлив — в 6,8 раз. Развитие нефтепереработки и нефтехимии создало возможность максимального удовлетворения потребности страны в разно-

образных нефтепродуктах и полимерах, а также расширения экспортных возможностей. Значительно улучшилось и использование нефтехимического сырья — нефти — в качестве источника более ценных нефтяных продуктов. Количество нефтяного сырья для нефтехимии увеличилось приблизительно в 3 раза и достигло 5,5% относительно перерабатываемой нефти.

Характерным показателем технического развития нефтепереработки является увеличение относительной доли вторичных процессов в сравнении с перерабатываемой нефтью. За период с 1970 по 1985 гг. эта доля увеличилась с 31,9 до 72,7%, включая новые термические и каталитические процессы глубокой переработки нефти в соответствии с мировыми тенденциями.

В результате освоения новых процессов в нефтепереработке значительно улучшены качества одного из наиболее крупнотоннажных продуктов — автомобильных бензинов. Содержание свинца в бензине марок А-96 и А-93 с 01.01.1984 г. снизилось соответственно с 0,7 и 0,45 г/л до 0,35 г/л, в бензине марки А-86 — с 0,33 до 0,20 г/л. Благодаря освоению производства МТБЭ содержание свинца в бензинах всех марок снизилось до 0,15 г/л и началось производство неэтилированных бензинов. Это соответствовало тенденциям в европейских странах, где содержание свинца планировалось снизить с 0,4 до 0,15 г/л. Освоено и производство нового типа реактивного топлива марки Jet A1.

Третий этап охватывает период после 1990 г.

Принципиальная блок-схема в этом периоде отражена на **рис. 5**. Технологическая схема НПЗ оптимизирована. Вышли из состава следующие установки: изомеризация, нормальные парафины, вторичная ректификация, АД -1.

Эффективное использование сырья превратилось в стратегическую задачу по определению путей развития комбината.

После 1989 г. переработка нефти снизилась от 11–12 млн. до 67 млн. т/г. НПЗ работает сообразно с рыночной конъюнктурой и перспективами развития комбината, которые базируются на оптимальном количестве перерабатываемой нефти около 6,0 млн. т/г., достаточном для полной нагрузки комплекса глубокой переработки нефти и производства приблизительно 600 тыс. т/г. бензиновых фракций для установок каталитического риформинга с целью получения бензинового компонента, ароматических углеводородов и около 520 тыс. т/г. ресурсов для пиролиза, необходимых для производства 150–160 тыс. т этилена в год. При этом выход котельного топлива составляет 21,4% на нефть. Усилия нефтепереработчиков были сосредоточены на: удовлетворении потребностей рынка в нефтяных, нефтехимических и полимерных продуктах; модернизации существующих мощностей путем внедрения авангардных технологий, усовершенствовании и повышении качества продукции, уменьшении потребления ка-

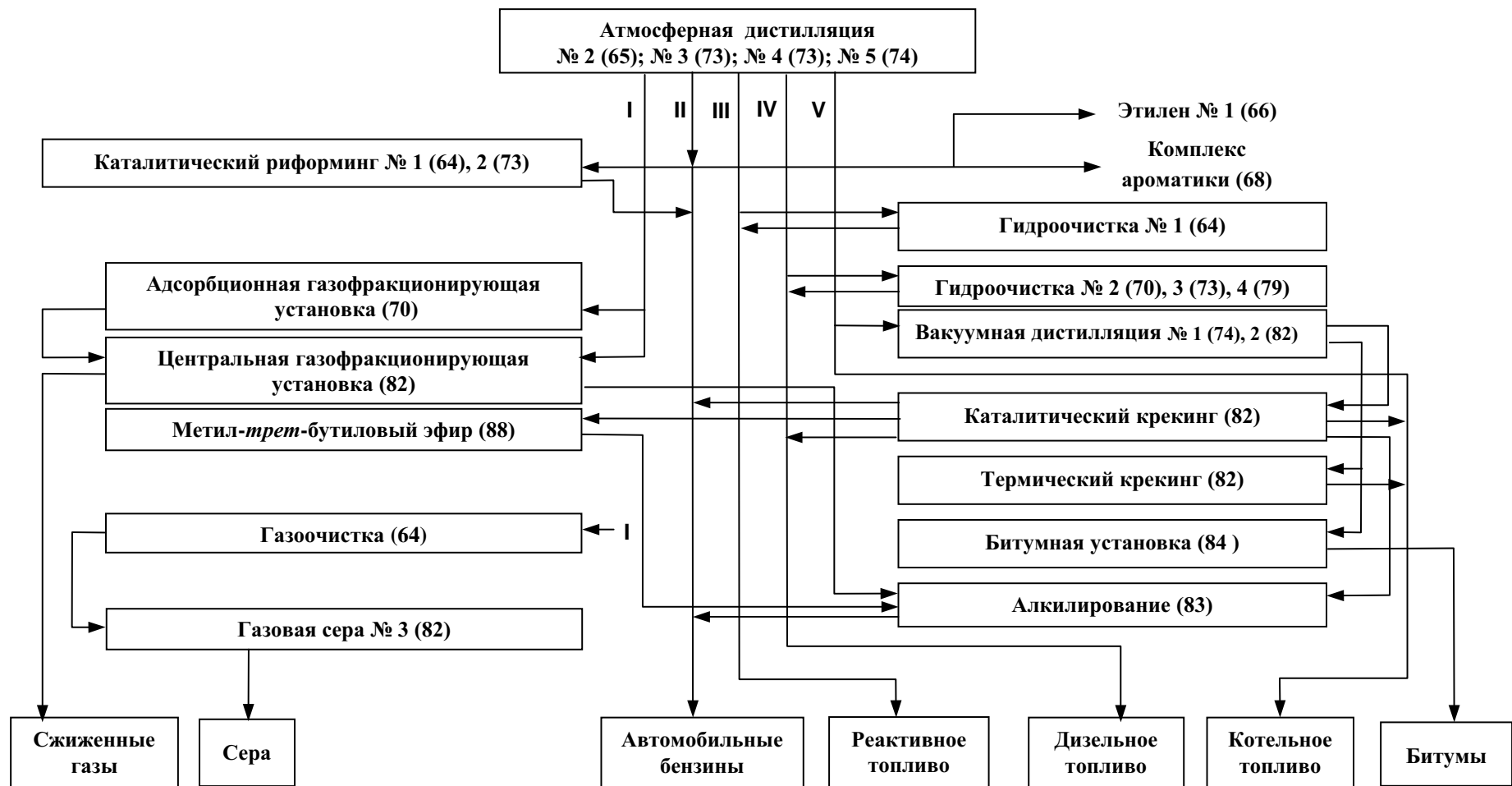


Рис. 5. Принципиальная блок-схема переработки нефти (1999 г.):

I — газ; II — бензиновая фракция; III — керосиновая фракция; IV — дизельная фракция; V — мазут.
 В скобках — год ввода в эксплуатацию

тализаторов, реагентов и материалов и снижении энергоемкости предприятия; охране окружающей среды.

В работе дается оценка **роли Совета Экономической Взаимопомощи**, созданного по решению экономического совещания представителей Болгарии, Венгрии, Польши, Румынии, СССР и ЧССР в январе 1949 г., в развитии нефтегазового дела, нефтепереработки и нефтехимии Болгарии.

Большое значение в развитии нефтяной и газовой промышленности Болгарии имели двусторонние соглашения в рамках деятельности СЭВ.

Одно из первых соглашений, положившее начало развитию нефтепереработки и нефтехимии в Болгарии, было «Соглашение об оказании Союзом ССР экономической и технической помощи НРБ в строительстве нефтеперерабатывающего завода с использованием отходящих газов для организации производства химических продуктов» от 26 декабря 1958 г. В этом соглашении речь шла о строительстве нефтеперерабатывающего завода в г. Бургасе по переработке 1 млн. т сырой нефти в год на базе получаемой из Советского Союза нефти с использованием отходящих газов для организации производства химических продуктов.

В 1971 г. XXV сессией СЭВ была принята «Комплексная программа дальнейшего углубления и совершенствования сотрудничества и развития социалистической экономической интеграции стран — членов СЭВ», рассчитанная на поэтапное выполнение в течение 15–20 лет. Большую работу по выполнению разделов Комплексной программы осуществляла Постоянная комиссия СЭВ по нефтяной и газовой промышленности, созданная в 1956 г. Рабочие органы этой Комиссии успешно решали вопросы экономического и научно-технического сотрудничества в области нефтегазовой геологии и геофизики, техники и технологии проводки глубоких скважин, добычи нефти и газа, транспортировки и хранения углеводородов, а также переработки нефти. Значительную роль сыграла Постоянная Комиссия СЭВ по химической промышленности.

7 июня 1985 г. была подписана «**Долгосрочная программа развития экономического и научно-технического сотрудничества между СССР и НРБ на период до 2000 г.**». В целях реализации данной программы 9 января 1986 г. было подписано «Соглашение между правительством СССР и правительством НРБ о сотрудничестве в строительстве, реконструкции и модернизации в 1986–2000 гг. в НРБ промышленных предприятий и других объектов». Соглашение учитывало также мероприятия по модернизации и реконструкции НКК–Бургас.

В **третьей главе** дается оценка экономики Болгарии перед приватизацией АД «Нефтохим» Бургас, оценка болгарского рынка с точки зрения иностранного инвестора — российской нефтяной компании «ЛУКОЙЛ». Выполнена

оценка состояния нефтехимического комбината на момент приватизации. Такая оценка была необходима не только для принятия решения об участии в приватизации, но и для дальнейшей разработки программы модернизации и реконструкции комбината, а также для принятия инвестиционной программы.

Оценку экономики Болгарии перед приватизацией АД «Нефтохим Бургас» необходимо делать с учетом демократического переустройства восточноевропейских стран, начавшегося в конце 1989 г. Уже через 3–4 года был достигнут немалый прогресс в трансформировании централизованной экономики в демократическую рыночную систему. Однако медленные темпы реформирования экономики, затянувшийся спад производства, высокий уровень безработицы, упадок системы социального обеспечения, углубление дифференциации доходов и благосостояния привели к финансово-экономическому кризису и социально-политической напряженности. Развитие финансового кризиса привело к сокращению валютных резервов страны, быстрому падению курса лева, росту инфляции. При наличии огромного государственного долга валютные резервы уменьшились в течение 1996 г. с 1236 млрд. до 506 млн. долл. Курс доллара с 70,7 лева за 1 доллар в начале года подскочил до 500 левов к концу года и до 2000 левов — к началу февраля 1997 г. Потребительские цены в декабре 1996 г. возросли на 310,8 % по сравнению с декабрем 1995 г., то есть в 4 раза, а в среднем за 1996 г. — в 2,23 раза.

Резко снизился уровень жизни большинства населения. Если в 1990 г. средняя заработная плата составляла 200 долл., то к концу 1996 г. она упала до 25–30, а по некоторым оценкам, — даже до 20 долл.

Валютный долг Болгарии в 1997 г. составил 9,7 млрд., а в 1998 г. — 9,3 млрд. долл. при валютном резерве 2,1 млрд. и 2,7 млрд. долл. США соответственно.

За период 1997–1999 гг. в Болгарии достигнута макроэкономическая стабилизация, хотя можно было отметить рядстораживающих тенденций. Основное препятствие для инвестиций в Болгарию — бюрократический механизм, непоследовательность и нестабильность законодательства, преступность и коррупция, высокие налоги, слабость рыночной инфраструктуры, нехватка опытного управленческого персонала, высокие инвестиционные риски, техническая отсталость экономики, инфляция, нестабильность валюты.

Выполненный **анализ состояния нефтехимического комбината** на момент приватизации позволил сформулировать следующие **выводы о состоянии и дальнейшем использовании мощностей**:

— на протяжении последних лет эксплуатации мощностей топливного производства наблюдается дисбаланс мощностей первичной переработки нефти и вторичных процессов;

— высокоэффективные мощности, влияющие на экономику НПЗ,

эксплуатировались с низкой нагрузкой. Так, за 1998 г. каталитический крекинг был загружен только на 68,7, риформинг — на 53,8, сернокислотное алкилирование — на 40,6, битумное производство — на 37,7%;

— значительные потери наблюдаются при приготовлении товарной продукции. Среднемесячные октановые числа товарных бензинов марок А-91 и А-98 превышают норматив на 0,5 пункта;

— выпускаемые бензины не соответствуют перспективным требованиям, вводимым с 2000 г. по содержанию свинца, серы и бензола;

— уровень качества вырабатываемых дизельных топлив ниже действующих перспективных европейских требований по цетановому числу, содержанию серы и ароматических углеводородов. Набор технологических процессов и их состояние не отвечает текущим и перспективным требованиям ЕС по производству автомобильных бензинов с улучшенными экологическими свойствами;

— в соответствии с принятой Национальной Программой по производству неэтилированных бензинов АД «Нефтохим» обязано производить 80% неэтилированных бензинов из их общего объема производства к 31.12.2002 г. (при существующей доле неэтилированных бензинов 60%) и полностью прекратить производство неэтилированных бензинов к 31.12.2003 г. Это потребует значительных инвестиций в реконструкцию действующих установок и строительство новых;

— техническое состояние нефтехимического комплекса в целом оценивалось как удовлетворительное. Наряду с современными установками на предприятии имелись установки среднего поколения, а также морально устаревшие установки;

— оптимальное использование мощностей по производству олефинов затруднено из-за низкой потребности в них на самом АД «Нефтохим» и на АД «Полимер» в г. Девне. Решение проблемы сбалансированности мощностей требует крупных инвестиций.

— в то же время небольшие единичные мощности нефтехимического комплекса обеспечивают АД «Нефтохим» достаточную производственную гибкость. Остановка даже ряда установок не повлияет существенным образом на загрузку других мощностей.

Выводы о **финансовом положении** АД «Нефтохим» следующие: на протяжении последних четырех лет деятельность предприятия являлась убыточной; имел место значительный дефицит бюджета; следует отметить недостаток собственных источников при перегрузке кредитными обязательствами; возникла необходимость согласования сделки с кредиторами предприятия; при отсутствии существенной реструктуризации производства постоянный риск дефолта неизбежен.

В **четвертой главе** дается характеристика европейской нефтеперераба-

тывающей промышленности и на основе анализа тенденций и перспектив ее развития намечены перспективы развития АД “ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас”.

В 1980 г., после второго нефтяного кризиса, в Европе в эксплуатации находилось 178 НПЗ, общая мощность по переработке нефти составляла более 1 млрд. т/г. К 1998 г. количество НПЗ снизилось до 124 общей мощностью 763 млн. т/г. Большая часть этих НПЗ, имеющая довольно сложные технологические схемы, расположена на морских побережьях. Среди основных причин такого резкого изменения ситуации в течение сравнительно короткого времени можно назвать следующие: развитие спроса на нефтепродукты с одновременным снижением их потребления; жесткие требования к качеству топлив и к вредным выбросам; довольно низкую разницу между затратами и прибылью в нефтепереработке; открытие национальных рынков для международной конкуренции.

В течение нескольких последних лет на европейских НПЗ уже были приняты различные меры по улучшению их эффективности и рентабельности.

Технические мероприятия: устранение узких мест на существующих технологических установках (повышение производительности); закрытие некоторых производств и тех установок, которые в целом работали неудовлетворительно.

Решение технологических вопросов: применение передовых технологий (каталитические процессы; узкоспецифические гидрогенизационные процессы (деароматизация, депарафинизация и др.); частичное окисление тяжелых видов сырья); применение более совершенных катализаторов (изомеризация фракций (C₆/C₇)); алкилирование (сухой метод); гидроочистка; современные средства КИПиА (на технологических установках; на станциях смешения нефтепродуктов).

Вопросы управления производством: выбор сырья; оптимизация производственных процессов; сведение к минимуму затрат — снижение потерь.

Финансовые вопросы: создание совместных предприятий; объединение различных производственных структур; создание общих региональных и других структур; применение хеджирования при маркетинге нефтепродуктов.

Мероприятия по охране окружающей среды: ограничения, связанные с защитой окружающей среды в самом ближайшем будущем еще в большей мере будут оказывать решающее влияние как на технологию нефтепереработки, так и на объемы и структуру спроса на производимые в Европе нефтепродукты.

Значительно ужесточаются требования к экологической чистоте моторных топлив, которые будут использоваться в период с 2005 по 2010 гг. Нормы содержания канцерогенных веществ в атмосфере: ПДК для оксида углерода не более 10 мг/м³ (с 1 января 2005 г.), а ПДК для бензола — 5 мг/м³ (с 1 января 2010 г.). Поэтому современные моторные топлива должны удовлетворять требованиям, обеспечивающим не только надежную и эффективную работу двигателей, но и экологическую безопасность, приобретающую первостепенное значение.

Наблюдается устойчивая тенденция к запрещению применения этилированных бензинов. К 1999 г. запрет на продажу автомобильных бензинов, содержащих ТЭС, уже был введен в Швейцарии, в ФРГ, в Бельгии, в Дании, в Нидерландах, в Португалии, в Люксембурге и с 1 января 2000 г. — на территории всех государств Европейского Союза.

В условиях отказа от ТЭС, ужесточения требований по содержанию бензола и других ароматических соединений в составе современных автомобильных бензинов увеличивается содержание кислородсодержащих высокооктановых компонентов. К ним относятся эфиры, спирты, в том числе метил-*трет*-бутиловый эфир (МТБЭ) и др. Такие соединения одновременно обеспечивают выполнение требований как по октановому числу, так и по содержанию кислорода.

Одно из основных направлений по улучшению экологических свойств моторных топлив — снижение содержания серы. В соответствии с требованиями, предусмотренными с 1 января 2000 г. в странах Европейского Союза, содержание серы в автомобильных бензинах не должно превышать 150, а в дизельных топливах — 350 ppm. Использование дизельных топлив, удовлетворяющих этим требованиям, позволит обеспечить выполнение норм по выбросам твердых частиц дизельными автомобилями: 0,05 г/(кВт·ч) (Евро-IV в 2005 г.).

АД “ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“, спустя два года после приватизации, уже характеризуется наилучшей среди нефтеперерабатывающих предприятий компании компонентной базой для производства автомобильных бензинов. В 2000 г. выработано и экспортировано 159 тыс. т бензина А-95Н, соответствующего Евро-II. Для производства всего объема автомобильных бензинов в соответствии с требованиями ЕС необходимо снизить содержание серы в бензине каталитического крекинга и уменьшить содержание бензола.

В 2000 г. из 790 тыс. т экспортированного дизельного топлива 640 тыс. т соответствовало требованиям EN 590-2000, или более 30% от общего количества произведенного дизельного топлива. Для производства максимального количества дизельного топлива в соответствии с требованиями ЕС необходимо уменьшить содержание серы в легком газойле каталитического крекинга.

На базе новейших стандартов разработано реактивное топливо Jet A-1, которое имеет большой спрос как на болгарском рынке, так и за рубежом.

В соответствии с приватизационным договором была разработана инвестиционная программа, направленная на реконструкцию нефтехимического комбината и модернизацию техники и технологий производств. Общий объем инвестиций, который НК “ЛУКОЙЛ” обязалась вложить в реконструкцию и капитальный ремонт оборудования за период с 2000 по 2005 гг., превысил 268 млн. долл. США.

Программа развития и реконструкции производственных мощностей

АД «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас» разработана на основании таких основных целей и задач, как повышение эффективности глубокой переработки нефти при оптимальной загрузке основных узлов и установок в технологической цепи мощностей нефтехимического комбината; усовершенствование товарной продукции в количественном и качественном отношении в полном соответствии с европейскими и международными требованиями; технологическое и аппаратное обновление производственных установок, направленное на снижение энергетических и материальных затрат; автоматизация и оптимизация систем управления и контроля технологических процессов; улучшение и приведение к нормативным требованиям экологических параметров производств.

Программа развития до 2010 г. предусматривает реконструкцию основных технологических установок и усовершенствование технологий в нефтепереработке, нефтехимии, полимерных и вспомогательных производствах.

В области **нефтепереработки** предусматривается реконструкция: установки каталитического риформинга с переводом на непрерывную регенерацию катализатора и увеличением мощности до 600 тыс. т/г.; комплекса каталитического крекинга с увеличением мощности до 2,0 млн. т/г.; установок АД-5, ВДМ-1 с увеличением мощности до 4,0 млн. т/г. и их интеграция в единую установку АВД и др.; в целях повышения глубины переработки, увеличения выработки высококачественных моторных топлив и значительного повышения качества остаточного котельного топлива планируется строительство комплекса переработки тяжелых нефтяных остатков мощностью 2,5 млн. т/г. Эта мощность выбрана в связи с необходимостью переработки тяжелых остатков, получаемых на нефтеперерабатывающих заводах в городах Одессе и Плоешти. Стоимость комплекса глубокой переработки тяжелых нефтяных остатков оценивается в 260 млн. долл. США. С вводом комплекса производство котельных топлив на НПЗ Одессы и Плоешти предполагается прекратить.

В **нефтехимии** предусматривается реконструкция установки «Этилен-150» с увеличением ее мощности на 15 тыс. т/г. по этилену.

В **полимерном производстве** предусмотрены реконструкция установок: полимеров; полистирола для производства АБС-сополимера с прекращением производства суспензионного полистирола и полимеров; «Полиэтилен-2»; этилбензола и стирола, а также вывод из эксплуатации установки «Полиэтилен-1».

Для проведения всей модернизации и технологического обновления всего комплекса нефтехимического комбината в программу развития до 2010 г. включен ряд **вспомогательных производств и объектов**, играющих важную роль для повышения эффективности и надежности работы, уменьшения расходов и потерь нефти и нефтепродуктов, энергетического обеспечения мощностей и улучшения экологических характеристик производств.

ВЫВОДЫ

1. Обобщен и проанализирован материал по истории зарождения, становления и развития нефтяного дела Болгарии. Впервые исследованы в историко-техническом аспекте нефтеперерабатывающие и нефтехимические производства НПЗ–Русе, НХК–Бургас и НХК–Плевен, использование нефтей Тюленевского и Долно-Дыбникского месторождений.

На основании подробного анализа физико-химических свойств и фракционного состава перерабатываемых нефтей показано их влияние на технологию переработки и развитие нефтеперерабатывающих и нефтехимических процессов.

2. Изучена история становления и развития НХК–Бургас с момента принятия решения о его строительстве до приватизации российской нефтяной компанией «ЛУКОЙЛ».

Представлен анализ технического и технологического состояния нефтеперерабатывающих производств, а также процессов реконструкции и модернизации на установках атмосферной дистилляции (АД), каталитического риформинга (КР) и гидроочистки (ГО) на различных этапах развития НХК–Бургас.

3. Дана оценка роли Совета Экономической Взаимопомощи в развитии нефтегазового дела, нефтепереработки и нефтехимии Болгарии.

4. Анализ состояния экономики Болгарии перед приватизацией АД «Нефтохим» Бургас и оценка болгарского рынка с точки зрения иностранного инвестора — российской НК «ЛУКОЙЛ», а также состояния нефтехимического комбината на момент приватизации показал правильность принятия решения об участии в приватизации.

Выполненный анализ использован для дальнейшей разработки программы модернизации и реконструкции комбината, а также при принятии инвестиционной программы.

5. Разработанная на основе историко-технического анализа программа развития и реконструкции производственных мощностей АД «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас» позволяет решать следующие основные задачи: повысить эффективность глубокой переработки нефти при оптимальной загрузке основных узлов и установок в технологической цепи мощностей нефтехимического комбината; совершенствовать товарную продукцию в количественном и качественном отношении в полном соответствии с европейскими и международными требованиями; проводить технологическое и аппаратурное обновление производственных установок, направленное на снижение энергетических и материальных затрат; автоматизировать и оптимизировать системы управления и контроля технологических процессов; улучшить и привести к нормативным требованиям экологические параметры производств.

**ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ДИССЕРТАЦИИ ОТРАЖЕНЫ
В СЛЕДУЮЩИХ РАБОТАХ:**

1. Ракитский В. М. Решение некоторых региональных взаимоотношений в нефтяном производстве российскими компаниями // Тезисы докладов I Всероссийской научно-практической конференции «Современные проблемы истории естествознания в области химии, химической технологии и нефтяного дела». 22–24 ноября 2000 г.— Уфа: Изд-во «Реактив», 2000.— С. 49.

2. Ковач Й., Ракитский В.М. Некоторые пути взаимодействия российских и зарубежных нефтяных компаний // Тезисы докладов I Всероссийской научно-практической конференции «Современные проблемы истории естествознания в области химии, химической технологии и нефтяного дела». 22–24 ноября 2000 г.— Уфа: Изд-во «Реактив», 2000.— С. 32.

3. Ракитский В. М. Исторические этапы развития Бургасского нефтехимического комбината // Башкирский химический журнал.— Уфа: Изд-во «Реактив», 2000.— Том 7, № 6.— С. 86–87.

4. Ракитский В. М. Зарождение нефтяного дела в Болгарии // Химические реактивы, реагенты и процессы малотоннажной химии // Тезисы докладов XIV Международной научно-технической конференции «Реактив 2001».— Уфа: Изд-во «Реактив», 2001.— С. 158.

5. Ракитский В. М., Мовсумзаде Э. М. К 50-летию нефтяного дела Болгарии // Нефтепереработка и нефтехимия: НТИС.— М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2001.— № 1.— С. 49–50.

6. Ракитский В. М., Михайлова С. А., Мовсумзаде Э. М. Исторические этапы развития процессов нефтепереработки на Бургасском нефтехимическом комбинате // Нефтепереработка и нефтехимия: НТИС.— М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2001.— № 6.— С. 46–50.

7. Ракитский В. М. Перспективы развития АД «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас» // Башкирский химический журнал.— Уфа: Изд-во «Реактив», 2002.— Том 9, № 1.— С. 82–87.

8. Ракитский В. М., Гольянов А. И., Мовсумзаде Э. М. Развитие нефтепереработки и нефтехимии Болгарии.— Уфа: ООО «Издательство научно-технической литературы “Монография”», 2002.— 187 с.

Соискатель



В. М. Ракитский