



**Мировой нефтегазовый рынок:
инновационные тенденции**

Москва 2008

Институт энергетической стратегии
ЭКЦ «Мировая энергетика»

**Мировой нефтегазовый рынок:
инновационные тенденции**

МОСКВА – 2008

ББК 31

Мировой нефтегазовый рынок: инновационные тенденции /Под ред. д.т.н.

В.В. Бушуева, д.э.н. Е.А. Телегиной и д.э.н. Шафраника Ю.К.

– М.: ИД «Энергия», 2008. – 358 с.: ил.

Авторский коллектив:

А.В. Агафонов (гл. 1, 2, 4), У.Ю. Арслангулов (гл. 6)

К.М. Бушуев (гл. 4.3), М.Е. Волков (гл. 1, 5, 6.4)

Т.Р. Сафиуллин (гл. 1, 3), А.Я. Цуневский (гл. 2)

Авторы – недавние выпускники Государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина, работающие в составе Лаборатории «Энергетическая инициатива» («ЛЭНИИ») при Институте энергетической стратегии и Экспертно-консультационного центра «Мировая энергетика».

При подготовке отдельных разделов книги использованы также материалы сотрудников ИЭС и «ЛЭНИИ» д.ф.-м.н. Кириллова В.И. и к.э.н. Тумановой Е.В. (гл. 4.2), к.ф.-м.н. Сокотущенко В.П., д.ф.-м.н. Жарова В.Е., инж. Косарева Ю.А. (гл. 4.3) и инженера Сокотущенко Н.В.

В данной книге представлен современный взгляд на текущее состояние и тенденции развития мирового нефтегазового рынка. Впервые системно показано, что конъюнктура мировых цен на нефть определяется не только и не столько балансом спроса и предложения, а скорее финансовыми условиями на «рынке ожиданий».

Этот рынок трудно предсказуем, но... достаточно закономерен. Главное – что происходит трансформация рынка: от сырьевых товаров – к торговле сервисными услугами, технологиями, возобновляемыми энергетическими, экологическими ресурсами, переход к «виртуальному» рынку, где значима интеллектуальная и психологическая роль человеческого фактора.

Эти инновационные тенденции меняют также и ценностные ориентиры развития с учетом все возрастающей роли энергоэффективности как нового рыночного продукта и нового ресурса в структуре народного благосостояния и потенциала устойчивого развития мировой энергетики.

Книга представляет интерес для научных работников, специалистов энергетических компаний и консалтинговых центров, политиков, экономистов и экологов, представителей биржевых структур, а также всех интересующихся проблемами мировой энергетики и экономики.

Авторы выражают свою благодарность за поддержку при подготовке и издании этой книги председателю Совета Союза нефтегазопромышленников России Ю.К. Шафранику

ISBN 978 5-98908 018 2

© Институт энергетической стратегии, 2008

© ЭКЦ «Мировая энергетика», 2008.

© ЛЭНИИ, 2008.

© ИД «Энергия», 2008.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	6
ГЛАВА 1	
РАЗВИТИЕ МИРОВОГО	
НЕФТЕГАЗОВОГО РЫНКА	9
1.1 Эволюция нефтегазового рынка	10
1.2 Инфраструктура мирового энергетического рынка	21
ГЛАВА 2	
СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ	
НЕФТЕГАЗОВОГО РЫНКА	30
2.1 Ресурсная обеспеченность и предложение	31
2.2 Спрос	37
2.3 Затраты на добычу	40
2.4 Факторы, влияющие на спрос и предложение	41
ГЛАВА 3	
ТРАНСФОРМАЦИЯ МИРОВЫХ	
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ:	
ПЕРЕХОД ОТ БАРРЕЛЯ	
К ПРОДУКТАМ И УСЛУГАМ	48
3.1 Новые методы оценки благосостояния стран	50
3.2 «Зеленый рынок» (торговля квотами)	69
3.3 Рынок сервисных услуг	87
ГЛАВА 4	
КОНЬЮНКТУРА МИРОВЫХ ЦЕН НА НЕФТЬ	109
4.1 История развития биржевого рынка нефти	
и его значение	109
4.2 Структурная трансформация мирового рынка нефти:	
переход к виртуальному рынку нефти	120
4.3 Прогноз цен на нефть	146
4.4 Конъюнктура рынка нефтепродуктов	177
ГЛАВА 5	
РЫНОК ПРИРОДНОГО ГАЗА	208
5.1 Современное состояние газового рынка	208

5.2. Развитие рынка СПГ	213
5.3 Развитие рынка GTL	220
5.4 Эволюция газовых рынков и конъюнктура цен на газ	222
5.5 Формирование трансконтинентального рынка газа и долгосрочные контракты	254
5.6 Анализ цен на газ на рынке США и прогноз до 2030 года	259
ГЛАВА 6	
ЭНЕРГЕТИКА БУДУЩЕГО	
И КОНКУРИРУЮЩИЕ РЕСУРСЫ	268
6.1 Возобновляемая электроэнергетика	272
6.2 Нетрадиционные виды моторного топлива	294
6.3 Энергоэффективность — новый ресурс	322
6.4 Энергоэффективные технологии будущего	344
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	354
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	355

Уважаемые читатели!

Вы держите в руках книгу «Мировой нефтегазовый рынок: инновационные тенденции», подготовленную коллективом молодых ученых-энергетиков и экономистов на основе обзора этапов развития рынка углеводородов в попытке дать свой, во многом новаторский, взгляд на перспективы будущего мирового энергетического комплекса.

Важным содержательным моментом этой книги, ее «изюминкой» является проходящий через всю работу анализ эволюции рынка на пути перехода от барреля к продуктам и услугам, включая рынок нефтепродуктов и сервисных услуг, рынок сетевого и сжиженного газа, новых технологий и возобновляемых источников энергии. Кроме того, фьючерсов и, соответственно, приведены прогнозы конъюнктуры мировых цен на нефть и газ.

Нефть все больше и больше становится не просто товаром, а денежным эквивалентом политических и экономических действий в глобальном мире.

Интересным и весьма актуальным, на наш взгляд, является подход к оценке нового состояния энергетического рынка как «финансово-детерминированного» и определение в этой связи основных тенденций развития главных компонентов такого рынка на основе применения методов математического и статистического прогнозирования, а также анализ взаимосвязи рынка нефти и мировой финансовой системы.

Мы желаем этой работе найти свое место в широком спектре современного анализа мировой энергетики, а ее авторам — больших творческих успехов и новых ярких свершений.

*Ю.К. Шафраник,
Председатель Совета Союза
нефтегазопромышленников России,
Председатель Совета директоров
Института энергетической стратегии,
доктор экономических наук.*

ВВЕДЕНИЕ

Начало 21 века стало важной вехой в развитии нефтегазового рынка. Мировая энергетическая система переходит на новый этап эволюции. Происходят структурные изменения во всех звеньях мировой энергетики: изменяется география потребления и добычи энергоносителей, появляются новые игроки, сменяются приоритеты, происходит качественное преобразование рынков от физических к преимущественно финансовым. Рынок становится более рискованным по мере того, как нефть становится главным товаром современной экономики. Причем пропорционально возрастают все риски, связанные с нефтегазовым бизнесом. Стремительно увеличивается потребление энергоресурсов, в первую очередь со стороны развивающихся стран, истощаются запасы дешевой нефти — производителям приходится разрабатывать месторождения тяжелой и трудноизвлекаемой нефти, осваивать шельфовые месторождения газа, в том числе и сверхглубокие. Все это происходит на фоне растущих цен на энергоносители и увеличивающейся стоимости нефтегазовых проектов.

Возрастают и политические риски. Обостряется межнациональная и религиозная напряженность, появляются новые центры силы и сменяются лидеры мировой экономики. Если ранее энергетика развивалась, руководствуясь преимущественно экономическими интересами, то сейчас на первый план выходит геополитика и национальная энергетическая безопасность. Да, именно национальная, а не глобальная, потому что в рамках любых форм международного сотрудничества, каждая страна решает свои национальные интересы.

Поэтому происходящие сейчас структурные изменения на нефтегазовом рынке — это ответ мировой энергетической системы на описанные выше угрозы.

Новый этап развития мировой энергетики заключается в переходе к энергоэффективной и экологически чистой модели развития. Безусловно, подобные тенденции диктуются потребителями природных ресурсов, и в первую очередь развитыми странами. В условиях высоких цен на нефть потребители генерируют новые источники получения прибыли. Если рассматривать вновь появившиеся или зарождающиеся сегменты энергетического рынка, то именно потребители стоят у истоков

их зарождения: рынок сервисных услуг зародился именно благодаря компаниям-мейджорам, представляющим развитые страны, проводником механизмов Киотского протокола стал Евросоюз и отдельные компании США при том, что США не присоединились к Протоколу. В недалеком будущем появится рынок технологий (он уже существует в неявной форме, когда передача технологий происходит через слияния и поглощения и совместное осуществление проектов) в явном виде, а в перспективе возможно возникновение рынка человеческого капитала. Все эти сегменты в отличие от рынка нефти и газа предлагают продукт с высокой добавленной стоимостью, формируемой за счет нематериальных активов, которые в современной экономике принадлежат преимущественно развитым странам.

В начале 21 века произошло осознание мировой общественностью, что энергетика не может больше развиваться по экстенсивному пути, наращивая объемы потребления и производства энергоресурсов, необходима интенсификация развития энергетической системы. Соответственно вопросы энергоэффективности и экологического воздействия приобретают новый окрас в двадцать первом столетии.

Если раньше основным вопросом, который тревожил сознание мировой общественности на протяжении длительного периода, был «На сколько хватит нефти», то сейчас гораздо более актуальным становится вопрос: «Сколько будет стоить нефть», потому, что цена на энергоносители, а, в частности на нефть, определяет развитие современной экономики. И происходит это не только из-за того, что у различных стран разные верхние пределы нефтяной цены, безболезненные для экономики. Дело еще и в том, что энергетический сектор аккумулировал на данный момент огромное количество капитала как в виде прямых инвестиций, так и в виде нефтяных фьючерсов. И эта вторая составляющая весьма значительна.

Нефтяной фьючерс постепенно приобретает помимо своего первоначального смысла, как инструмента хеджирования рисков, значение инвестиционного инструмента, пускай и значительно более рискованного, чем акции и облигации, но в то же время значительно более доходного при оперативном управлении.

В данной книге авторы попытались объяснить происходящие на рынке изменения, а также спрогнозировать будущее энергетической системы. В книге рассмотрены вопросы эволюции нефтяного и газового рынков, как основных представителей глобальной энергетики, происходящие с ними структурные изменения, а также вопросы появления новых сегментов рынка и будущее неуглеводородной энергетики. Коллектив авторов надеется, что все изложенные идеи, многие из которых в значительной степени уникальны, найдут место в сознании читателей и вызовут понимание.

ГЛАВА 1

РАЗВИТИЕ МИРОВОГО НЕФТЕГАЗОВОГО РЫНКА

Современный нефтегазовый рынок представляет собой глобальный конгломерат тесно сросшихся взаимоотношений между производителями сырья и продуктов и их потребителями по всему миру. Причем тенденции и конъюнктура на этом рынке влияет непосредственно на всю мировую экономику, на темпы развития, на подъем и рецессию и во многом определяет курс государств. Более того, этот рынок превращается не только в поле боя за благосостояние, но и в мировую политическую арену, господство на которой позволяет воздействовать на внешнюю политику многих государств, является своего рода «мирным рычагом давления».

Для нефтегазового рынка характерно взаимодействие различных агентов, получающих выгоду от данного сотрудничества не только в виде результата купли-продажи, но и страховщиков рисков изменения цен (хеджеры), «игроков» — жаждущих заработать на этом риске, а также различных посредников, обеспечивающих проведение таких сделок.

Также, рынок изобилует огромным разнообразием контрактов — как срочных, так и бессрочных, с различной степенью риска. В роли места торгов выступают торговые площадки (или биржи) по всему миру.

Сегодня модно констатировать, что нефть и другие энергоносители стали основным товаром в современной экономике. А цена на нефть сегодня — это один из определяющих факторов развития мировой экономики. В свою очередь, новые возможности глобального единого рынка, автоматизации и информатизации процесса торговли энергоносителями делают нефтегазовый рынок все более интенсивным и «виртуальным».

1.1 Эволюция нефтегазового рынка

Нефть была известна людям еще до новой эры. Однако нефтяная промышленность зародилась только в середине 19 века. С того времени нефтяной рынок претерпел серьезные изменения. Газовый рынок сейчас находится на этапе своего становления и объединения региональных сегментов.

История нефтяной отрасли

Этапы исторического развития

Нефть использовали с древних времен, в основном в местах, где она выступала на поверхность главным образом, для освещения и смазки трущихся поверхностей. В России нефть начали добывать в регионе Каспийского моря. Для этой цели рыли расширяющиеся книзу колодцы, откуда «черное золото» черпали емкостями, изготовленными из овечьих шкур. Продукт шел на хозяйственные нужды: люди смазывали им телеги, жгли в глиняных светильниках и использовали в строительстве — землей, пропитанной нефтью, крыли крыши. Нефтью в России заинтересовались при Петре I. В те годы в Петербург из Баку было доставлено с десятков бочек «черного золота». Эксперты долго изучали вещество и пришли к выводу, что «вонючая черная жижа совершенно бесполезна».

Общепризнанной датой зарождения мировой нефтяной промышленности принято считать 27 августа 1859 г., когда полковник Эдвин Дрейк пробурил около Титусвилля (Пенсильвания) первую нефтяную скважину, имевшую коммерческий успех. Достижение полковника вызвало настоящую «нефтяную лихорадку»: в поисках удачи в Пенсильванию стали съезжаться нефтедобытчики со всей страны, скважины бурились буквально одна на одной. Все это привело к перепроизводству и резкому снижению цен.

В середине XIX века наибольший доход приносила не добыча сырой нефти, а ее доставка (сначала с помощью гужевого транспорта, а затем по железной дороге) на нефтеперегонные заводы и дальнейшая переработка в керосин.

К 1870 г. Рокфеллер основал компанию «Standard Oil». В то время компания занимала всего 4% рынка, на котором работали

250 независимых производителей. Однако спустя четыре года ее доля выросла до 25%, а к 1880 г. — до 80...85% (при этом число компаний-конкурентов сократилось до 80). К концу века монополист Рокфеллер владел танкерами, трубопроводами, многочисленными заводами и активно скупал сошедших с дистанции конкурентов, которые не могли или не хотели вкладываться в новые технологии, нефтехранилища и нефтепроводы (в отличие от «Standard Oil»), добился скидок у владельцев железных дорог, а кроме того, всячески сокращал производственные затраты. В результате за период с 1870-го по 1885 г. цена на керосин упала с 26 до 8 центов за галлон.

Рост и установление могущества «Standard Oil» началось с горизонтальной интеграции на уровне нефтеперерабатывающих заводов, а затем появилась и вертикальная интеграция в виде множества дочерних компаний. В то время как «Standard Oil» использовала вертикальную интеграцию для установления монополии, прочие участники рынка стали применять ее как оборонительное средство для выживания в конкурентной борьбе. Таким образом, интеграция, которая и теперь остается важным аспектом существования нефтедобывающей промышленности, возникла исторически как результат 40-летнего господства концерна «Standard Oil».

В конце XIX века нефтяная промышленность стала активно развиваться в Баку. Значительный вклад в развитие этого региона внесли братья Нобели. К началу XX века около половины мировой добычи нефти приходилось на Баку. Однако в 1920 г. большевики захватили власть в Баку и активы компании Нобелей были национализированы.

Начало XX века также связано с появлением ряда знаковых нефтяных компаний. В 1907 г. голландская «Royal Dutch», осваивавшая месторождения в Индонезии, объединилась с британской транспортной компанией «Shell». А в 1908 г. для разработки иранских нефтяных месторождений была создана «Anglo-Persian Oil Company» (впоследствии «Anglo-Iranian Oil Company», а позже — «British Petroleum»). Большую поддержку становлению будущего гиганта оказал молодой начальник британского Адмиралтейства Уинстон Черчилль, который спровоцировал переход английского военно-морского флота с угля на нефть. Естественно, поставщиком топлива для королевского флота была назначена «Anglo-Persian Oil Company».

Также в этот период возникли американские компании «Техасо» и «Gulf», выросшие на открытых тexasских месторождениях. В 1911 г. Верховный Суд США признал «Standard Oil» монополией, после чего трест Рокфеллера был разделен на 34 компании, самыми крупными из которых стали «Standard Oil of New Jersey» («Esso», а позже — «Exxon»), «Standard Oil of New York» (впоследствии — «Mobil»), «Standard Oil of California» («Socal», после слияния с «Gulf» в 1984 г. — «Chevron»). Так началась эпоха «семи сестер» («Exxon», «Mobil», «RoyalDutchShell», «BP», «Chevron», «Gulf and Texaco»).

Мощный толчок для дальнейшего развития нефтяной промышленности дало изобретение автомобиля, открыв новый, быстро растущий рынок для нефти. После Первой мировой войны, нефтяная отрасль стала расширяться, чтобы удовлетворить быстрорастущие потребности промышленности США, Германии и других стран, а также появившихся средств передвижения по суше, по морю и по воздуху, которые полностью зависели от нефтепродуктов, являющихся источником топлив и смазочных масел.

Растущий спрос определил не только всплеск цен, но и политические действия правительств. Предстоящая «война моторов» вызвала к жизни аннексию румынских месторождений со стороны Германии, а в Советском Союзе началось форсированное освоение «второго Баку» в Поволжско-Уральской зоне.

По окончании Второй мировой войны начал формироваться трансконтинентальный рынок нефти. Послевоенное восстановление Европы стимулировало зарождение второго после США центра потребления. А развитие Ближнего Востока породило главный центр добычи нефти.

В сентябре 1960 г. была создана Организация стран-экспортеров нефти (ОПЕК). Главной целью этой новой силы, стало перераспределение прибыли в сторону нефтедобывающих государств. Первоначально в состав организации вошли Иран, Ирак, Кувейт, Саудовская Аравия и Венесуэла. К этим пяти странам, основавшим организацию, позднее присоединились ещё девять: Катар (1961), Индонезия (1962), Ливия (1962), Объединённые Арабские Эмираты (1967), Алжир (1969), Нигерия (1971), Эквадор (1973–1992), Габон (1975–1994), Ангола (2007). Одна-

ко до 1973 г. роль ОПЕК была незначительной — нефтяной отраслью правили «семь сестер».

Новейшая история нефтяного рынка

До начала 70-х гг., цены на нефть оставались практически неизменными в ценовом диапазоне на уровне менее 2 долларов за баррель. В 1970-е годы ситуация в нефтяной сфере кардинально изменилась. Введенное арабскими странами эмбарго на нефть 1973–1974 гг. направленное против США и других стран, поддерживающих Израиль в арабо-израильских конфликтах, привело к первому из нескольких резких скачков цен на нефть, в результате чего нефть стала товаром, за которым средний потребитель следит наиболее внимательно.

Иранская революция 1978–1979 гг. сократила поставки нефти, что опять взвинтило цены, которые с более 2,4 дол./баррель. еще в 1972 г. выросли почти до 37 дол./баррель. в 1980 г. Также в период с 1971–1980 гг. происходит национализация нефтяных активов в ряде добывающих стран (Алжир — 1971, Ливия — 1971, Ирак — 1972, Кувейт и Катар — 1975, Венесуэла — 1976, Саудовская Аравия — 1974–1980). В 1981 г. последовал второй нефтяной шок. В нефтяной промышленности наступила эпоха ОПЕК. В результате череды повышений в 1981 г. была достигнута максимальная величина реальной цены на сырую нефть.

Нефтяной кризис, охвативший мир, вызвал форсированное освоение в Советском Союзе Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. В 1980 г. был достигнут пик добычи в 150 млн т на Самотлоре, в 1,5 раза превысивший первоначально планировавшийся максимум добычи. За счет экспорта этой нефти Западная Европа была спасена не только физически, но и экономически, ибо российские поставки способствовали снижению мировых цен на нефть, начавшееся в 1982 г. и приведшее к полномасштабному обвалу в 1986 г. В 1985–1986 гг. среднегодовая закупочная стоимость сырой нефти нефтеперерабатывающими заводами упала с 28,34 до 15,02 дол./баррель. В некоторых районах Соединенных Штатов стоимость сырой нефти низкого качества на месторождении составляла всего 7 дол./баррель.

Как и предыдущие резкие повышения цены нефти в результате срывов поставок, осуществленных ОПЕК, обвал цен был также вызван решением главных членов ОПЕК, в первую очередь Саудовской Аравии, вернуть себе потерянную часть нефтяного рынка. Часть рынка была утрачена в результате беспрецедентного роста добычи нефти во всем мире, это явилось следствием взлета цен в 1970-е годы.

Начиная с 1986 г., когда правительство США полностью отказалось от госрегулирования, цены на нефть остаются подвижными. До конца 1980-х годов они были достаточно низкими; однако после очередного кризиса на Ближнем Востоке цены на сырую нефть стали «скакать», как при катании на американских горках. В результате нападения Ирака на Кувейт в 1990 г. рынок терял 4,2 млн баррель/сут., что составляло почти 7% мировых поставок нефти; это подняло реальную (с учетом инфляции) цену на сырую нефть в среднем до 19,61 дол./баррель. Когда нефтедобывающие страны показали, что могут полностью заменить Иран и Кувейт в плане поставок нефти, что совпало с глобальным экономическим спадом, ограничившим спрос на нефть, реальная цена нефти упала в 1991 г. до 16,19 дол./баррель. Продолжающееся снижение спроса в сочетании с увеличением добычи нефти привело к снижению реальной цены до 15,22 (в 1992 г.), а затем и до 13,21 дол./баррель.

Растущая добыча в Северном море и других, не входящих в ОПЕК, поставщиков в сочетании с постоянно присутствующим призраком возвращения на рынок иракской нефти поддерживали представление о достаточности предложений нефти на мировом рынке. В это же время разразившийся финансовый кризис 1997–1998 гг., по сути, впервые, поставил под сомнение зависимость цен от фундаментального фактора «спроса — предложения». Дефицит финансовых ресурсов у потребителей и производителей нефти привел к сокращению спроса и падению цен, что и подтвердил кризис 1998 г.

После выхода из финансового кризиса после 1999 г. определяющим стал экономический бум в Китае и, соответственно, бурный рост спроса на нефть и новый взлет цен, продолжавшийся с определенной коррекцией вплоть до середины 2008 г. Более подробно динамика рынка в этот период рассмотрена в разделе 4.3 (рис. 4.13).

Сегодня рынок нефти уже не такой, каким он был 10 лет назад, и перспективы увеличения стоимости нефти до 200 дол. за баррель, также как и падение цен до 40 дол., уже не кажутся такими недостижимыми. При этом рынок нефти от рынка преимущественно физического товара перешел к рынку преимущественно финансового товара, а именно фьючерса.

История газовой отрасли

Этапы исторического развития

История газовой отрасли началась с религиозного применения еще в античном мире. Тогда в местах, где газ вырывался на поверхность, появлялись «вечные огни», которым люди приписывали божественное происхождение и сооружали храмы.

Более полезное применение природному газу нашли китайцы приблизительно в 500 г. до н.э. Они начали сооружать первые газопроводы из бамбука для транспортировки газа из мест его выхода на поверхность до поселений, где его использовали для кипячения морской воды, отделяя соль и превращения ее в пресную.

Впервые газ начали применять в коммерческих целях в Великобритании в 1785 г. для освещения зданий и уличных фонарей. Тогда использовался искусственный газ или «заводской». Первая газораспределительная сеть была сооружена в одном из районов Лондона компанией «Gas Light and Coke Company». К 1819 г. в Лондоне насчитывалось 288 миль газопроводов. А в течение 10 лет были газифицированы многие крупные города Великобритании. Заводской газ применялся на «туманном Альбионе» вплоть до 1977 г., когда была завершена программа перехода на природный газ. Выдающимся для газовой промышленности Великобритании стал 1959 г.: тогда страна впервые импортировала СПГ из Мексиканского залива, и было открыто крупнейшее европейское газовое месторождение Гронингем. Тогда же начинает развиваться газовый рынок континентальной Европы.

В Российской Империи промышленное применение искусственного газа началось в 1835 г. в Петербурге. К 1870 г. в Санкт-Петербурге было построено пять заводов искусственного газа, общая их производительность составляла 30 млн куб. м в год.

Газ в основном шел на освещение улиц, торговых помещений, учреждений, и небольшая часть подавалась в квартиры. В Москве завод искусственного газа был построен в 1865 г. и проработал до 1957 г.

Начало развитию газовой отрасли СССР было положено в 1922 г., когда в Сураханах (Азербайджан) из скважины № 1 был получен газовый фонтан. Этим фонтаном газа заинтересовались ряд фирм, занимающихся добычей нефти в Баку. Началось бурение газовых скважин. К этому времени уже имелись металлические трубы. Газ, добываемый из скважин, по трубам подавался на нефтеперерабатывающие заводы, где он использовался в качестве топлива при переработке нефти.

Большой вклад в развитие российской газовой промышленности внес И.М. Губкин, по инициативе которого были начаты усиленные поисковые работы. С 1940-х годов начинается строительство газопроводов. Однако газовый бум в СССР начался с открытия западносибирских газовых месторождений (первым в 1953 г. было открыто Березовское газовое месторождение). Развитие Западной Сибири сопровождалось строительством крупных магистральных газопроводов. В 1966 г. СССР начал экспортировать природный газ в Европу.

В 1918 году крупные газовые месторождения были открыты в США на севере Техаса, а в 1922 году в штате Канзас. Запасы этих месторождений составляли 3,3 трлн куб. м. Первоначально газ рассматривался как побочный продукт и ежедневно в атмосферу выбрасывалось около 28 млн куб. м. Однако с формированием рынков сбыта появляется и коммерческий интерес к природному газу. Это привело к появлению крупных газовых компаний таких, как «Lone Star Gas Company», «Arkansas Louisiana Gas Company», «Kansas Natural Gas Company», «United Gas Company». Формирование крупного центра добычи на Юго-Западе США не снимало вопроса транспорта газа до центров потребления.

Настоящее развитие газовой отрасли США получила только после Второй Мировой Войны, когда начали применять новые методы сварки и производить трубы более высокого качества. Все это привело к газовому буму в 50–60-е, когда были построены тысячи миль газопроводов по всей территории США.

Были газифицированы крупные северо-восточные города такие, как Филадельфия, Нью-Йорк и Бостон.

С появлением надежных способов доставки газа до потребителей было найдено множество применений для природного газа. Началось его промышленное применение, в том числе и в электроэнергетике. Кроме того, в 50-х годах начал формироваться национальный газовый рынок США посредством объединения региональных сегментов и появления регулирующих инструментов.

В 1960-х годах газовая отрасль США ощутила проблему нехватки газа. А нефтяное эмбарго стран ОПЕК в 1973 году и последующее переключение промышленных производителей с нефти на газ еще более усугубило ситуацию. Это заставило власти США провести реструктуризацию газового сектора посредством ряда законодательных актов, которые сформировали свободный рынок газа.

В СССР газовая отрасль также активно развивалась, хотя и отставала по темпам от США. Экономика Советского Союза потребляла ежегодно 10...15 млн куб. м газа в начале 30-х годов, а десятилетие спустя эта цифра выросла до 3 392 млн куб. м (США добывали 50 млрд куб. м газа).

В 1942 г. были открыты месторождения природного газа в Куйбышевской области с запасами в сотни миллионов кубометров. В 1943 г. вступил в строй первый советский газопровод «Бугуруслан – Куйбышев» длиной 160 км.

С пуском в эксплуатацию магистрального газопровода «Саратов – Москва» (1946 г.) протяженностью 843 км начинается новый этап развития газовой отрасли СССР.

С августа 1959 г. действует вторая очередь газопроводной системы «Северный Кавказ – Центр». В начале 60-х годов для нужд столицы используется также газ Шебелинского месторождения.

В тот же период начинается эксплуатация среднеазиатских месторождений природного газа. Строятся трубопроводы «Средняя Азия – Центр», «Бухара – Урал». Шло освоение Оренбургских запасов газового сырья. Построен экспортный газопровод «Союз» длиной 2 750 км.

В 1966 г. начинается освоение западносибирских месторождений. Во второй половине 70-х годов добыча природного газа

в Советском Союзе выросла в 4,8 раза, а в 1984 г. СССР вышел на первое место в мире по его добыче — 587 млрд куб. м в год. Был сооружен газопровод «Уренгой — Ужгород». Во Франции состоялась церемония открытия трансконтинентального газопровода «Западная Сибирь — Западная Европа» протяженностью свыше 20 тыс. км.

Новейшая история рынка природного газа

По мере того как природный газ стал рассматриваться как полезный, чистый энергоноситель, а не просто как бросовый побочный продукт добычи нефти, повышалась его ценность. Однако в связи с трудностями транспортировки газа по сравнению с жидкостями и с тем, что инфраструктура сектора энергопользования была построена в основном с учетом нефти и угля, на ранних стадиях своей истории природный газ не стал востребованным товаром. За пределами США его использовали крайне незначительно.

Однако спрос и предложение природного газа в других странах мира резко возросли в течение последних десятилетий. Значительная добыча природного газа из морских месторождений в Северо-Западной Европе, особенно в районе Северного моря, в Северной Африке и в республиках бывшего Советского Союза, обеспечивает возросший спрос в Европе. Разработка технологии сжижения природного газа, которая позволила транспортировать огромные его объемы на специально построенных контейнерных судах, предназначенных для перевозки на большие расстояния через океан, способствовала созданию гигантского рынка природного газа в Азии. Таким образом, в странах Дальнего Востока, особенно в Японии, появилась возможность потребления больших объемов сжиженного природного газа, поступающего из Австралии, Индонезии, Малайзии, Брунея и стран Ближнего Востока. В мире, постоянно озабоченном ухудшением состояния окружающей среды, природный газ, способный полностью сгорать с образованием нетоксичных продуктов, должен оказаться наиболее предпочтительным и перспективным топливом в XXI в.

Точно так же как нефтяная промышленность изменилась раз и навсегда в результате взлета цен на нефть в 1970-х годах, газовая промышленность претерпела столь же кардинальные

изменения в 1980-х гг. вследствие потрясений, вызванных государственным регулированием в США, на крупнейшем газовом рынке. В эти годы изменения в государственном регулировании и законодательстве позволили потребителям приобретать газ непосредственно у производителя и договариваться с газораспределительными компаниями о доставке газа по трубопроводу за плату. Эта тенденция к увеличению эффективности рынка усилилась в результате приказа № 636 Федеральной энергетической регулятивной комиссии (Federal Energy Regulatory Commission, FERC), вступившего в силу в ноябре 1993 г., согласно которому при перемещении природного газа по трубопроводу из одного штата в другой продажа и транспортировка должны осуществляться как отдельные услуги. В 1992 г. объем природного газа, доставленного промышленным и коммерческим потребителям, а также электроэнергетическим компаниям за счет других лиц, достиг в США 210 млрд куб. м, в том числе 70% потребителям в промышленности, 64% — электроэнергетическим компаниям и 17% — коммерческим потребителям. Вскоре в США почти все эти поставки, за исключением небольшой доли, будут осуществляться посредством транспортировки по газопроводам, а не продажи природного газа через посредников.

Появление технологии сжижения открыла для природного газа, как товара, большие перспективы. История сегмента СПГ началась в 1912 г., когда в Западной Вирджинии был сооружен первый завод. В 1949 г. был построен первый коммерческий завод по сжижению в Кливленде. Первый танкер с СПГ отправился в плавание в 1959 г. от терминала Lake Charles в Луизиане до Великобритании. Это событие доказало, что газ может выйти за региональные масштабы и стать глобальным товаром. В 1964 г. Великобритания начала импортировать СПГ из Алжира, превратившись в крупнейшего импортера СПГ, а Алжир стал первым в списке экспортеров. В 1969 г. начались первые поставки в Японию из Аляски. В 70-е годы на рынок СПГ выходят такие производители, как Бруней и Ливия. В 80-е годы СПГ начинают экспортировать Малайзия и Австралия. В 1997 г. начинает действовать завод в Катаре. В 90-е годы на рынке появляются новые производители СПГ по всему миру.

Россия существенно отстала от всего мира в части СПГ, ориентируясь исключительно на развитие газотранспортных систем как внутри страны, так и, особенно, в экспортных поставках.

Сейчас в газовой отрасли происходит формирование трансконтинентального рынка. Этот процесс затянется приблизительно до 2030 г., когда доли СПГ и трубопроводного газа сравняются. Дальнейшая эволюция рынка газа пока не совсем очевидна. Безусловно, путь старшего собрата (рынка нефти) к финансовому рынку с большой долей спекулятивного интереса неприемлем для газовой промышленности, т.к. ценовые колебания, подобные изменениям нефтяных котировок, сведут на нет всю инвестиционную деятельность и заведут рынок в тупик. Скорее всего, газовая промышленность пойдет по самобитному пути.

1.2 Инфраструктура мирового энергетического рынка

Говоря об энергетическом рынке сегодня, первоначально подразумевается нефтяной рынок ввиду особой важности для мировой экономики и ориентира для остальных сегментов энергетического рынка. Сегодня любой сегмент энергетического рынка имеет две составляющие: физическую и финансовую. Физическая составляющая — это запасы, добыча, потребление, основные потоки поставок. Финансовая же составляющая — это механизмы осуществления сделок и снижения рисков. Именно, вторая составляющая получила значительное развитие за последние годы. Она во многом определяет развитие рынка и заслуживает более пристального внимания.

Субъекты нефтегазового рынка

Как и на традиционных рынках, первыми на энергетический рынок сразу после либерализации доступа и возникновения свободного ценообразования вышли основные участники: потребители и производители.

- *Потребители и производители.* Потребители и производители энергоносителей, в первую очередь, заинтересованы в покупке энергии оговоренного качества для своих нужд на определённый период времени и в получении объективной ценовой информации для принятия деловых решений. Колебания цен на свободном рынке, гораздо более существенные, чем те, к которым привыкли производители и потребители в период государственного регулирования, способствовали формированию спроса на хеджирование рисков. При наличии ликвидного рынка энерготоваров, потребители и производители получают возможность на определённые периоды времени застраховаться от колебаний цен не через заключение долгосрочных прямых контрактов, а через торгуемые на организованных рынках производные инструменты.
- *Хеджеры.* К этой группе участников рынка относятся те же производители и потребители, выходящие на рынок не с целью продажи или приобретения товара, а с целью страхования своего бизнеса на случай развития событий по тому сценарию, который считается ими неблагоприятным. Прак-

тически повсеместно дерегулирование энергетического рынка проводится поэтапно. Сначала доступ к свободным ценам и новым типам контрактов получают только крупные потребители, способные обеспечить максимальный уровень закупок. Тем не менее, большие массы мелких потребителей, вплоть до домашних хозяйств, представляют не меньший интерес для рынка и в совокупности образуют существенный сектор спроса. Аналогично тому, как на рынке частных сбережений для обслуживания мелких инвесторов возникают взаимные фонды и иные формы коллективных инвестиций, на рынке электроэнергии их место занимают агрегаторы.

- *Агрегаторы.* Агрегаторами являются профессиональные посредники, собирающие мелких потребителей в пулы и выступающие от их имени покупателями на дерегулированных оптовых рынках. В роли агрегаторов могут выступать специализированные бытовые компании, местные сетевые компании, или кооперативы, образованные самими потребителями. Асимметрия информации между продавцами и покупателями энергии, невозможность для непрофессионала собрать и проанализировать весь объём информации о рынках в масштабах региона, ограничения на доступ к инфраструктуре торговли — всё это привело к появлению классического типа посредника — энергетических брокеров.
- *Брокеры.* Брокерами являются профессиональные посредники, представляющие на нынешнем этапе развития рынка специфические интересы производителей или покупателей энергии при доступе к торговым системам, или в переговорах с новым типом участников энергетического рынка — энергетическими дилерами, либо маркетерами (power marketers). Брокеры дают клиенту весь объём информации о доступных товарах, ценах, типах контрактов, а также аналитические исследования и обзоры рынка. Однако брокеры не участвуют в сделках своим капиталом и не перераспределяют риски между участниками рынка. Наибольшее внимание клиентов и регулирующих органов сегодня вызывают энергетические дилеры. Компании, готовые вкладывать свои деньги в формирование портфелей энергопродуктов для перепродажи, приобретают всё больший вес на

рынке. Как правило, они не ограничивают свой бизнес той или иной географией и развивают операции на глобальной основе, то есть всюду, где степень либерализации рынков достигла необходимого уровня.

- *Энергетические дилеры (маркетеры).* К этим участникам рынка относятся компании, заключающие за свой счёт сделки с энергетическими товарами на организованных или внебиржевых рынках, а также предоставляющие услуги по управлению позициями и рисками для производителей и потребителей энергии. Дилеры либо принимают на себя рыночные риски, либо перепродают их клиентам или контрагентам. Первоначально покупка энергетических товаров для дальнейшей перепродажи использовалась крупными производителями и дистрибьюторами как возможность компенсировать колебания в ценах и объёмах предложения и спроса. Многие крупнейшие энергетические дилеры сегодняшнего дня построили трейдинговый бизнес на основе владения собственными энергетическими активами, и до сих пор лидеры рынка владеют значительными мощностями, даже увеличивают их, сопровождая выход на новые рынки приобретением местных компаний.

Обслуживание клиента начинается с всесторонней оценки его потребностей в отношении объёмов, надёжности и качества поставок. Особенности контрактов часто определяются существующей инфраструктурой и влиянием государства на те или иные рынки. Для клиентов важно добиться оптимальной структуры энергетического портфеля, состоящего из различных продуктов. Цели клиента могут заключаться как в фиксировании затрат на энергию на некий период времени, так и во взятии на себя рисков и связанных с рисками возможностей заработать. Предложение энергодилера может включать оптимальную структуру контрактов, лучших поставщиков, необходимые инвестиции в технологии, особенно в энергосбережение, мониторинг систем теплоснабжения, освещения, кондиционирования.

Отдельную группу образуют *энергетические услуги*, не включаемые напрямую в портфель энергетических активов. Потребитель, не будучи профессионалом в области энергетики, всегда будет нуждаться в услугах консультантов по оптимизации технологий, энергосбережению, автоматизации биллинга или пол-

ной передаче управления счётчиками, биллингом и оплатой счетов стороннему контрактору. Существенной компонентой является содействие в заключении контрактов на обслуживание и ремонт, а также стратегия выделения резервных мощностей и их использования в случаях аварий, или для продажи на рынке. Одной из интересных бизнес-моделей энергоконсультантов является участие энергокомпании в экономии клиента. Получая долю в будущем сокращении расходов, энергокомпания консультирует клиента и может даже профинансировать установку измерительного оборудования или внедрение энергосберегающих технологий.

Виды контрактов на нефтегазовом рынке

Биржевые и внебиржевые контракты на энергетические товары различаются в зависимости от потребностей участников сделок. Однако все они складываются из основных типов контрактов, хорошо известных на товарных и финансовых рынках и позволяющих построить сложные стратегии, страхующие комплексные риски производителей и потребителей.

- Базовым типом контрактов являются *спотовые сделки*, предусматривающие поставку товара и оплату немедленно. Как правило, спотовые сделки не позволяют отказаться от поставки или заменить её денежными расчётами между покупателем и продавцом. Спотовый рынок может быть более динамичен, чем рынки производных инструментов, но его объёмы могут быть значительно меньше объёмов форвардных и фьючерсных рынков.
- *Форвардный рынок* предусматривает обязательство купить или продать товар в будущем по оговоренной цене. Форвардные контракты различаются временем исполнения, стандартными условиями поставки, а также особенностями расчётов. Форвардные контракты, как правило, заключаются непосредственно между сторонами на внебиржевом рынке, в отличие от фьючерсных контрактов.
- *Фьючерсы* являются стандартными контрактами, условия которых идентичны форвардным. Однако фьючерсные контракты отличаются максимально возможной стандартиза-

цией условий и торгуются на биржах, где клиринговые расчёты выступают единой стороной сделки для всех участников. Как правило, фьючерсные контракты требуют не полной оплаты стоимости контракта в момент заключения, а только оплаты фиксированной части, так называемой, маржи. При движении рынка выигрыш или проигрыш сторон фьючерсного контракта зачисляется на их счета в клиринговой палате, и заключение сделки противоположной направленности позволяет реализовать прибыль или убыток и выйти из сделки. Если позиция по фьючерсному контракту не закрыта до его истечения, расчётные фьючерсы могут быть закрыты, исходя из цен спотового рынка, а поставочные фьючерсы позволяют получить реальный товар в оговоренных пунктах поставки. Наличие спотового, фьючерсного и форвардного рынков позволяет строить стратегии хеджирования сделок.

- *Свопы* предполагают обмен потоками платежей или иными выгодами от двух портфелей активов. На энергетических рынках свопы часто обозначают просто долгосрочные серии форвардных или фьючерсных контрактов. Например, стороны обмениваются платежами, равными разнице цен спотового рынка газа этого месяца и фиксированной (или индексированной) цены. Такая сделка позволяет зафиксировать цену (или привязать её к индексу) на оговоренный период, для которого не существует в точности соответствующих стандартных контрактов.
- Популярными комбинированными стратегиями на рынках производных энергопродуктов являются *спрэды*. Спрэд предполагает фиксацию цены на покупку одного товара и продажу другого, то есть комбинацию двух фьючерсов. Важными видами спрэдов являются *искровой спрэд*, отражающий разницу цен на электричество и топливо, используемое для его производства, и *перегонный спрэд*, отражающий разницу цен сырой нефти и получаемых из неё нефтепродуктов.

Дерегулирование и развитие ликвидных рынков привели к формированию спроса на более гибкие инструменты, позволяющие не просто фиксировать условия деятельности на будущее, но и получать прибыль при движении цен в благоприятную

сторону. Для использования таких возможностей на финансовом рынке используются опционы.

Опционный контракт даёт право вступить в сделку на оговоренных условиях. Предметом сделки, лежащей в основе опциона, может быть товар, фьючерсный контракт, или портфель контрактов, такой, как своп.

Если в опционном контракте на покупку (*опционе колл*) цена товара будет выше оговоренной цены исполнения опциона, опцион выгодно исполнить, и его владелец получит прибыль. При падении цены ниже спотовой опцион истечёт неисполненным. Аналогично при цене исполнения опциона на продажу (*опциона пут*) большей, чем цена товара спот, продажа по нему принесёт владельцу прибыль, а при меньшей — владелец откажется его исполнять. За право выбора или отказа покупатель опциона платит при заключении опционного контракта премию продавцу опциона. Использование опционов позволяет зафиксировать нижнюю или верхнюю границу будущей сделки (стратегия «пол или потолок») и получать весь объём прибыли в случае движения цен в другую сторону. Комбинация покупки разнонаправленных опционов (пола и потолка) позволяет построить коридор, в котором покупатель будет покупать (или продавец продавать) товар по рыночной цене. Однако если цена выйдет за пределы коридора, владелец опционов будет иметь гарантированную цену.

Торговые площадки

Оборот биржевых площадок по энергетическим товарам растёт во всём мире. Государственные ограничения, действующие на некоторых рынках, накладывают существенные ограничения на обращающиеся товары. Связь торговли электроэнергией с диспетчеризацией пока ещё не привела к полноценному разделению этих услуг и возможности организовать отдельную торговлю, хотя скандинавские страны продвинулись по этому пути дальше, чем США. Торговля успешно развивается как на старых товарных биржах, получивших согласие властей на расширение круга предлагаемых продуктов, так и на новых площадках, пользующихся возможностями современных информационных технологий, позволяющих организовать торговлю в Интернете «под ключ» за считанные дни.

The International Petroleum Exchange, IPE

Расположенная в Лондоне биржа основана в 1980 г. IPE торгует широким спектром энергетических продуктов. Энергетические продукты биржи включают:

- **Фьючерсы на сырую нефть Brent.** Контракт позволяет требовать как физической поставки, так и финансового расчёта на основе публикуемой цены спотового рынка. По взаимному соглашению фьючерсы одновременно торгуются на IPE и на Singapore International Monetary Exchange.
- **Опционы на сырую нефть сорта Brent.** Торгуются опционы на соответствующие фьючерсные контракты IPE. Сорт Brent классифицируется как лёгкая малосернистая нефть и фактически является смесью нефтей, добываемых на шельфовых месторождениях Brent, Oseberg и Forties между побережьями Норвегии и Шотландии. Компоненты Oseberg и Forties были добавлены в данную смесь только в 2002 г. и с тех пор этот сорт нефти также называют BFO,
- **Фьючерсы на мазут.** Фьючерсные контракты позволяют получать реальный товар в Амстердаме, Роттердаме, Антверпене и в ряде других портов региона.
- **Опционы на мазут.** Торгуются опционы на соответствующие фьючерсные контракты IPE.
- **Фьючерсы на природный газ.** Поставка реального товара по контракту осуществляется в газовой сети Великобритании. Торгуются контракты с периодом поставки шесть месяцев (зима-лето), квартал, месяц, остаток текущего месяца и в любой день из ближайших семи дней.
- **Контракт на электроэнергию** (запущен в марте 2001 г.). Контракт сделан близким к фьючерсу на природный газ для облегчения арбитража и хеджирования позиций. Поставка осуществляется в энергетической сети Великобритании. Торгуются контракты с периодом поставки шесть месяцев (зима-лето), квартал, месяц, остаток текущего месяца и в любой день от двух до семи дней вперёд.

The New York Mercantile Exchange, NYMEX

Товарная биржа основана в Нью-Йорке более 130 лет назад. В настоящее время торгуется широкий спектр энергетичес-

ких товаров, обслуживающих рынок США. Помимо фьючерсов и опционов на электроэнергию, торгуются фьючерсы и опционы на нефть, газ и уголь. Традиционные инструменты фьючерсной торговли, контракты на нефть, нефтепродукты и иные энергоносители торгуются на стандартных для фьючерсных бирж условиях.

Торгуются:

- **Сырая нефть Light Sweet Crude Oil**, характеризуется содержанием серы меньше 0,5%, основными производителями являются: США (сорт нефти Louisiana Sweet), США (сорт нефти West Texas Intermediate), Канада, Дания, Индонезия, Ливия, Малайзия, Нигерия, Норвегия, Судан, Великобритания.
- **Сырая нефть Brent**. Контракт был запущен в надежде отобрать часть рынка у IPE.
- **Мазут** (используется для хеджирования цен на дизельное и авиационное топливо).
- **Пропан**.
- **Природный газ** (с поставкой в Henry Hub в Луизиане, или по соглашению сторон).
- **Уголь** из Аппалачских гор (с поставкой на пристани реки Огайо или Big Sandy River).

(Nord Pool, The Nordic Power Exchange) — основанная в 1993 г. биржа охватывает торговлю электроэнергией в странах Скандинавии.

Amsterdam Power Exchange, APX. Биржа организует только спотовый рынок электроэнергии. APX совместно с Nord Pool учредила фьючерсную биржу European Electricity Futures Exchange для торговли деривативами, основанными на ценах APX.

Внебиржевые рынки. Феноменом последних лет на рынках ценных бумаг стал расцвет «электронных коммуникационных сетей» (ECN), создаваемых брокерами для исполнения заявок клиентов. Мини-биржи, работающие внутри корпоративных фронт-офисных систем, сводят клиентов брокера друг с другом

и выносят на фондовые биржи вовне только неудовлетворённые в системе спрос и предложение. В США, несмотря на жёсткие требования к функционированию таких сетей (раскрытие заявок и цен заключаемых сделок через биржевые системы), ведущие ECN, такие, как Instinet и Archipelago, получили 30...40% в обороте биржевого рынка.

Те же процессы можно наблюдать и на рынках энергетических. Крупнейшие дилеры превращают свои торговые залы в центры похожих коммуникационных сетей, где клиенты могут в он-лайне получить котировку и заключить сделку не только по всему спектру финансовых инструментов, обращающихся на биржевых площадках, но и по более экзотическим продуктам, продаваемым и покупаемым самим дилером. Как правило, сложные свопы или производные инструменты торгуются крупными дилерами вне бирж. Фрагментация энергетических рынков разных стран между различными биржами делает привлекательной концепцию энергетического супермаркета, а приток клиентских заказов позволяет энергетическим дилерам исполнять заказы по ценам лучше биржевых. Создатели энергетических коммуникационных сетей используют Интернет как дешёвую инфраструктуру, связывающую их с клиентами, с биржами и друг с другом.

ГЛАВА 2

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО РЫНКА

«Каменный век закончился не из-за нехватки камней, а нефтяной век завершится намного раньше, чем будут израсходованы все запасы нефти на планете».

*Ахмада Заки Ямани,
(шейх, бывший министр нефтяной промышленности Саудовской Аравии)*

Как известно, мировая экономика начиная с 2000 г. вступила в фазу нестабильности. Серьезные проблемы наблюдаются в экономике США — а через нее и во всем остальном мире, в котором производство в значительной степени прямо или косвенно связано с американским конечным спросом. Корректировка денежно-кредитной политики в крупнейших экономиках мира послужила причиной немедленного стимулирования спроса с помощью снижения процентных ставок, что, однако, породило мощную волну инфляции. Но независимо от финансовых факторов существует ряд ключевых моментов, определяющих развитие мировой экономики и ее проблемы. Среди них важнейшую роль играет сырье, прежде всего энергоносители, которые лежат в основе любого технологического процесса и производства. Поэтому очень важно учитывать и знать, какие факторы оказывают основное воздействие на мировой нефтегазовый рынок в процессе его трансформации от «сырья» к «услуге» (трансформации его «сырьевого» характера к более информационному и технологическому), и каких проявлений можно ожидать от него в ближайшем будущем.

2.1 Ресурсная обеспеченность и предложение

Главный и самый серьезный фактор долгосрочного тренда удорожания энергоносителей — это стабильно растущий спрос и с большим трудом поспевающее за ним предложение. Дело в том, что добыча энергоносителей весьма инерционна: ее не так просто нарастить сверх некоторого предела сколько-нибудь быстро: разведка и освоение новых месторождений — дело очень долгое и дорогое. Еще несколько лет назад казалось, что свободные резервы добывающих мощностей в мире очень велики, и ОПЕК для недопущения обвала цен на нефть срезала квоты на добычу стран-членов картеля. Однако к настоящему времени все изменилось: сейчас в ОПЕК задействованы практически все добывающие мощности, но производимых картелем 35 млн баррелей в сутки рынку уже недостаточно.

Ресурсная обеспеченность стран ОПЕК превышает 100 лет и объемы запасов непрерывно растут, опережая объем добычи. Ее себестоимость сегодня по-прежнему невелика — 1,5...2 дол./баррель. Однако, немедленный ввод в действие месторождений в районах Ближнего Востока связан с определенными техническими и финансовыми трудностями. А главное, странам ОПЕК невыгодно увеличивать добычу нефти. Эпоха дешевой нефти заканчивается, и производителям выгодно сохранять свои ресурсы «про запас».

За пределами ОПЕК производится почти 2/3 мировой добычи нефти, тем не менее, эксперты видят на перспективу ближайших нескольких лет в качестве сколько-нибудь заметного источника дополнительного предложения лишь Россию и Каспийский регион (прежде всего, Казахстан), а этого мало. По оценкам специалистов, Россия не сможет долгое время наращивать и удерживать высокую добычу, поскольку старые месторождения истощаются, ввод новых заметно запаздывает. Сегодня доля нефтяных месторождений, явно не подходящих под традиционные технологии заводнения, превысила 60%. Серьезные прорывы потребуют огромных вложений и немалого времени, поскольку применяемые технологии добычи и повышения нефтеотдачи становятся более сложными и дорогими. Тенденция падения добычи наблюдается и на относительно легких месторождениях других нефтедобывающих регионов мира.

Так, в последние годы учеными Института нефти и газа РАН разрабатывается идея об извлечении т.н. «матричной» или «тяжелой» нефти, ресурсы которой только на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении составляют, по оценке Центральной комиссии по запасам МПР 2,56 млрд т нефтяного эквивалента, а на территории Астраханской области превышают запасы традиционной нефти всего Каспийского региона. Эта нефть связана с наиболее плотными участками природного резервуара и содержит практически всю Периодическую систему элементов, является ценнейшим химическим сырьем.

Велики запасы нетрадиционной нефти, содержащейся в битуминозных песках. Только в Канаде эти запасы оцениваются величиной в 180 млрд баррелей.

И в связи с ростом мировых цен на нефть эти запасы оказываются экономически приемлемыми для разработки. А ресурсная обеспеченность Канады нефтяными запасами превышает 200 лет.

Помимо сложностей с предложением сырой нефти, едва ли не еще более острые проблемы имеются в отношении предложения нефтепродуктов, то есть продукции нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ). По оценкам экспертов нефтяного рынка, НПЗ в целом работают практически на износ: уровень загрузки мощностей достигает даже в среднем 93...94%, и это с учетом текущих ремонтов, неизбежно оставляющих незадействованной часть оборудования; так что способные к работе мощности загружены на 100%. Такое положение дел чревато регулярными выходами из строя оборудования. Аварии на НПЗ, являющиеся следствием недопустимо высокой загрузки производственных мощностей отрасли, происходят регулярно и каждый раз влекут за собой те или иные локальные проблемы с предложением нефтепродуктов.

По поводу прогнозов мировой добычи нефти существуют две гипотезы.

1. Мировая добыча нефти уже достигла пика и к 2030 г. сократится вдвое, согласно исследованию германской компании «Energy Watch Group». Объем производства нефти во всем мире в ближайшие годы будет сокращаться на семь процентов в год.

К 2030 г. производство сократится с 81 млн баррелей в сутки до 39 млн баррелей.

Об этом пишет издание The Guardian со ссылкой на исследование германской компании «Energy Watch Group».

«Скоро мир не сможет производить нефть в необходимых количествах, поскольку спрос растет, а предложение уменьшается. Это гигантская проблема для мировой экономики», — говорит Ханс-Йозеф Фесс, основатель «EWG» и член немецкого парламента, который разрабатывал успешно действующую в стране систему поддержки пользования возобновляемыми источниками энергии.

По их данным, дефицит нефти наступит быстрее, чем планируют другие исследователи, и серьезно скажется на темпах роста мировой экономики. Кроме того, дефицит топлива приведет к новым войнам и социальным катаклизмам.

Самое тревожное — это резкое падение объемов добычи нефти после пика, который, по его мнению, уже в прошлом.

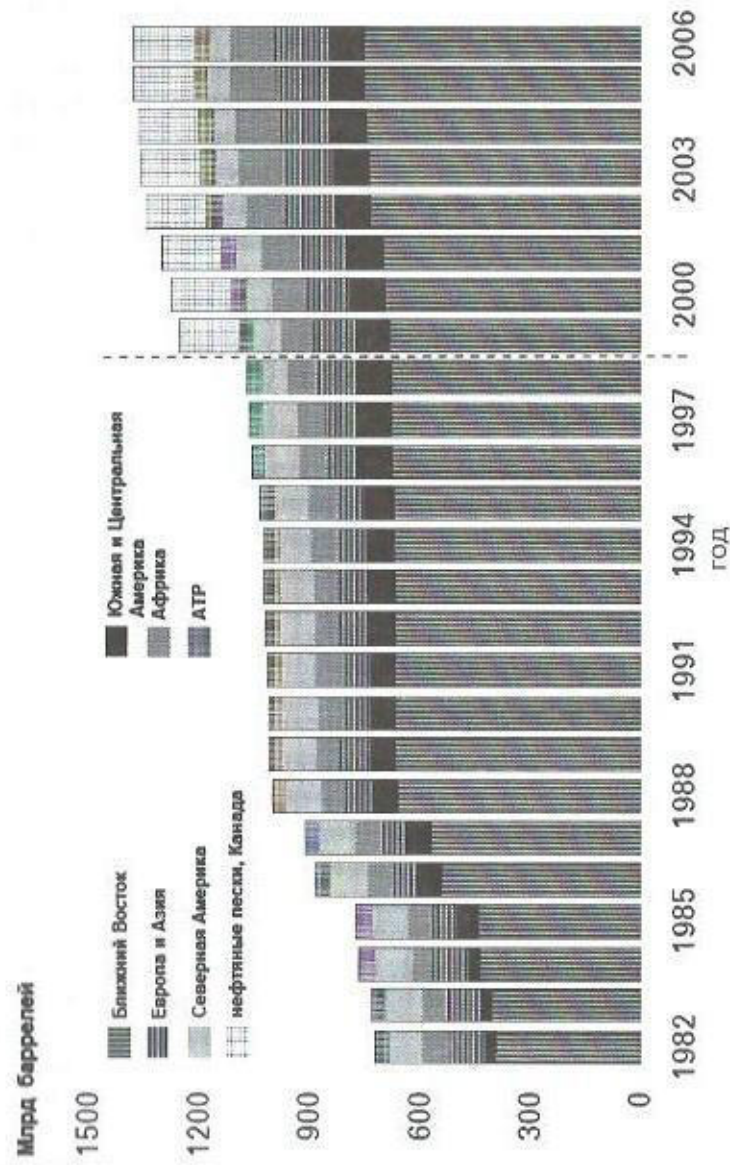
Доклад «EWG» основан в основном на данных о реальной добыче нефти, которые, как в нем сообщается, надежнее, чем оценки запасов, пока еще скрытых в недрах. По данным группы, официально мировые запасы оцениваются примерно в 1,255 гигабарреля — при нынешней скорости потребления этого должно хватить на 42 года. Однако представители организации считают, что в действительности объемы запасов составляют лишь две трети от указанных (рис. 2.1.).

В настоящий момент в мире добывается около 87 млн баррелей нефти в день. Эксперты «EWG» полагают, что к 2030 г. эта цифра упадет до 29 млн. Кроме того, они предсказывают значительно снижение добычи газа, угля и урана, когда станут подходить к концу энергетические запасы.

По мнению экспертов Мир стоит на пороге структурных изменений экономической системы, которые могут быть спровоцированы уменьшением запасов ископаемого топлива, что затронет практически все аспекты нашей повседневной жизни.

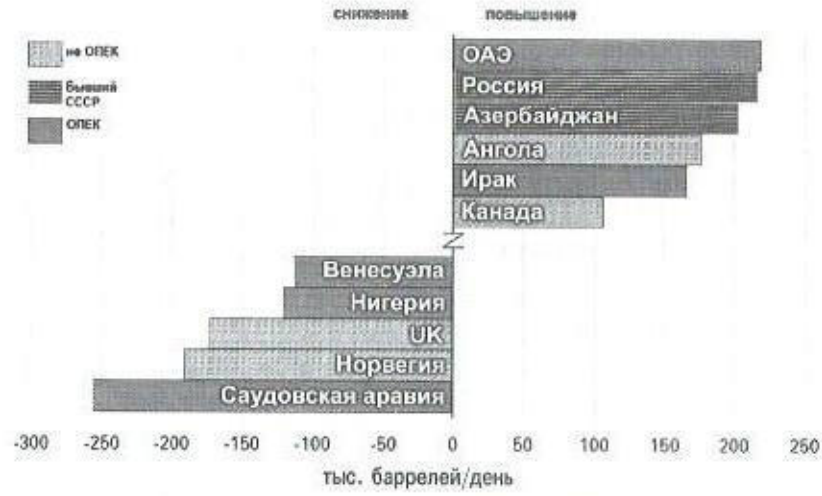
Ученые также предупреждают, что крайняя нехватка ископаемого топлива способна привести к войнам и общественному кризису.

Джереми Леггетт — один из ведущих британских экологов и автор книги «Половина закончилась» (Half Gone), посвящен-



Источник: BP Statistical Review of World Energy 2007

Рис. 2.1. Мировые запасы нефти



Источник: BP Statistical Review of World Energy 2007

Рис. 2.2. Изменения добычи нефти в 2006 г., превышающие 100 тыс. баррелей/день

ной прохождению «нефтяного пика», максимума уровня добычи, заявил, что британское правительство и энергетическая отрасль «возвели отрицание происходящего в ранг системы» и что необходимы срочные меры.

Исследование «Energy Watch Group» опубликовано в то время, когда цены на нефть обновили свои исторические максимумы, взлетев выше отметки в 90 дол./баррель.

Во многом эти прогнозы основаны на стремлении показать целесообразность переориентации мировой энергетики на новые, в т.ч. возобновляемые источники энергии.

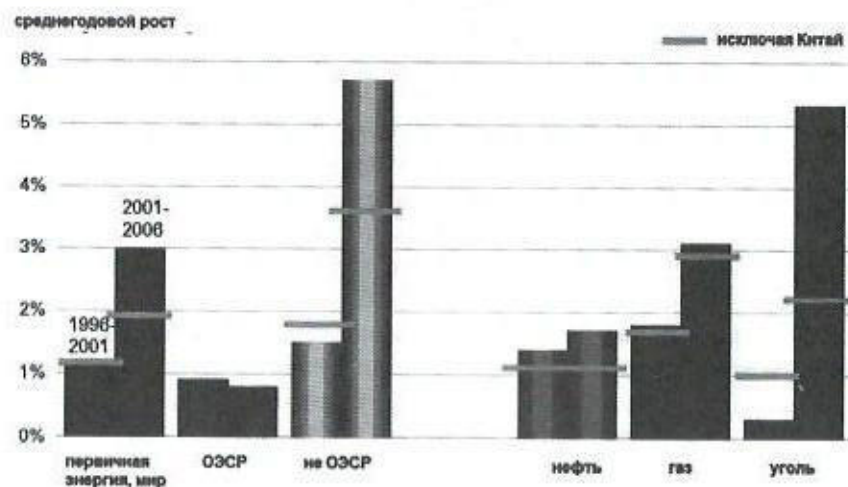
2. В то же время данные «Energy Watch Group» не совпадают с прогнозом Международного энергетического агентства (IEA) и других авторитетных источников, в которых считают, что пока оснований для сокращения производства нефти и других полезных ископаемых нет. Так МЭА прогнозирует рост добычи нефти к 2015 г. до 99 млн баррелей/сут. и до 116 млн баррелей/сут. к 2030 г. Доля ОПЕК в структуре добычи нефти увеличится с нынешних 40 до 48% к 2030 г. Увеличение будет происходить за счет роста добычи традиционной нефти, но добыча сверхтяжелых нефтей и битуминозных песков будет увеличиваться зна-

чительными темпами, порядка 7,2% в год, хотя в абсолютном выражении добыча нетрадиционной нефти выглядит достаточно скромной — 9 млн баррелей/сут. к 2030 г. Значительно вырастет и добыча газового конденсата, которая в 2030 г. составит 15,8 млн баррелей/сут.

По данным института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН, доля углеводородов в структуре мирового ТЭБ к 2030 г. сохранится на уровне 70%, в т.ч. доля нефти составит 25%.

2.2 Спрос

Мировой спрос на нефть сегодня составляет примерно 84,5 млн баррелей в сутки. Самый крупный потребитель нефти, разумеется, США: на них приходится четверть мирового спроса, правда, эта величина в последние годы не растет. Зато бурно увеличивается спрос на энергоносители (впрочем, как и на все остальные виды сырья) со стороны активно растущих азиатских экономик, прежде всего Китая и Индии (рис. 2.3). О темпах этого роста можно судить по тому, что ВВП КНР стабильно показывает рост на 10...12% в год, а так как инвестиции там растут еще быстрее (на 30...40% в год), отсюда можно представить себе масштаб разбухания китайского спроса на сырье, в том числе на нефть. Все это порождает перманентный рост совокупного мирового спроса на нефть на 1,5...2,0% в год. По оценкам Международного энергетического агентства (МЭА), в 2006 г. общий прирост спроса составил 1,24 млн баррелей в сутки; прогноз ОПЕК выше и достигает 1,36 млн. В перспективе пяти лет МЭА ожидает рост спроса в среднем на 2% в год, так что к 2011 г. он должен составить 93...94 млн баррелей нефти в сутки.



Источник: BP Statistical Review of World Energy 2007

Рис. 2.3. Рост мирового потребления энергии

Высокий уровень загрузки отраслевых производственных мощностей вкупе с поджигающим предложением спросом порождает ярко выраженный в последнее время повышающий тренд нефтяных цен. В то же время надо учесть, что такая «теснота» спроса и предложения вызывает резкие колебания цен при любых изменениях ожиданий участников рынка. Можно вспомнить, например, что когда с осени 2000 г. эксперты стали всерьез опасаться заметного спада в американской экономике, цены на нефть устремились вниз — и достаточно активно: за год с небольшим нефть подешевела в 2,3 раза с 37,8 до 16,7 дол. за баррель. А в начале 2003 г. резко менялись ожидания в связи с войной в Ираке: в феврале все опасались хода событий в целом и возможной нестабильности с поставками энергоносителей из региона, и нефть подорожала до 40 дол. за баррель; а уже в апреле, напротив, публика ожидала успешного взятия под контроль США иракской нефтедобычи и последующего наращивания ее объемов: как следствие, цена упала до 25 дол. Эти примеры показывают, что мировой рынок, помимо общей повышающей тенденции (о причинах которой сказано выше), весьма подвержен еще и достаточно резким колебаниям в ответ на те или иные события, новости, слухи и ожидания.

Важным фактором удорожания нефти является также рынок производных инструментов («деривативов») — фьючерсов и опционов: его объем огромен, а его участником может стать любой человек. В 2001–2004 г. Федеральная резервная система США (ФРС, Центральный банк) проводила политику сверхдешевого кредита для стимулирования национальной экономики, однако реальным ее следствием стала безумная денежная накачка, результатом которой стала глобальная инфляция. Дешевые деньги устремились в различные финансовые активы. Таким образом, в условиях обесценения доллара и долларовых финансовых активов сырьевые фьючерсы наряду с золотом и недвижимостью стали наиболее популярным объектом вложений. В последние 2 года ФРС ужесточает денежную политику, стремясь удержать рынок от инфляции, но это обстоятельство лишь усиливает повышающее давление на сырьевые, в том числе нефтяные цены.

Разразившийся летом 2007 г. кризис на ипотечном рынке США повлек за собой серьезные трудности в мировом финан-

совом секторе. Последовавшие снижения учетной ставки ФРС и резкое снижение курса доллара заставило инвесторов искать более надежные средства для вложения. В итоге случился мощнейший приток финансовых средств на сырьевой рынок и в первую очередь на рынок нефти. Это и стимулировало приближение цены на нефть к отметки 100 дол./баррель в ноябре 2007 г. — январе 2008 г.

Наконец, стоит отметить, что на рынке энергоносителей существуют и регулярные сезонные флуктуации спроса. Очевидные причины таких колебаний имеют основой наличие отопительных сезонов в холодных странах, а также заметное увеличение спроса на моторное топливо в теплый сезон, когда многие частные автомобили начинают активно разъезжать по миру. По сложившемуся условному порядку начало активного автомобильного сезона в США наступает в конце мая. Для того, чтобы подготовиться к этому моменту, производители бензина начинают наращивать производство с середины весны, чтобы к началу лета оптовики создали достаточные его запасы. Что касается отопительного сезона, то в этом случае растет спрос не на бензин, а на топочный мазут и природный газ, и также для создания резервов. Активные закупки стартуют примерно за 1–2 месяца до холодов, в зависимости от региона. «Взвешивая» активных потребителей топлива по вышеназванным точкам сезонных изменений, можно говорить о том, что обычно нефтяной рынок испытывает повышенный спрос с середины весны до конца лета, а также с ноября до середины зимы.

Чтобы сгладить и эти колебания, и разнообразные внезапные провалы предложения, основные потребители энергоносителей стараются создавать большие резервы и использовать их по мере надобности. Так, власти США в последние годы активно наращивают стратегические запасы нефти и время от времени пользуются ими в кризисных ситуациях, как, например, в период урагана «Катрина» в 2005 г.

2.3 Затраты на добычу

В последние годы становится все более очевидным, что разговоры о сверхприбылях нефтяных компаний утратили свой смысл. Стремительный рост производственных затрат в отрасли, еще недавно весьма привлекательной для инвесторов, привел к резкому снижению рентабельности добычи. Фактически мировая нефтяная промышленность находится на пороге серьезного кризиса. Тем не менее, некоторые аналитики считают этот вывод излишне пессимистичным.

Исследование, проведенное консалтинговой фирмой «Cambridge Energy Research Associates» («CERA»), показало, что с 2004 г. издержки международных нефтяных компаний выросли более чем на 50%. По оценкам экспертов, при ценах ниже 40 дол. за баррель крупнейшие западные нефтяные компании перестанут получать прибыль. По мнению Рейна Уильямса, президента дочерней структуры «Shell – Shell Nederland BV», в ближайшее время производственные затраты в нефтедобывающей промышленности увеличатся в пять раз. У «Shell» рост издержек обусловлен постепенным переходом к разработке более трудных для добычи ресурсов с сокращением извлечения нефти из традиционных скважин.

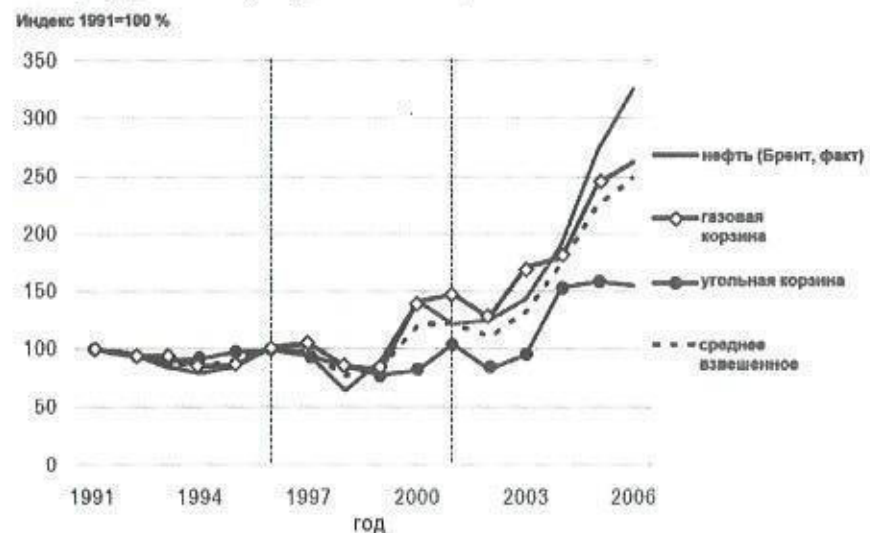
Например, «Shell» столкнулась с невозможностью осуществления своих основных проектов по первоначальным бюджетам, прежде всего, в проектах на Сахалине, в Канаде (месторождение нефтеносных песков «Атабаска») и в Катаре (проект сжижения природного газа «Перл»). Хотя исходно на реализацию проекта «Перл» предполагалось потратить 5...6 млрд дол., за последние два года расходы резко увеличились, так что смету необходимо увеличить до 12...14 млрд дол. По оценкам экспертов американского инвестиционного банка «Merrill Lynch», для того чтобы покрывать нынешние издержки, выплачивать дивиденды акционерам и финансировать реализацию будущих проектов, «Shell» необходимы цены на нефть на уровне 55 дол. за баррель и выше. У «BP» этот необходимый уровень составляет 46 дол., а у «Exxon Mobil» — 40 дол. И это при том, что «Shell» собирается в течение ближайших 10 лет увеличивать добычу всего на 1...2% в год. Примерно на такой же рост рассчитывают и конкуренты этой компании.

2.4 Факторы, влияющие на спрос и предложение

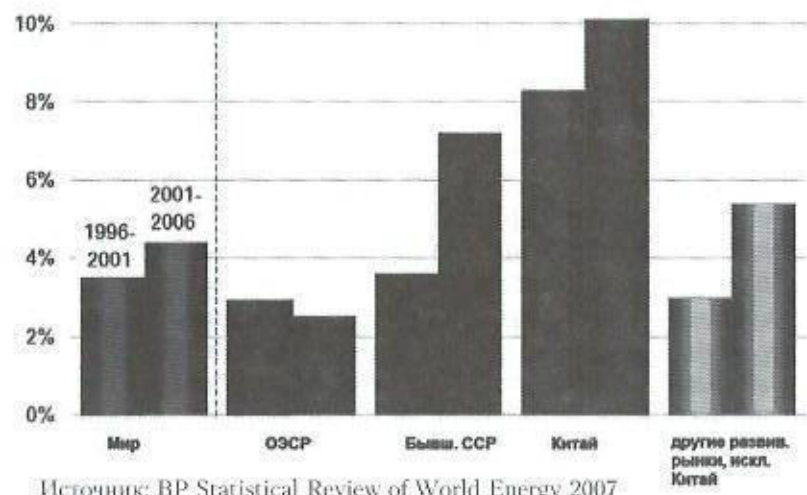
Ключевыми факторами, влияющими на предложение и спрос на нефть, являются следующие:

- Новые технологии, которые способны увеличивать долю извлекаемой нефти в существующих промышленных запасах и ускорять открытие и разработку новых запасов (краткосрочно — среднесрочная перспектива);
- Нововведения в технологических процессах и менеджменте, которые снижают издержки промышленного производства нефти, разведки новых запасов и транспортировки добытого продукта (краткосрочная: неоднозначна в своем действии);
- Включение в активный оборот широкого выбора нетрадиционных нефтей (синтетическая нефть, битуминозные пески и нефтяные сланцы), которые хотя и формируют часть мировой добычи и предложения, но пока не являются конкурентоспособными заменителями природной нефти (среднесрочная);
- Тенденции, наблюдаемые во внутривнутриполитической ситуации стран-экспортеров, и внешнеполитические конфликты (среднесрочная);
- Изменения в правилах налогообложения, как на стороне спроса, так и на стороне предложения (на стороне спроса должно способствовать развитию энергосберегающих технологий, на стороне добычи — может и ограничивать, и наоборот увеличивать предложение в зависимости от уровня благосостояния государства-экспортера);
- Ограничения на добычу и поставки нефти, связанные с мерами по охране окружающей среды в странах-экспортерах и с обязательствами по международным договорам стран-импортеров (среднесрочно — долгосрочная);
- Структурные особенности нефтедобывающей и нефтеперерабатывающих отраслей, влияющие на инвестиции и развитие предложения (деструктивно-краткосрочная, может вызвать при неправильном использовании деструктивно быстрый рост добычи с целью оправдания инвестиций);
- Необходимо учитывать и динамику, и несовершенство рыночного механизма.

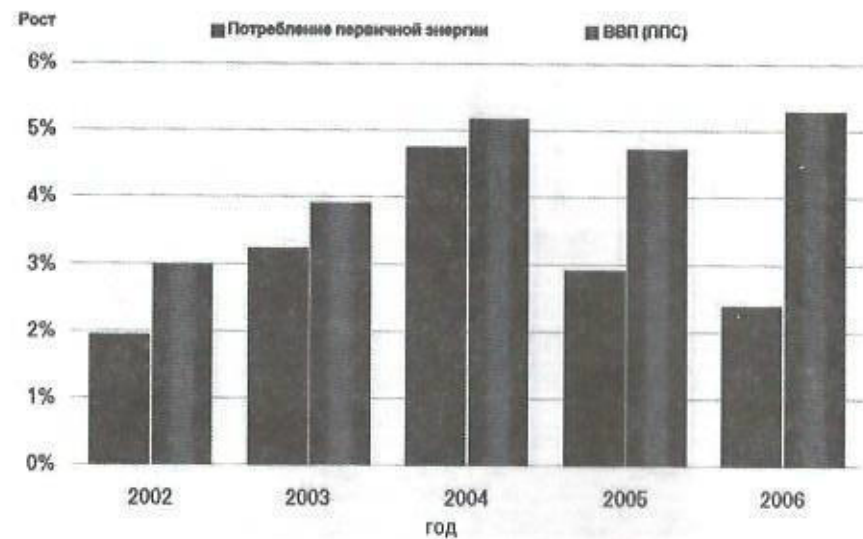
Резюмируя основные тенденции, предоставим наглядную статистику, иллюстрирующую как ретроспективную, так и перспективную динамику спроса и предложения на нефтегазовые ресурсы в мире (рис. 2.4–2.12).



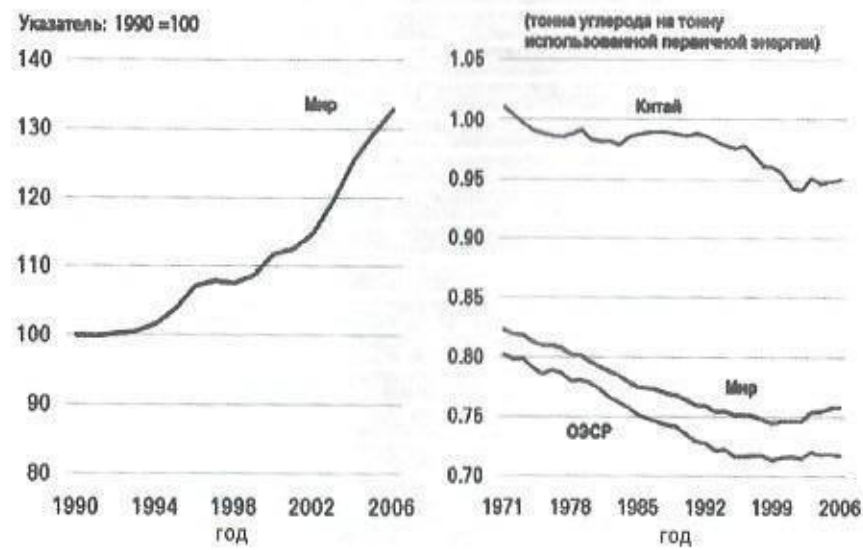
Источник: BP Statistical Review of World Energy 2007
 Рис. 2.4. Цены на нефть, газ и уголь



Источник: BP Statistical Review of World Energy 2007
 Рис. 2.5. Мировой экономический рост (средний за год по ППС)

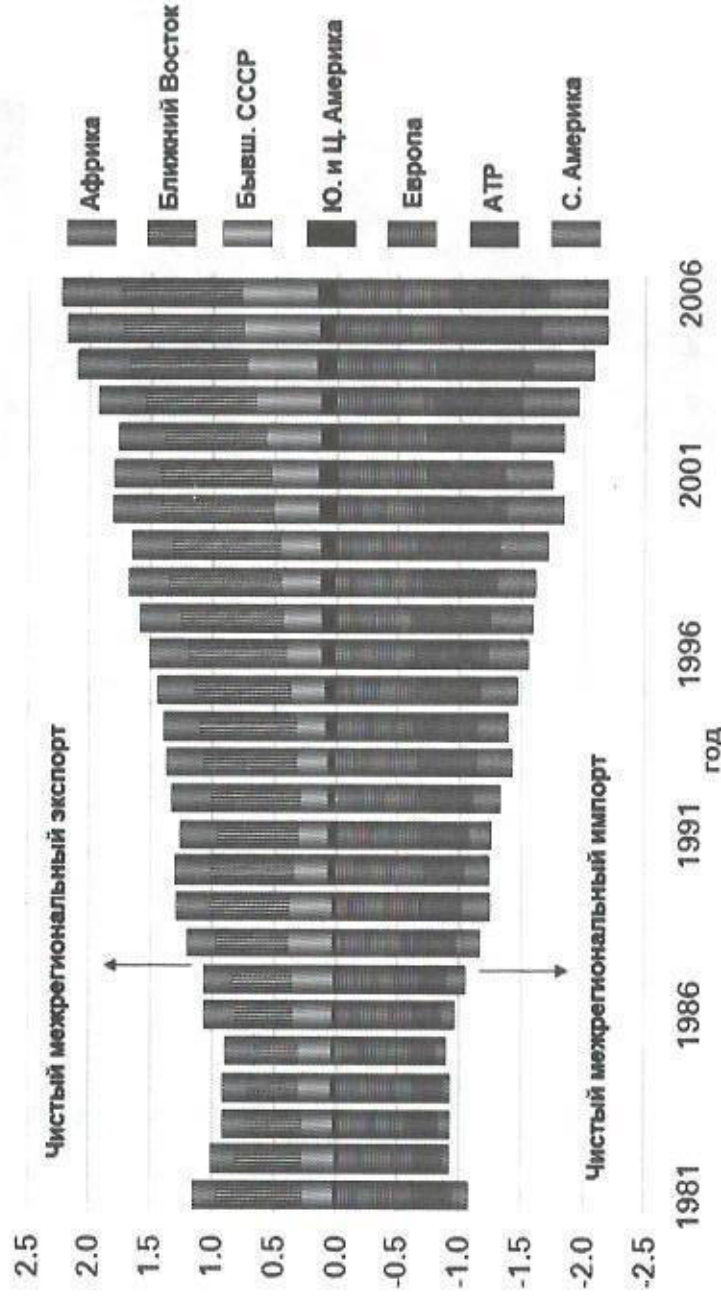


Источник: BP Statistical Review of World Energy 2007
 Рис. 2.6. ВВП и рост энергопотребления



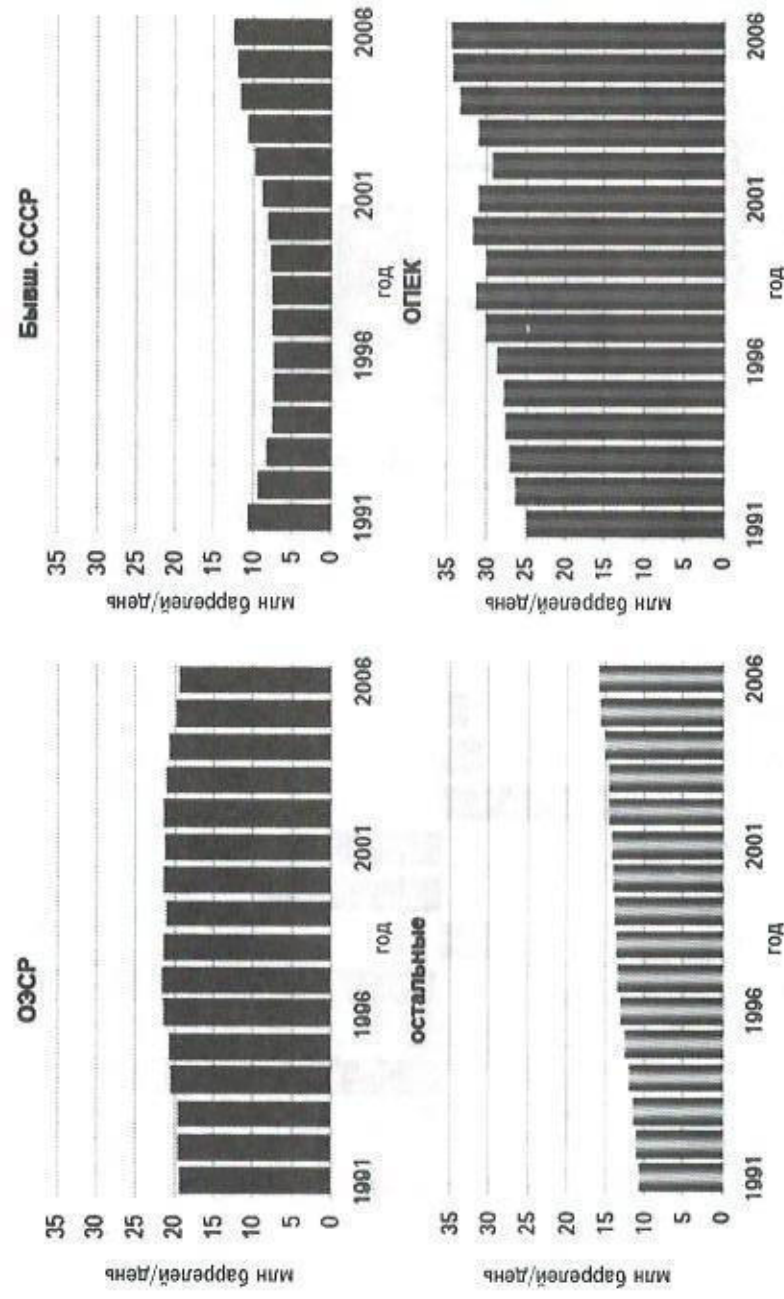
Источник: BP Statistical Review of World Energy 2007
 Рис. 2.7. Выбросы CO₂

млрд. ТНЭ



Источник: BP Statistical Review of World Energy 2007

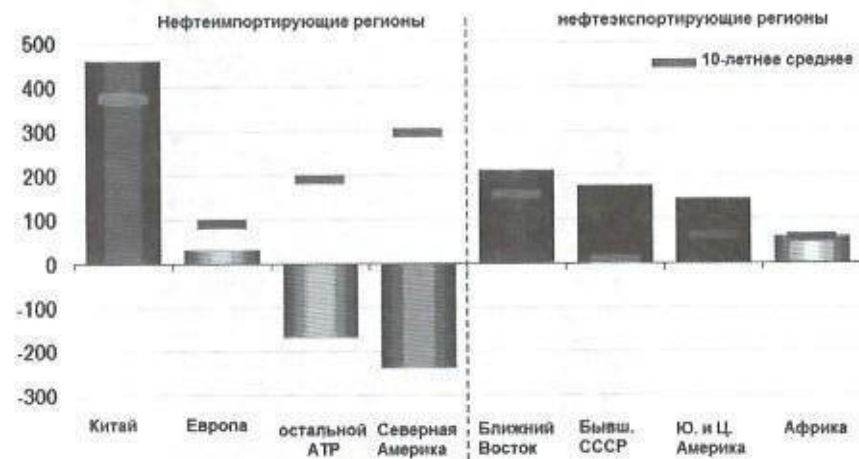
Рис. 2.8. Торговля энергоресурсами (млрд. т н.э.)



Источник: BP Statistical Review of World Energy 2007

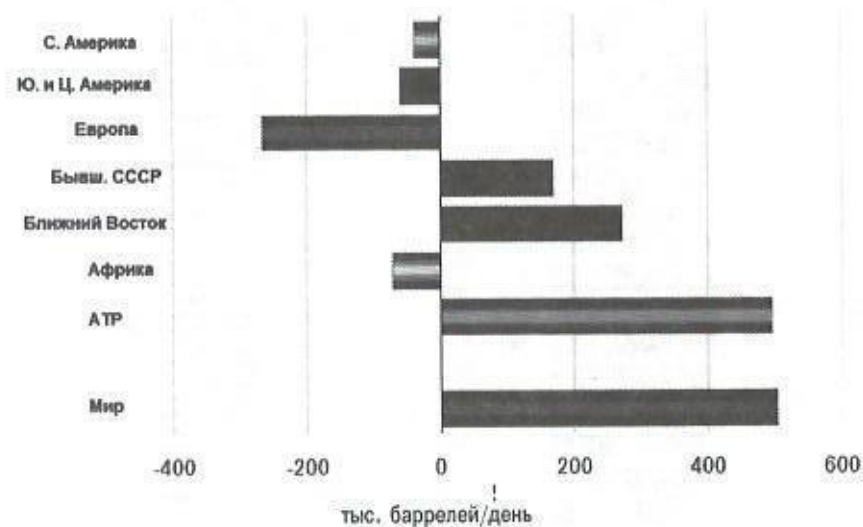
Рис. 2.9. Мировая добыча нефти

тыс. баррелей/день



Источник: BP Statistical Review of World Energy 2007

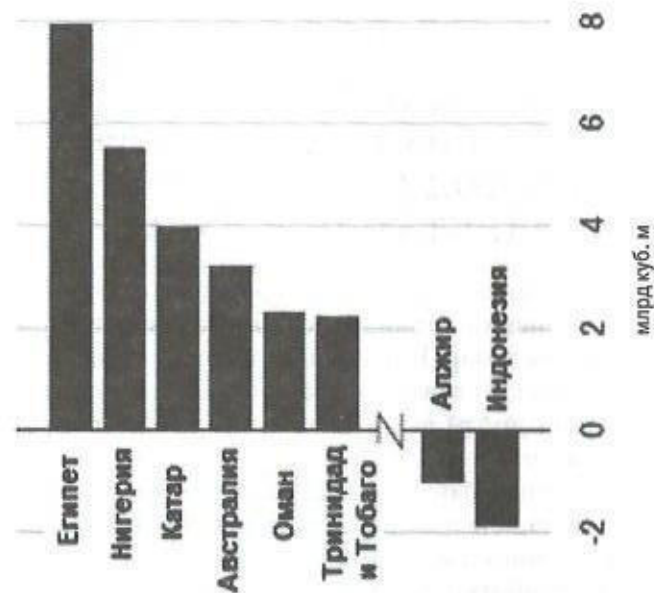
Рис. 2.10. Потребление нефти. Рост потребления в 2006 году по регионам мира



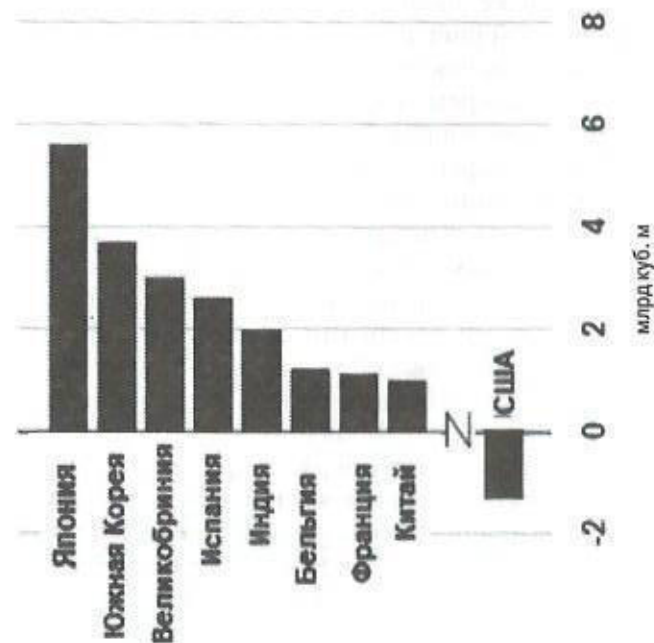
Источник: BP Statistical Review of World Energy 2007

Рис. 2.11. Переработка. Изменения в 2006 году

Экспортеры



Импортеры



Источник: BP Statistical Review of World Energy 2007

Рис. 2.12. Торговля СПГ. Изменения в 2006 году, превышающие 1 млрд куб. м

ГЛАВА 3

ТРАНСФОРМАЦИЯ МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ: ПЕРЕХОД ОТ БАРРЕЛЯ К ПРОДУКТАМ И УСЛУГАМ

За последние десятилетия энергетические рынки претерпели большие изменения. Появлялись новые сегменты рынка, видоизменился и сам товар. Изначально энергоресурсы использовались как физический товар, купля-продажа сопровождалась их полным или частичным потреблением. С течением времени и технологических усовершенствований этот процесс принял гораздо более изощренный вид. Сначала это были продукты переработки, с большей добавочной стоимостью. Продавцы, пытаясь получить дополнительную выгоду, стремились улучшить глубину переработки. Далее, стали появляться производные финансовые инструменты на данный товар. Мотивация участников рынка также продолжала меняться. Появились хеджеры, страхующие свой риск и спекулянты, желающие на риске заработать. Затем стали появляться производные инструменты второго порядка (фьючерсы, форварды, опционы и др.). Стала бурно расти индустрия энергосбережения. Больше внимание стали уделять энергоэффективности.

Произошла трансформация энергетических рынков, переход от торговли сырьем к продуктам с большей добавленной стоимостью (производным). Так, например, торговля выбросами фактически является торговлей производными (высокого порядка) нефтегазовыми ресурсами, поскольку их сжигание увеличивает объем выбросов.

И, самое главное, произошло переосмысление понятий «создание стоимости» («value creation») и слово «богатство» приобрело совершенно новый оттенок. В современных оценках в расчеты стали включать не только материальные активы и ресурсы, но также и потенциал всевозможных ресурсов, неосязаемый для нас (воздух, вода, интеллектуальный капитал, человеческие ресурсы и т.д.). Компании во многих странах стали учитывать этот новый подход при оценке своей капитализа-

ции. Так, например, стоимость деловой репутации компании (бренд) может даже превосходить стоимость ее физических активов. Поэтому на мировых рынках стали гораздо больше ценить не природные ресурсы, а материальные и нематериальные товары с большей добавочной стоимостью, либо обладающие новыми качествами. Этим и объясняется интерес к оценкам материальных и нематериальных активов как бизнес-компаний, так и различных стран.

3.1 Новые методы оценки благосостояния стран

Исторические предпосылки

Широко распространено мнение, что благосостояние страны является понятие сугубо объективным и всецело определяется ее материальными активами (имущество, производство, сбережения).

В свою очередь Россия богата углеродными, в первую очередь топливно-энергетическими ресурсами, и этим определяется ее национальное благосостояние.

Однако некоторые страны, при схожем друг с другом географическом положении, и исторически не выделявшиеся на фоне остальных, резко вырываются вперед, давая бурный рост своей экономике (кроме экспортеров сырья), а другие, вопреки наличию природных ресурсов, обречены на латание дыр в своих дефицитных бюджетах.

Так в чем же кроется причина? Может ли страна при огромных запасах природных ресурсов не справляться с задачей развития и не расти? К этому вопросу очень близок феномен под названием «парадокс проклятых ресурсов» (рис. 3.1).

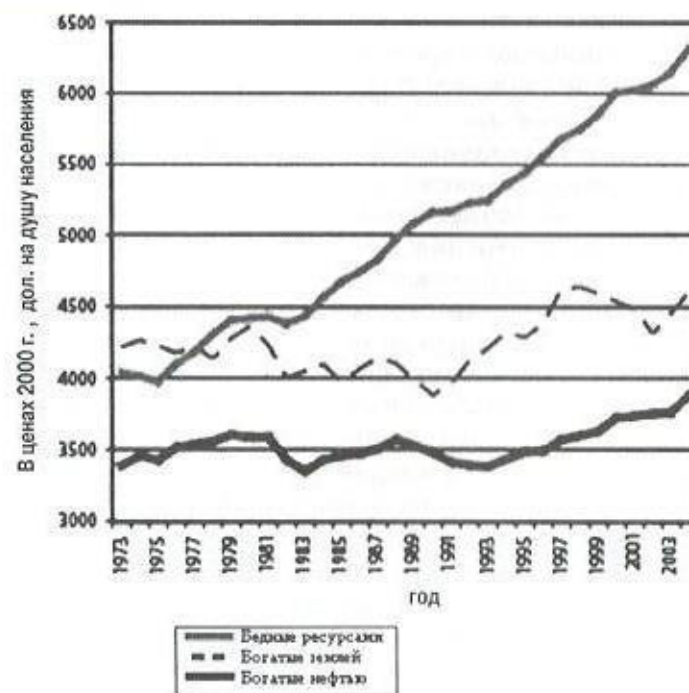
Уайл Гелб ввел это понятие в 1988 г., после чего многие экономисты пытались проанализировать гипотезу «проклятых ресурсов» и попытались ее объяснить. Среди объяснений этого феномена, были и такие:

- Длительное понижение цен на первичные продукты, что со временем лишает страну важных финансовых ресурсов.
- «Голландская болезнь», когда бурно развивающийся сектор добычи природных ископаемых вызывает инфляцию, понижая конкурентоспособность производственного сектора.
- Самоуверенная беспечность правительства, связанная с «дешевой рентой», вызванной бумом природных ресурсов. Это уменьшает стимулы для проведения экономических реформ и диверсификации. Зачастую, легкие ренты в большей степени ведут к высокому общественному потреблению, нежели к инвестициям.

Возможно, ответом на этот вопрос является эффективное распоряжение имеющимися активами и ресурсами или эффективное преобразование энергии? Этим умением восторгался еще русский классик А.С. Пушкин в своем бессмертном творении «Евгений Онегин»:

*«...Бранил Гомера, Феокрита;
Зато читал Адама Смита,
И был глубокой эконом,
То есть, умел судить о том,
Как государство богатеет,
И чем живет, и почему
Не нужно золота ему,
Когда простой продукт имеет...»*

На сегодня, к этому можно было бы еще добавить защиту окружающей среды, инвестиции в высококачественное образование, социальную политику государства и бизнеса, а также энергоэффективность и энергосбережение. Именно гармоничное сочетание этих составляющих и дает экономикам отдельных стран преимущество и хороший заряд развития.



Источник: The World Bank, Where is the wealth of nations, 2006

Рис. 3.1. Вклад природных ресурсов и реальный рост ВВП

Эволюция подходов к оценке народного благосостояния

Для экономистов-классиков источниками богатства страны являлись: земля, труд и капитал. Западные же экономисты 20-го века вообще брали в расчет только капитал (физический, рукотворный), подразумевая под этим понятием сооружения и оборудование для производства. Именно поэтому, только затраты на их воспроизводство попадали под понятие **инвестиций**. Большинство же других статей затрат, таких как затраты на обучение, защиту окружающей среды или благотворительность — попадали в статью расходов, и о них судили лишь как о «придатке» накопления капитала. В 1987 г. после публикации доклада Международной комиссией по окружающей среде и развитию, возглавляемой тогдашним премьер-министром Норвегии Г.Х. Брутландом, получило широкое распространение категория «устойчивое развитие». В докладе утверждалось, что устойчивое развитие — «это такое развитие, которое удовлетворяет потребности настоящего времени, но не ставит под угрозу способности будущих поколений удовлетворять свои собственные потребности». Далее это определение интерпретируется следующим образом: «Устойчивое развитие является процессом изменения, в котором эксплуатация ресурсов, направление капиталовложений, ориентация технологического развития и учрежденческие изменения находятся в гармонии, повышают ценность текущего и будущего потенциала с целью удовлетворения человеческих потребностей и стремлений». Таким образом с появлением категории «устойчивое развитие» и осмыслением его пользы, стали делаться робкие попытки переоценить состав народного богатства. Сначала в расчет ВВП и ВНП стран стали включать природный капитал. Затем, добавили интеллектуальный или как его еще называют «человеческий капитал». Несмотря на долю субъективности в оценке этих новых составляющих, и несовершенстве методов их оценки, они все же помогают экспертам отслеживать некоторые важные тенденции в развитии стран, определить: несет ли это устойчивый характер, или это неожиданный всплеск, который тут же захлебнется.

Устойчивое развитие цивилизации подразумевает эффективную трансформацию изымаемых природных ресурсов в более энергонасыщенные материальные и нематериальные

продукты, обеспечивающие как удовлетворение неуклонно возрастающих человеческих потребностей, так и воспроизводство национального богатства страны в виде составляющих совокупного эргатического капитала. Российские эксперты, в книге «Энергетический потенциал и устойчивое развитие» дают новый подход к оценке благосостояния народа. Ключевым в этой оценке является то, что национальное богатство любой страны, в том числе России, определяется четырьмя составляющими:

- **природными ресурсами**, включая палеокапитал, накопленные за длительный исторический период существования планеты ресурсы недр, а также запасы воды и чистого воздуха;
- **физическим капиталом** в виде накопленного производственно-экономического потенциала;
- **социально-экологическим капиталом** в виде накопленного общественного достояния (уровня образования, здравоохранения, науки и культуры, социального самочувствия, политической организации) и воспроизводства массы и биоты (экокапитала);
- **человеческим капиталом**, определяемым жизненным потенциалом населения — произведением удельной рождаемости на ожидаемую продолжительность жизни, с учетом индивидуальных интеллектуально-творческих и духовно-нравственных начал личности. Все они выражаются (с известной долей условности) в стоимостных оценках.

В совокупной стоимостной оценке этого капитала расчетные запасы всех углеродных ТЭР России выражаются величиной чуть менее 15 трлн дол. (в расчете на одного жителя нашей страны это будет 100 тыс. дол., что меньше стоимости однокомнатной квартиры), а доля ТЭР составляет 11...12% всей капитализации страны.

Народное благосостояние с точки зрения Всемирного Банка

Согласно исследованиям Всемирного Банка, народное благосостояние можно разделять на 3 большие составляющие:

- 1) **Произведенный капитал** — суммарная ценность оборудования, техники, зданий и сооружений (включая инфраструктуру) и городскую землю.

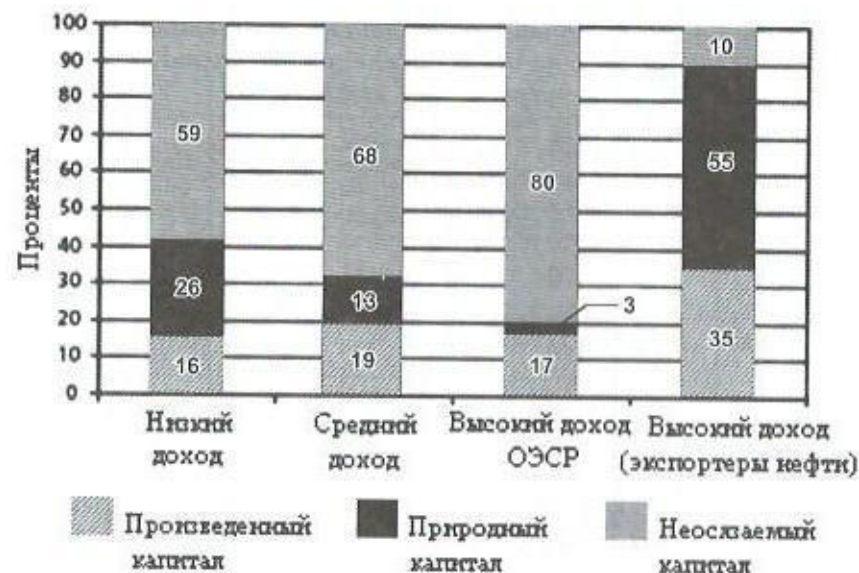
- 2) **Природный капитал** — суммарная ценность земельных ресурсов, лесов, гор, водоемов и богатства недр.
- 3) **Неосязаемый капитал** — широкий набор ценностей, включающий в себя:
- человеческий капитал (количество трудоспособного населения, грамотность, социальный, духовный и культурный уровень населения, его интеллектуальный уровень и идеология);
 - управленческий капитал (добротность организаций и умелое руководство, предпринимательская способность, эффективность государственного аппарата, уровень коррупции, вертикаль власти и др.);
 - уровень развития здравоохранения;
 - технологии (интеллектуальная собственность, навыки специалистов, ноу-хау и др.);
 - энергоэффективность при использовании ресурсов;
 - экосистема страны;
 - потенциал роста, заложенный во всех этих категориях.

Все три из этих составляющих очень важны. В развитых странах, произведенный капитал преобладает над природным капиталом. В странах же третьего мира природный капитал преобладает над произведенным. Это хорошо иллюстрирует рисунок 3.2.

Хотя неосязаемый капитал и преобладает в доле благосостояния страны, также очевидно, что в беднейших странах, природный капитал является более важным, чем произведенный капитал. А это предполагает, что ключом к развитию таких стран должно быть умелое управление этими ресурсами, в особенности, из-за того, что домашние хозяйства этих стран наиболее зависимы от них. Говоря иначе, нужно уметь грамотно всем этим богатством распоряжаться. В табл. 3.1–3.5 показана структура капитала и структура природного богатства по регионам и группам стран.

Судя по данным таблицы 3.3, в богатых странах доля природного капитала относительно общего на много меньше, чем в более бедных странах.

Как видно, чем богаче страна, тем больше внимания она уделяет неосязаемому капиталу, который, как показывает мировая



Источник: The World Bank, Where is the wealth of nations, 2006

Рис. 3.2. Структура благосостояния стран мира (по уровню доходов)

Таблица 3.1. Структура капитала по группам стран (в дол. на душу населения без учета стран-экспортеров нефти)

Уровень дохода страны	Прир. капитал	Пронзв. капитал	Неосяз. капитал	Общий капитал	Доля прир. капитала	Доля пронзв. капитала	Доля неосяз. капитала
Низкий доход	1 925	1 174	4 434	7 532	26%	16%	59%
Средний доход	3 496	5 347	18 773	27 616	13%	19%	68%
Высокий доход (ОЭСР)	9 531	76 193	353 339	439 063	2%	17%	80%
Мир	4 011	16 850	74 998	95 860	4%	18%	78%

Источник: The World Bank, Where is the wealth of nations, 2006

Таблица 3.2. *Природный капитал по группам стран (в дол. на душу населения без учета стран-экспортеров нефти)*

Уровень дохода страны	Недра	Древесные ресурсы	Недрев. лесные ресурсы	Заповедные территории	Пахотные земли	Пастбища	Всего
Низкий доход	325	109	48	111	1 143	189	1 925
Средний доход	1 089	169	120	129	1 583	407	3 496
Высокий доход (ОЭСР)	3 825	747	183	1 215	2 008	1 552	9 531
Мир в среднем	1 302	252	104	322	1 496	536	4 011

Источник: The World Bank, Where is the wealth of nations, 2006

практика, зачастую помогает «догнать и перегнать» те страны, которые волею судеб оказались одарены несметными богатствами недр с рождения, и не вкладывают в интеллектуальное наследие своей страны, за что и расплачиваются впоследствии. Если говорить более приземленно, то можно противопоставить труд руками и высококвалифицированный труд.

Однако такой подход к оценке имеет свои недостатки: природный капитал, ввиду специфики своей нынешней оценки, получается «недооцененным». Кроме того, не до конца учитывается взаимозаменяемость компонентов неосязаемого капитала, в особенности их потенциал. Например, в большинстве развитых стран наблюдается кризис рождаемости. Семьи отличаются поздними браками и одним или двумя детьми. Все это впоследствии может стать причиной демографического кризиса или «вымиранием» нации. В этих условиях человеческий капитал явно будет терять свою силу. В малоразвитых странах же напротив, ощущается демографический взрыв, и количество работоспособного населения в них будет только увеличиваться, и как следствие, будет увеличиваться человеческий капитал. В этом отношении малоразвитые страны получают «конкурент-

Таблица 3.3. *Структура общего благосостояния по регионам и группам стран (в дол. на душу населения и в процентах)*

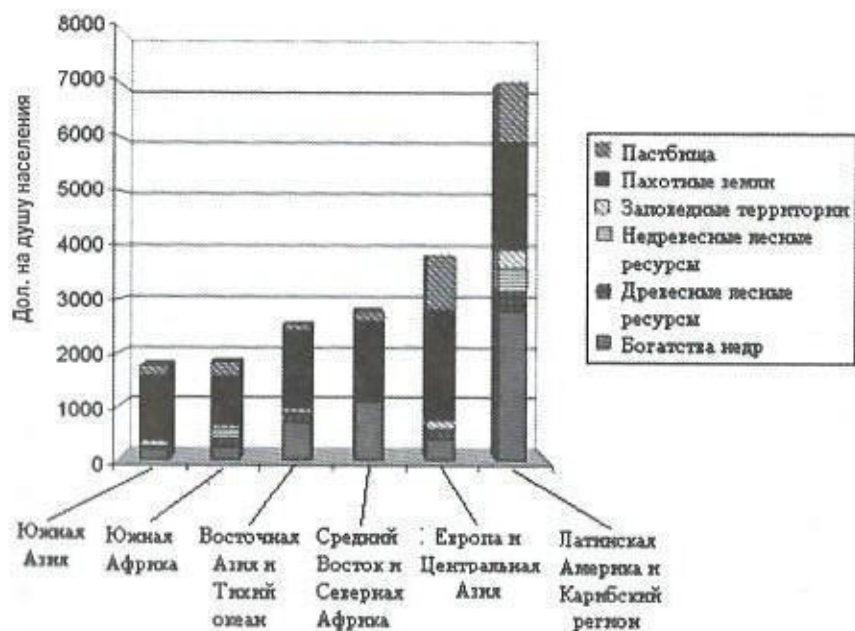
Регион (исключая нефтяные страны)	Природный капитал	Производный капитал	Неосязаемый капитал	Общий капитал	Доля природного капитала	Доля производного капитала	Доля неосязаемого капитала	Население стран
Южная Африка	1 816	1 628	10 187	13 631	13%	12%	75%	343 660 370
Вост. Азия и Тихий океан	2 511	3 189	6 258	11 958	21%	27%	52%	1 630 346 984
Европа и центр. Азия	3 795	8 446	29 722	41 964	9%	20%	71%	124 444 000
Латинская Америка и Карибы	7 018	10 677	51 451	69 145	10%	15%	74%	473 392 204
Ср. Восток и Сев. Африка	2 764	4 075	17 080	23 920	12%	17%	71%	107 132 000
Южная Азия	1 749	1 115	4 043	6 906	25%	16%	59%	1 327 368 008
Другие	9 448	75 963	351 718	437 129	2%	17%	80%	908 907 310
Группы стран по доходам (исключая нефтяные страны)								
Низкий доход	1 925	1 174	4 434	7 532	26%	16%	59%	1 831 079 239
Доход ниже среднего	2 970	4 187	15 517	22 674	13%	18%	68%	1 975 658 984
Доход выше среднего	8 706	16 831	51 001	76 538	11%	22%	67%	199 605 343
Средний доход	3 496	5 347	18 773	27 616	13%	19%	68%	2 175 264 327
Высокий доход (не ОЭСР)	2 408	56 621	214 982	274 010	1%	21%	78%	10 646 310
Высокий доход (ОЭСР)	9 531	76 193	353 339	439 063	2%	17%	80%	898 261 000
Нефтяной мир	4 011	16 850	74 998	95 860	1%	17%	82%	4 915 250 876
Нефтяной мир	12 656	7 937	2 359	22 952	55%	35%	10%	412 867 008
Мир	4 681	16 160	69 369	90 210	5%	18%	77%	5 328 117 884

Источник: The World Bank, Where is the wealth of nations, 2006

тное преимущество» и, кроме того, смогут экспортировать «рабочие руки» за границу. Поэтому, говоря сегодня о низком вкладе человеческих ресурсов в неосязаемый капитал стран Африки или Южной Америки, не стоит забывать, что со временем демографический баланс в мире все исправит и человеческий капитал резко возрастет (особенно, учитывая ситуацию в мире). В этом отношении оценивать ресурсы следует не только на данный момент, но и с учетом потенциала составляющих народного благосостояния. При такой оценке все три составляющих были бы одинаково важными с долями порядка 30%.

На рис. 3.3 представлен состав природного капитала, приходящегося на душу населения для разных регионов мира по данным Всемирного Банка.

Как видно из рисунка, основной вклад в природный капитал вносят пахотные земли, пастбища, богатства недр и лесные ресурсы. Это можно объяснить потребностью людей в пище, а также ликвидностью (в случае с богатствами недр). Однако



Источник: The World Bank. Where is the wealth of nations, 2006

Рис. 3.3. Состав природного капитала по регионам мира

такой подход не является очень корректным, поскольку не охватывает весь набор природного капитала. Есть страны, экономика которых всецело зависит от водных ресурсов (главный источник доходов жителей — рыбная ловля, а также страны с особыми климатическими условиями и недостатком пресной воды, в которых, зачастую вода может быть дороже углеводородов). Некоторые страны обладают колоссальными запасами пресной воды, которые в денежном эквиваленте, заняли бы большую часть стоимости природных ресурсов. Также, в последние годы возникает все больше вопросов, связанных с защитой окружающей среды, а именно: загрязнение как природы в целом, так в частности, и атмосферы. Например, «угольный смог» в Китае, вызванный массовым использованием угля можно увидеть даже из космоса. Поэтому, хотя на сегодняшний день еще и не существует точных способов оценки этих ресурсов или ущерба от их загрязнения, мы все же не должны игнорировать их вклад (порой весьма существенный) в общий природный капитал.

Изменение структуры народного благосостояния по мере развития страны

Именно уровень развития страны определяет роли компонентов народного благосостояния. Доминирование человеческого капитала особенно ярко выражено в наиболее развитых странах, в которых природный капитал составляет лишь порядка 2...5% от общего благосостояния. С другой стороны, в Западной Африке — одном из беднейших регионов мира — природный капитал до сих пор превалирует над произведенным капиталом (около 21%), и доля неосязаемых ресурсов соответствует едва ли ни самой маленькой в мире, несмотря на большое население. Сравнение Западной Африки и Западной Европы — очень наглядно, поскольку размер природного капитала, приходящегося на душу населения, в этих регионах практически не отличается. Казалось бы: при схожем составе благосостояния уровень доходов жителей этих стран тоже должен быть похожим (рис. 3.4).

Однако, различие в структуре благосостояния этих народов можно полностью свести к масштабу: в распоряжении среднего европейца имеется в 13...14 раз больше неосязаемых и физических ресурсов, чем у жителя западной Африки.

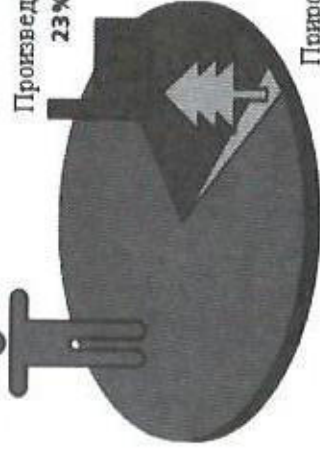
Западная Европа*

Неосъяземые ресурсы

75%

Произведенное имущество

23%



Природный капитал

2%

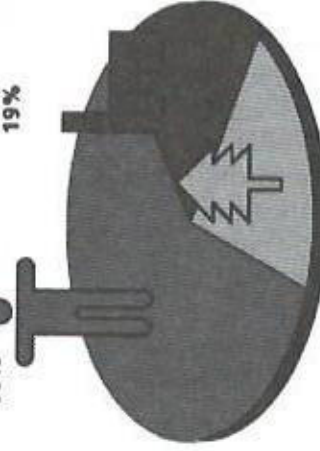
Западная Африка*

Неосъяземые ресурсы

60%

Произведенное имущество

19%



Природный капитал

* Австрия, Бельгия, Дания, Финляндия, Франция, Германия, Греция, Ирландия, Италия, Нидерланды, Норвегия, Португалия, Испания, Швеция, Швейцария, Турция, Соединенное Королевство.

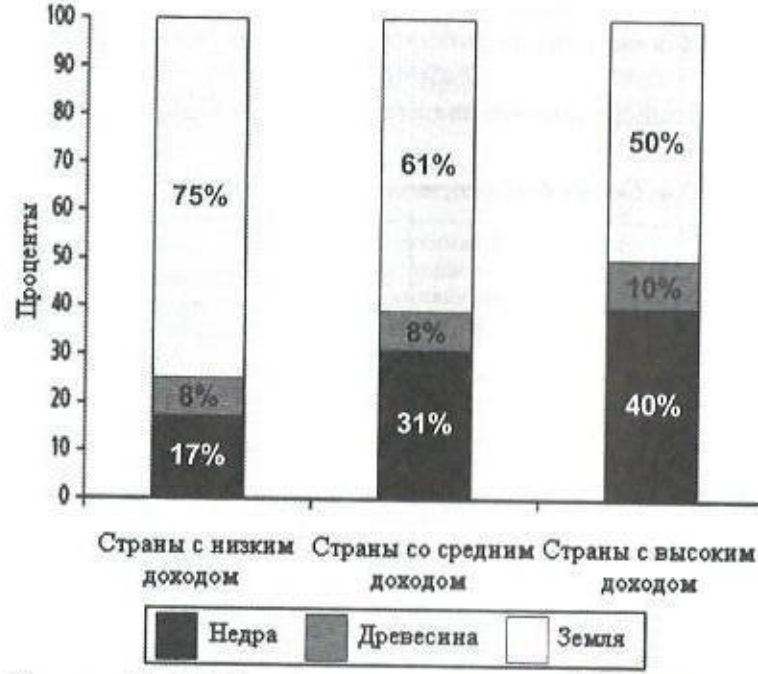
** Бенин, Буркина-Фасо, Камерун, Центральноафриканская Республика, Чад, Республика Конго, Кот-де-Вуар, Гамбия, Гана, Гвинея-Бисау, Мали, Мауритания, Сенегал, Сьерра-Леоне, Того.

Источник: The World Bank, Where is the wealth of nations, 2006

Рис. 3.4. Структура народного благосостояния

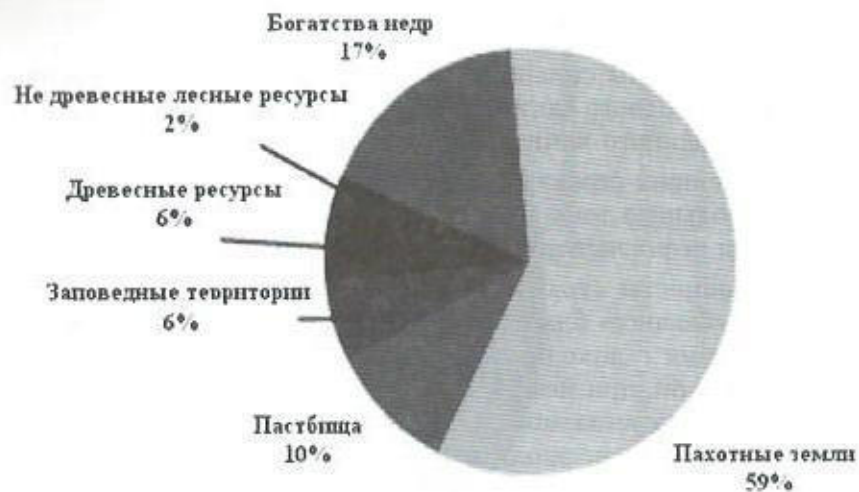
Основные тенденции

- Бедные страны сильно зависят от природных ресурсов. Доля природного капитала в этих странах больше, чем доля произведенного капитала.
- В беднейших странах пахотные земли и пастбища составляют большую долю — около 70% природного богатства (исключая нефтеэкспортеров), рис. 3.5.
- В большинстве стран доля неосъяземого капитала преобладает в «балансе» благосостояния, увеличиваясь в доле в соответствии с доходами. В странах с ресурсозависимой экономикой, при неэффективном использовании произведенного и неосъяземого капитала, доля неосъяземого капитала снижается, вводя страну в экономический тупик, (рис. 3.6).



Источник: The World Bank, Where is the wealth of nations, 2006

Рис. 3.5. Структура природного капитала в процентах (без учета экспортеров нефти)



Источник: The World Bank, Where is the wealth of nations, 2006

Рис. 3.6. Состав природного богатства в странах с низким доходом (в процентах)

В таблице 3.4 приведена оценка благосостояния 10 богатейших стран.

Таблица. 3.4. Общее благосостояние 10 богатейших стран мира

Страны в порядке убывания благосостояния	Благосостояние населения (в дол. на душу населения)	Природный капитал, %	Произведенный капитал, %	Неосязаемый капитал, %
Швейцария	648 241	1	15	84
Дания	575 133	2	14	84
Швеция	513 424	2	11	87
США	512 612	3	16	82
Германия	496 447	1	14	85
Япония	433 241	0	30	69
Австрия	49 308	1	15	84
Норвегия	473 703	12	25	63
Франция	468 024	1	12	86
Бельгия-Люксембург	451 714	1	13	83

Источник: The World Bank, Where is the wealth of nations, 2006

Природный капитал Норвегии, который включает ресурсы углеводородов Северного моря, насчитывает 12%, что является самым большим среди приведенных стран, однако это не влияет отрицательно, не вызывает «голландскую болезнь» и застой. Япония же выделяется показателем произведенного капитала в 30% и это очевидно, учитывая ее как мирового экспортера самых качественных продуктов (электроника, автомобили) и ее мировую экономическую экспансию. В этом она обгоняет даже США.

В таблице 3.5 приведена оценка благосостояния 10 беднейших стран. Эти страны выделяются тем, что доля природного капитала сравнительно высока — от 25%. С географической точки зрения все эти страны, за исключением Непала, расположены в Африке.

Таблица. 3.5. Общее благосостояние 10 беднейших стран мира

Страны в порядке убывания благосостояния	Благосостояние населения (в дол. на душу населения)	Природный капитал, %	Произведенный капитал, %	Неосязаемый капитал, %
Мадагаскар	5 020	33	8	59
Чад	4 458	42	6	52
Мозамбик	4 232	25	11	64
Гвинея-Биссау	3 974	47	14	39
Непал	3 802	32	16	52
Нигер	3 695	53	8	39
Республика Конго	3 516	265	180	-346
Бурунди	2 859	42	7	50
Нигерия	2 748	147	24	-71
Эфиопия	1 965	41	9	50

Источник: The World Bank, Where is the wealth of nations, 2006

В некоторых полях значения неосязаемого капитала приведены со знаком «минус». Это значит, что при оценке использовалось вычитание: разность между общим благосостоянием и суммой природных и произведенных ресурсов.

Уровень природного богатства на душу населения, вообще говоря, увеличивается соответственно доходам. Это противо-

речит общепринятому суждению о том, что развитие в обязательном порядке ведет к истощению экологических и природных ресурсов. Снижение доли природного богатства по мере увеличения доходов не является доказательством того, что природные ресурсы каким-либо образом теряют свое значение.

В развитых странах принято производить продукт с высокой добавочной стоимостью. Импортируя сырье, проводя глубокую его переработку и изготавливая готовое изделие, такие страны «перепродают» с огромной наценкой этот продукт обратно стране-экспортеру данного сырья. К сожалению, во многих странах, включая и Россию, все еще продолжают экспортировать нефть, импортируя ее производные, вывозят лес, импортируя готовую мебель, продают металлы, а покупают детали — и это лишь неполный список нерационального хозяйствования в рамках страны.

Продуманная политика создания добавочной стоимости выгодна не только государству, которое получило бы большие налоговые поступления в казну, но и также самим компаниям, которые смогли бы увеличить свою прибыль, завоевать новые рынки и расширить ассортимент выпускаемой продукции.

Еда, ткань, древесина, минералы и энергия — все это по-прежнему необходимо для поддержания жизнедеятельности экономики стран. Нужно лишь преобразовывать один вид энергии в другой с наибольшим КПД. И не важно, что из себя представляет энергия — нефть, электричество, мускульная сила или даже интеллектуальная деятельность. Ключевым здесь является то, что страны с низким доходом уже **сегодня** сильно зависимы от природных ресурсов. То, как эффективно этими ресурсами будут распоряжаться, повлияет и на сегодняшнее благополучие и на перспективы развития в бедных странах.

Нематериальные активы компаний и бренд

Говоря об оценке неосязаемого капитала в рамках стран, также стоит упомянуть о оценке и вкладе неосязаемого капитала в стоимость компаний.

Сегодня, любой объект собственности может являться источником дохода и объектом рыночной сделки, в том числе таким объектом являются и права собственника. Основу бизнеса, его неотъемлемую суть составляет капитал. Собственность и капитал формируются и используются в рамках организацион-

ных структур (предприятий, организаций, фирм, холдингов). Однако понятия «предприятие» и «фирма» не идентичны. Общая у них материальная, денежная, трудовая, информационная основа, а отличие выражается в нематериальных активах. Нематериальные активы (фирменное имя, товарные знаки, технологии, ноу-хау, маркетинговые разработки) оказывают существенное влияние на эффективность и конкурентоспособность бизнеса и приносят дополнительные доходы. При балансовой оценке активы фирмы равны пассивам плюс чистый собственный капитал. При рыночной оценке прибавляются нематериальные активы (ценность гарантии, страховки, лицензии, клиентская база, взаимоотношения с поставщиками, ценность доброго имени компании). Уравнение рыночной оценки реального собственного капитала в данном случае выглядит так.

$$СК = (A + НА) - П = (A - П) + НА,$$

где *СК* — собственный капитал; *A* — активы; *НА* — нематериальные активы; *П* — пассивы.

В большинстве случаев балансовая оценка собственного капитала и его экономическая ценность не совпадают, т.к. существует скрытый, внебалансовый капитал, образующийся за счёт разницы в балансовой и рыночной стоимости активов и учёта внебалансовых позиций (*НА*). Особое значение в последнее время приобрело понятие «гудвилл» — активы, капитал фирмы, не поддающийся материальному измерению, например, репутация, техническая компетенция, связи, маркетинговые приемы, влияние и др. Специалисты рекомендуют разделять нематериальные активы на 4 группы, каждая из которых по-своему влияет на стоимость компании в целом:

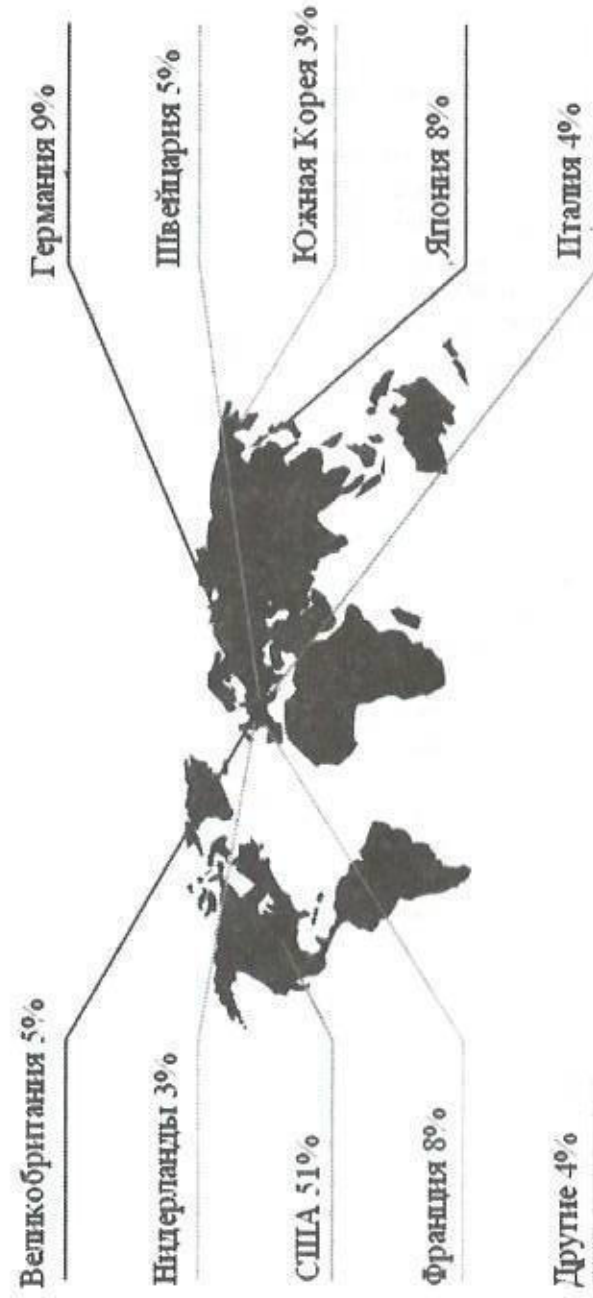
1. Имеющиеся у компании лицензии, патенты, ноу-хау, гарантии и страховки;
2. Клиентская база;
3. Взаимоотношения с поставщиками;
4. Ценность доброго имени компании или «бренд».

Многие предприниматели склонны переоценивать влияние имеющихся у них нематериальных активов на продажную стоимость бизнеса. Надо помнить, что неосязаемый капитал должен в обязательном порядке конвертироваться в доход, причём

доход на уровне выше среднерыночного. Говоря по другому, торговая марка не имеет ценности, если она не позволяет выигрывать в конкурентной борьбе и продавать свой товар дороже, чем аналогичный продукт конкурентов. Гудвилл компании «Coca-Cola» как раз и состоит в том, что бутылка «Фанты» легко продаётся как минимум в два раза дороже, чем какой-нибудь лимонад местного розлива. Наиболее подходящим методом, позволяющим в полной мере учесть влияние нематериальных активов на стоимость компании, является метод избыточной прибыли, используемый в рамках доходного подхода. Этот метод отличается простотой и доступен для применения не только профессиональным оценщикам. Его могут использовать продавцы и покупатели бизнеса, бухгалтеры и другие специалисты. Поскольку данный метод даёт довольно приблизительные результаты, зависящие от субъективного мнения оценщика, его можно использовать для того, чтобы понять диапазон стоимости компании. В основе метода избыточной прибыли лежит допущение о том, что часть прибыли компании, превышающая «нормальную» рентабельность материальных активов, производится за счёт активов нематериальных. Такая «избыточная» прибыль может быть капитализирована в нематериальные активы, иначе именуемые «гудвилл».

Стоимость бренда нефтегазовых и энергетических компаний довольно мала. Так, согласно ежегодному рейтингу BusinessWeek британская «BP» занимает 76 позицию, а ее нидерландский соперник «Shell» — 89-ю строчку. Это и неудивительно, поскольку доля материальных активов в этих компаниях достаточно высока. На рис. 3.7 представлено распределение лучших брендов по странам мира (все отрасли).

В России в связи с несовершенством законодательства, все еще часты споры за торговую марку, что связано также с тем, что товарные знаки и бренды приобретают все больший экономический вес. Так, к примеру, на нефтегазовом рынке суд по товарным знакам Евросоюза подтвердил исключительные права ОАО «ЛУКОЙЛ» на использование своего товарного знака LUKOIL OIL COMPANY во всех странах ЕС и признал, что компания «Sarmet on Plus S.L.» не является владельцем товарного знака LUKOIL OIL COMPANY и не имеет права его использовать.



Источник: Interbrand and BusinessWeek, 2006

Рис. 3.7. Распределение самых дорогих брендов мира по странам

Несмотря на то, что Россия прошла путь осознания ценности бренда, все же до ценности бренда в западном понимании еще далеко, где самые дорогие бренды могут составлять половину, а то и больше капитализации компании.

Растущее значение нематериальных активов в капитализации компаний и стран определяет интерес рынка к этим активам. Рынок сырьевых товаров все более уступает место новым, в т.ч. нематериальным (виртуальным) продуктам. Поэтому столь важна правильная и всеобъемлющая оценка этого капитала. В последнее время особое значение для рынка приобретает экологический капитал.

3.2 «Зеленый рынок» (торговля квотами)

Киотский протокол.

Основные положения и достигнутые результаты

С наступлением промышленной эпохи человечество для производства энергии и товарной продукции стало активно использовать ископаемое топливо — уголь, нефть и газ. Совместно с массовой вырубкой лесов, которые поглощают углекислый газ из воздуха, это привело к накоплению парниковых газов в атмосфере. Концентрация в ней углекислого газа и метана за последние 250 лет увеличилась на 31 и 151% соответственно. При этом тепловой эффект метана в 21 раз выше, чем углекислого газа.

Сегодня в мире «производится» порядка 25 млрд т углекислого газа ежегодно, что со временем может привести к глобальному изменению климата нашей планеты. «Незначительное» ежегодное увеличение средней температуры на 0,04...0,1 градуса представляет большую опасность как для сегодняшнего, так и для будущих поколений. Основной причиной глобального изменения климата называется «парниковый эффект».

Суть «парникового эффекта» состоит в следующем: Земля получает энергию от Солнца, в основном, в видимой части спектра, а сама излучает в космическое пространство, главным образом, инфракрасные лучи. Однако многие содержащиеся в ее атмосфере газы — водяной пар, CO_2 , метан, закись азота и т. д. — прозрачны для видимых лучей, но активно поглощают инфракрасные, удерживая тем самым в атмосфере часть тепла.

В 1992 г. на конференции в Рио-де-Жанейро впервые мировая общественность возвела «парниковый эффект» в разряд глобальных угроз, которые могут оказать существенное влияние на развитие человечества. Усилиями мирового сообщества под эгидой ООН в 1992 г. была создана Рамочная конвенция ООН об изменении климата (РКИК), секретариат которой координирует мировые усилия по сокращению антропогенных воздействий на атмосферу планеты. Более 180 стран присоединились к РКИК, Россия ратифицировала РКИК в 1994 г.

В декабре 1997 г. в японском городе Киото был подписан Киотский протокол. Киотский протокол — это первый между-

народный документ, использующий рыночный механизм для решения «парникового эффекта» как глобальной экологической проблемы.

Протокол вступил в силу 16 февраля 2005 г., когда его ратифицировала Россия, на долю которой приходится 17,4% тепличных газов. Для вступления Протокола в силу было необходимо, чтобы его ратифицировали, по меньшей мере, 55% государств РКИК ООН, и чтобы в них входили индустриально развитые страны, которые в 1990 г. выбросили 55% парниковых газов. На сегодняшний день его ратифицировало 170 стран. США и Австралия отказались присоединиться к соглашению.

Страны, включенные в Приложение I (39 стран), определили для себя количественные обязательства по ограничению либо сокращению выбросов на период с 1 января 2008 до 31 декабря 2012 г. Цель ограничений — снизить в этот период совокупный средний уровень выбросов 6 типов газов (CO_2 , CH_4 , гидрофторуглероды, перфторуглероды, N_2O , SF_6) на 5,2% по сравнению с уровнем 1990 г.

Основные обязательства взяли на себя индустриальные страны:

- Евросоюз, страны Прибалтики должны сократить выбросы на 8%;
- Япония, Канада, Венгрия и Польша — на 6%;
- Хорватия — на 5%;
- Новая Зеландия, Россия и Украина — сохранить среднегодовые выбросы в 2008–2012 гг. на уровне 1990 г.;
- Норвегия должна обеспечить прирост выбросов на уровне 1%;
- Исландия — на уровне 10%.

Распределение квот внутри ЕС представлено в табл. 3.6. Наиболее жесткие обязательства взяли на себя Люксембург, Дания и Германия. И если Люксембург и Дания не обладают достаточно развитой промышленностью, то для Германии подобные квоты являются очень жесткими. Поэтому активность немецких компаний на углеводородных рынках будет очень серьезной.

Новая Энергетическая стратегия Евросоюза (20×20×20) нацелена на то, чтобы к 2020 г. на 20% сократить выбросы CO_2 и довести уровень ВИЭ в общем энергетическом балансе до 20%.

Таблица 3.6. Обязательства стран ЕС по выбросам CO_2

Государства-члены ЕС	Обязательства относительно базового года, %
Люксембург	-28
Германия	-21
Дания	-21
Австрия	-13
Великобритания	-12,5
Бельгия	-7,5
Италия	-6,5
Нидерланды	-6
Финляндия	0
Франция	0
Швеция	4
Ирландия	13
Испания	15
Греция	25
Португалия	27

Источник: ЕЕА, Annual European Community greenhouse gas inventory report, 2007

Но эта цель может быть достигнута только за счет организации мировой торговли выбросами парниковых газов. Страны ЕС — покупатель, а Россия, Бразилия и др. страны с высоким экологическим капиталом — потенциальные продавцы «зеленых квот».

Развивающиеся страны, включая Китай и Индию, обязательств на себя не брали.

Протокол также предусматривает так называемые механизмы гибкости, зафиксированные Марракешским соглашением:

- торговлю квотами;
- проекты Совместного Осуществления (СО);
- Механизмы Чистого Развития (МЧР).

Механизм торговли квотами предусматривает возможность покупки или продажи государством или отдельным хозяйствующим субъектом на его территории квот на выбросы парнико-

вых газов на национальном, региональном или международном рынках.

Проекты Совместного Осуществления — механизм, предусмотренный Киотским протоколом, который позволяет странам Приложения Б передавать друг другу разрешения на выбросы в результате реализации проектов по снижению выбросов парниковых газов. Рассмотрим простой пример. Если стоимость снижения выбросов парниковых газов в России составляет менее 10 дол./т, то для Японии, из-за насыщения программы энергосбережения эта же процедура может составить более 150 дол./т. Следовательно, японскому бизнесу более выгодно инвестировать деньги в российский проект энергосбережения и получить права собственности на величину снижения выбросов, чем вкладывать деньги в проекты энергосбережения Японии.

Механизм Чистого Развития — определенный в Киотском протоколе (Статья 12), рыночный механизм осуществления проектов по сокращению выбросов парниковых газов на территории развивающихся стран при финансировании промышленно развитых стран. В результате осуществления мероприятий, которые бы не имели место в отсутствие проекта МЧР, выдаются соответствующие сертификаты — ССВ.

Механизм торговли квотами

Киотский протокол вывел на мировой энергетический рынок принципиально новый продукт — квоты на выбросы парниковых газов. В принципе торговля квотами существовала и ранее, в масштабах отдельных государств и групп компаний, однако нынешнее положение призвано сделать квоты на выброс парниковых газов глобальным продуктом мирового энергетического рынка.

Механизм торговли квотами — весьма выгодный инструмент управления издержками хозяйствующего субъекта. Помимо эффекта от внедрения энергоэффективных, энергосберегающих и более чистых технологий, возможен экономический эффект от реализации квот, который учитывает конъюнктуру рынка и планы хозяйствующего субъекта, и, безусловно повышает качество менеджмента.

Система квотирования и торговли квотами впервые была опробована на предприятиях компании «BP» в 1998 г. К концу 2001 г. в нее входило 160 контролируемых «BP» предприятий

более, чем в 100 странах мира. Внедрение системы повысило общую эффективность и качество менеджмента, особенно в части использования топлива и энергии, и позволило компании достигнуть заявленных целей по сокращению выбросов. Реализация мер по сокращению выбросов принесла компании около 650 млн дол. чистой дополнительной прибыли и ряд значительных конкурентных преимуществ. Так, «BP» на сегодняшний день имеет рекордно низкий удельный показатель сжигания попутного газа среди всех нефтедобывающих компаний в мире.

Площадками, на которых происходит перераспределение квот, являются так называемые климатические биржи. Большая их часть действует в ЕС. Таких климатических бирж в Европе уже пять. Крупнейшей из них, по прогнозам, может стать та, что базируется в Амстердаме, но операции будет проводить в Лондоне — на Международной нефтяной бирже. Новая компания называется «Европейская климатическая биржа» и является филиалом Чикагской климатической биржи в США.

Схема торговли квотами в ЕС

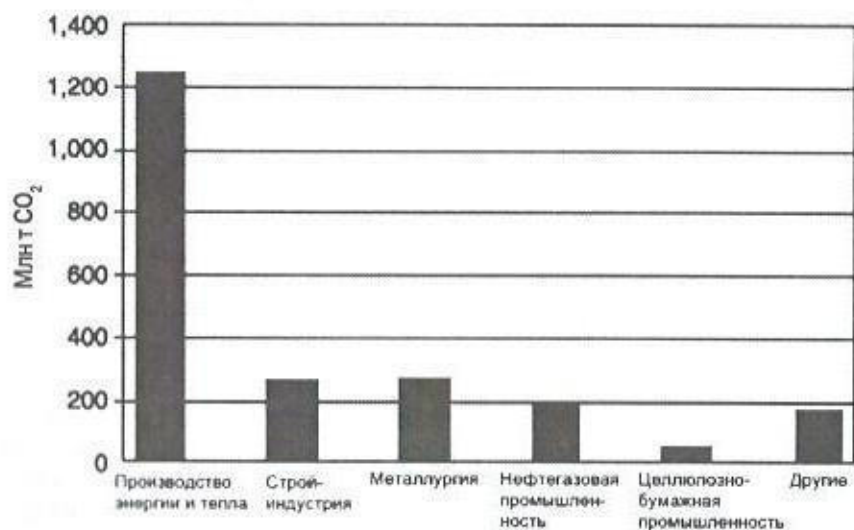
Многие европейские страны приняли национальные программы, связанные с изменением климата. Основные политические решения и меры включают налоги на выбросы углекислого газа, использование возобновляемых источников энергии для производства электроэнергии (энергия ветра и солнечная энергия, биомасса), использование механизма торговли квотами на выброс загрязнителей и др. Ключевым моментом является схема торговли квотами на выбросы парниковых газов, которая должна снизить затраты на выполнение обязательств по Киотскому протоколу.

Европейская схема торговли квотами (ЕСТК) была представлена в январе 2005 г., хотя, как отмечалось ранее, существовали до этого механизмы торговли в отдельных странах (Великобритания, Дания). Европейская схема охватывает 12 тыс. установок и около половины выбросов CO₂ в странах ЕС. Система основывается на принципах «cap and trade» (ограничение и торговля) и подразделяется на два этапа: 2005–2007 гг. и 2008–2012 гг. Второй период схемы совпадает с первым зачетным периодом Киотского протокола. Являясь независимой внутренней схемой, ЕСТК спроектирована и как инструмент, для

достижения целей, поставленных перед ЕС, Киотским протоколом — 8%-е снижение выбросов по сравнению с уровнем 1990 г. ЕСТК охватывает все 25 стран ЕС. На первой стадии ЕСТК распространяется на производства, которые потребляют большое количество энергии в своих технологических процессах и при этом выделяют много углекислого газа (рис. 3.8):

1. производство энергии и тепла (для оборудования с установленной мощностью превышающей 20 МВт),
2. нефтеперегонные заводы и коксовые печи,
3. черная металлургия,
4. производство цементных блоков, стекла, кирпичей и фарфора,
5. производство макулатуры и бумаги (для установок с производственной мощностью более 20 т в день).

На участников системы выделяется ежегодная квота на выброс CO_2 (остальные газы могут быть включены после пересмотра директивы), которая должна быть соблюдена в течение года. Объем квоты определяется национальными планами рас-



Источник: ЕЕА, Annual European Community greenhouse gas inventory report, 2007

Рис. 3.8. Распределение квот по отраслям в рамках ЕСТК

пределения, разрабатываемыми правительствами, и одобряется Европейской Комиссией. В принципе, суммарная квота должна удовлетворять заложенным в Киотском протоколе целям и быть меньше, чем были бы суммарные выбросы в отсутствие механизма торговли. Эти условия создают рынок для квот.

В случае превышения предприятием установленной нормы, взывается штраф, что, безусловно, стимулирует хозяйствующего субъекта к выполнению взятых обязательств. Штраф за несоблюдение квот установлен в размере 40 евро за 1 т CO_2 на 2005–2007 гг., на период 2008–2015 гг. — в размере 100 евро за 1 т CO_2 . При этом выплата штрафа не освобождает эмитентов от необходимости компенсировать допущенное превышение выбросов в следующем году.

Компании могут выполнять свои обязательства по ограничению выбросов двумя путями: снижать собственные выбросы либо покупать недостающие разрешения у других компаний, т. е., участвуя в торговле. Так называемая «связывающая директива» позволяет использовать «кредиты» (квоты) на выбросы, заработанные в проектах СО/МЧР, начиная с 2004 г., для использования в рамках ЕСТК.

Торговой единицей в случае торговли квотами является Европейское Разрешение на Выбросы (ЕРВ) или European Union Allowance (EUA), равное 1 т CO_2 . Выделение предприятию квоты заключается в наделении его определенным количеством ЕРВ.

Принцип МЧР, как описывалось ранее, заключается в инвестировании странами Приложения I в проекты по снижению выбросов парниковых газов в странах, не входящих в Приложение I. В результате инвестор получает дополнительный объем выбросов в виде определенного количества Сертифицированных Сокращений Выбросов — ССВ (Certified Emissions Reduction units — CERs), с номиналом в 1 т CO_2 . Количество ССВ соответствует снижению выбросов, которое было достигнуто в результате инвестиционного проекта.

Проекты СО осуществляются двумя или более странами Приложения I. Принимающая сторона (страна, на территории которой осуществляется проект) выпускает соответствующее количество Единиц Сокращения Выбросов — ЕСВ (Emission Reduction Unit — ERU). Выпуск ЕСВ не начнется ранее 2008 г.

Также существует еще один термин — установленное количество (Assigned Amount — АА). Количественное обязательство стран Приложения Б по общему количеству разрешенных выбросов парниковых газов на период выполнения обязательств с 2008 по 2012 г. При торговле квотами, в проектах СО и при использовании МЧР сокращенные эмиссии могут быть добавлены или изъяты из этого количества установленных выбросов. Единица установленного количества (ЕУК) — единица измерения установленного количества, может быть объектом торговли, равна 1 метрической тонне эквивалента CO₂.

ЕСТК осуществляется постепенно, с периодическими обзорами. Первая стадия длилась до конца 2007 г. В конце этого срока был проведен анализ достигнутых результатов и сделаны необходимые выводы. Квоты на последующий период 2008–2012 гг. будут установлены на уровне ниже начального.

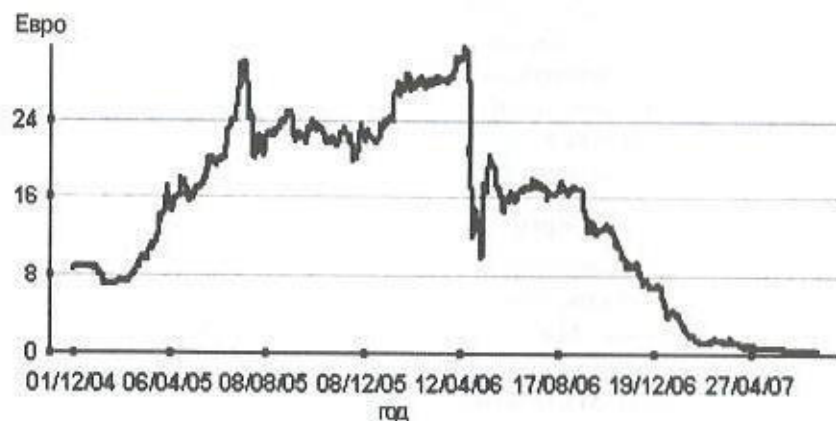
Система торговли разрабатывалась для стран ЕС, однако позволяет осуществлять торговлю по всему миру, используя механизмы Киотского протокола.

Торговля в Европе ведется на 5 торговых площадках:

- European Climate Exchange (ECX), подразделение Chicago Climate Exchange, расположенное в Амстердаме;
- European Energy Exchange (EEX), расположена в Лейпциге;
- Energy Exchange Austria (EEXA), Вена;
- NordPool, скандинавская биржа;
- Powernext, Париж.

Крупномасштабная торговля квотами на эмиссию вредных газов началась в 2004 г. (ценовой индекс доступен с 2004 г.). 9 марта 2005 г. организация EEX (European Energy Exchange) начала аукцион по их продаже. За годы своего существования рынок квот ЕС стал достаточно ликвидным (ежедневные объемы торгов — 1,5 млн единиц), хотя пока далек от объемов фондовых и валютных рынков. Наибольший объем торгов наблюдается с контрактами на второй период Киотского протокола 2008–2012 гг. с доминированием 2008 г. Цены к удивлению многих аналитиков приобрели существенную волатильность. Ожидалось, что цены на ЕРВ установятся на уровне 10 евро за 1 т, однако с момента начала работы торговых площадок цены изменялись в диапазоне 6...30 евро со значительной волатиль-

ностью. В начале 2007 г. цены на контракты ЕРВ с поставкой в конце первого срока Киотского протокола существенно упали до уровня 1 евро. А цены на контракты декабря 2008 г. в июне 2007-го колебались на отметке в 20 евро за 1 т. Теоретически верхняя граница ценового диапазона на квоты может достигать величины штрафа за несоблюдение квот (100 евро с 2008 г.) (рис. 3.9).



Источник: PointCarbon, 2007

Рис. 3.9. Цены на ЕРВ на спотовом рынке Европы

Торги по ССВ на вторичном рынке сейчас приостановлены. Хотя ЕРВ и ССВ взаимозаменяемы, но вторые обычно торгуются с определенным дисконтом по отношению к первым. На июнь 2007 г. цены на ССВ составляли 68% от цены ЕРВ, снизившись до этого показателя с отметки 80%. Всего выпущено около 62 млн ССВ от проектов в развивающихся странах, однако объем их вторичного рынка в последнее время был несущественен, а в июле 2007 г. и вовсе был равен нулю. Основная причина такого положения дел — это задержка в запуске Международного Регистрационного Реестра ООН, необходимого для передачи ССВ через государственные границы. Запуск реестра планировался на конец 2007 г. или начало 2008-го. Цены на форвардные контракты ССВ сильно зависят от текущей конъюнктуры, цен на ЕРВ, а также рисков проектов МЧР в каждом конкретном случае. Так цена на ССВ от проектов в Китае в июне 2007 г. находилась в диапазоне 8...10 евро, в то время как индийские ССВ торговались по 11...13 евро.

Среди факторов, влияющих на образование цены на квоты, следует выделить три группы:

- политические и регуляционные события;
- рыночные параметры;
- технические индикаторы.

Как на любом формирующемся рынке многие события, обуславливающие развитие рынка, события вносящие изменения в механизм работы, а также политические факторы воспринимаются весьма чувствительно. Важнейший фактор в ценообразовании — это объем выброса CO_2 , который в свою очередь является функцией от развития экономики, цен на энергоносители, климатических условий и развитие проектов МЧР и СО.

Торговля квотами в США

«Экологическая» торговля в США сосредоточена на Чикагской Климатической бирже (CCX) — это первая в мире климатическая биржа. На данный момент в торговле квотами принимают участие 325 членов, в том числе крупные компании (Ford, Du Pont, IBM), города (Чикаго и Портленд) и штаты (Нью-Мексика и Иллинойс), а также финансовые институты и трейдеры.

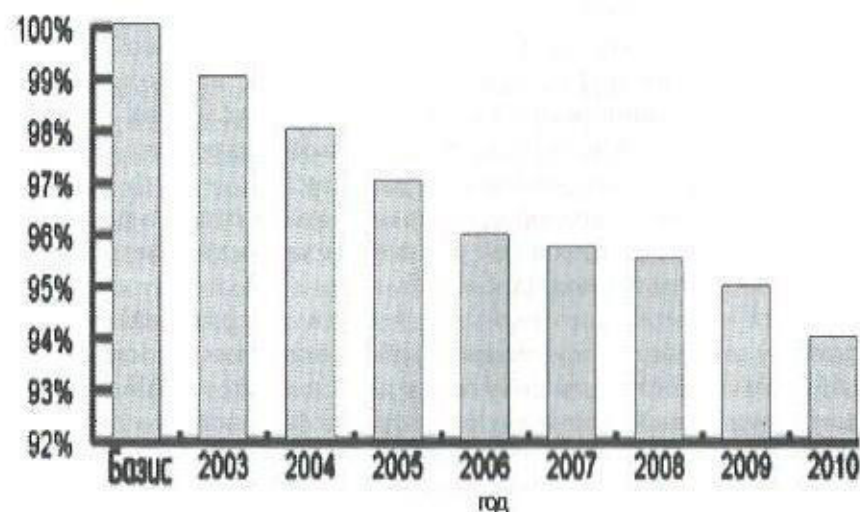
Программа снижения выбросов состоит из 2 фаз. На первой фазе (2003–2006 гг.) предусматривается ежегодное снижение выбросов на 1% по сравнению со средним уровнем за 1998–2001 гг. На второй фазе предусматривается снижение на 6% по сравнению со средним уровнем за 1998–2001 гг., либо с уровнем 2000 г., рис. 3.10.

Торгуется на Чикагской Климатической Бирже Carbon Financial Instrument (CFI). Номинал контракта на CFI 100 т CO_2 -эквивалента. В торговле квотами может принимать участие и компания, не взявшая на себя обязательства посредством проектов (проекты погашения эмиссии), направленных на снижение или поддержание выбросов на определенном уровне. После реализации проекта, объем сокращений утверждается комиссией, и на этот объем выделяются квоты. Проекты погашения реализуются в сфере

- утилизации метана со свалок в США;
- утилизации метана в сельском хозяйстве в США;

- поглощения углерода в лесном секторе США;
- поглощения углерода за счет улучшения использования сельскохозяйственных земель в США;
- альтернативной энергетики;
- энергоэффективности и диверсификации топливных балансов;
- а также проекты по МЧР.

Основное отличие климатических рынков США и Европы в том, что первый — добровольный (однако юридически оформленный), а второй — обязательный. В Европе торгуются только квоты на выброс CO_2 , в то время как в США — на все 6 парниковых газов. Американская система учитывает такие проекты участников, как, например, восстановление лесных массивов или улавливание и утилизация метана на свалках.



Источник: CCX, 2006

Рис. 3.10. Программа сокращения выбросов участников CCX

Отличается и порядок цен на европейском и американском рынке. В США цены на 1 т CO_2 -эквивалента не превышали 5 дол., в то время как в Европе достигали 30 евро. Для торговли фьючерсами и опционами существует подразделение CCX — Chicago Climate Futures Exchange.

Развитие механизма торговли квотами

Механизм торговли квотами — это сложный процесс, который требует в первую очередь адекватной системы аудита и мониторинга выбросов. Однако в будущем он может получить широкое распространение, в первую очередь, в развитых странах и на глобальной арене.

О бурном развитии рынка квот свидетельствует приход различных финансовых структур. Так, с момента начала функционирования климатических бирж, более 20 различных фондов включили в свои инвестиционные стратегии проекты, направленные на снижение выбросов парниковых газов, на общую сумму в 2 млрд долларов. Финансовые институты привлекает значительная волатильность рынка и развитость деривативных инструментов. Так на европейском рынке, несмотря на его молодость, 95% торгуемых объемов — это форварды, фьючерсы и опционы. На долю спотового рынка приходится всего 5%. Такая ситуация может быть объяснена инфраструктурной неразвитостью рынков (задержка с введением национальных регистров и планов распределения). В таких условиях деривативные инструменты — наиболее удобный инструмент, обеспечивающий снижение различного рода рисков.

О развитии углеродного рынка говорит и тот факт, что в 2006 г. рынок утроился по сравнению с предыдущим годом до размеров в 30 млрд дол. (табл. 3.7).

Рост «углеродного рынка» представляет развивающимся странам и наиболее эффективно работающим компаниям большие возможности для получения доходов. Этот рынок также потребует целый ряд услуг со стороны финансового сектора. Объем международной торговли квотами на выбросы может достичь к 2025 г. 50...800 млрд евро.

В 2006 г. на рынке доминировали в основном ЕРВ объемом почти 25 млрд дол. США (19 млрд евро) на Европейских биржах. Деятельность в рамках проектов МЧР и ПСО также показали рекорды: рост около 5 млрд дол. в 2006 (3,8 млрд евро). Добровольный рынок для корпораций и частного бизнеса также показал хороший рост: 100 млн дол. (80 млн евро). Чикагская Климатическая биржа и Новый рынок Южного Уэльса тоже уверенно росли.

Таблица 3.7. Объем углеродного рынка

Биржи	2005 г.		2006 г.	
	Объем, млн т CO ₂ -экв.	Стоимость, млн дол.	Объем, млн т CO ₂ -экв.	Стоимость, млн дол.
Европейские биржи	321	7 909	1 101	24 357
CCX	1	3	10	38
New South Wales	6	59	20	225
Международные проекты				
Первичные ССВ (МЧР)	341	2 417	450	4 813
Вторичные ССВ (МЧР)	10	221	25	444
ЕСВ (проекты СО)	11	68	16	141
Другие сделки	20	187	17	79
Итого	710	10 864	1 639	30 098

Источник: The World Bank, 2006

Помимо непосредственной торговли квотами большой интерес представляют проекты СО и МЧР. Эти проекты — весьма привлекательный способ привлечения инвестиций. Поскольку Киотский протокол принимает 1990 г. за базовую линию выбросов парниковых газов, некоторые страны, особенно страны Центральной и Восточной Европы, обладают излишком государственных углеродных квот после обвала экономики в начале 90-х гг.

Европейские покупатели доминируют в первичном рынке МЧР и ПСО с рыночной долей 86% (против 50% в 2005 г.). Покупатели из частного сектора, в особенности банки и углеродные фонды скупают большие объемы активов МЧР, в то время как государственный сектор доминировал в качестве покупателей ПСО. Большое число финансовых институтов и фондов было задействовано во вторичных сделках на углерод с другими банками (в первую очередь это происходило в Европе) или компаниями, скрепленными соответствующими обязательствами (в Европе и Японии).

Для стран Восточной Европы проекты МЧР и СО — достаточно дешевый способ получения инвестиций в энергетику. Так, Россия и Украина владеют значительным потенциалом продаж

сотен миллионов правительственных квот ежегодно (ЕУК — единицы установленного количества), на протяжении первого Киотского периода (2008–2012 гг.). Снижение уровня производства в стране по сравнению с 1990 г. позволяет снизить уровень эмиссии парниковых газов без внедрения энергосбережения, а излишки квот углекислого газа продать развитым странам. По расчетам, излишки России за 2008–2012 гг. составят около 2 млрд т углекислого газа. До 20% инвестиций на экологическую модернизацию предприятий в России можно привлечь за счет торговли квотами.

Развитие механизмов Киотского протокола приводит к появлению финансовых институтов и сервисных компаний в области «зеленых» инвестиций. Так, Мировой банк планирует учредить углеродный фонд для помощи странам во внедрении схемы зеленых инвестиций после окончания первого периода Киотского протокола в размере 5 млрд дол. Наиболее привлекательными для «зеленых» инвестиций, как отмечалось выше, являются Россия, Украина и Белоруссия. На рынке появляются компании, которые занимаются разработкой проектов CO₂, которые впоследствии продаются компаниям, участвующим в ЕСТК.

Состав участников рынка проектов МЧР и CO

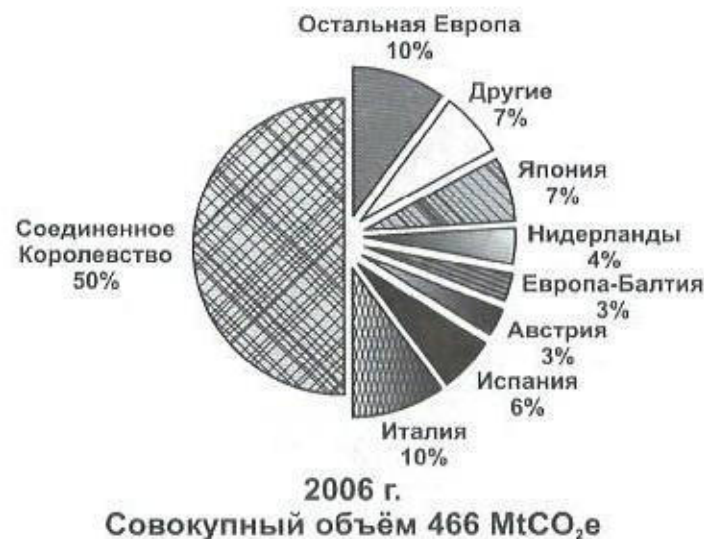
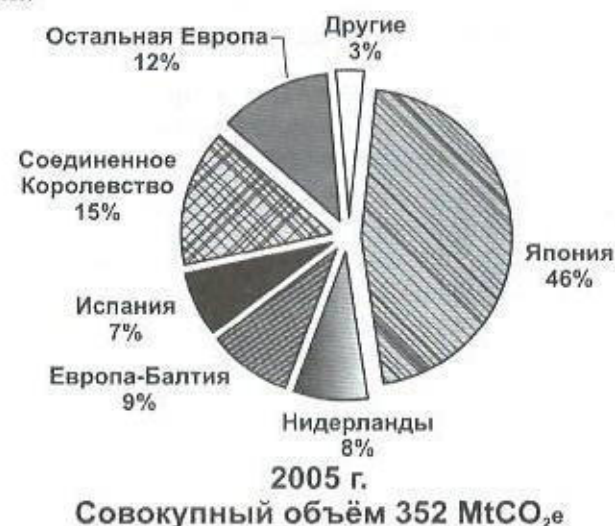
В 2006 г. на углеродном рынке ССВ и ЕСВ полностью доминировали Европейские покупатели — они произвели около 86% всех сделок. Это было существенным изменением по отношению к 2005 г., когда доли европейских и японских покупателей были примерно равны (рис. 3.11–3.13).

Согласно исследованиям Всемирного Банка, в конце 2006 г. и начале 2007 г. произошли крупные закупки со стороны коммунального сектора Японии. Кроме того, начали осуществляться первые закупки японским правительством (их ожидаемый объем за период 2008–2012 гг. равен не менее 100 млн т CO₂).

Среди европейских стран в 2006 г., Великобритания уверенно удерживала 50% долю сделок (возросшую с 15% в 2005 г.), консолидируя свои лидерские позиции как крупного углеродно-финансового центра мира.

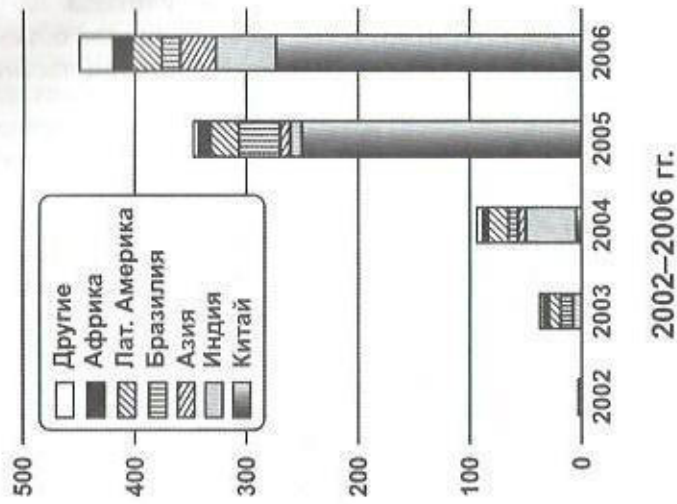
Многие страны, включая игроков вторичного рынка, предвидя бурное развитие этой индустрии, открыли счета в нацио-

нальном реестре Великобритании. Италия, вступившая на углеродный рынок в 2005 г. с долей всего 1,5%, увеличила объемы закупок до 7% всего рынка, в основном через слияния частных компаний.

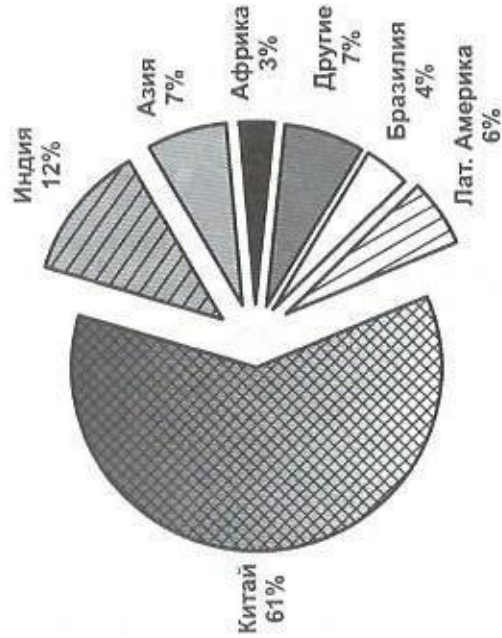


Источник: CDM pipeline by Joergen Fenhann, 2006

Рис. 3.11. Первичные покупатели на рынке МЧР и CO



Годовой объём сделок по МЧР, млн т CO₂e



2006 г.

(С долями равными объёмам поставок)

Источник: CDM pipeline by Joergen Fenham, 2006

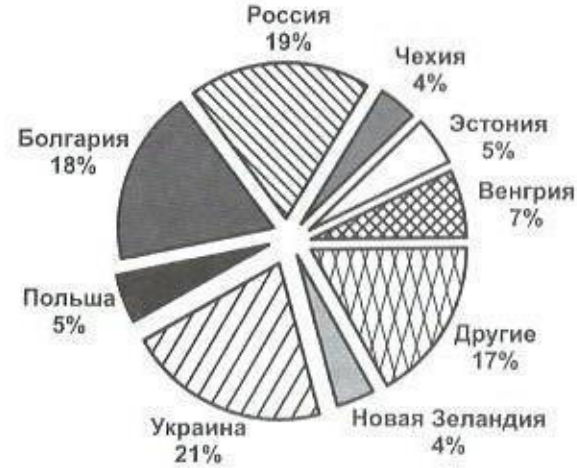
Рис. 3.12. География проектов МЧР.

В 2006 г. представители частного сектора были главными покупателями активов в рамках МЧР, с долей закупок 90%. На рынке же СО доминировали государственные компании (по большей части Нидерланды, Дания и Австрия), представляя 92% сделок по СО за 2006 г. (увеличившись с 80% в 2004–2005 гг.). Подводя итог, можно сказать, что ЕС удерживает 2/3 рынков МЧР и СО с 2003 г., в то время как Япония около 30%.

В 2006 г. Китай доминировал на рынке МЧР со стороны поставщиков с долей 61%, что немного ниже уровня 2005 г. (73% в относительном выражении). Следом шла Индия с долей 12% (возросшей с 3% в 2005 г.). На всем рынке только Азия уверенно лидировала с совокупным объемом сделок 80%. Латинская Америка вела 10% поставок рынка МЧР (из них только Бразилия заняла 4%).

Африка удержала долю в 3%, но все же достигла значительного увеличения в абсолютном выражении, наряду со всеми участниками рынка.

На рынке СО лидирующее положение занимают Россия, Украина и Болгария. Сделки за конец 2006 г. — первый квартал 2007 г. уже показали тенденцию к снижению сделок в Восточной Европе и увеличению в России и Украине. Причиной этому является громадный потенциал, ожидаемый от этих двух



Источник: CDM pipeline by Joergen Fenham, 2006

Рис. 3.13. География проектов СО

стран с огромными нефтегазовыми проектами и энергетике (программы энергоэффективности и технологии сбора метана). На период 2008–2012 гг. Россия будет лидировать на рынке поставок с долей 48%, а Украина с 16%. Другие страны Восточной Европы также рассматривают увеличение доли CO.

В апреле 2007 г. к Приложению Б Киотского протокола присоединилась и Белоруссия, имеющая на данный момент около 80 проектов, которые могут принести сокращения в объеме 4,5 млн квот. Выбросы Беларуси составили 127,36 млн т CO₂-эквивалента в 1990 г., но в 2004 г. объемы выбросов значительно сократились, и составили 74,36 млн т. Обязательством по Киотскому протоколу станет сокращение выбросов на 8% по сравнению с 1990 г. в 2008–2012 гг.

Европейские частные компании в 2006 г. совершили 90% сделок в проектах МЧР, а рынок CO на 92% контролировался публичными компаниями (Нидерланды, Дания и Австрия).

3.3 Рынок сервисных услуг

Сервисный сектор в нефтедобывающей промышленности

В зарубежных нефтегазовых компаниях принято различать такие понятия как «центр прибыли» и «центр затрат». Под первую категорию попадает сектор переработки и сбыта, а под вторую — разведка, бурение и добыча. Для достижения конкурентного преимущества, любая компания будет стремиться минимизировать издержки. А теперь представим, что некая нефтяная компания имеет в своем составе сервисное подразделение, проводящее обслуживание объектов и машин. Естественно, загрузка такого подразделения будет неполной и сотрудники и оборудование будут большую часть времени «простаивать» отягощая убытками компанию. С другой стороны при продаже или выведении из ВИНК этого подразделения, образовавшаяся самостоятельная организация (сервисная компания) может загрузить свои мощности на 100%, обслуживая разом десятки нефтяных компаний и иметь от полной загрузки прибыль.

Именно эта идея легла в основу образования рынка сервисных услуг. Теперь и нефтяные компании могут сосредоточиться на своей основной деятельности, не расплываясь таким образом и сохраняя хорошую гибкость.

В России, в частности, в последние годы наблюдается активный аутсорсинг — выведение предприятий на балансе компании в самостоятельные (или частично зависимые) хозяйствующие субъекты, пополняя таким образом внутренний рынок сервисных услуг. Некоторые отечественные сервисные компании такие как «Интегра» проводят консолидацию таких активов в одну компанию, проводя агрессивную политику слияний и поглощений на сервисном рынке. Такие компании при хорошем уровне управления и государственной поддержке вскоре могут не только конкурировать во всех ценовых диапазонах с мейджорами («Schlumberger», «Halliburton» и др.), но и выйти и закрепиться на рынках бывшего СНГ и за рубежом.

На сегодняшний день консолидация компаний-мейджоров уже позади и рынок сервисных услуг уже почти сформирован. Так, по оценкам специалистов компании «Интегра», рынок сервисных услуг только по России превысил 10 млрд дол. Несмотря на это, крупные игроки все еще продолжают создавать

альянсы, переходящие в слияния и подбирать мелкие активы среди дочерних компаний ВИНК, проводящих аутсорсинг.

В современном мире при нарастающей конкуренции нефтяные компании стараются снизить финансовые риски и ускорить возврат вложенных средств, добиваясь этого за счет приобретения более надежной информации. Требования компаний изменяются в зависимости от условий разработки месторождений. Поэтому сервисный бизнес, обслуживающий эти требования, развивается очень быстро: появляются новые технологии, новые возможности, новые формы сотрудничества.

Мировая нефтяная промышленность на стадии разведки и разработки месторождений (стадии «апстрим») состоит из двух групп участников: нефтяных и сервисных компаний. Последние формируют подотрасль сервисных услуг стадии «апстрим» (иногда её называют «паранефтяной сектор» (ПНС) и эту терминологию, для краткости, мы сохраним и в дальнейшем). Поскольку две группы компаний тесно связаны, то их развитие следует рассматривать совместно.

В последние годы одним из наиболее эффективных направлений в политике управления активами нефтяных компаний является передача не основной для них деятельности на внешнее обслуживание, осуществляемое специализированными сервисными компаниями. Роль этих компаний за последнее десятилетие существенно возросла, и в настоящее время они формируют мощный «паранефтяной» сектор.

Для поиска и добычи углеводородов требуются дорогостоящие активы, специализированные инструменты и технологии, а также ряд уникальных навыков ведения работ и операций.

Практика показывает, что наличие и содержание в собственности компаний машин и оборудования, проведение геолого-разведочных работ на нефть и газ собственными силами оказываются невыгодными для производителей. Эту нишу заполняют специализированные нефтегазовые сервисные компании. Как сторонние подрядчики, они находятся в лучшем положении, поскольку могут выполнять заказы большой группы производителей, увеличивая фондоотдачу и лучше распределяя затраты, связанные с разработкой новых технологий и оборудования. Благодаря специализации, сервисные компании позволяют снизить затраты нефтяных компаний и повысить их

эффективность, что не могло бы быть достигнуто самими производителями. Сервисные компании предоставляют спектр услуг связанный с бурением, каротажем, заканчиванием скважин и контролем за добычей.

Одним из главных достоинств сервисных компаний является то, что они не несут на себе геологического риска. Т.е. например, нефтяные компании, проводящие самостоятельную разведку, несут риск геологического характера (отсутствие нефти в пробуренной скважине). Сервисная же компания зарабатывает вне зависимости от того, нашла она нефть или нет. Также, нефтяные компании могут нести определенные риски политического и географического характера (национализация собственности, контроль над проливами и др.). У сервисных же компаний работа прекращается при форс-мажорных обстоятельствах, возобновляясь, как правило, по окончании периода неопределенности.

Таким образом, сервисные компании зарабатывают, обеспечивая нефтяные компании услугами, сопряженными с процессом разведки и добычи нефти. В международном масштабе, сервисные компании оказывают услуги как частным, так и государственным компаниям, являясь, по сути, подрядчиками (или субподрядчиками).

Это особенно важно, если учесть ситуацию в таких странах как Венесуэла, где государство национализировало собственность компаний «Chevron» и «Exxon Mobil».

Ведь «новые» владельцы их имущества по-прежнему будут нуждаться в услугах, оказываемых сервисными компаниями, такими, например, как: буровые долота от «Baker Hughes», услуги каротажа от «Schlumberger» или услуги по заканчиванию скважин от компании «Halliburton».

Совершенствование нефтегазового бизнеса достигается путем организации, ориентированной на обеспечение добавленной стоимости при минимальной бюрократизации управления. Это означает концентрацию усилий на тех видах деятельности, которые компания может осуществлять лучше других, с большим профессионализмом, приглашая к сотрудничеству другие компании с их опытом и навыками, что обеспечивает более высокую производительность в целом. Использование внешних сервисных организаций обеспечили

резкое увеличение эффективности в разведке и добыче на Северном море.

Сервисные компании предлагают целый ряд работ и услуг: одни имеют собственное буровое оборудование и сдают его в аренду, другие занимаются производством оборудования (бурового, добывающего, газовых компрессоров и т.д.) или расходных материалов (долот, буровых растворов, буровых колон и т.д.) для продажи или передачи в аренду, в зависимости от применения. Некоторые компании, располагая большой номенклатурой оборудования, сдают его напрокат (в основном, в Северной Америке). Большая часть сервисных компаний выполняет такие работы как: поддержание пластового давления, обслуживание оборудования, оценка параметров залежей нефти и газа и т.п., специализируясь в каком-либо виде работ. Сервисные компании привлекаются на протяжении всего процесса разработки — начиная от поиска, разведки, пробной эксплуатации и добычи — до момента закрытия месторождения. Услуги, предоставляемые сервисными компаниями, подразделяются на три сегмента (рис. 3.14).



Источник: составлено авторами

Рис. 3.14. Структура «паранефтяного сектора» (ПНС)

Первый из этих сегментов — геофизические исследования, где компании проводят пять типов операций: приобретение сейсмических данных, их обработка, интерпретация, управление и хранение данных и производство сейсмического оборудования.

Установив по данным геофизики места заложения скважин, компании ПНС осуществляют бурение и сопутствующие им работы. Они занимаются также производством бурового инструмента. И, наконец, ПНС включает строительные работы, инжиниринг и операции на шельфе.

Сервисные компании, работающие по контрактам, решают ограниченное число задач под постоянным контролем нефтяных компаний, при этом одна компания может контролировать до 50 и более сервисных контрактов.

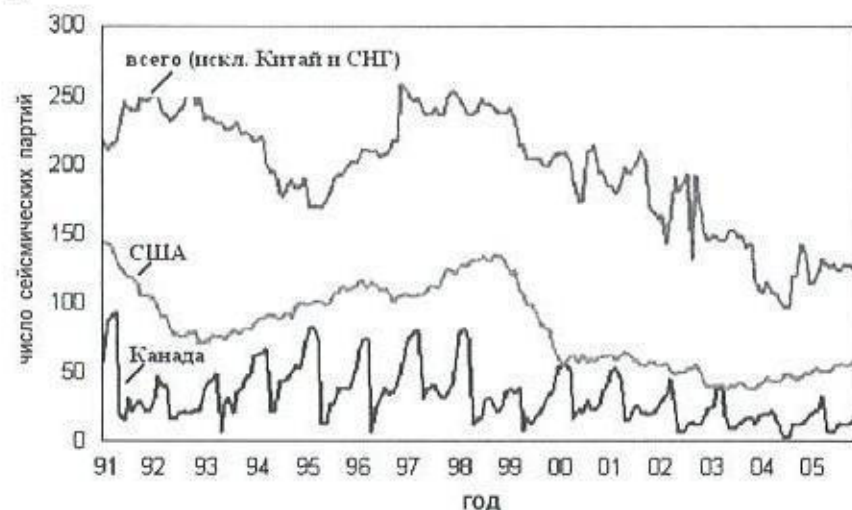
Полезно уточнить используемую терминологию в операциях ПНС. Понятие «сектор» относится целиком к ПНС. Его следует отличать от понятия «производственной цепочки», которое охватывает совокупность коммерческих и финансовых связей, устанавливаемых между всеми стадиями преобразования запасов в недрах в финансовые потоки, связывающие клиентов и поставщиков.

«Производственный сегмент» можно рассматривать в качестве подсектора, то есть, сектор состоит из нескольких производственных сегментов. Исследуемые нами сегменты — это геофизический и сегмент бурения (включая сопутствующие бурению операции). И, наконец, каждый сегмент состоит из «операций».

Для характеристики ПНС и его эволюции в период 90-х гг. изучается динамика инвестиций и основной определяющий их параметр — цены на нефть. Из анализа следует, что инвестиции сектора «апстрим» подвержены сильным изменениям в зависимости от цен на нефть. Эти инвестиции являются хорошим индикатором рынка ПНС, который должен адаптироваться к сильным изменениям рыночной конъюнктуры. Хотя инвестиции являются хорошим индикатором рынка ПНС, их оценка затруднительна, поскольку рынок ПНС слагают три элемента. Первый, наиболее крупный — фактические инвестиции в разведку и добычу международных нефтегазовых компаний. В конце 90-х гг. они определяли 71...77% рынка ПНС. Второй элемент (составляющий 21...23%) определяется затратами на эксплуата-

цию и обслуживание действующих установок, часть которых относится к ПНС. Остальная сумма (от 0 до 8%) соответствует инвестициям самого ПНС в новое оборудование (строительство или реновация буровых установок, сейсмических судов, инфраструктуры и т.д.), и в системы приобретения данных (сейсмика, ГИС в процессе бурения и т.д.). Последние две составляющих оценить затруднительно. Поэтому при анализе динамики рынка ПНС обычно используют инвестиции нефтяных компаний в разведку и разработку месторождений.

Колебания в размерах рынка ПНС можно анализировать точнее. Уровень активности в сейсморазведке (оцениваемый количеством отработанных партия-месяцев) представлены на рис. 3.15.



Источник: Bloomberg, WSJ, Baker Hughes, 2006

Рис. 3.15. Число действующих сейсмических партий в мире (учета стран бывшего СНГ и Китая)

Переход от нефтяной компании к сервисной

Граница между нефтяными и сервисными компаниями может быть не очень четкой. Действительно, существует мало задач в секторе «апстрим» которые не могли бы решать сервисные компании. Но в то же время между этими двумя типами компаний существует принципиальная разница. Действительно,

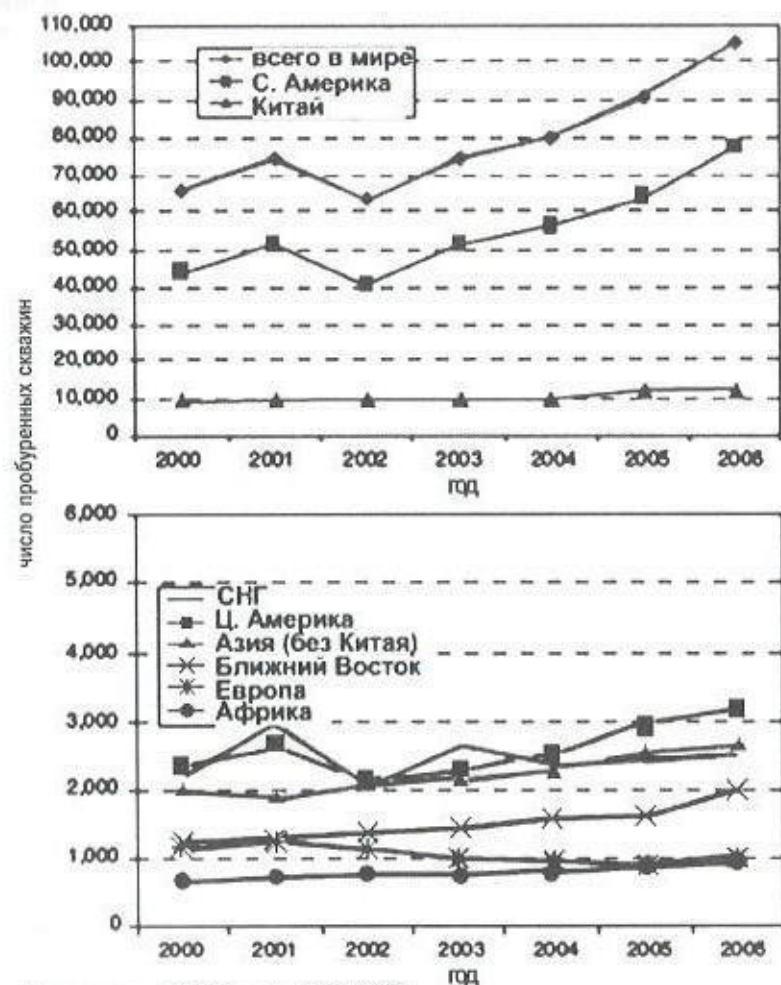
независимо от того, идет ли речь о «мейджорах» независимых или национальных компаний, все они, в отличие от сервисных компаний, обладают собственностью на добываемую нефть.

Традиционно нефтяные компании стремились обеспечить максимум операций в разведке и добыче с помощью собственного персонала и оборудования. Однако после нефтяного кризиса 1986 г. им пришлось демонстрировать высокую степень производственной гибкости. И обращение к внешним подрядчикам явилось способом достижения такого рода гибкости. Нефтяная компания не может позволить себе иметь персонал, предназначенный для выполнения весьма специфических операций. Если события, требующие высокотехнологичных навыков, происходят не регулярно, нефтяная компания предпочтет прибегнуть к услугам подрядчиков для решения своих задач. Существуют операции, для выполнения которых нефтяные компании имеют высокоспециализированный персонал; они могут использовать внутренние профессиональные возможности в условиях обычного уровня активности, прибегая к услугам внешних исполнителей лишь в случае сверхнормативных объемов операций. Это относится, в первую очередь, к операциям, имеющим сезонный характер. Потребность в оптимизации ресурсов относится не только к персоналу, но также и к оборудованию. Так, компания-оператор может нуждаться в услугах агрегатов при подъеме тяжелых конструкций или в морских баржах для прокладки трубопроводов по дну моря. Для такого оборудования с низкой степенью загрузки оператор предпочтет привлекать подрядчиков среди сервисных компаний.

Существуют также и политические причины использования сервисных компаний. Так, во многих странах нефтяные компании, получающие концессии на поиски и разведку или заключающие СРП, обязуются прибегать к услугам местных подрядчиков. Компании могут также использовать местных поставщиков услуг, вместо собственного дорогостоящего персонала. К тому же, местным предприятиям легче получить различного рода разрешения на производство работ.

В общем, нефтяные компании стремятся перенести риски недоиспользования персонала и оборудования на сервисные нефтяные компании. Это, означает, что в условиях благоприятной рыночной конъюнктуры мощности сервисных компаний полностью используются, и они имеют хорошие финансовые

результаты. Однако при сокращении объемов нефтяного производства сервисные компании оказываются в числе первых, кто несет потери. На рис. 3.16 изображены тенденции на мировом рынке буровых работ и цены на нефть в этот исторический период. Как видно, падение цен на нефть в 2002 г. привело к сокращению буровых работ в мире, после чего, с ростом цен, количество проводимых буровых работ также возросло.



Примечание: IHS Energy, IEP, 2006

Рис. 3.16. Число пробуренных скважин в мире

Еще одна причина, которая оправдывает обращение к сервисным компаниям — это передача отдельных операций на подряд, что позволяет воспользоваться технологической компетенцией сервисных компаний. Некоторые из них, из числа наиболее крупных, обладают мощными современными исследовательскими центрами. И для нефтяных компаний может оказаться выгоднее подождать, пока сервисные компании собственными силами разработают и станут применять новейшие технологии.

В настоящее время разделение компетенций очень актуально. Однако существует опасность, что сервисные компании станут прямыми конкурентами нефтяных компаний в области технологических инноваций.

Разделение профессиональных компетенций

В 80-х гг. 20 века сервисные компании (осуществлявшие предоставление оборудования, операции логистики, инжиниринга и т.д.) обеспечивали основные услуги для нефтяных компаний в ходе проведения ГРП, или в процессе разработки месторождений в качестве исследовательских центров в ходе детальной разработки инжиниринга, предоставления услуг, контроля за строительными операциями. Как только нефтяные компании разработали перечень технических требований на производство работ, каждая сервисная компания, участвующая в проекте, стала выполнять строго определенную задачу. Концептуально это были скорее отношения «клиент — поставщик услуг», чем отношения тесного сотрудничества. Новые технологии в основном разрабатывались самими нефтяными компаниями, хотя нередко внедрялись сервисными компаниями.

В настоящее время, поскольку новые технологии внедряются через сервисный сектор, часть исследований, которые не составляют собственность компаний, распространяются очень быстро, и, следовательно, не дают им стратегических преимуществ. Поэтому в настоящее время наблюдается концентрация усилий нефтяных компаний на исследованиях в области разведки и добычи, ориентированных на собственные нужды.

Эта часть деятельности в области НИР и НИОКР, которую сохраняют за собой нефтяные компании, крайне необходима. Нефтяные компании не могут вообще отказаться от исследова-

тельской деятельности по многим соображениям. Обладание и освоение новых технологий позволяет им:

- снизить затраты на разведку и разработку нефтяных месторождений;
- контролировать риски операций (идентифицировать их и разработать методологию их снижения);
- быть способным вести операции от имени ассоциаций, осуществляющих разведку и разработку месторождений. Это качество оператора не признается за компаниями, не владеющими современными технологиями;
- управлять своим имуществом. Создание стоимости все более базируется на развитии способности компаний в выборе новых перспективных регионов, определяющих будущие результаты их деятельности. Для оценки их перспективности проводятся все более сложные предварительные исследования, требующие самых современных технических средств. Самостоятельное проведение работ или контроль за работой сервисных компаний требуют от нефтяных компаний овладения соответствующими методами и технологиями.

Кроме того, принимающие страны и партнеры стремятся отстранить от проведения работ любые компании, технологический уровень которых не соответствует требованиям. Поэтому для нефтяных компаний важно поддерживать высокий уровень технологий и низкий уровень издержек. С другой стороны, сервисные компании достигли высокого профессионального уровня за счет крупных инвестиций в технологии и НИР, направленные не только на разработку наиболее совершенных методов, но и на оснащение технологиями и профессиональными навыкам, необходимыми для предложения все более широкого спектра услуг. Это осуществляется путем внешнего роста, который позволяет использовать, в сравнительно короткие сроки методические разработки, которыми располагают приобретаемые предприятия.

Эксперты отмечают интенсивный трансферт компетенций и ответственности, который ставит значительную часть технологически, разработок под контроль сервисных компаний.

В будущем инновационный потенциал и технологическая репутация будут представлять основной критерий выбора предприятий данного сектора.

Тем не менее, нефтяные компании, прибыли которых сократились в период кризиса 1985–1986 гг., уже не в состоянии вести весь комплекс НИР и НИОКР.

Мейджоры нефтегазового сервиса

Сервисные компании в нефтедобывающей промышленности формируют олигопольную структуру, состоящую из трех крупнейших компаний-лидеров («Baker Hughes», «Halliburton», «Schlumberger») и конкурентного сегмента, представленного более или менее крупными сервисными предприятиями. Доминирование трех крупнейших групп не ограничивается спектром предоставляемых услуг, но относится также к доле рынка этих компаний по видам услуг. Эти полностью интегрированные компании называют «мейджорами» ПНС.

Несмотря на внушительные размеры, компании ПНС выглядят относительно небольшими в сравнении с нефтяными компаниями. Размеры активов крупнейшей нефтяной компании «ExxonMobil» в 13 раз превышают активы крупнейшей компании ПНС «Halliburton».

Присутствие указанных выше сервисных групп на рынке ПНС имеет доминирующий характер и разнообразно по направлениям деятельности. В сегменте геофизических исследований их доля различна: так, если компании «Baker Hughes» и «Schlumberger» предлагают широкую гамму услуг (приобретение, обработка, интерпретация данных), то «Halliburton» ограничивается разработкой программного обеспечения через свой филиал «Landmark Graphics». В бурении и сопутствующих сервисных операциях они представлены во всем спектре услуг, за исключением собственно бурения. Кроме того, компании «Halliburton» и «Schlumberger» предлагают продукты и услуги вне ПНС.

Мейджоры ПНС не только присутствуют во всех сегментах деятельности, но и занимают в них лидирующее положение. Можно назвать шесть видов деятельности, где эти группы осуществляют свыше 50% всего объема сервисных операций. Наибольшая доля приходится на геофизические исследования

скважин (90% мирового рынка). Одна лишь компания «Schlumberger» осуществляет 57% в области ГИС, где она является наиболее авторитетной.

На рынке буровых работ (наклонное и горизонтальное бурение, буровые растворы, исследования в процессе бурения) три сервисных мейджора занимают около 80% мирового рынка услуг, а также рынка заканчивания скважин и повышения нефтеотдачи.

В то же время, в отдельных сегментах есть много компаний, которые занимают достойную нишу (например, в геофизическом сегменте). Кроме того, мейджоры ПНС слабо представлены в секторе бурения. Это оставляет шансы другим, более специализированным компаниям ПНС занять конкурентные позиции.

Крупномасштабные проекты по разработке месторождений приносят наибольшую прибыль заказчикам. Сервисные компании стремятся увеличить капитализацию нефтяных компаний за счет сокращения промысловых затрат, повышения производительности и увеличения объемов извлекаемых запасов. Компании мейджоров ПНС активно участвуют в проведении фундаментальных исследований для решения проблем, стоящих перед нефтегазовой промышленностью.

Так, например, в настоящее время компания «Schlumberger» трансформируется в информационную и энергетическую сервисную компанию. Она работает по всему миру, представляя собой конгломерат из приблизительно 900 структурных подразделений, предлагая услуги и системы, обеспечивающие повышение эффективности с минимальным воздействием на окружающую среду.

География рынка сервисных услуг

Можно выделить пять стран с активным ведением сервисных операций: США, Россия, Великобритания, Франция и Норвегия. Объемы сервисных операций в этих странах (за исключением Франции) растут с развитием освоения и разработки нефтегазовых ресурсов. США, к тому же, является страной размещения мейджоров основного нефтегазового и сервисного бизнеса.

Рынок Великобритании. Учитывая тот факт, что бурение началось лишь в 60-е годы, рынок динамично развивается. Толь-

ко после первого нефтяного шока в 1973г. окупились инвестиции в проекты, что послужило толчком к созданию местных сервисных компаний, которые являются успешными и очень активно развиваются в международном масштабе.

В **Норвегии** первые сейсмические профили были сделаны в 1963 г. В это же время норвежское правительство решило вести контроль за разведкой и добычей на континентальном шельфе. Сервисные компании пошли по пути кооперации с зарубежными компаниями для объединения опыта. В начале 1980-х годов под воздействием крупнейших национальных компаний («Норск Гидро» и «Статойл»), огромная отрасль была объединена. С конца 80-х гг. компании стали выходить на международный уровень. С самого начала норвежская сервисная отрасль искала баланс между необходимостью кооперации с международными компаниями и сохранением внутреннего рынка, используя его в качестве трамплина для международной экспансии.

Франция, благодаря участию американских компаний, развила собственную отрасль, несмотря на отсутствие внутреннего рынка сервисных услуг. Французские сервисные компании работают во всех секторах и занимают лидирующие позиции на двух рынках: Северного моря и Гвинейского залива.

В дополнении к этим пяти крупнейшим игрокам на арене появились — **Италия, Саудовская Аравия, Мексика, Бразилия. Япония** также обозначила свое присутствие на рынке сервисных услуг.

В региональных масштабах активно действуют национальные сервисные компании. Эти компании в большинстве случаев принадлежат национальным нефтяным компаниям с высокой степенью интеграции. Например, алжирская национальная компания «Сонатрак» осуществляет:

- традиционные операции по всей интегрированной нефтегазовой цепочке;
- операции сервисного обслуживания: бурение, геофизические исследования, нефтепромысловое обслуживание;
- операции по прокладке, ремонту и обслуживанию трубопроводных систем, морского транспорта, инжиниринга, строительного-монтажные работы;

- различные виды деятельности, которые являются продолжением или диверсификацией портфеля компании.

Всякие попытки выйти на рынки, контролируемые национальными компаниями, встречают большие препятствия, это относится также и к паранефтяному сектору. Иногда возможно формирование партнерств, что отражается в контрактных условиях, которые связывают национальную и международную компании. Речь идет о наличии барьеров для входа на рассматриваемые рынки.

Обзор современных тенденций на рынке сервисных услуг в мире

Капитальные затраты на разведку и добычу в мире

В 2005 г., инвестиции в разведку и добычу возросли на 25% по сравнению с уровнем 2004 г. до уровня 214 млрд дол. (рис. 3.17). Причиной явился постоянно повышающийся тренд цен на сырую нефть в мире. Часть этих инвестиций поглотилась возросшей ценой на оборудование и услуги в сервисном секторе. Основная часть инвестиций шла в регионы с легкоизвлекаемыми запасами. Общая доля Северной Америки и Северного моря выросла с 45 до 48% в период с 2005 по 2006 гг.

Северная Америка, сильно реагирующая на изменения цен на нефть, в 2005 г. увеличила инвестиции на 35% до 75 млрд дол. Канада увеличила инвестиции на 40%. В США 31% повышения был вызван деятельностью на суше и повышением цены на газ. В 2006 г. инвестиции превысили 21%. В США, многие проекты, намеченные на конец 2005 г. были перенесены на 2006 г. (в частности, в связи с ураганом «Катрина», восстановление инфраструктуры в регионах несколько затянулось). В Канаде в 2006 г. этот показатель составил 10%.

Латинская Америка, в 2005 г. испытала меньший рост, по сравнению с уровнем 2004 г. (+14%). Частные инвесторы проявили осторожность в связи со всплесками национализующих настроений в таких странах, как Боливия, Венесуэла и др. Деятельность в секторе разведки и добычи гораздо замедлилась, особенно за 2005 г. в период президентских выборов. Однако, такие страны как Бразилия, Колумбия и Аргентина все же привлекали внимание инвесторов. На 2006 г. затраты увеличились

до 35 млрд дол. (+21%). Гиганты, такие как Petrobras и Repsol-YPF, планировали увеличить затраты на 41 и 20% соответственно. PDVSA и Pemex ограничились более скромными цифрами (+10%)

На Северном море капитальные затраты продолжали увеличиваться начиная с 2000 г., достигнув в 2005 г. уровня 26 млрд дол. (+30% по сравнению с уровнем 2004 г.). Но, несмотря на это, добыча нефти в Великобритании и Норвегии все еще падает. В 2006 г. в Норвегии и Великобритании доля инвестиций на разведку и добычу продолжала расти (+35%). В данный момент, основной интерес представляет газовый сектор.

В России в 2005 г. инвестиции составили 19% от общих затрат предприятий ТЭК. Такие компании, как «ТНК-ВР», «Роснефть» каждая увеличили расходы на разведку и добычу почти на 30%. На 2006 г. в России сохранился прежний темп, близкий к средним показателям в мире (+25%).

В Китае в 2005 г. инвестиции превысили 25%, по сравнению с предыдущим годом. В 2006 г. этот показатель составил +22% (немного ниже средних мировых значений).



Источник: IFR, 2007

Рис. 3.17. Инвестиции в разведку и добычу

Азиатские страны (исключая Китай) сообщили о 17% увеличении инвестиций в разведку и добычу в 2005 г., в то время как Африка и Средний Восток показали рост в 14%.

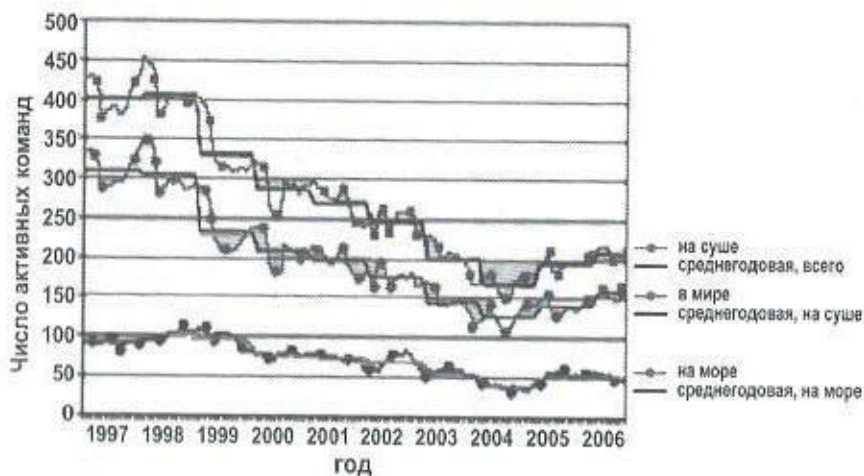
В 2007 г. рост продолжился. Ценовая конъюнктура позволяет говорить о 20...25% росте капитальных затрат на разведку и добычу до уровня 320...335 млрд дол.

Согласно данным компаний-мейджоров, доля разведки в этих инвестициях составляет 10...15%; 8...10% на счету у субподрядчиков и сервисных компаний, а накладные расходы 2...5%. За период 2002–2005 гг. продажи сервисных услуг и поставок комплектующих увеличились на 60%, что является превосходным показателем рынка для компаний нефтегазового сервиса.

Сейсмика

В 2004 г. закончился спад, начатый с 1999 г. В 2005 г. сейсмическая деятельность увеличилась на 16%. Во всех регионах мира наблюдалось увеличение активности. В Европе — +22%, в Латинской Америке — +39%.

В 2005 г. морская сейсморазведка росла быстрее (34%), чем наземная (10%). За первое полугодие 2006 г., рост составил 9% по всему миру, по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года.



Источник: World Geophysical News, 2006

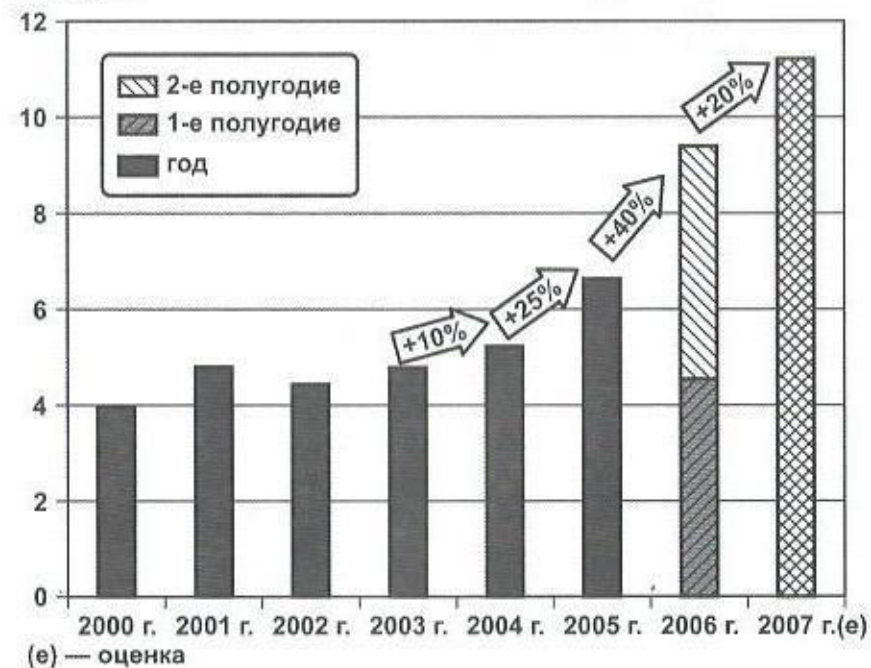
Рис. 3.18. Активность в сейсмике (за исключением СНГ и Китая)

В 2005 г. рынок сейсмических услуг оценивался в 6,7 млрд дол., что на 26% выше чем за 2004 г. В 2006 г., рынок превысил 9 млрд дол. (+40%), а в 2007 г. в этом сегменте произошло увеличение на 20%.

Получение и обработка данных

В 2005 г. этот рынок составил 5,8 млрд дол., что превысило показатели 2004 г. на 27%. В 2006 г. продолжился сильный рост (+40%).

млрд дол.



Источник: IFR, 2007

Рис. 3.19. Тенденции на рынке сейсмике

Оборудование

Бурное развитие сервисного сектора также положительно отозвалось на поставщиках оборудования. Продажи продолжили увеличиваться в 2005 и 2006 гг. (+22 и 37% соответственно).

Ключевые игроки

В 2005 г., шесть компаний занимали три четверти мирового рынка сейсмических услуг: «WesternGeco» вел с 27%, далее «CGG» (15%), «PGS» (12%), «Veritas DGC» (11%), «BGP» (7%) и «Fugro» (4%).

В секторе продажи оборудования доминировало 3 компании: «CGG-Sercel» занимал 54% рынка, за ним «Input Output» и «Oyo Geospace» с долями 28 и 8%, соответственно.

Затем на рынке произошло крупное изменение: Французская компания «CGG» слилась с американской компанией «Veritas» (сумма сделки 2,4 млрд дол.), что сделало появившуюся «CGG-Veritas» на равных с таким гигантом как «Western Geco».

Бурение

Число пробуренных скважин в мире составило 91126 в 2005 г. (+14%). В 2006 г. прибавилось число пробуренных скважин на суше и море, прирост составил 16 и 12%, соответственно.

В 2006 г. на Северном море и Среднем Востоке наблюдалось наибольшее увеличение числа пробуренных скважин, где Саудовская Аравия со своими 23% прироста занимала лидирующие позиции.

Рынок буровых работ увеличился на 30% до 30 млрд дол. в 2005 г. За 2006 г. эти показатели были на рекордной высоте. Работы на суше оценивались в 19 млрд дол. (+45%), на море — 24,5 млрд дол. (+40%). За 2007 г. увеличение составляет 5...10% по сравнению с уровнем 2006 г. (рис. 3.20).

За 2007 г. увеличение работ на суше и на море составило 28 и 24%, соответственно, по сравнению с уровнем 2006 г.

Рынок вырос приблизительно на 25% и составляет 54...55 млрд дол.

В бурении на суше доминируют такие компании как: «Nabors Industries stayed» с долей 18% в 2005 г.; «Ensign Resource» и «Patterson UTI Energy» охватили 12% и 11%, соответственно; «Precision Drilling», продавшая свои наземные подразделения компании «Weatherford» в 2005 г., занимала 6% рынка; «Pride International», «Helmerich & Payne» и «Grey Wolf» каждая занимала 5% рынка, как и в 2004 г.



Источник: IFR, 2007

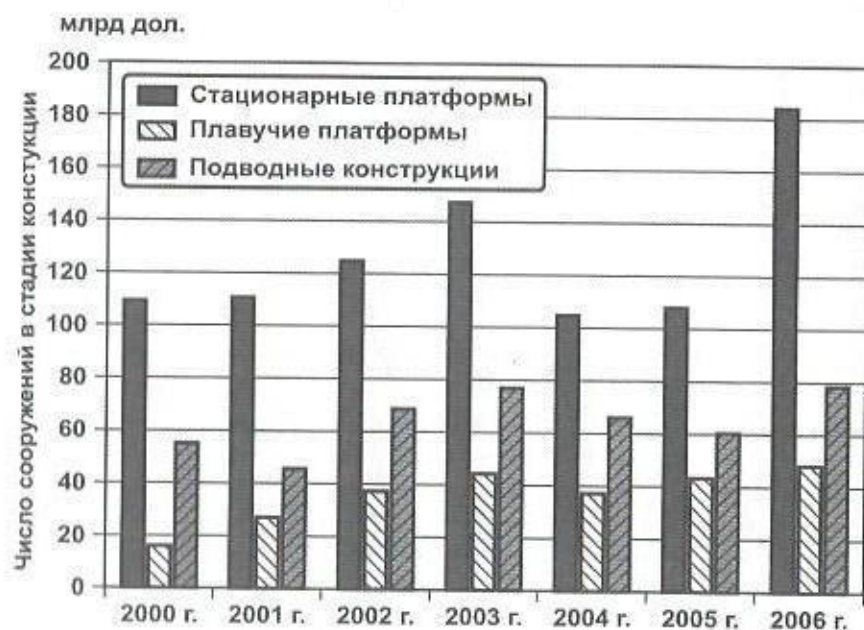
Рис. 3.20. Тенденции на рынке бурения

В морском бурении «Transocean» удерживает ведущие позиции с долей 17%. «Global Santa Fe», чьи продажи взлетели на 39% в 2005 г., следовал далее с 9%. «Diamond Offshore» и «Noble Drilling» (+51 и +30%, соответственно). Международный рынок наблюдал развитие китайских компаний, таких как «CNPC Services & Engineering Ltd», подразделение «CNPC». В 2005, эта компания увеличила свои буровые фонды на 18% (со 124 до 147 единиц).

Сооружение морских установок

Сегмент сооружения морских установок, который измеряется количеством конструкций, находящихся в процессе сооружения, за 2006 г. превзошел все показатели 2005 г. (+70% стационарных платформ, +12% полупогружных платформ, +31% подводных сооружений), рис. 3.21.

Наибольшую активность проявляли регионы латинской Америки и АТР, где в 2006 г. количество сооружений удвоилось.

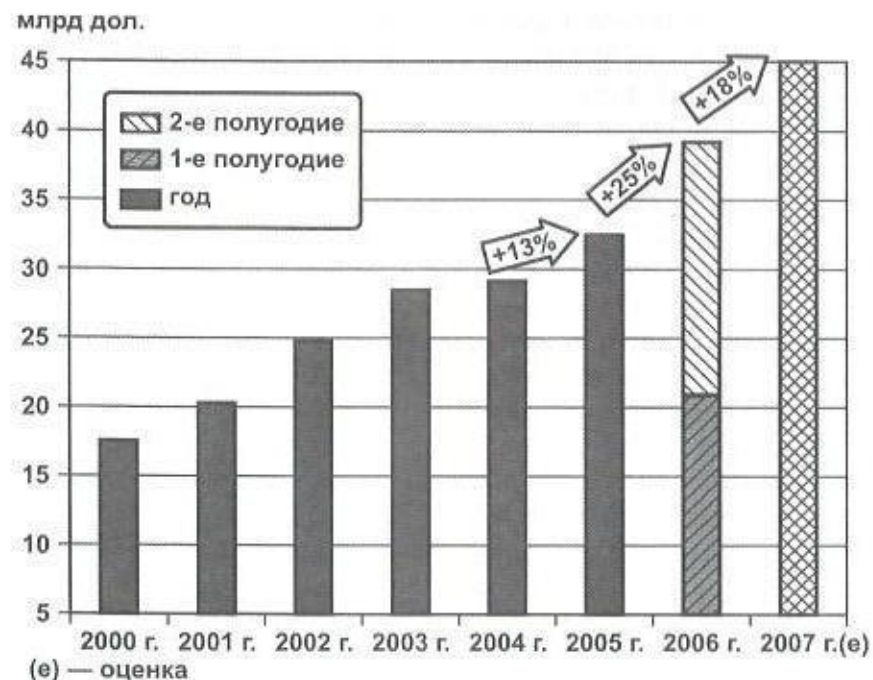


Источник: ODS-Petrodata, 2006

Рис. 3.21. Количество сооружаемых конструкций

В этих регионах ожидается быстрый рост добычи. АТР на уровне 40% к 2010 г., в основном из-за разработки газовых месторождений. В Бразилии, компания «Petrobras» начала амбициозную программу по удвоению добычи к 2015г., именно благодаря разработке шельфовых месторождений.

Основываясь на текущих данных, рост рынка в 2007 г. составил 15...20% по сравнению с 2006 г. (в денежном выражении 40 млрд дол.), рис. 3.22.



Источник: FP, 2007

Рис. 3.22. Рынок морских сооружений

Компании «Technip, Saipem и «AkerKvaerner» продолжили удерживать лидирующие позиции, каждая с 12...13% долями рынка, с «FMC Technology» замыкающей. «Acergy, «SBM Offshore» и «Subsea 7» каждая контролировала по 5% рынка.

В 2005 и 2006 гг., три игрока рынка изменили свое название: в 2006 г., «Cal Dive» стала называться «Helix Energy», после

ее поглощения одноименной британской компанией; «Stolt Offshore» стала называться «Acergy», после реструктуризации в 2005 г., «INCCaland превратилась в «SBM Offshore», после продажи судостроительной части своего бизнеса.

* * *

Таким образом, можно отметить:

- ⇒ важность сервисного сектора;
- ⇒ растущий объем инвестиций, который частично связан с ростом цен на нефть;
- ⇒ расширение спектра услуг в сервисном секторе «человеческий капитал».

ГЛАВА 4

КОНЬЮНКТУРА МИРОВЫХ ЦЕН НА НЕФТЬ

4.1 История развития биржевого рынка нефти и его значение

Высокие цены на нефть требуют от государств чрезвычайной осторожности. Уровень цен на главный мировой энергетический ресурс — это фактор перераспределения экономического и политического влияния в мире.

Одной из важнейших угроз глобальной энергетической безопасности является неустойчивая конъюнктура мирового нефтяного рынка, как быстрый рост цен на нефть, так и высокая волатильность (колебания) самих цен.

В данной главе рассмотрена история развития биржевого рынка нефти и его влияние на мировую экономику и международный нефтегазовый бизнес; обоснована специфика современного рынка нефти, включая основные, действующие на формирование цен, факторы; сделан действенный прогноз цен на нефтяные фьючерсы до 2015 г., а также более долгосрочный до 2050 г., при помощи различных моделей, в том числе нейронных сетей.

При анализе структуры глобального нефтяного рынка, как правило, оперируют стандартными параметрами реальных товарных потоков: изменениями в спросе, динамикой добычи нефти основными странами-производителями, объемами стратегических и коммерческих запасов в странах-импортерах. Однако уже давно цены на нефть не определяются так же, как на классическом товарном рынке — соотношением реального спроса и предложения. Ценообразование осуществляется не на рынке физического товара, а на биржах. Новые методы и возможности работы с информацией меняют характер рынка, торговли, который приобретает все более острый «виртуальный» характер. Текущий кризис цен является кризисом ожиданий.

Прогноз цен на нефть необходимо осуществлять с использованием современных и действенных методик. Выделив основные, предполагаемые воздействующие факторы, необходимо правильно и с допустимой точностью определить динамику цен в будущем. Выбранная методика прогнозирования (нейронные сети) должна учитывать многие психологические аспекты поведения основных игроков рынка и не противоречить основным законам самих рынков.

Основы функционирования мировых энергетических рынков

Все либерализованные рынки имеют принципиально схожие тенденции развития. Свобода заключения сделок приводит к унификации контрактов, концентрации спроса и предложения, появлению хеджеров, инвесторов и спекулянтов, профессиональных посредников и консультантов. На дальнейших этапах появляются организованные торговые площадки, институты саморегулирования, стандарты раскрытия информации.

Спотовый, форвардный, фьючерсный и опционный рынки энергии быстро обретают сходство с фондовыми и товарными биржами. Зависимость рынков нефтепродуктов, газа и электроэнергии друг от друга основана на взаимозаменяемости видов топлива и на возможности преобразования ряда энергоносителей в электроэнергию. Данная зависимость и содействовала возникновению рынка энерготоваров. Многие сектора рынка в силу технологических и регулятивных ограничений сегодня разделены, причём зачастую даже географическая близость не гарантирует единой торговли. Подлинно глобальный характер некоторых рынков (например, нефти) позволяет рассчитывать на то, что с ростом дерегулирования и развитием технологий интеграция рынка будет только расти.

Имея возможности доступа к глобальным и локальным энергетическим рынкам, потребители получили возможность формирования портфелей энергетических товаров. Приобрели популярность сложные стратегии, учитывающие весь вертикальный процесс создания стоимости, от шахт и скважин до лампочек в домах и моторов на фабриках. Новые продукты, возникающие в результате увязывания реальных товаров, фи-

нансовых и страховых контрактов и услуг, привели к возникновению целой отрасли дилеров энергетического рынка, объединяющих функции игрока, посредника и консультанта.

Развитие современного рынка нефтяных фьючерсов

В 70-е гг. произошла резкая дестабилизация и дезинтеграция рынка нефти:

- участились случаи нарушения нефтеснабжения в странах-потребителях;
- увеличилась неустойчивость цен и пределы их колебаний;
- расширилось число компаний, ведущих операции с нефтью и нефтепродуктами: наряду с международными монополиями активно начали действовать нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие независимые, посреднические, а также государственные компании промышленно развитых и развивающихся стран и конечные потребители.

При этом число участников рынка нефти увеличилось как на стороне спроса, так и на стороне предложения. Все это стимулировало в 70-е гг. появление новых форм торговли нефтью, увеличение множественности видов обменных сделок. Продолжилось сокращение операций на основе регулярных контрактов, цены начали устанавливаться на базе цен разовых сделок, на рынке которых, наоборот, торговля резко активизировалась и дошла до 40...50% международной торговли нефтью. Со сменой конкуренции с горизонтальной на вертикальную, в условиях нарастания дестабилизационных и дезинтеграционных тенденций именно свободный рынок стал индикатором реально складывающегося соотношения спроса и предложения, ориентиром для установления уровня цен как для экспортеров, так и для импортеров.

Резкие колебания цен на нефть послужили толчком для привнесения в международную торговлю нефтью механизмов управления рисками. Это привело к появлению на рынке нефти менеджеров финансового рынка. Они принесли с собой технику управления рисками, применявшуюся на финансовых рынках, — технику биржевых операций на рынках ценных бумаг. Чем больше инструментов такого управления оказывается в распоряжении нефтяных компаний и других участников нефтяного рынка, тем более сложной становится структура последнего.

К настоящему времени произошла практически полная перестройка структуры мирового нефтяного рынка, обеспечившая существенное повышение его диверсификации и увеличение многообразия и гибкости его механизмов. Трансформация рынка шла в направлении расширения видов товарообменных сделок, добавления новых сегментов рынка к уже существующим: от долгосрочных контрактов к разовым сделкам с наличной нефтью (рынок «спот»), далее — к форвардным и, наконец — к фьючерсным сделкам. Словом, доминанта рынка смещалась от сделок, в основном, с реальной нефтью к сделкам преимущественно с «бумажной» нефтью. В итоге к концу 80-х гг. сформировалась мировая система биржевой торговли нефтью и нефтепродуктами.

Таким образом, мировой рынок нефти постепенно трансформировался из рынка преимущественно «физического» (торговля наличной нефтью) в рынок преимущественно «финансовый» (торговля нефтяными контрактами). Это, по сути, исключает повторение нефтяных кризисов, аналогичных «нефтяным шокам» 70-х гг., вызванных поведением поставщиков, поскольку сегодняшний нефтяной рынок предлагает его участникам широкий спектр инструментов страхования ценовых рисков, выработанных на различных сегментах рынка ценных бумаг и их производных. В то же время, в связи с усилением зависимости нефтяного биржевого рынка от финансовых возможностей покупателей, растут риски финансовой неустойчивости цен.

Сегодняшний биржевой механизм установления цен на нефть и продукты ее переработки представляет собой механизм «сдержек и противовесов», когда на биржевой площадке постоянно борются, и тем самым уравнивают друг друга, две действующие в противоположных направлениях движущие силы биржевой торговли нефтяными контрактами:

- нефтетрейдеры, заинтересованные в стабилизации цен, которые через покупку и продажу фьючерсных и форвардных контрактов пытаются застраховать свои ценовые риски, используя механизм хеджирования;
- биржевые спекулянты, заинтересованные в раскачивании рынка, в усилении его нестабильности, ибо они делают свой бизнес именно на колебаниях цен.

Особую роль на рынке играют нефтяные гиганты: ведь высокие цены весьма устраивают их акционеров, поскольку обеспечивают сверхвысокую прибыль. Возникает вопрос: почему США и другие крупные страны — потребители нефти до сих пор не принимали серьезных мер по воздействию на производителей и нефтетрейдеров с тем, чтобы сбить цены? Дело в том, что крупнейшие нефтяные компании, которые работают со всеми нефтедобывающими странами, приносят отличный доход не только акционерам, но и национальным правительствам. Мировые нефтехимические гиганты — «Shell», «BP», «Exxon Mobil», «Chevron», «Total» — сами добывают чуть более 14% нефти, остальные объемы они вынуждены закупать. Таким образом, все они, в первую очередь, являются торговцами, и только потом переработчиками. Налоги и рабочие места — это тот вклад нефтяников, который обеспечивает стабильность многих мировых политических элит. Что же касается вреда высоких цен для мировой экономики, то эта проблема имеет и положительную сторону: дорогое топливо стимулирует энергосбережение и развитие новых технологий.

Значение биржевого рынка нефти

Сегодня доминирующим, с точки зрения установления цен на нефть, является именно биржевой рынок. Почему биржевая накрутка на цену барреля нефти многократно превышает себестоимость ее добычи? Прежде всего, в цене каждого барреля присутствует так называемая премия за политические риски. Но есть еще, как минимум, один фактор, сравнимый по значимости с политическими рисками или даже еще более мощный. Им является биржевая игра на срочных нефтяных контрактах.

Мировая торговля нефтью разворачивается на трех крупнейших биржах мира — NYMEX (Нью-Йорк), SGX (Сингапур) и International Petroleum Exchange (Лондон). Можно выделить три основных маркерных сорта в международной биржевой торговле нефтью: Brent (Brent — для Европы), Дубай (Dubai — для Азии) и западно-техасскую смесь (WTI — для Америки). Различный масштаб биржевых операций на разных рынках отражает как различную продолжительность торговли нефтяными контрактами на разных площадках (Нью-Йоркская биржа является, с этой точки зрения, самой старой, а Сингапурская —

самой молодой), так и различный набор биржевых инструментов, предлагаемых на данных площадках.

Существование трех географических центров биржевой торговли, наряду с мощным развитием компьютеризации, телекоммуникации и информационных технологий, обеспечили истинную глобализацию мирового рынка нефти, его функционирование в режиме реального времени, взаимозависимость и соподчиненность цен на нефть в разных районах Земного шара. Учитывая масштаб операций на фьючерсном рынке, то, какое количество нефтяных контрактов и с какой интенсивностью обращается на этом рынке, можно утверждать, что сегодня фьючерсный рынок способен реагировать на малейшие колебания конъюнктуры, причем, не только нефтяной, но и макроэкономической, в любой точке Земного шара. Поскольку три основные биржи, которые действуют сегодня в мировой торговле, позволяют совершать операции в круглосуточном режиме, то на практике получается, что нет такого значимого изменения в мировой политике или в мировой экономике, которое не отразилось бы на поведении рынка.

Формирование по сути единого информационного пространства мировой нефтяной отрасли позволяет увеличивать временные горизонты фьючерсных торгов. Если на начальных этапах биржевой торговли фьючерсные котировки выставлялись на период от трех до шести месяцев, то сегодня горизонты фьючерсной торговли на рынке жидкого топлива расширились по отдельным товарным позициям до шести лет. Далеко не каждая фирма, которая покупает и продает нефть на мировых биржах, сама заинтересована в обладании этим продуктом. Рядом с коммерсантами, действительно приобретающими нефть для себя или выступающими в роли посредников, на биржах оперируют так называемые некоммерческие торговцы. Они фактически покупают и продают «бумажные баррели», играя на повышении или понижении цен. Нынешний объем операций с «бумажной» нефтью в стоимостном выражении в сотни раз превышает не только уровни ее физического обращения в сфере торговли, но и уровни ее фактической добычи. Громадный, постоянно растущий объем «бумажной нефти» сам по себе разогревает рынок. До тех пор пока агрессивные инвесторы не найдут себе более удачного с их точки зрения рынка, цены на сырьевые

товары будут высоки. Когда найдут — «сдуется» «бумажный» рынок нефти, а вслед за ним и «реальный».

На разных биржах статус таких спекулянтов различен. Например, согласно требованиям американских властей каждый брокер на NYMEX должен официально зарегистрироваться как «коммерческий» (то есть торгующий реальными объемами товара) или «некоммерческий» (оперирующий срочными контрактами). На Лондонской бирже такого правила нет. Например, только за одну неделю августа 2005 г. «некоммерческие» игроки заключили 80 тыс. фьючерсных контрактов (по 1 000 баррелей каждый) на 80 млн баррелей — это почти суточное мировое производство нефти. Причем ни одного реального барреля на руках этих брокеров не было, они обладали лишь контрактами на поставку еще не добытой нефти.

Оборот реальных объемов физической нефти на этих площадках, работающих в 24-часовом режиме, составляет менее 1% от общего объема международной торговли нефтью. Но здесь продают, в основном, не реальный товар (всего 1...2% от совершаемых сделок), а производный — фьючерсные контракты на поставку нефти, когда договаривающиеся стороны фиксируют цену на конкретную дату, например, через два месяца от сегодняшнего дня. Таким образом, цены на нефть фактически определяются не в ходе купли-продажи реального товара, а в процессе торговли финансовыми инструментами. У биржевого спекулянта понятие себестоимости его виртуального товара фактически отсутствует. Залоговые средства, которыми обеспечивается фьючерсный нефтяной контракт, составляют лишь незначительные проценты от стоимости базового актива. Таким образом, на один доллар своих средств он может купить нефти намного больше, чем в реальной жизни — его капиталы как бы умножаются. Это называется «игра с «плечом» — наиболее рискованный вид биржевых операций. Спекулянтов мало интересует реальная экономика, и в этом заключается причина того, что при неизменной экономической и политической конъюнктуре цены на нефть резко меняются.

Возможно, что диктату эталонного сорта нефти Brent, на стоимость которого более 30 лет ориентировались нефтетрейдеры всей Европы, придет конец. Агентство «Platts», одно из двух ведущих котировочных агентств мира, начинает расчи-

тивать цену на нефть с учетом сортов Forties и Oseberg — BFO. Эталонный сорт нефти Brent получил свое название от одноименного месторождения в Северном море, открытого в 1970 г. Сорт нефти Brent с 1971 г. является одной из трех марок, служащих ориентиром для определения цены нефти, добытой на других месторождениях. Более легкие марки нефти, которые содержат меньше серы, чем Brent, торгуются с премией по отношению к ней, а те, которые требуют большей очистки, ценятся дешевле. Около 40% марок нефти в мире оцениваются, исходя из цены на Brent.

Главный смысл решения — снизить масштабы манипулирования рынком. Многие эксперты считают, что из-за снижения добычи ценой на Brent легко управлять. При текущей системе у Brent, фактически, один оператор — компания «Shell», а при новой системе будет три примерно равноценных оператора: «BP», «Shell» и «Norsk Hydro». Эксперты считают, что крупные «игроки» легко манипулируют ценой эталона, поскольку год от года нефти сорта Brent добывается все меньше и меньше. К примеру, если в 1994 г. «Shell», добывающая Brent больше всех, производила 200 000 баррелей в день, то сейчас суточная добыча составляет всего 75 000 баррелей. Крупные компании вполне могут подавить маленьких «игроков», просто скупив большую часть нефти Brent, добытой за месяц, и держать ее. Компании таких масштабов как «BP», действительно, могут влиять на цены, от которых, в свою очередь, зависят экономические прогнозы.

Решение «Platts» выбрать новый эталон уже раскололо нефтяников: руководство «Shell» крайне недовольно введением BFO, так как сорта, добываемые конкурентами — «BP» и «Norsk Hydro» — будут теперь сильнее влиять на ценообразование. По мнению «Platts», использовать Brent стало слишком рискованно, так как Brent занимает ничтожную долю в мировой добыче — менее 1%, но используется в качестве эталона для рынка объемом 20 млн баррелей в сутки. Поэтому расширение котировальной базы должно повысить устойчивость рынка к спекулятивным колебаниям. Если появится более представительный маркер, рынки станут более стабильными, а это хорошо и для производителей, и для потребителей. Но изменений в ценообразовании на российскую нефть эксперты не ждут.

Влияние цен на нефть на мировую экономику и нефтегазовый бизнес

Высокие цены на нефть требуют от государств и нефтегазового бизнеса чрезвычайной осторожности. В странах, импортирующих нефть, рост цен на нее ведет к перекосу торгового баланса, что, в свою очередь, может выразиться в снижении курса национальной валюты и росте инфляции. В странах, экспортирующих нефть, например, в России, это может вылиться в чрезмерный приток иностранной валюты. Эти тенденции, в свою очередь, становятся причиной укрепления национальной валюты, негативно влияющего на внутренний бизнес и приводящего к тому, что все инвестиции идут лишь в нефтяную отрасль (так называемая, «голландская болезнь»).

Рост нефтяных цен больше всего бьет по экономикам развивающихся стран. Ситуация в таких странах ОПЕК как Нигерия и Саудовская Аравия — одна из лучших. Тем не менее, страны-экспортеры должны учитывать долгосрочные политические последствия конъюнктуры нефтяных цен. Если цена продержится на высоком уровне, нефтяные компании станут уделять больший интерес новым, более дорогим месторождениям и энергоносителям, которые до сих пор не разрабатывались и находятся вне территории ОПЕК. Таким образом, ОПЕК может сама лишиться себя как рынков, так и рычагов влияния на рынки. Высокие цены также идут на пользу независимым экспортерам нефти, таким как Мексика и Россия, которые имеют достаточно запасов нефти. Очевидно и то, что высокие цены на нефть оказывают негативное влияние на экономику высокоразвитых стран, которые вынуждены импортировать большие объемы нефти, в частности, страны ОЭСР Европы. По расчетам МЭА, за каждые дополнительные 10 дол. в цене нефти страны ОЭСР Европы недосчитаются 1% роста ВВП. Центральные банки вынуждены повышать процентные ставки, так как удорожание энергоносителей ведёт к удорожанию всех товаров.

Тем не менее, высокоразвитые страны в значительно меньшей степени подвержены негативному влиянию высоких цен на нефть, так как они извлекли достаточно уроков из предыдущих нефтяных потрясений и предпринимают значительные усилия по снижению зависимости своих экономик от нефти. Альтернативные источники энергии, новые технологии, эффек-

тивность использования энергии — все эти направления на протяжении двух последних десятилетий способствовали сокращению объема потребления нефти на единицу выпускаемой продукции. В то же время, сфера услуг и информационных технологий (где используется гораздо меньше нефти) увеличили свою долю в ВВП за счет энергоемких производственных отраслей. Рост экономики развивающихся стран, наоборот, происходил благодаря предпочтительному развитию энергоемких отраслей, в результате, на сегодняшний день они значительно меньше защищены от нефтяного шока, нежели 20 лет назад.

За период после резкого взлета цен на нефть в начале 70-х гг. развитые страны диверсифицировали не только источники поставок нефти, но и структуру энергобаланса. Зависимость от нефти во многих секторах резко уменьшилась. Сегодня зависимыми от нефти являются только те сектора, где ей нет разумной альтернативы — в первую очередь, транспорт. В силу этих объективных причин высокие цены на нефть в исторической перспективе будут оказывать все меньшее воздействие на экономику стран ОЭСР. В тех же секторах, где нефть заменить нельзя, высокие цены могут быть в какой-то степени компенсированы ростом коммерческих и стратегических запасов сырой нефти и нефтепродуктов и дальнейшей диверсификацией источников их поставок.

По заявлению экспредседателя Федеральной резервной системы США Алана Гринспена, рекордно высокие цены на нефть вряд ли окажут существенное негативное влияние на экономику США. Он также считает, что мировая экономика в целом сможет приспособиться к стоимости нефти, достигшей исторического максимума. В долгосрочной перспективе позитивные изменения в технологии и рыночные силы обеспечат мир достаточным количеством нефти, так как сделают возможным переход на другие источники энергии, которые будут изобретены задолго до того, как иссякнут мировые запасы.

Безусловно, что установление цен на нефть в диапазоне 55...70 дол. за баррель приведет к изменениям в положении наиболее значимых экономических игроков в долгосрочной перспективе и отразится на позициях западных держав в глобальной хозяйственной системе. Повышение цен на энергоносители способно привлечь средства как в нефтеразведку и нефтедобы-

чу, так и в развитие ресурсосберегающих технологий, внимание к которым серьезно ослабло в 90-е гг. Если с 1973 г. по 1990 г. энергоемкость 1 дол. ВВП снизилась в Японии на 39%, в странах ЕС-15 на 31%, а в США на 17%, то за 1990–2004 гг. ее снижение в Европе не превысило 7%, а в США и вовсе не отмечалось.

Итак, основной результат от воздействия дорогой нефти на мировую экономику заключается в следующем:

- Наиболее серьезное замедление экономического роста будет отмечено в странах Азии.
- Перераспределение богатств в мире ослабит внешнее давление на американский доллар.
- Высокие цены на нефть подтолкнут предпринимателей к использованию более эффективных энергосберегающих технологий и, в то же время, будут способствовать интенсивному развитию нефтедобычи и нефтепереработки.

* * *

Таким образом, на современном нефтяном рынке оценка его состояния только на основе прогноза баланса спроса и предложения на реальный физический товар неправомерна. Ценообразование осуществляется не на рынке физического товара, а на биржах, где надувается спекулятивный «пузырь». Текущий кризис цен является кризисом ожиданий того, что в будущем возможное предложение не сможет адекватно отвечать спросу. Чтобы раздуть цены, спекулянты используют любые сколь угодно существенные для мирового рынка тенденции и даже слухи. Все это держит рынок в невероятном напряжении, значительным образом подстегивая активность спекулятивных операций. Причем рост цен абсолютно неадекватен масштабу проблемы. В условиях чрезмерной зависимости мирового рынка нефти от спекулятивной игры и отсутствия реального дефицита самого ресурса спекулянты могут довести цену на нефть до 200 дол. за баррель, но цена может также вернуться и к 20 дол.

4.2 Структурная трансформация мирового рынка нефти: переход к виртуальному рынку нефти

Уровень цен на главный мировой энергетический ресурс — как фактор перераспределения экономического и политического влияния в мире

Спрос на нефть носит неравномерный характер. Так, в Европе спрос на нефть растет незначительно, в США и Японии растет примерно на 1% в год, в Китае же увеличение спроса составляет 13%. На долю Азии, прежде всего, на Китай и Индию, приходится 90% мирового прироста спроса на нефть. Соответственно, на рынке меняются маршруты поставок и вводятся новые мощности вблизи новых центров потребления (Юго-Восточная Азия, Каспий, Россия). Наиболее слабое звено нефтяного рынка — транспортная инфраструктура. Изменение конфигурации рынка не может происходить мгновенно, поэтому местами возникает локальный дефицит нефти, как, например, в Китае и Индии, где потребители готовы платить больше, лишь бы получить нефть. Поскольку спрос на нефть будет продолжать расти, в особенности в странах Азии, то причин для серьезного снижения цен на нефть в ближайшее время нет.

Уровень цен на главный мировой энергетический ресурс — это фактор перераспределения экономического и политического влияния в мире. Во-первых, будучи инструментом глобального влияния, цена на нефть оказывается серьезным рычагом для стран-экспортеров, в первую очередь, государств Ближнего Востока, среди которых лидирующее положение занимают Саудовская Аравия и Иран. Во-вторых, возникают предпосылки для новых витков международного противостояния, связанного с борьбой развитых стран-импортеров за контроль над энергоресурсами. В-третьих, высокие цены на нефть способны придать дополнительный импульс экономическому росту в странах с переходной экономикой. Наконец, ведущие державы, подавляющее большинство которых импортируют нефть, подверглись негативному влиянию высоких цен на нефть, и в этом контексте такие цены также ведут к изменению баланса сил в мировой экономике.

Новый мировой энергетический баланс будет складываться под воздействием двух основополагающих факторов:

1. Высокие цены на нефть ведут к росту инвестиций в освоение новых месторождений, в частности в те, разработка которых требует значительных издержек. Рост инвестиций отмечается не только в добычу нефти, но и в ее транспортировку и переработку.

2. На нефтяном рынке меняется состав «игроков»: все большую роль на нем начинают играть компании из развивающихся стран при снижении роли ведущих западных компаний. Среди наиболее быстро растущих компаний, которые ведут добычу, в том числе, за пределами национальных рынков, следует назвать бразильскую «Petrobras», индийскую «ONGC» и китайские «CNPC», «Sinopec» и «CNOOC».

В развитии нефтяной отрасли работает механизм сдержек и противовесов, а именно — существует тесная связь между природным фактором и научно-техническим прогрессом. Начиная с 70-х гг. прошлого столетия, природный фактор постоянно «подталкивает» цены вверх по мере роста издержек при освоении все новых месторождений. На нынешнем этапе действие природного фактора стало превалировать над действием фактора НТП, всегда направленного в сторону снижения издержек. Как только цены на нефть выходят на определенный уровень, который для данной фазы развития экономики не является приемлемым, запускаются механизмы интенсификации НТП, которые приводят к снижению издержек. Именно поэтому «потолок» цен не является фиксированной величиной.

Россия обладает своеобразным и уникальным положением в мировой энергетике. С одной стороны, Россия — активный участник группы стран, входящих в «Большую восьмерку», которые являются нетто-импортерами энергетических ресурсов. Глобальные энергетические интересы этих стран заключаются в обеспечении долгосрочных и надежных поставок импортных энергоресурсов по разумно низким ценам. С другой стороны, Россия входит в группу ведущих нетто-экспортеров энергетических ресурсов, интересы которых заключаются в обеспечении долгосрочных и стабильных поступлений средств за экспорт этих ресурсов по разумно высоким ценам. Очевидно, что взгляды этих групп не совпадают, поэтому Россия, отстаивая, прежде всего, собственные интересы на энергетическом направлении своей внешнеэкономической политики, объективно учитывает

и те, и другие точки зрения, стремясь обеспечить их баланс. На глобальном уровне дипломатия России стремится использовать политические факторы, чтобы обеспечить благоприятную ценовую конъюнктуру на рынках нефти и газа, одновременно пытаясь учесть интересы стран «Восьмерки».

После резкого ухудшения ценовой конъюнктуры на мировых рынках нефти в 1998–1999 гг., Россия активизировала взаимодействие с ОПЕК. Не предполагая вступать в эту организацию, она активно использует статус наблюдателя на конференциях этой организации. Россия развивает сотрудничество и с МЭА, обсуждая широкий круг проблем, которые определены подписанной в 1994 г. Декларацией о сотрудничестве между Россией и Агентством. Кроме того, в рамках «Большой восьмерки» Россия принимает активное участие в обсуждении глобальных проблем энергетики, включая перспективы мировой нефтяной отрасли.

В Европе Россия имеет стратегические интересы во многих странах. В основном, они сосредоточены на сохранении и расширении рынков сбыта, внедрении в сбытовые сегменты нефтегазового бизнеса, получении инвестиций, решении вопросов транзита. Традиционным рынком сбыта российских энергетических ресурсов — нефти и газа — являются страны Западной Европы. Ряд европейских государств, в свою очередь, выступают крупными поставщиками оборудования для российской энергетики, а также важными потенциальными экспортерами капитала для нефтегазовой отрасли. Энергодиалог, задуманный вначале преимущественно в политическом формате, последнее время постепенно трансформируется в деловую плоскость стимулирования торговли энергоресурсами и товарами и способствует углублению взаимоотношений между отдельными компаниями.

Специфика современного международного рынка нефти. Психология — фильтр информации, влияющей на формирование конъюнктуры цен на нефть

Для тех, кто пытается предсказывать поведение экономики (например, фондового рынка, рынка золота, облигаций и т.д.), главная действующая сила — психология. То, что люди думают о будущем, и как они поступают в этой связи, прямой результат их личной психологии. Уровень цен на рынке напрямую связан

с тем, что люди в данный момент думают, и как они воспринимают будущие рыночные перспективы. Чистый результат взаимодействия миллионов людей — покупающих и продающих товары и услуги, акции и фьючерсы — выражается в виде некоей модели экономического поведения, отражающей массовую психологию. Отсюда следует: поведение рыночных цен — побочный продукт того, что люди хотели бы платить за товары и услуги, и отражает эмоции всех людей в совокупности. Таким образом, поведение рыночных цен не более чем графическое выражение общественного мнения.

Четыре предположения о характеристиках современного рынка нефти

Первое: рынок всегда впереди

Осознанно или неосознанно, но движения цен отражают не прошлое, а будущее. Когда приближающиеся события отбрасывают свою тень впереди себя, эта тень падает на Нью-Йоркскую Фондовую биржу. По мнению Юджина Фама «Акция возвращает инициативу всем действенным переменным, что означает способность рынка к целесообразным прогнозам реального сектора». Факты предполагают наличие «рациональных ожиданий» или «эффективных рынков», при которых фондовый рынок занимается процессом капиталовложений и использует самую раннюю информацию, относящуюся к этому процессу с целью прогнозирования его эволюции. Другими словами: фондовый рынок опережает экономику — не очень сильно, но больше, чем хотят большинство квалифицированных экономистов. Это предположение называется «гипотезой об эффективности рынка». Поразительно, что большинство инвесторов имеют другое мнение по этому поводу.

Из-за того, что фондовый рынок находится впереди, само собой следует логическое заключение — этот рынок является одним из официальных ведущих индикаторов для многих национальных экономик.

Второе: рынок иррационален

На рынке время от времени полностью властвуют иррациональные эмоции — надежда, жадность и страх. Но, если психология может отчасти объяснить, почему люди ведут себя так или

иначе, она не отвечает на вопрос, почему они все реагируют в одно и то же время.

Третье: царство хаоса

Эффект бабочки — один из элементов системы математических феноменов, с тех пор обобщенно названных термином «детерминированный хаос». Этот феномен характеризован Чера Л. Сайерсом следующим образом (1989): «Процесс характеризуется детерминированным хаосом, если он генерирован полностью детерминированной системой, возникающей как результат беспорядочно функционирующих рядов в стандартных временных диапазонах». Нас окружает хаос.

Среди хорошо известных примеров есть так называемые эффекты мультипликации и акселерации, тезаврирование, самопроизвольное усиление ожиданий роста, увеличение потребностей в капитале из-за смещений во взаимоотношениях труда и капитала и т. д., — все вместе эти многочисленные цепочки обратных связей могут означать, что системы имеют не просто равновесие, а сами себя раскачивают или демонстрируют иные сложные движения. Каждая из этих положительно воздействующих цепей обратных связей может вносить свой вклад в самопроизвольно усиливающую природу экономического феномена, пока окончательно не будет заторможена другими механизмами. Чтобы правильно описать эти системы, необходимо применить нелинейную математику.

Тем не менее, экономическое моделирование традиционно строится на линейных моделях, основанных на функции равновесия. Эти модели показывают, как все элементы экономики непрерывно адаптируются ко всем другим элементам, но без каких-либо коррективных оговорок, сделанных одновременно для многих положительных и отрицательных обратных связей. Когда контуры обратной связи объединяются, в основном, это бывают отрицательные стабилизирующие цепочки, но зачастую сильнее оказываются ведущие к неустойчивости положительные контуры. Эти модели на практике функционируют очень вяло, что традиционно объясняется «стохастическими внешними беспокойствами», а также отсутствием точности в деталях модели.

Причина раздвоений в том, что существует внезапное и существенное изменение в преобладании различных контуров

положительно воздействующих обратных связей. Возвращаясь к экономическим системам, подобная теоретическая структура выдвинута ученым Эрвином Лазло в 1987, который разделил параметры, способные воздействовать на преобладание тех или иных контуров в экономических системах, на три категории:

- Технологические инновации.
- Конфликты и завоевания.
- Дисбаланс социального и экономического характера, а именно: дефицит товаров, финансовые кризисы и так далее.

Вывод заключается не в том, что понимание экономики неуместно в отношении акции, — нет, никоим образом. Суть хаоса в том, что попытки предсказать длинные цепи событий или дать долгосрочные количественные прогнозы близки к абсурду.

В то же время рынок трудно предсказуем, но достаточно закономерен.

Четвертое: графики являются самореализующимися

Ценовые движения сами по себе могут провоцировать людей на покупку или продажу.

Средства массовой информации пытаются объяснить ценовые движения, соотнося их с различными политическими и экономическими событиями, тогда как мотивы спекулянтов бывают очень разными. Следовательно, доля правды, скрывающаяся в широком применении графического анализа, в том, что читать мысли рынка — это не только технический прием. Иногда именно сами анализы и создают психологию (рис. 4.1). Необходимо запомнить, что хотя существуют и коды для расшифровки поведения рынка, основывающиеся на правилах, однако если (почти) все провели одинаковый анализ, то система больше не будет самоусиливающейся, наоборот, она станет самоуничтожающейся. В некоторых случаях графики могут становиться самоуничтожающимися по разным причинам.

Общая модель (схема) экономической психологии

Стрелки между прямоугольниками — это определенные взаимоотношения, требующие изучения. Взаимодействиями между различными субъектами, вписанными в прямоугольники, являются:

- А. Как люди воспринимают экономические реалии.
- В. Восприятия, предпочтения и мнения, соотносящиеся с поведением.
- С. Удовлетворение и претензии потребителя.
- Д. Спрос и предложение товаров и услуг.
- Е. Дизайн и разработка продуктов, услуг и программ, основанных на удовлетворении требований и опыта участников.
- Г. Как оправданные и неоправданные ожидания изменяют ожидания потребителей рынков и продукции.
- Г. Влияние личности, когнитивного стиля и стиля жизни на восприятие и классификацию экономической реальности
- Н. Ситуативные влияния на экономическое поведение



Рис. 4.1. Общая модель (схема) экономической психологии. На схеме представлена эталонная модель экономической психологии, предложенная Райдженом в 1981 г.

Соотношение сферы потребления, экономического удовлетворения и общего благосостояния

Некоторые из этих взаимодействий, особенно взаимоотношения А, В, D, E, F, G и H, касаются изучаемой нами проблемы (психологии финансов).

В современной научной литературе для обозначения экономического человека используется акроним REMM, что означает «изобретательный, оценивающий, максимизирующий человек». Такая модель предполагает, что человек по поводу извлечения полезности из экономических благ ведет себя полностью рационально. Это предусматривает следующие условия:

- 1) информация, необходимая для принятия решения, полностью доступна индивиду;
- 2) человек в своих поступках в сфере экономики является совершенным эгоистом, т. е. ему безразлично, как изменится благосостояние других людей в результате его действий;
- 3) не существует никаких внешних ограничений для обмена (при условии, что обмен ведет к максимизации полезности);
- 4) желание увеличить свое благосостояние реализуется только в форме экономического обмена, а не в форме захвата или кражи.

Но рациональность — это еще далеко не все, что определяет поведение экономического агента. Он не существует обособленно от окружающих предметов и таких же агентов как он, поэтому необходимо рассмотреть и ограничения с которыми сталкивается человек в процессе принятия решения или осуществления выбора.

Модели представленные на рис. 4.2, 4.3 основаны на понимании мирового рынка нефти через призму психологии, которая в свою очередь является фильтром информации. Через нелинейные прямые и обратные связи осуществляется модель формирования цен на нефть.

Значимые события преобразуются в информацию. Вся информация, потенциально способная изменить ситуацию на мировом рынке нефти, поступает по информационным каналам непосредственно к спекулянтам (трейдерам), и на ее основе ими принимается решение о дальнейших действиях по операциям с нефтяными производными.

Основные финансовые факторы, влияющие на формирование цен на нефть

Выделим основные финансовые факторы, по нашему мнению, в большей степени, влияющие на формирование цены на нефть.

1. Валютный рынок FOREX EUR/USD.
2. Ставка рефинансирования в США FFR.
3. Индексы S&P500, NASDAQ-100.
4. Индекс Доу-Джонса DJIA и индекс технологических акций Нью-йоркской фондовой биржи Nasdaq Composite.
5. Стратегические запасы нефти и нефтепродуктов в Америке SPR.

Влияние финансовых факторов на рынок фьючерсный нефти однозначно. Рынок нефтяных фьючерсов, как живой организм, быстро эволюционирует и адаптируется. Серьезные структурные перестройки произошли в 1989 г.: избыток денежных средств в странах – потребителях нефти и другие факторы привели к перестройке рынка (рынок производителей стал рынком потребителей). Но на этом структурные перестройки не закончились. Сейчас изменение рынка происходит в более быстром темпе, чем ранее. Все факторы сигнализируют о существовании серьезного крена в сторону фьючерсного рынка нефти. Объем операций по фьючерсным контрактам превышает в десятки и даже сотни раз сделки с реальной нефтью. В дальнейшем рассмотрим серьезные сломы тенденций более подробно.

Наиболее значимыми рынками фьючерсной нефти в мире являются Нью-Йоркская и Лондонская биржи. Большинство операций происходит именно на данных торговых площадках. Поэтому взаимосвязь финансовых факторов и нефтяных цен следует рассматривать, ориентируясь на показатели европейской и американской экономики.

Взаимосвязь курса EUR\USD и цен на нефть

Влияние валютного рынка на рынок нефтяных фьючерсов очевидно, связь между ценой на нефть и долларом исходит из экономических, политических, трейдинговых предпосылок. Рассмотрим и сопоставим динамику развития цен на нефтяные фьючерсы и пару EUR/USD в период с 1989 по 2008 г. (рис. 4.4).



А – астрологические факторы, Ф – финансовые факторы,
С-П – факторы спроса и предложения, П – психологические факторы,
Ц – цена.

Рис. 4.2. Спекулятивная рыночная модель

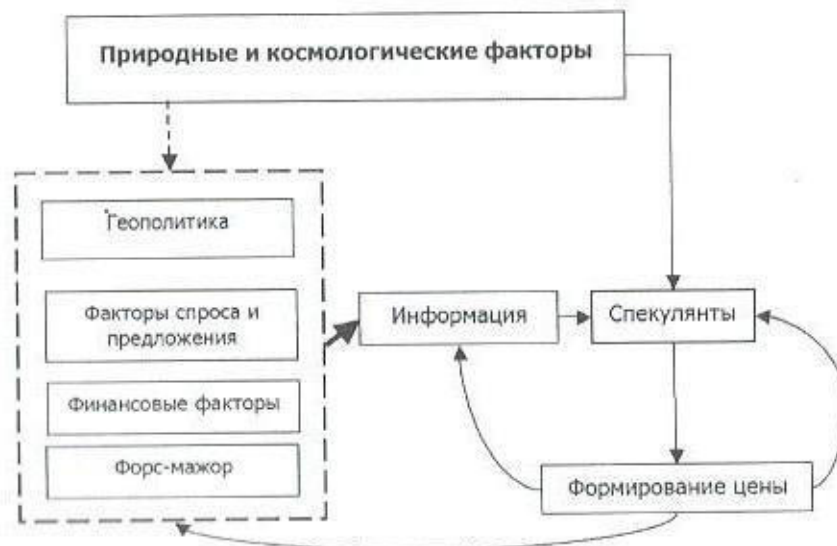
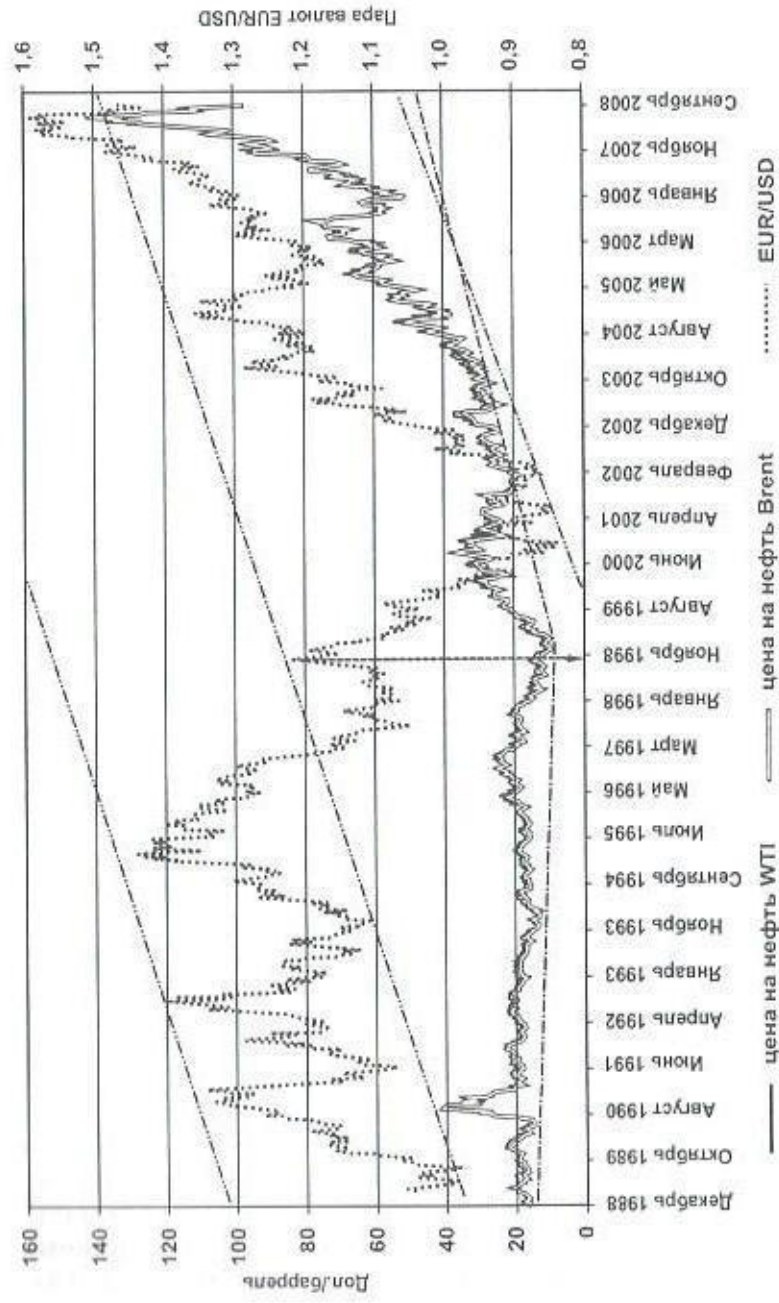


Рис. 4.3. Упрощенная спекулятивная модель



Источник: составлено авторами.

Рис. 4.4. Цена фьючерсных контрактов на нефть WTI и EUR/USD в период 1989–2008 гг.

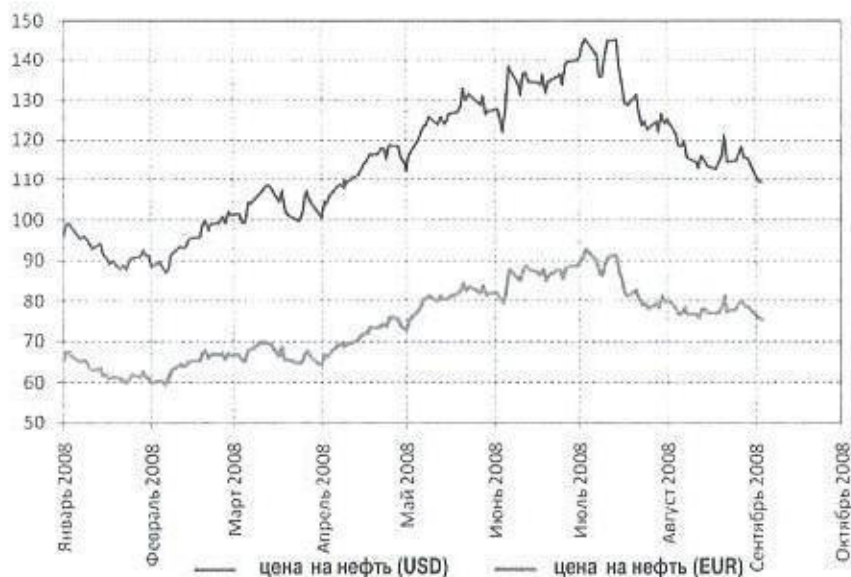
Начиная с 1989 г., наблюдается разнонаправленное движение трендов нефти и курса EUR/USD, а уже с декабря 1998 г., тенденция в корне меняется и происходит развитие трендов в одном направлении. В декабре 1998 г. курс EUR/USD отбивается от линии поддержки, которая становится линией сопротивления, в то время как цена нефти, достигнув минимума в 10,72 дол./баррель, меняет «медвежью» тенденцию на «бычью». Очень важно отметить взаимосвязь максимумов и минимумов зеркально, что влечет за собой вопрос синхронизации трендов. Когда тренды не совпадают, локальные минимумы цен на нефть совпадают с локальными максимумами курса EUR/USD, и наоборот. Можно сделать вывод, что 1998 г., год мирового финансового кризиса, стал триггером для глобальной перестройки рынка нефти.

В период 2000–2008 гг. изменение цен сильно коррелировано с ростом других мировых валют по отношению к доллару. Это еще раз подчеркивает тесную взаимосвязь нефтяной конъюнктуры с ситуацией на мировых финансовых рынках.

Если рассматривать величину волатильности, то нестабильность американской национальной валюты «умножает» флуктуации цен на нефтяные фьючерсы на два. Как видно из графика (рис. 4.5), цена на нефть упала примерно на 20 евро за июль и август 2008 г. Проанализировав ситуацию на валютном рынке, можно сделать вывод о том, что проблемы европейской экономики были недооценены. Об этом в первую очередь говорит значительное укрепление курса американской национальной валюты по отношению к единой европейской.

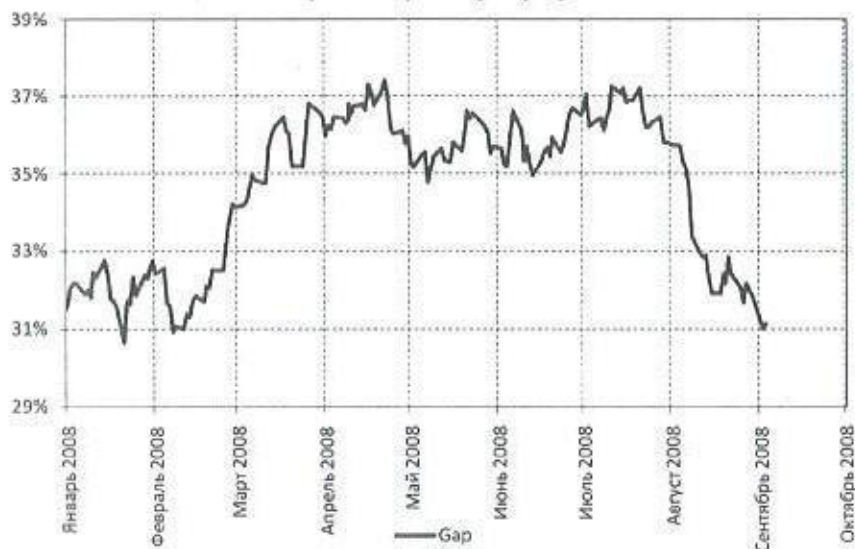
Процентное соотношение цен на нефть при учете в EUR и USD дает более четкое понимание ситуации на финансовом рынке. Падение цен на нефть в июле и августе 2008 г. обуславливается в большей мере укреплением американской национальной валюты, о чем свидетельствует сокращение разрыва цен на нефть при учете в EUR и USD с 37 до 31%, уровень января 2008 г. (рис. 4.6).

Если говорить глобально, то рост цен на нефтяные фьючерсы не так велик при учете цен в EUR — около 20% начиная с марта 2007 г., но если за номинальную валюту принять USD, то рост цен составит около 50% за тот же период времени. Если рассматривать величину волатильности, то нестабильность аме-



Источник: составлено авторами.

Рис. 4.5. Цена на нефтяной фьючерс при учете в USD и EUR



Источник: составлено авторами.

Рис. 4.6. Процентное соотношение цен на нефтяной фьючерс при учете в USD и EUR

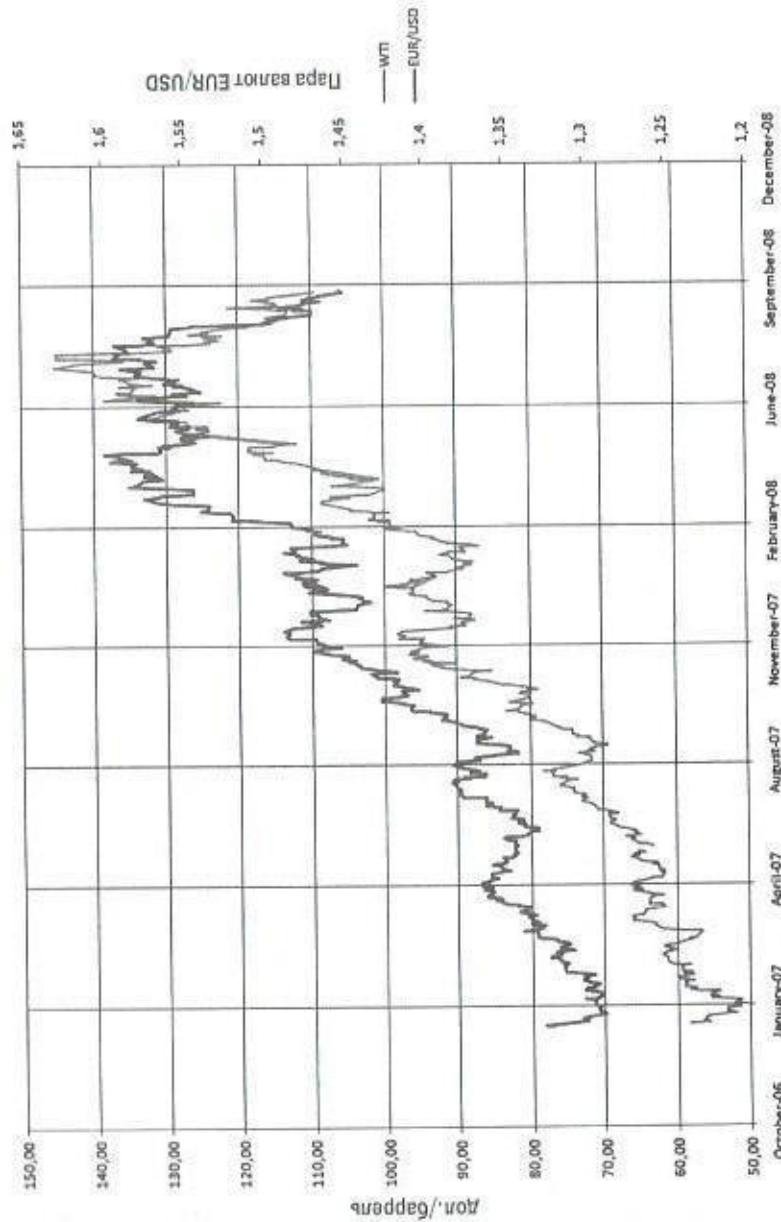
риканской национальной валюты «умножает» флуктуации цен на нефтяные фьючерсы на два.

Вторая половина 2008 г. началась с сильного снижения цен на нефть и укрепления американской национальной валюты. Цены на нефть вернулись к уровню начала года уже в середине сентября 2008 г., то же самое произошло и с парой валют EUR/USD (рис. 4.7).

Изначально торговля нефтью в долларах служила интересам США, давая преимущество над другими странами, так как не несла в себе риск обмена валют. Для других потребителей, торговля и учет нефти и нефтепродуктов в долларах создавала дополнительный риск при флуктуации обменных курсов. При усилении доллара против других валют, цена на нефть более высокая для всего остального мира кроме США. Несмотря на это, предположим учет и торговлю нефтью в евро.

Потребители, производители и импортеры не входящие в долларовую зону, также как и Евросоюз, имеют общий интерес. Они вместе заинтересованы в стабильной цене на нефть, как и в стабильных обменных курсах валют. Мнения нефтедобывающих стран и потребителей в вопросе уровня цен на нефть могут расходиться, но в вопросе о валютных рисках они точно сойдутся на их минимизации. С точки зрения Европейского Союза, наиболее предпочтительный вариант состоит в переводе всех транзакций с доллара на единую европейскую валюту, что устранил валютный риск как составляющую цену на нефть. Хотя стоит отметить, что при слабом долларе ЕС не особо стремится говорить открыто по этим вопросам, не стоит забывать и о политических позициях. С точки зрения нефтедобывающих стран, ОПЕК например, интерес сфокусирован на стабилизации прибыли и сокращении рисков связанных с флуктуацией валют. С 1970-х годов ведется разговор о переходе на альтернативную доллару валюту, более стабильную и политически менее рискованную.

Исходя из того, что цены на нефть «пересчитываются» исходя из цен WTI и Brent, операции по данным сортам на мировых рынках производятся в долларах, как на физическом, так и на фьючерсном рынке, и вся система в целом построена на основе исчисления в USD, смена валюты на нефтяном рынке в ближайшем будущем не просматривается.



Источник: составлено авторами.

Рис. 4.7. Корреляция цен нефтяного фьючерса марки WTI и пара валют EUR/USD

График роста цен на нефть в процентном соотношении ярко демонстрирует основные тенденции на мировом нефтяном рынке (рис. 4.8). Четко просматриваются кризис 1998 г. и период восстановления после кризиса 1989 г. Также стоит отметить, что высокие цены на нефть в первой половине 2008 г. и их резкое падение во второй, говорит о влиянии кризиса на финансовых рынках на нефтяной рынок и об их тесной связи.

Перспективы единой европейской валюты

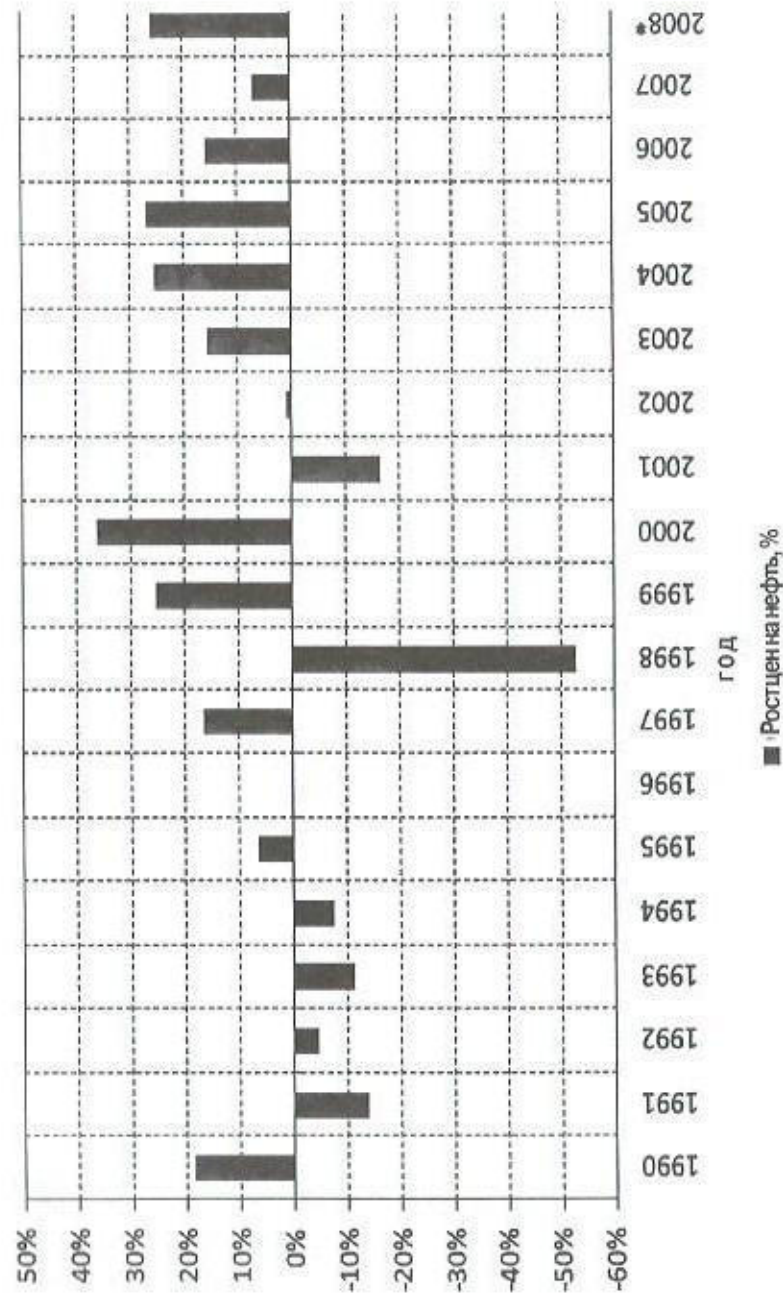
Текущие позиции единой европейской валюты, в свете ее противостояния доллару на мировых рынках определяются позициями экономик стран Европейского союза (ЕС) по двум главным критериям.

Во-первых, сегодня ЕС является второй по величине экономикой в мире, уступая лишь США, оставив далеко позади экономику Японии. Однако, хотя ЕС и имеет большую численность населения, чем США, оно производит только 75% от американского ВВП, рассчитанного в сопоставимых ценах. ЕС является одним из крупнейших мировых экспортеров товаров и услуг, обеспечивая примерно 13% от мирового экспорта. При этом ЕС потребляет около 12% мирового импорта, т.е. меньше, чем США (17%), являющегося локомотивом роста мировой экономики. ЕС производит приблизительно 21% мирового ВВП, по сравнению с 27% США. В то же время, степень открытости экономики ЕС выше, чем у тех же США или Японии.

Во-вторых, введение евро привело к большей интеграции европейских финансовых рынков, что обеспечило более высокую ликвидность рынков государственных и корпоративных ценных бумаг.

Руководствуясь данными соображениями, можно предположить, что в ближайшее десятилетие доллар продолжит удерживать доминирующие позиции, в то же время доля евро в мировых валютных резервах как минимум удвоится (до 40%) к 2010 г.

Учитывая растущую неопределенность, связанную с дефицитом текущего счета США и обменным курсом доллара, центральные банки, обладающие высоким удельным весом долларовых резервов, будут вынуждены реформировать свои



Источник: составлено авторами.

Рис. 4.8. Изменение цен на нефтяной фьючерс в процентах (2008* цены указаны за первое полугодие)

зотовалютные запасы, из-за перехода преимущественно на бивалютный принцип формирования золотовалютного портфеля.

Дилемма, связанная с диверсификацией валютного портфеля, наиболее остро будет стоять перед руководством центральных банков азиатских стран, поскольку подавляющую часть их валютных резервов занимает именно американский доллар. Основная трудность заключается в том, что любые их шаги в направлении диверсификации валютных резервов, состоящих в основном в снижении ее долларовой части, неминуемо приведут к неизбежным потерям, связанным с ростом волатильности валютного курса. В силу этого, заполнение азиатских закромов европейской валютой будет иметь хотя и неуклонный, однако крайне медленный характер.

Основываясь на этом, можно утверждать, что главным центром торговли фьючерсными контрактами на нефть и центром влияния на мировой рынок нефти остаётся США, вслед за ними идет Евросоюз. Впрочем, ряд специалистов считает, что главными рисками текущего десятилетия станут начинающиеся проявляться тенденции по переориентации нефтяных расчетов с долларов США на евро и связанные с этим политические инициативы Америки.

Здесь необходимо сделать небольшую оговорку, рынок энергоносителей отнюдь не является самым крупным на мировом рынке, пальма первенства на котором принадлежит валютному рынку или просто FOREX.

Среднедневной объем торгов на рынке FOREX находится на уровне 2 трлн дол. в день, что составляет свыше 500 трлн дол. в годовом эквиваленте, причем именно в американской валюте заключается порядка 90% от всех сделок.

Остается вопрос о взаимосвязи фактора курса EUR/USD и цены на нефть: обратная, прямая или двусторонняя? Стоит отметить, что смена тенденций в конце 1998 г. и в середине 2007 г. говорит об очередной фазе развития нефтяного рынка, который трансформировался из рынка потребителей нефти в рынок спекулянтов. Но чтобы прояснить сложившуюся ситуацию одного фактора недостаточно, поэтому стоит рассмотреть такие важные показатели развития экономик как ставки рефинансирования.

Финансовые индексы и цены на нефть

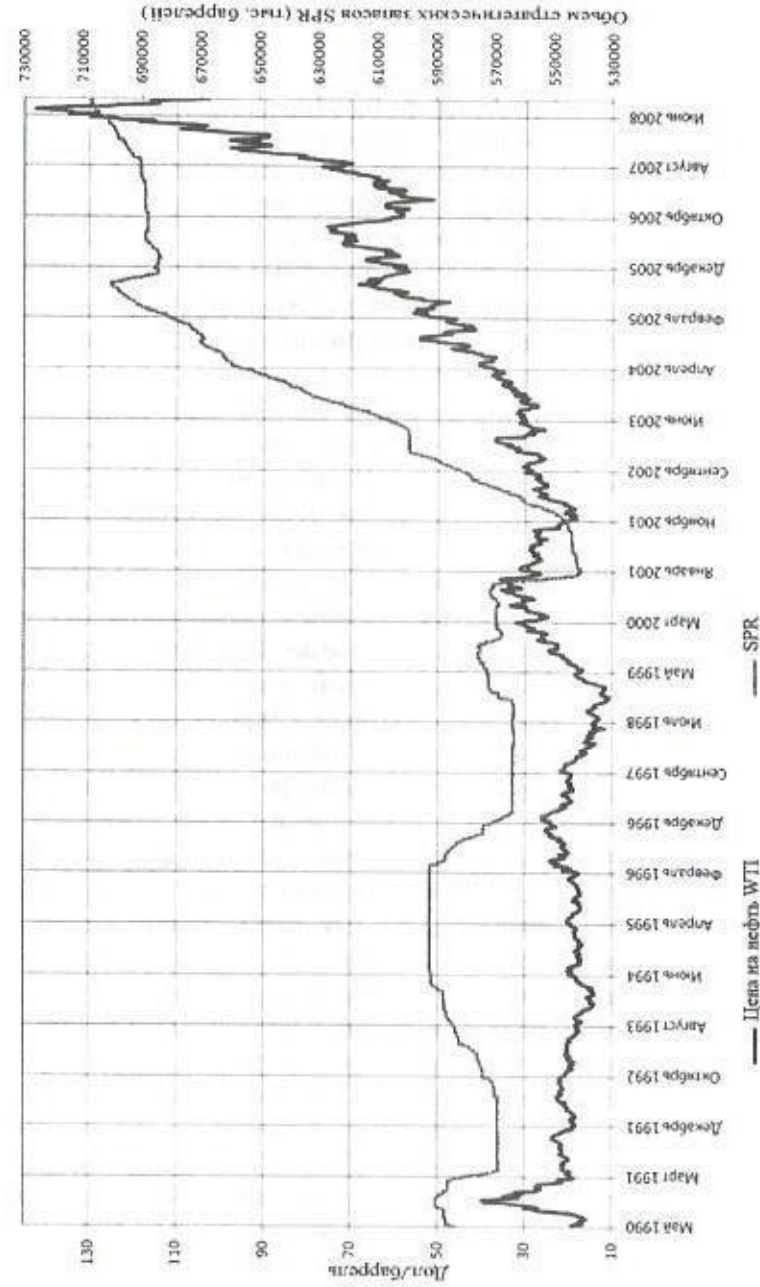
Влияние финансовых факторов на рынок фьючерсной нефти однозначно. Рынок нефтяных фьючерсов, как живой организм, быстро эволюционирует и адаптируется. Серьезные структурные перестройки произошли в 1989 г.: избыток денежных средств в странах потребителях нефти и другие факторы привели к перестройке рынка (рынок производителей стал рынком потребителей). Но на этом структурные перестройки не закончились. Сейчас изменение рынка происходит в более быстром темпе, чем ранее. Все факторы сигнализируют о существовании серьезного крена в сторону фьючерсного рынка нефти. Объем операций по фьючерсным контрактам превышает в десятки и даже сотни раз сделки с реальной нефтью. В дальнейшем рассмотрим серьезные сломы тенденций более подробно.

Наиболее значимыми рынками фьючерсной нефти в мире являются Нью-Йоркская и Лондонская биржи. Большинство операций происходит именно на данных торговых площадках. Поэтому взаимосвязь финансовых факторов и нефтяных цен следует рассматривать, ориентируясь на показатели европейской и американской экономики (рис. 4.9).

Ставка рефинансирования ФРС США и цены на нефть

В начале 2004 г. ОПЕК потеряла контроль над нефтяными ценами. До тех пор этой организации стран-экспортеров нефти при помощи квот на добычу удавалось удерживать цены на нефть в так называемом коридоре ОПЕК — 22...28 дол. за баррель. В феврале 2004 г. цена на нефть вышла за верхнюю границу этого ценового коридора.

Все больше свидетельств в пользу того, что этот рост нефтяных цен нельзя объяснить в рамках обычного поведения товарных рынков. Наиболее показательным в этом отношении является тот факт, что рост нефтяных цен шел на фоне роста складских запасов нефти в странах ОСЭР и, прежде всего, США. При этом полностью нарушилась традиционная сезонность в ценовой динамике. Так, обычно цены на нефть достигали минимального значения во 2 квартале года, поскольку отопительный сезон в основных потребляющих топливо странах уже заканчивался, а летний автомобильный сезон еще не начинался. В последние годы — наоборот, цены на нефть во 2 квартале достигали годовых максимумов, типичных для 3 квартала.



Источник: составлено авторами.

Рис. 4.9. Цена фьючерсных контрактов на нефть WTI и SPR 1990–2008 гг.

То обстоятельство, что рост нефтяных цен, номинированных в американских долларах, начался в условиях, когда учетная ставка ФРС США находилась на минимальном уровне в 1% годовых, заставляет исследовать финансовую сторону вопроса. В этой связи интересно мнение двух финансовых авторитетов — двух глав ФРС США — нынешнего Бена Бернанке и бывшего Алана Гринспена. Так, если Бен Бернанке винит во всем нефтяников, которые мало инвестируют в добычу нефти и, тем самым, усиливают опасения перебоя с ее поставками на рынок, то Алан Гринспен, не отрицая вины нефтяников, уже говорит о том, что цены на нефть регулируют мощные рыночные силы, которые нефтяники не могут сдерживать.

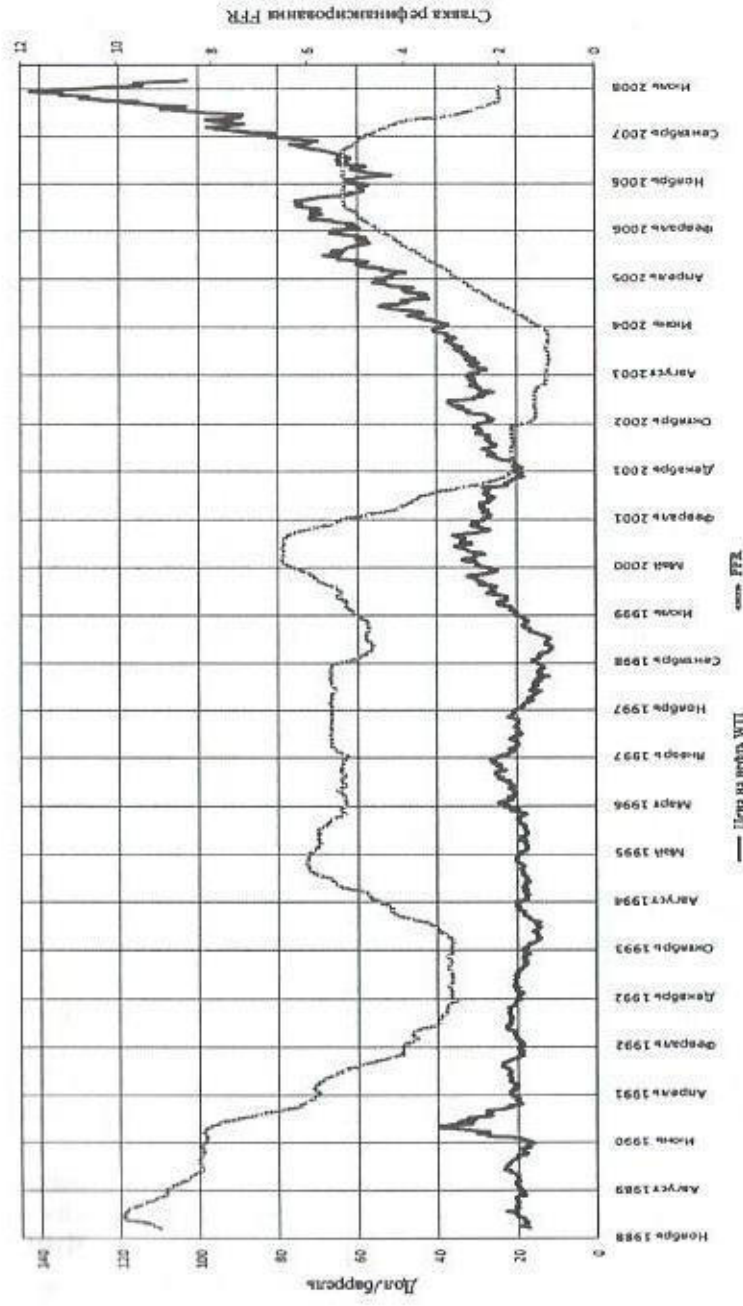
Для России вопросы ценообразования на мировом рынке нефти имеют жизненное значение. Ее благосостояние всецело зависит от притока нефтедолларов. Именно он определяет количество денег в российской экономике и, соответственно, прирост ВВП. Так, российский Центробанк в своем прогнозе кредитно-денежной политики на 2007 г. приводил четыре сценария экономического развития России, в основе которых — различная цена на нефть на мировом рынке. При этом по расчетам ЦБР, при изменении среднегодовой цены на нефть сорта Urals от 45 до 85 дол./баррель, годовой прирост российского ВВП изменится от 5 до 6,5%. Российский бюджет на 2007 г. рассчитан, исходя из цены Urals 61 дол. за баррель. За счет налоговых и таможенных поступлений от нефтяных и газовых компаний формируется около половины доходной части федерального бюджета. В такой ситуации снижение экспортной выручки при падении нефтяных цен может спровоцировать очередной экономический и политический кризис, наиболее масштабные из которых — долговой кризис конца 80-х — начала 90-х годов привел к распаду Советского Союза и дефолт 1998 г.

Поэтому особую актуальность приобретает вопрос — как долго Россия еще сможет пользоваться благоприятной конъюнктурой на международном рынке энергоресурсов и высокими ценами на них?

В данном исследовании проанализированы оба подхода к объяснению роста нефтяных цен в последние годы, обозначенные в публикациях Бена Бернанке и Алана Гринспена, а так же

других экспертов нефтяного рынка. Дополнив анализ результатами собственных исследований, сделана попытка выявить основные факторы, влияющие на нефтяной рынок. Прежде всего, установлено наличие сильной корреляционной зависимости между нефтяными ценами и котировками американских фондовых индексов. Обнаружены сдвиги этой зависимости под воздействием информации о дефиците торгового баланса США, притоке в США иностранного капитала, изменениях в кредитно-денежной политике ФРС США и ЕЦБ. Удалось очистить динамику нефтяных цен от влияния американских фондовых индексов. И на этой основе объяснить рост нефтяных цен и их высокую волатильность в последние годы, не прибегая к общепринятой модели, основанной на опасениях перебоев с поставками нефти на рынок. Показано, что рост нефтяных цен определялся в основном включением в цену нефтяного фьючерса ожидаемого равновесного значения курса доллара к евро, соответствующего условию отсутствия дисбалансов в мировой торговле. Установлен предельный уровень цены на нефть, задаваемый таким механизмом ценообразования; для нефти Light Sweet он находится вблизи отметки 90 дол. за баррель. Выявлено, что наблюдаемая высокая волатильность нефтяных цен определяется влиянием на них американских фондовых индексов, изменяющихся под воздействием информации об изменениях темпов роста американской экономики или об изменениях в американской кредитно-денежной политике. В частности, удалось объяснить противоречащую логике топливного рынка новую сезонность в годовой динамике нефтяных цен и слом восходящего ценового тренда после 8 августа 2006 г., после того, как ФРС США впервые сделала паузу в нынешней серии повышений учетной ставки, и резко снизила ставку в первой половине 2008 г.

Одним из мощных рычагов влияния на рынок является ставка рефинансирования. Так как большая доля торговли нефтяными фьючерсами в данный момент осуществляется на торговых площадках США и экономика данной страны является лидирующей в мире, необходимо установить взаимосвязь между ценами на нефть и ставкой рефинансирования ФРС (Федеральная Резервная Система) США, (рис. 4.10).



Источник: составлено авторами.

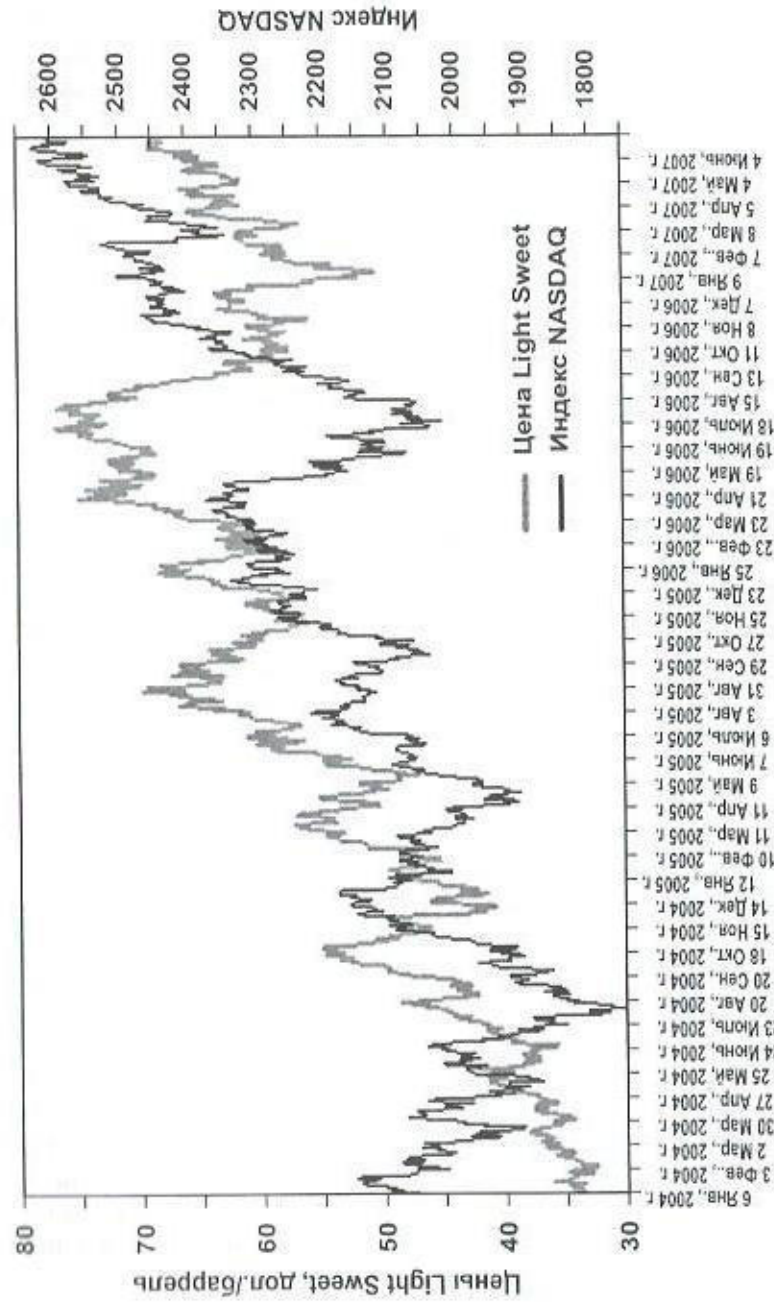
Рис. 4.10. Цена фьючерсных контрактов на нефть WTI и ставка рефинансирования FFR в период 1989–2008гг.

Плавное описание среднесрочный тренд, FFR до конца 1998 г. движется с опозданием в несколько месяцев, с 1999 г. — синхронизация, затем идет опережающее движение по сравнению с ценой на нефть. Можно предположить, что ставка рефинансирования является индикатором долгосрочного движения цен на нефть, в то же время, являясь взаимосвязанным фактором. Конец 1998 г. является переломным моментом в общих тенденциях конъюнктуры цен нефтяного рынка.

Рост цен на нефть повышает риск стагфляции, в ответ правительство применяет инструменты кредитно-денежной политики с целью стабилизировать экономику. Оно может лишь повысить процентную ставку, что уменьшит инфляцию, однако повлечет сокращение объемов производства. Но если изменение процентной ставки заставляет показатели инфляции и объемов производства двигаться в одном направлении, то рост цены на нефть, наоборот, влияет на них совершенно иначе.

Во время резкого скачка цен на нефть в конце 70-х гг. было принято неправильное решение — процентные ставки были снижены. Существует мнение, что высокие показатели инфляции в США 25 лет назад стали прямым следствием того, что Федеральная резервная система не ужесточила меры кредитно-денежной политики накануне повышения цен членами Организации стран-экспортеров нефти в 1974 и 1979 гг. Сейчас высокие темпы экономического роста в Китае, Индии и странах Юго-Восточной Азии, а также оживление экономики Японии обеспечивают стабильный рост спроса на нефть.

Если номинальные процентные ставки остаются без изменений, то усиление инфляционного давления сдерживает рост реальных процентных ставок, то есть кредитно-денежная политика ослабляется. Несмотря на то, что оба эти явления не приведут к сокращению объемов производства, они будут стимулировать дальнейшее усиление инфляции. То есть существует риск повторения ситуации 1979 г. Поэтому процентные ставки должны быть повышены хотя бы на величину прогнозируемой инфляции, то есть, как минимум, на 50 базисных пунктов на каждые 10 дол. повышения цены за баррель нефти, однако в настоящее время ставка по федеральным фондам находится значительно ниже равновесного уровня.



Источник: составлено авторами.

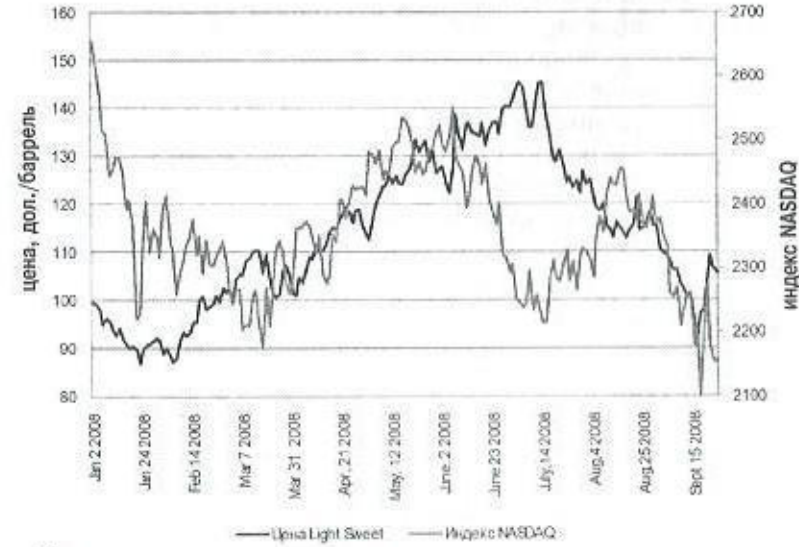
Рис. 4.11. Цена фьючерсных контрактов на нефть Light Sweet Crude и индекс NASDAQ 2004–2007 гг.

В первой половине 2008 г. ФРС резко снизила ставки для смягчения «посадки» американской экономики, что стимулировало падение курса доллара и рост мировых цен на нефть. Во второй половине мировой банковский кризис и ипотечный кризис в США повлияли не только на динамику роста мировой экономики, но и на цены на нефть, которые в свою очередь резко снизились, достигнув уровня цен начала 2008 г.

Рынок нефтяных фьючерсов, как в один из сегментов финансового рынка, влияет на ценовые колебания фондового и товарного рынков. Обычно наблюдается обратная взаимозависимость движения котировок на американском нефтяном и фондовом рынках.

Также прослеживается сильная взаимосвязь цен на нефть и фондовых индексов. Так, к примеру, в период 2004–06 гг. наблюдалась сильнейшая отрицательная корреляция нефтяных котировок и американского фондового индекса NASDAQ, равная 0,9, которая, впрочем, иногда ослабевала, (рис. 4.11).

С начала 2007 г. по июнь 2008 г. рост нефтяных котировок совпадал с ростом экономических индикаторов, а с III кв. 2008 г. — корреляция вновь стала отрицательной, (рис. 4.12).



Источник: составлено авторами.

Рис. 4.12. Цена фьючерсных контрактов на нефть Light Sweet Crude и индекс NASDAQ 2008 г.

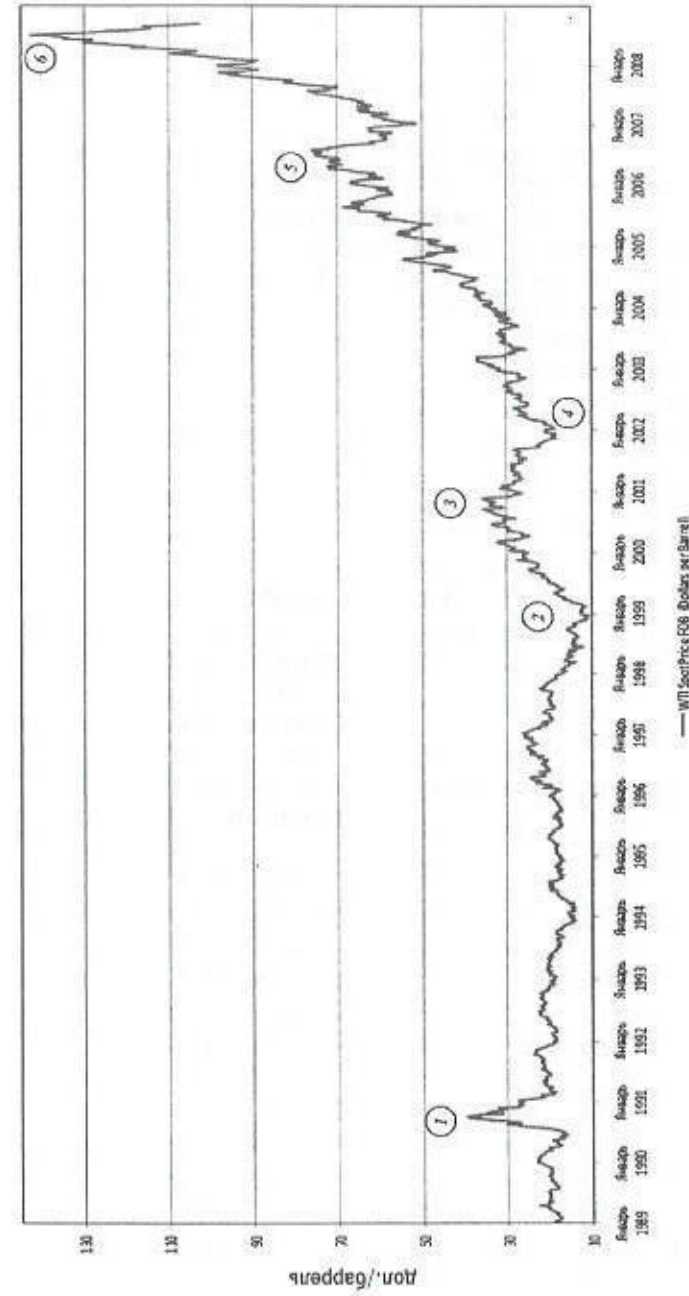
4.3 Прогноз цен на нефть

Прогноз цен на нефть необходимо осуществлять с использованием современных и действенных методик. Выделив основные, предполагаемые воздействующие факторы, необходимо правильно и с допустимой точностью определить динамику цен в будущем.

Основная методика прогнозирования должна учитывать многие психологические аспекты поведения основных игроков рынка и не противоречить основным законам поведения самих рынков.

Основные долгосрочные тренды, среднесрочные и краткосрочные колебания мировой энергетической конъюнктуры

Анализ динамики мировых цен на нефть за длительный период (с 1989 по 2008 гг.) показывает, что существенно по-разному воспринимаются тренды и колебания, если рассматривать текущие цены и их сопоставимые значения, выраженные в долларах 2000 г. (рис. 4.13). В первом случае мы имеем постоянно растущий тренд и растущие максимумы пиковых значений этих цен (40 дол./баррель — в 1980 г. и 140 дол./баррель — в первой половине 2008 г., 80 дол./баррель — во второй половине). Но на этом фоне более заметны всплески цен, соответствующие 10...20 летним периодам (1980, 1991, 2001 гг.). В то же время приведение всех цен к сопоставимому уровню 2000 г. показывает, что нынешний (2008 г.) пик цен лишь повторяет уровень 1980 г. (и явно выражены колебания с периодом 26...28 лет). Это говорит о том, что историческая ретроспектива мировой динамики цен на нефть содержит два долгосрочных колебательных цикла (с 11 и 26-летним периодом). Последний, по-видимому, связан с полупериодом длинных экономических волн (52...56 лет), обнаруженных еще в первой половине XX века советским ученым Н. Кондратьевым. Эти длинные волны связаны, по-видимому, со сменой технологических укладов в экономике и в энергетике — заменой угля нефтью, а ныне — приоритетом газового топлива. Но поскольку цена газа (пока) тесно связана с ценой нефти, то рост спроса на газ провоцирует и рост нефтяных цен. Некоторые исследователи называют этот период «сырьевым циклом» и связывают нынешнюю повышающую волну ценовой динамики



Источник: составлено авторами.

Рис. 4.13. Цены WTI за 1989–2008 гг.

- 1) Операция «Буря в пустыне»;
- 2) Азиатский финансовый кризис;
- 3) Экономический бум в Китае;
- 4) Экономическая рецессия в США;
- 5) Рост экономики в ОЭСР;
- 6) Банковский кризис

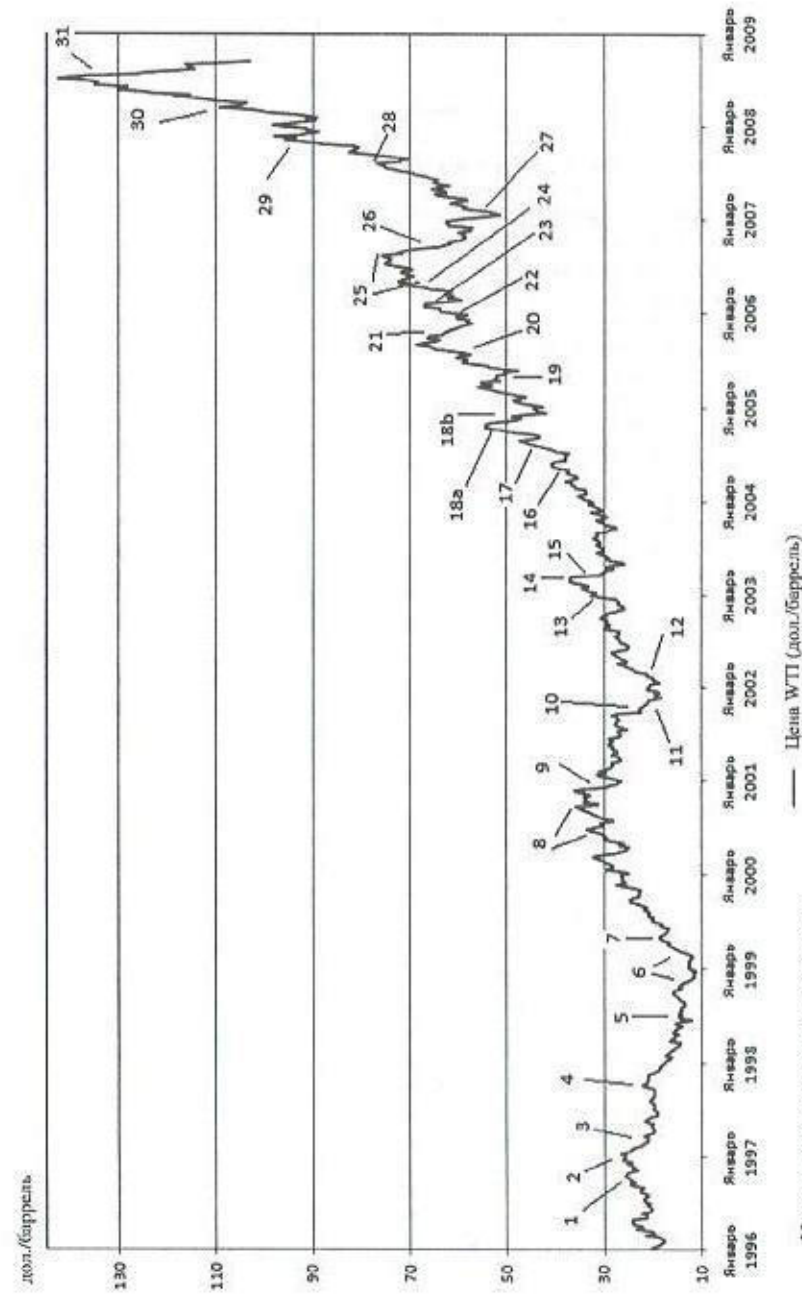
ки с ростом спроса на первичные ТЭР в бурно развивающихся экономиках стран АТР, в первую очередь Китая, идущего по пути догоняющего индустриального развития с достаточно энергоемкой экономикой.

Однако традиционный подход к анализу цен — растущий спрос вызывает рост цен, в последние годы подвергается серьезному пересмотру. Так, ниже приведенный анализ влияния различных факторов на динамику цен говорит об изменении причин, связанных уже не только с физико-экономическими факторами спроса — предложения, а с социально-психологическими, обусловленными всплеском биржевой активности игроков в периоды всплесков солнечной активности (с 10...12-летним периодом) и вызванных ею военно-политических конфликтах, приходящихся на эти же годы. Еще менее обусловлены условиями спроса-предложения и явно выраженные колебания цен, имеющие период 3...5 лет. Их причина — финансовая ситуация на рынке, особенно остро проявившаяся в последние годы. Поэтому анализ влияния различных факторов на динамику цен мирового рынка нефти осуществлялся на основе данных по ценам мирового рынка нефти за более ограниченный период (с 1996 по 2008 гг.) и комментариев мировой прессы к состоянию и перспективам развития этого рынка

В указанный более чем 10-летний период цена нефти менялась волнообразно, при этом имела три отчетливо выраженные нарастающие волны с **максимумами** на рубеже 1996 и 1997 гг., максимумы текущего периода и **минимумами** на рубежах 1998–1999 гг. и 2001–2002 гг.

На наиболее представительной Нью-Йоркской бирже NYMEX цена нефти марки WTI изменялась в пределах примерно от 10 до 80 дол. за баррель. Главный ценовой минимум периода (10,8 дол. за баррель) пришелся на конец 1998 г., следующий минимум цены — ноябрь 2001 г. — 17,5 дол. за баррель. Максимумы цены нарастали от 26,6 дол. за баррель в декабре 1996 г. до 37,2 дол. за баррель в сентябре 2000 г. и 142 дол. за баррель — исторического максимума — в июле 2008 г.

Какие же факторы, по данным обзоров мирового нефтяного рынка, влияли на столь динамичные процессы в указанный период? Наиболее влиятельные факторы, решающим образом определявшие направление и темпы изменения цен мирового рынка нефти, приведены на рис. 4.14. и в табл. 4.1.



Источник: составлено авторами

Рис. 4.14. Динамика цен мирового рынка на сырую нефть (WTI) в 1996–2008 гг. и влияющие на нее факторы

Таблица 4.1. Факторы, влияющие на цены мирового рынка нефти, 1996 – 2008 гг.

Год	№ п/п	Описание фактора
1996	1	Небывало холодная погода в США и Европе
	2	США обстреливают крылатыми ракетами юг Ирака в ответ на поддержанное Ираком вторжение в расположенные на севере Ирака районы, где скрываются курды.
1997	3	Ирак начинает экспорт нефти в соответствии с Резолюцией № 986 Совета Безопасности ООН.
	4	Усиление напряженности на Ближнем Востоке из-за отказа Ирака допустить инспекторов ООН на ряд стратегических объектов.
1998	5	Первое за 4 года повышение уровня добычи нефти странами ОПЕК на 2,5 млн баррелей в день, доведя общую добычу до 27,5 млн баррелей в день.
	6	Низкие нефтяные цены отражают рост нефтедобычи в Ираке, который совпал с низким спросом на нефть в результате азиатского экономического кризиса и снижением активности инвесторов после 2 лет с необычайно теплыми зимами.
1999	7	В третий раз после марта 1998 г. ОПЕК проводит дополнительное снижение нефтедобычи. Итоговое снижение составило около 4,3 млн барреля в день.
2000	8	За период между январем 1999 г. и сентябрем 2000 г. цены на нефть утраиваются в результате большого мирового спроса, сокращения добычи нефти в странах ОПЕК и других факторов, включая погодные условия и низкий уровень стратегических запасов нефти.
	9	Президент США Билл Клинтон санкционирует отпуск 30 млн баррелей нефти из стратегического нефтяного резерва в течение 30 дней для поддержки внутреннего потребления, особенно котельного топлива в северо-восточных районах страны.
2001	10	Падение нефтяных цен вследствие низкого уровня мирового потребления (экономическая рецессия в США) и перепроизводства нефти ОПЕК.

Продолжение табл. 4.1

Год	№ п/п	Описание фактора
2002	11	Резкое снижение нефтяных цен после террористических атак на США 11 сентября 2001 г., в основном из-за усилившихся опасений более резкого спада мировой экономики (и резкого уменьшения в результате этого спроса на нефть).
	12	Снижение добычи в странах ОПЕК, беспорядки в Венесуэле и рост напряженности на Ближнем Востоке способствуют заметному повышению цен на нефть в январе – июне 2002 г.
2002	13	Длительная всеобщая забастовка в Венесуэле, обеспокоенность, связанная с потенциальным военным конфликтом в Ираке и холодная зима привели, в совокупности, к существенному снижению активности инвесторов в США и вызвали дальнейший рост цен на нефть к концу 2002 г.
	14	Продолжающиеся беспорядки в Венесуэле и ожидаемые военные действия в Ираке вызвали рост цен в январе – феврале 2003 г.
2003	15	Начало военных действий в Ираке 19 марта 2003 г. Вопреки опасениям, иракские нефтепромыслы не разрушены. Падение цен продолжается.
	16	Начиная с апреля 2004 г., вступило в силу соглашение, заключенное представителями стран ОПЕК, о снижении «потолка» добычи для картеля до 23,5 млн баррелей в день (снижение составило 1 млн баррелей в день).
2004	17	Страны ОПЕК заключили соглашение об увеличении плановой добычи сырой нефти на 500 тыс. баррелей, что составило 2% от текущей добычи ОПЕК, к 1 августа, пытаясь тем самым смягчить высокие цены на сырую нефть
	18a	Ураган «Ivan» становится причиной длительного выхода из строя энергетических сетей в Мексиканском заливе и срыва поставок нефти и природного газа в США
	18b	Министр энергетики Спенсер Эбрахам дает согласие на отпуск в виде займа 1,7 млн баррелей нефти из стратегического резерва США.

Год	№ п/п	Описание фактора
2005	19	<i>Срыв поставок нефти из Ирака и Нигерии вследствие военных действий в условиях высокого спроса на нефть обусловил повышение цены нефти в первом – втором кварталах 2005 г.</i>
	20	<i>Тропический шторм «Cindy» и ураганы «Dennis», «Katrina» и «Rita» разрушают поставку нефти в Мексиканском заливе</i>
	21	<i>Президент США разрешает продажу 30 млн баррелей нефти из стратегического резерва страны</i>
2006	22	<i>Резкое усиление в начале января 2006 г. начавшегося в последние дни 2005 г. притока свежих денег в товарные активы, привязанные к нефти, со стороны спекулятивных и инвестиционных фондов на фоне растущего мирового спроса на нефть несмотря на «теплую» зиму, политической нестабильности и ожидаемой напряженности на американском рынке бензина</i>
	23	<i>Рост товарных запасов нефти и нефтепродуктов в США в январе 2006 г.</i>
	24	<i>Бурная деятельность инвестиционных фондов на нефтяном рынке в период перехода от I ко II кварталу 2006 г.</i>
	25	<i>Обострение международной напряженности, связанной с иранской ядерной программой, ожидание проблем на американском рынке бензина в разгар летнего автомобильного сезона и угрозы урагана в Мексиканском заливе</i>
	26	<i>В придачу к крупным товарным запасам топлива в США, завершению летнего автомобильного сезона и спокойному сезону ураганов в Атлантике добавились сомнения относительно введения санкций против Ирана и серия новостей о восстановлении нефтедобычи на Аляске, в Мексиканском заливе и в Нигерии. Более того, появилось впечатляющее сообщение об успешном пробном бурении скважины в глубоководной части Мексиканского залива</i>

Год	№ п/п	Описание фактора
2007	27	<i>Возрос интерес финансовых институтов к нефтяным деривативам, начало притока капитала на рынок нефти. Усиливается спрос на нефть и нефтепродукты в развивающихся странах. Политическое противостояние США и Ирана в ядерном вопросе</i>
	28	<i>Ипотечный кризис США и снижение курса доллара по отношению к другим мировым валютам, приток спекулятивного капитала на рынок нефти</i>
2008	29	<i>Резкое снижение процентных ставок ФРС. Ипотечный и финансовый кризис постепенно переносится на реальный сектор мировой экономики</i>
	30	<i>Противостояние Венесуэлы и США – национализация нефтегазовых активов. Бум на рынке нефтяных деривативов. Активное участие хедж фондов и опасение стран потребителей относительно дальнейшего роста цен на нефть. Остановка НПЗ в Техасе, где взорвалась платформа с 67 тыс. баррелей нефти</i>
	31	<i>Мировой финансовый кризис. Крах инвестиционных банков и снижение мировых индексов. Кризис ликвидности и ипотечный кризис. Укрепление доллара по отношению к другим мировым валютам. Снижение квот ОПЕК. Из-за шаткого баланса спроса и предложения рынок нефти стал очень нестабильным</i>

Источник: составлено авторами

Все приведенные факторы по своему характеру могут быть сведены в четыре основные группы:

- военные,
- политические,
- природные,
- макроэкономические.

Содержание понятия «военные факторы» сводится к влиянию военных действий (включая террористические акты) или их угрозы на уровень мирового производства и потребления (спроса) нефти и нефтепродуктов.

К **политическим факторам** относятся решения, принятые международными и национальными органами власти и влияющие на состояние мирового нефтяного рынка (на уровень спроса и предложения), в частности, выполнение резолюций и санкций ООН и решений ОПЕК по квотированию нефтедобычи, регулирование руководством США вопросов стратегического нефтяного резерва страны, забастовки в странах-экспортерах нефти и т.д.

К **природным факторам** отнесены происходящие или ожидаемые катаклизмы, чаще всего, в виде тропических штормов и ураганов, нарушающих нормальные условия нефтедобычи в отдельных регионах и аномалии зимних и летних температур, влияющие на уровень потребления топлива в целях отопления и кондиционирования.

Понятие «**макроэкономические факторы**» охватывает влияние на мировой рынок нефти общего состояния и динамики экономики ведущих стран-импортеров, отражающихся на уровне реального спроса на нефть со стороны мировой экономики, а также уровни стратегических резервов и товарных запасов нефти у стран — основных ее потребителей. Сюда отнесено также влияние на фьючерсный нефтяной рынок со стороны спекулятивных и инвестиционных фондов, не являющихся реальными потребителями нефти, однако создающими, смотря по ситуации на рынке, то гипертрофированный спекулятивный спрос, то такого же характера предложение в части торговли нефтяными фьючерсами.

Участие отдельных групп факторов в формировании динамики цен мирового нефтяного рынка на конкретных этапах его развития нашло отражение в следующей аналитической табл. 4.2 (где: «+» — рост цены и соответствующее ему влияние фактора, «-» — снижение цены и влияние фактора в этом же направлении).

Статистический анализ табл. 4.2 показывает, что из 49 случаев участия факторов различных групп в формировании динамики цен в период 1996–2008 гг., 18 случаев относятся к политическим факторам (38%), 10 — к природным (20%), 14 — к макроэкономическим (28%) и 7 — к военным (14%).

В двух случаях наблюдались разнонаправленные воздействия отдельных факторов (политический-природный и при-

Таблица 4.2. Группы факторов участвующие в формировании цен мирового нефтяного рынка, 1996–2008 г.

Год	Динамика цены	№ фактора	Характер фактора			
			военный	политический	природный	макроэкономический
1996	+	1			+	
	+	2	+			
1997	-	3		-		
	-	4		-		
1998	-	5		-		
	-	6			-	-
1999	+	7		+	-	
2000	+	8		+	+	+
	-	9		-		
2001	-	10				-
	-	11	-			
2002	+	12	+	+		
	+	13	+	+	+	
2003	+	14	+	+		
	-	15	-			
2004	+	16		+		
	-	17		-		
	+	18a			+	
	-	18б		-		
2005	+	19	+			+
	+	20			+	
	-	21		-		
2006	+	22			-	+
	-	23				-
	+	24				+

Год	Динамика цены	№ фактора	Характер фактора			
			военный	политический	природный	макроэкономический
2006	+	25		+	+	+
	-	26		-	-	-
2007	+	27		+		+
	+	28		+		+
2008	-	29				-
	+	30				+
	-	31		+		-

Источник: составлено авторами.

родный-макроэкономический), и в обоих случаях природный фактор не имел приоритета.

Большинство случаев участия военных факторов относится к 2001–2003 гг. (5 из 7), в остальные годы периода влияние этой группы факторов можно оценить как незначительное.

Участие политических и природных факторов было весьма активно на протяжении всего периода, и при этом влияние политических факторов носило приоритетный характер.

Влияние макроэкономических факторов было весьма существенно в 1998–2001 гг. и в 2005 г. и еще более усилилось до преобладания над другими группами факторов в 2008 г.

Анализ цен на нефть на основе волн Эллиота

Поскольку такие формы повторяются, они имеют предсказательную ценность. Иногда кажется, что рынок отражает внешние условия и события, бывают же моменты, когда он не имеет никакого отношения к тому, что большинство людей считает причинными связями. У рынка свои собственные законы. Он не приводится в движение линейной причинно-следственной связью, к которой каждый приучен повседневным жизненным опытом. Не новости управляют ценами. И рынок — не циклическая ритмическая машина, каковой он кажется некоторым. Его движение отражает повторяемость форм, которая не зависит от

предполагаемых причинных событий, а также не связана жестко с какой-либо периодичностью.

Движение рынка имеет волнообразный характер.

Волны — это модель направленного движения. Точнее сказать, волна является той моделью, которая возникает естественно; мы попытаемся показать это в данной главе.

Рассмотрим пятиволновую модель Эллиота.

Движение цен на рынках принимает форму пяти волн определенной структуры. Три из них, помеченные цифрами 1, 3 и 5, действительно вызывают направленное движение. Они перемежаются двумя противоположно направленными волнами, помеченными цифрами 2 и 4 (рис. 4.15). Эти две противоположно направленные волны, очевидно, необходимы для продолжения общего движения.

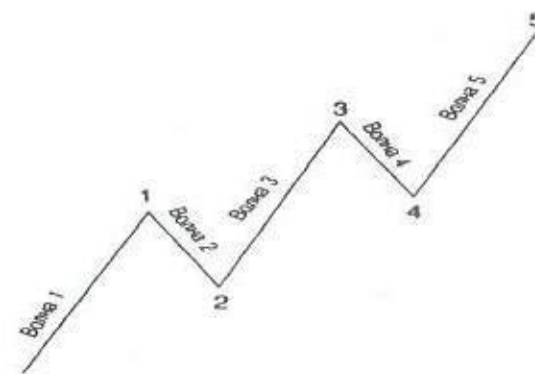


Рис. 4.15. Пятиволновая модель Эллиота

Эллиот не утверждал определенно, что существует только одна главная форма — пятиволновая модель, но это, безусловно, так. В любой момент времени рынок находится в некоторой точке пятиволновой модели развития тренда. Поскольку пятиволновая модель является основной формой движения рынка, все остальные модели являются частью пятиволновой последовательности.

Развитие волн осуществляется в двух видах: движущем и коррективном. Движущие волны имеют пятиволновую структуру, коррективные волны — трехволновую (с вариантами).

Движущий вид представлен как пятиволновой моделью, показанной на рис. 4.15, так и ее сопоставленными компонентами, например волнами 1, 3 и 5.

Такая структура называется «движущей», потому что ее энергия приводит рынок в движение. Коррективный вид волн присутствует во всех противотрендовых прерываниях, среди которых волны 2 и 4. Их структура называется «коррективной», поскольку они возникают как ответ на предыдущую движущую волну, совершая лишь частичный возврат, или «корректируя» достигнутый прогресс.

Таким образом, эти два вида волн фундаментально различны, как по роли, так и по строению, что мы рассмотрим подробнее.

Один полный цикл состоит из восьми волн и, кроме того, составлен из двух различных фаз: пятиволновой движущей фазы (также называемой «пятеркой» или «пятиволновкой»), внутренние волны которой обозначаются цифрами, и трехволновой коррективной фазы (также называемой «тройкой» или «трехволновкой»), внутренние волны которой обозначаются буквами. Точно так же, как волна 2 корректирует волну 1 на рис. 4.15., последовательность А, В, скорректирует последовательность 1, 2, 3, 4, 5 на рис. 4.16.

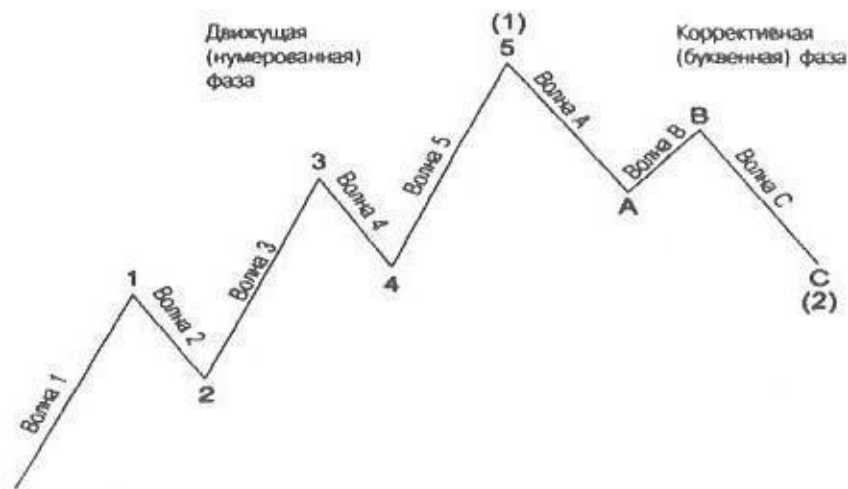


Рис. 4.16. Пятиволновая модель Эллиота с корректирующей фазой

Анализируя данные цен на нефть (Cushing, OK WTI Spot Price FOB (Dollars per Barrel) со 02.01.1986 г. по 06.10.2008 г. используя волновую теорию Эллиота (Elwave 7.6), можно выявить ряд характерных закономерностей.

Для лучшего представления ретроспективных данных на всех графиках использована полулогарифмическая шкала делений.

Шкала на линейном графике показывает равные расстояния между всеми ценами, а на полулогарифмической приращенная уменьшаются по мере увеличения значений ценовой шкалы. Этот метод использован нами для наглядного сопоставления пиков и падений, происходивших в прошлом с настоящими, с учетом всеобщего изменения индекса цен в большую сторону с течением времени.

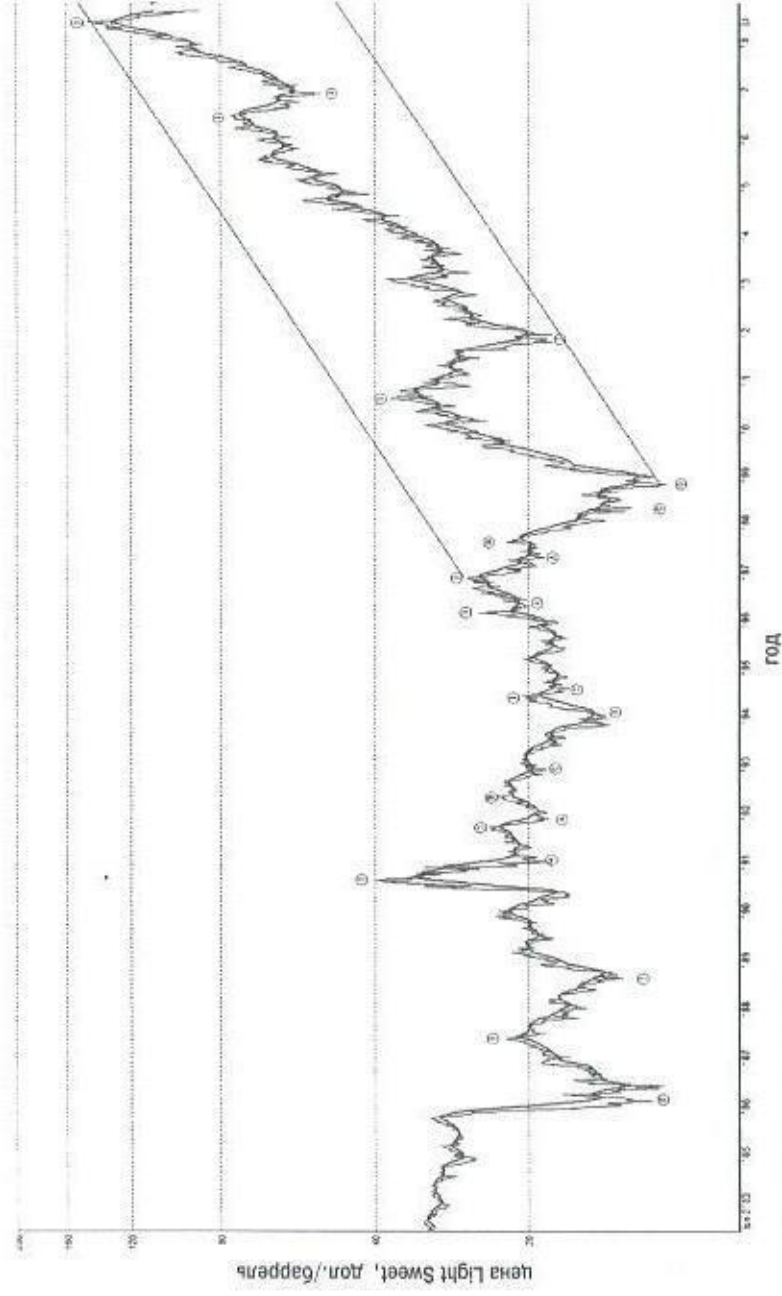
Среднесрочный прогноз, будет приведен в заключение, после общего прогноза о цикличности волн в рамках «10-летнего цикла».

Итак, на графике текущих цен на нефть (рис. 4.17.) можно выделить два характерных отрезка времени, с 1986 г. по 1998 г. и с 1998 г. по 2008 г., на которых отчетливо прослеживаются колебания курса, поддающиеся описанию с помощью законов Эллиота.

Первый период (рис. 4.18.) начинается с 1986 г. и, ввиду исторических факторов и факторов НТП, не является идеальным показателем теории волн Эллиота. Однако ряд характерных факторов, присущих изменению курса за анализируемый промежуток времени, позволяет определить необходимые минимумы и максимумы для получения результатов.

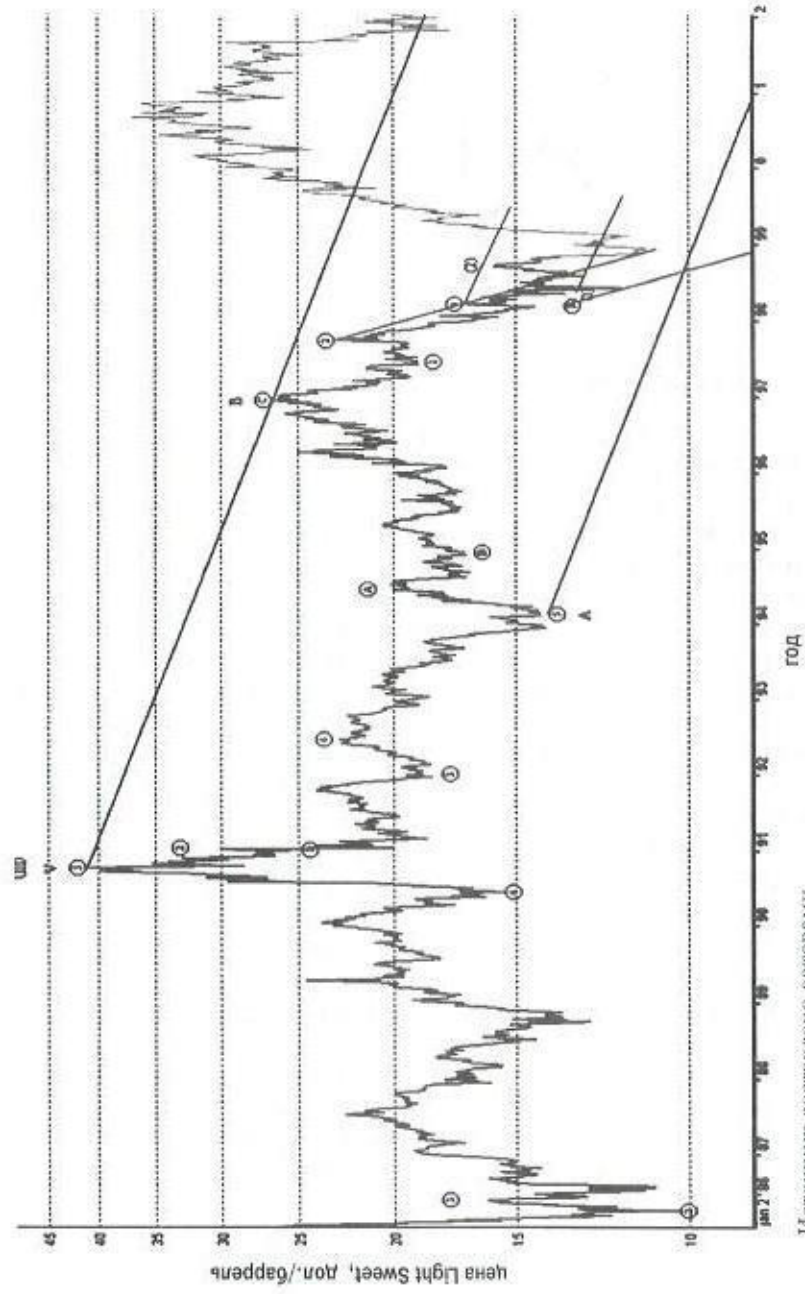
В рамках этой концепции, можно сделать вывод о цикличности процессов.

Волны Эллиота составляют 10 летний цикл (рис. 4.19), который состоит из пары по 5 основных и 3 корректирующих пиков. При этом последние могут быть выражены не характерно и являются опциональными, причем верхний пик первой волны более острый и общая протяженность волны составляет 3...4 года или 30...40% от общего 10...12 летнего цикла двух волн. Также для 1-й волны характерна сильная корректировка, конец которой зачастую может совпадать со значением начало волны или быть близким к нему.



Источник: составлено авторами

Рис. 4.17. Динамика текущих цен на нефть (1983–2008 гг.)



Источник: составлено авторами

Рис. 4.18. Аппроксимация ценовой динамики (1986–2000 гг.)

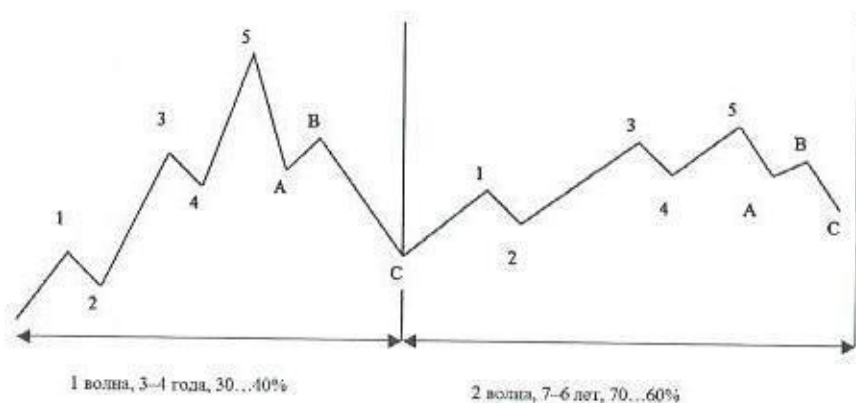


Рис. 4.19. 10-летняя волновая динамика

Вторая волна, более протяженная чем первая, составляет 60–70% или 6–8 лет соответственно, при этом, как правило, является менее круто растущей и с меньшим числом локальных минимумов и максимумов. Также в ней с большей вероятностью может отсутствовать корректирующая 3 пиковая волна, на протяжении второй волны легко прослеживается линия поддержки либо сопротивления, что характерно для постоянного стабильно растущего либо падающего тренда. Между периодами так называемой пары волн возможен некоторый временной интервал, который не поддается описанию по законам Эллиота и зачастую вызван влиянием окружающей среды, либо корректировкой не вошедшей в описываемый временной период. В среднем промежуток между «парой волн» может длиться до 3 лет, после чего изменения курса цен можно будет так или иначе описать законами Эллиота даже в случае нарушения периодичности «пары волн» внутри 10-летнего цикла.

Интересной особенностью является тот факт, что даже в случае изменения начала координат, точки начала анализа волн отслеживаются программой достаточно четко, даже начиная с середины, т.е. с максимальной точки волны. Из этого следует, что представленные данные достаточно точно можно описать законами Эллиота. Это также не влияет на цикличность волн и не способствует как появлению добавочных волн, так и смещению пиков.

Второй период начинается с декабря 1998 г. в точке смены тренда, так называемого локального минимума, после чего от-

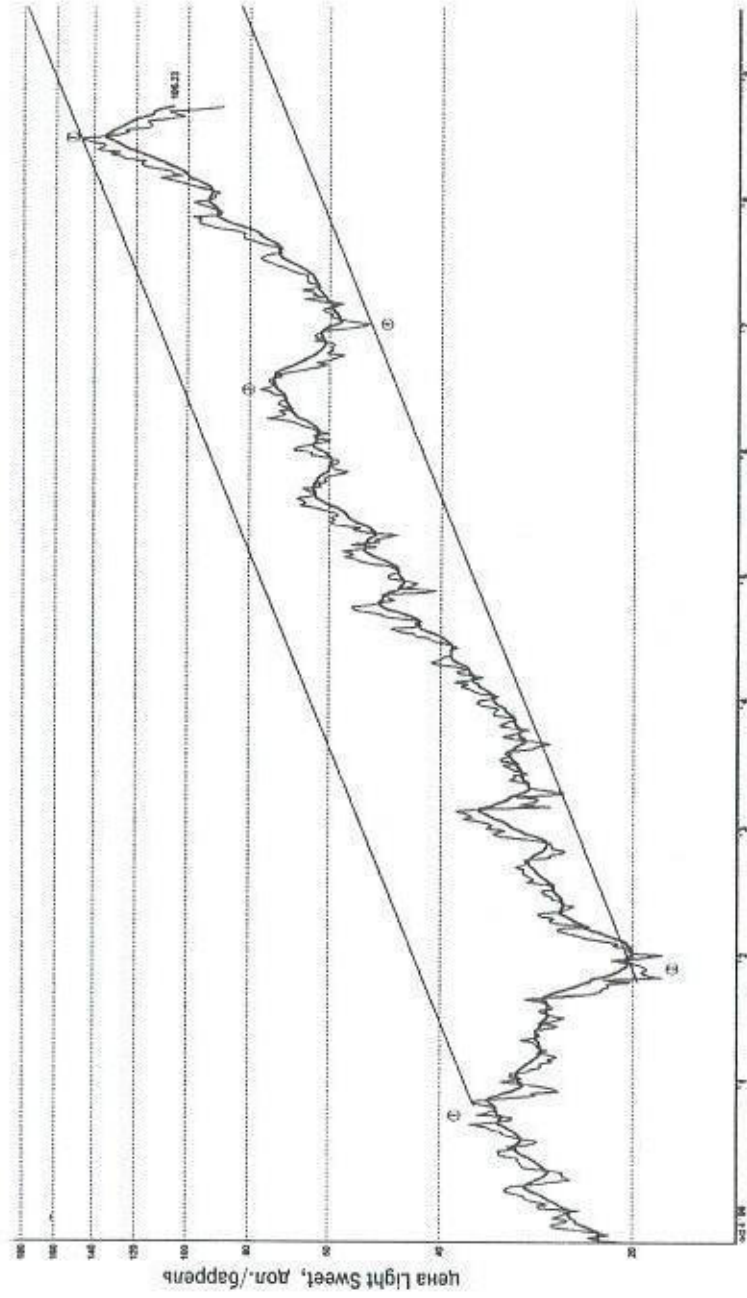
четливо прослеживается положительный тренд. Основная разница — в изменении качественного состава актива, а также общей конъюнктуры мировых рынков, в связи с массовым развитием фондовых площадок, а также в увеличении качественного и количественного состава финансовых инструментов, которые становятся доступными все большему числу субъектов.

Так, начиная с 2000 г. можно с уверенностью сказать, что нефть, а точнее, различные варианты контрактов на изменения цены (фьючерсы, опционы) становятся массовым финансовым инструментом, в результате, непосредственная поставка актива происходит все реже, т.к. для торгов не требуется «товарное» обеспечение. Таким образом, спрос на актив перестает быть исключительно обусловлен потреблением либо накоплением актива. Именно поэтому в последнее время можно наблюдать перепады в 3..4% в течении дня, в современном мире технологий для покупки или продажи требуется лишь несколько нажатий клавиш и никаких проблем с поставщиками, перевозчиками, хранением, дальнейшим сбытом.

За последние несколько лет с бурным развитие «дешевых» кредитных денег, нефть стала излюбленным оружием фондовых спекулянтов, т.к. на сегодняшний день является товаром массового потребления во всех странах мира. Нефть не может быть одновременно заменена на аналогичный товар, что обуславливает растущий спрос.

Если обратиться к циклической теории, то в своей концепции она характеризует общую тенденцию развития рынка «черного золота», которую для представления сегодняшней динамики необходимо скорректировать на множитель, определяемый нами как один из элементов последовательности Фибоначчи. В частности для циклической теории применим адаптивный вариант, имеющий кратность 1,62 ; 2,62 ; 3,62 и так далее.

На протяжении всего анализируемого периода с 1998 г. по 2008 г. (рис. 4.20) прослеживается очень четкий положительный тренд, который ограничивается линиями поддержки и сопротивления, но с небольшим углом отклонения, что характерно для четкого определения волн Эллиота и логичной смены тренда в конце описываемого периода. Первая волна из циклической теории прослеживается с декабря 1998 г. по январь 2002 г.



Источник: составлено авторами

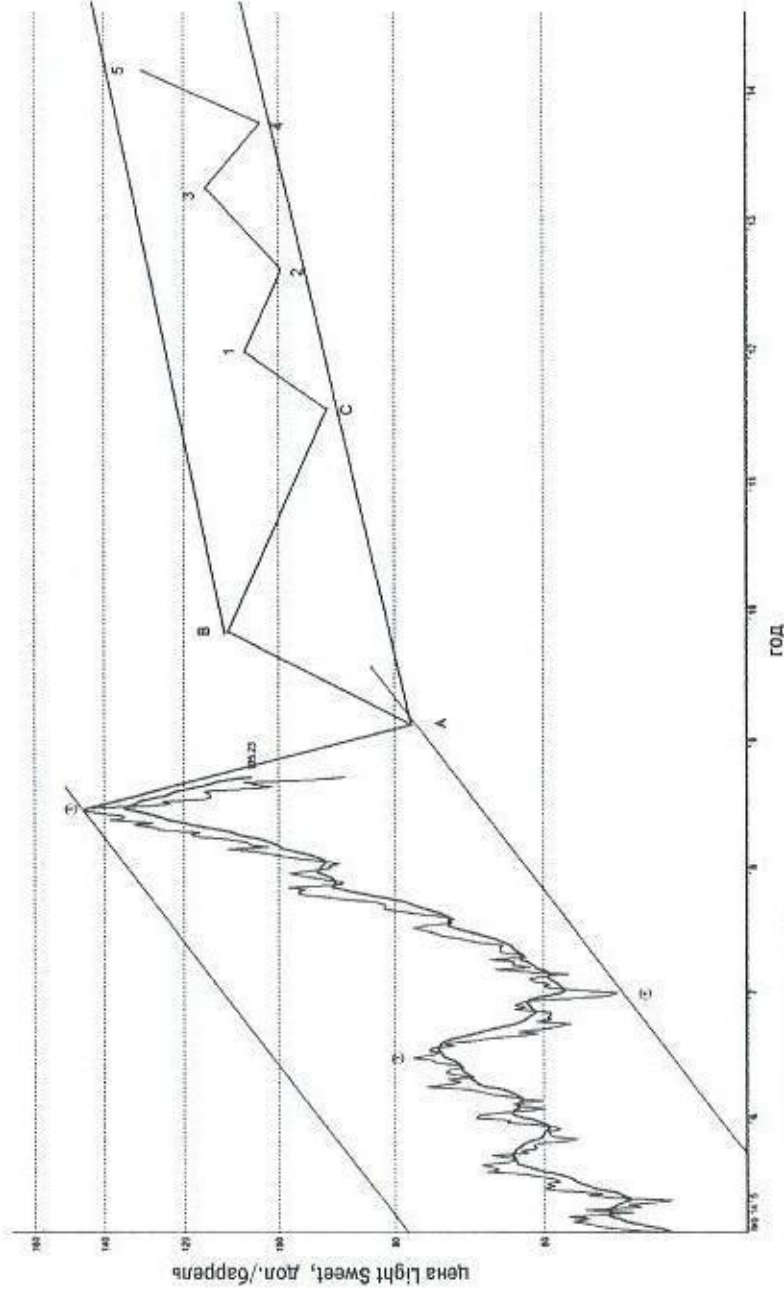
Рис. 4.20. Аппроксимация ценовой динамики (на отрезке 1998–2008 гг.) волнами Эллиота

Так на данный момент налицо пиковая стадия 5 волны, после чего ожидается корректирующая 3 (трех) — пиковая волна. В условиях глобальной нехватки ликвидности эпоха дешевых кредитных денег заканчивается в среднесрочной перспективе и в ближайшее время цены на нефть будут стремиться к фундаментальным данным искореняя спекулятивную составляющую. В этой связи мы ожидаем, что 3 (трех) пиковая корректирующая волна ABC, продлится до середины 2011 г. (рис. 4.21). Согласно углу наклона трендовых линий поддержки и сопротивления общий спад цен, связанный с фундаментальными факторами, ожидается в районе 50–80 дол., учитывая уровень стоимости американской валюты в общемировом соотношении на данный момент. Далее начало новой волны согласно циклической теории видится в точке 1 ближе к концу 2011 г. Затем следует подъем в рамках пяти волн, которые скорее всего будут торговаться вблизи исторического максимума ближе к концу 2014 г., после чего возможна некоторая волатильность вблизи верхней границе канала в предшествовании сильной коррекции. В свою очередь эта коррекция по нашим прогнозам продлится до 2018 г. и консолидируется у нижней границы канала, аккумулируясь в накопленные фундаментальные и технические факторы для покорения новых вершин.

Прогнозирование смены тенденций в движении цен на нефть методом скользящих средних

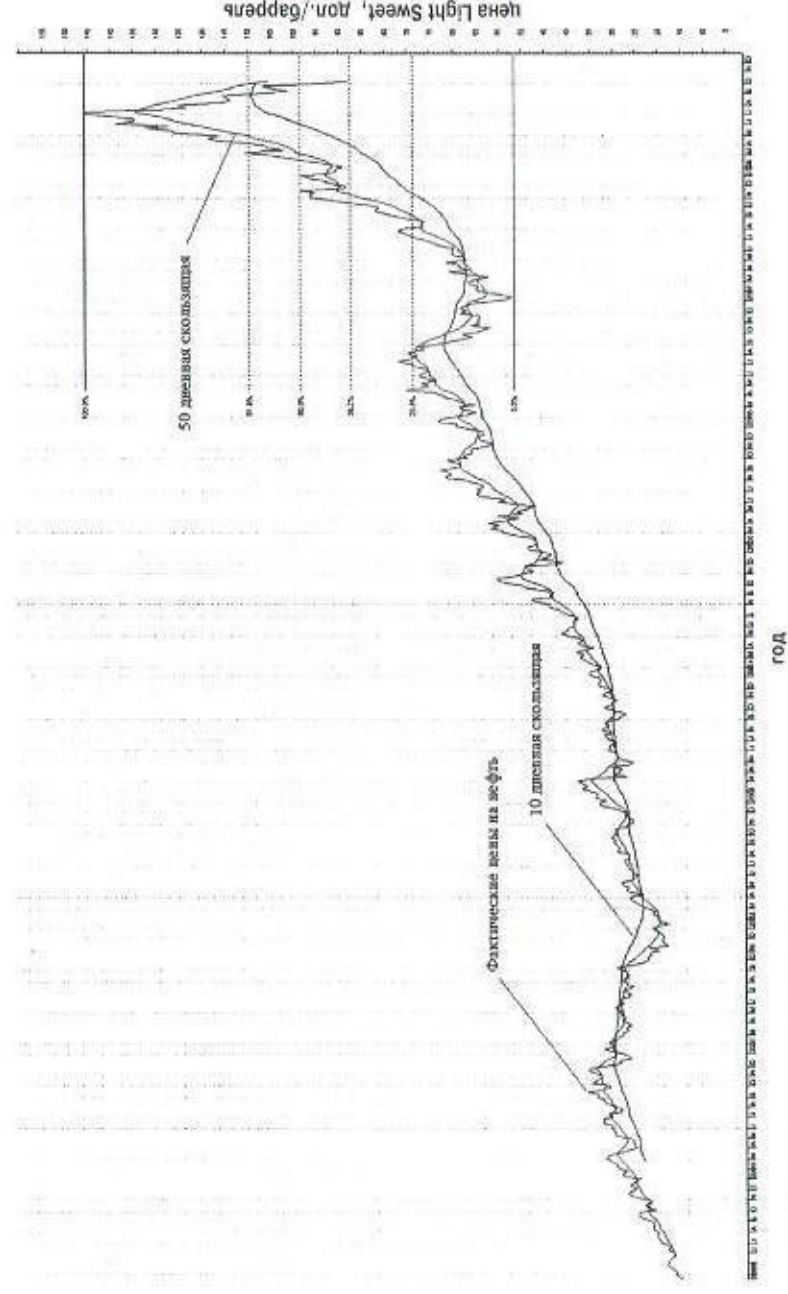
Скользящее среднее значение рассчитывается усреднением ценовых значений, как правило, цены закрытия за определенный период времени, при том что период остается всегда одним и тем же.

Исходя из выше описанных особенностей, был предложен метод на основе скользящих средних ценовых значений, позволяющий учесть все рыночные состояния. Он подразумевает использование одновременно двух скользящих средних значений разных периодов расчета и заключается в том, что при пересечении короткой скользящей средней длинную скользящую появляется большая вероятность того, что цены будут двигаться в направлении пересечения. Этот метод успешно применен нами для прогнозирования изменения тенденций на рынке нефти с января 2005 г. по сентябрь 2008 г. (рис. 4.22)



Источник: составлено авторами

Рис. 4.21. Прогноз смены тенденций динамики цен



Источник: составлено авторами

Рис. 4.22. Прогнозирование смены тенденций с использованием метода скользящих средних

Из графика видно, что метод пересечения скользящих средних с достаточно большой вероятностью на выбранном нами отрезке времени дает точные сигналы изменения тренда. На основе ретроспективных данных можно сделать вывод, что после последнего пересечения 10 и 50-дневных скользящих средних тенденция цен на нефть будет понижающей, что подтверждает наш прогноз, основанный на волнах Эллиота.

Уровни Фибоначчи тесно связанные волновой теорией Эллиота, отмеченные на графике указывают возможные уровни движения цены, а также наиболее вероятные места появления точек экстремума.

Прогноз цен на нефть методом нейронных сетей

В данной работе обозначены основные направления применения нейротехнологий в финансовой деятельности и энергетике. Под нейротехнологией понимается использование нейрокомпьютеров и нейросетевых алгоритмов в виде эмуляции нейронных сетей, а также применение к поставленным проблемам нейрокомпьютинга в целом. Ниже приведен краткий перечень основных задач, где применение нейротехнологий значительно превышает эффективность принятия решений традиционных методов регрессионного анализа и экспертных систем. Описываются принципы построения нейронных сетей и основные характеристики их функционирования.

Представлены результаты практической задачи нейропрогнозирования динамики мировых цен на нефть в среднесрочной перспективе.

Нейротехнологии, в частности, нейросети есть результат исследований в области искусственного интеллекта и представляют собой актуальную технологию вычислений на основе математических структур. Это одна из самых перспективных и наукоемких информационных технологий. Нейротехнологии успешно применяются в самых различных областях науки, техники, экономики.

Основным достоинством математических нейронных сетей считается их обучаемость, что позволяет выделять нужные результаты из совокупности данных с большим числом параметров. Под нейронной сетью понимают вид вычислительной структуры, основанной на использовании нейроматематики.

Нейроматематика есть направление математики, синтезирующее применение теории управления, численных методов, задач классификации и распознавания образов.

Анализ публикаций, посвященных решению финансовых проблем, показывает, что многие отечественные и зарубежные исследовательские центры и финансовые учреждения проводят работы по исследованию и применению нейросетевой технологии для решения задач экономического прогноза.

Наибольший интерес, для большинства потребителей нейросетевых систем, представляют задачи прогнозирования, предсказания экономических временных рядов, а также создание систем искусственного интеллекта.

В частности, объектом повышенного интереса и предметом многочисленных исследований банков являются проблемы прогнозирования финансовых событий, оценка недвижимости, экспертная оценка эффективности инвестиций в тот или иной проект.

Стратегически обоснованные решения этих задач в различных областях (экономики, энергетики) сдерживается недостаточно эффективным использованием информационных и вычислительных ресурсов, что объясняется необходимостью привлечения и использования большого количества действующих факторов.

Традиционные финансовые экспертные системы используют, как правило, линейные статистические модели. Нейронные же сети по своей основе нелинейны, требуют глубокого понимания и анализа связей между исходными данными и результатами, и с теоретической точки зрения имеют преимущества перед традиционными методами.

Многочисленные эксперименты показывают, что адаптивные сети на коротком промежутке времени всегда лучше предсказывают, чем стандартные линейные модели.

Однако, появление нейросетей как мощных и эффективных средств прогноза и классификации данных не отменяет, конечно, традиционные математические и эконометрические методы статистического анализа. Нейросети в этом смысле являются следствием развития вычислительной математики, информационных технологий и современной элементной базы, а также их дополнением.

Для задач биржевой деятельности наиболее интересным представляется построение системы распознавания природы биржевых событий и выделение основных закономерностей, то есть поиск взаимосвязи резкого изменения биржевой цены и биржевой активности в зависимости от биржевой игры или инфляционных процессов. Эффективным может быть применение нейронной сети для предсказания цен на товары и сырье вне зависимости от сезона и уровня инфляции (выделение трендов).

Целью прогноза является выбор наилучшего времени для покупки и продажи акций. Здесь рассматриваются также задачи формирования пакета ценных бумаг и распознавания шаблонов на графике изменения курсов акций, которые позволяют прогнозировать курс акций на последующем отрезке времени.

Одним из примеров преимущества использования нейронных сетей является их способность генерировать нелинейную модель процесса на основе результатов адаптивного обучения (настройки) сети.

При обучении сети на ее вход подается массив чисел, выражающих количественные характеристики некоторого процесса. Для каждого массива формируется указание «учителя», то есть некоторый идеальный отклик сети. После обучения сеть способна генерировать некоторый отклик, идеальный с её точки зрения, на основе неизвестных ей ранее входных данных той же природы, что и обучающее множество.

При этом природа входных и выходных данных может быть различной, причем в качестве входных данных могут выступать сразу несколько наборов множеств с различной информацией.

Резюмируя, можно сказать, что нейронные сети при обучении генерируют нелинейные модели и имеют два типа выходных сигналов — дискретные и непрерывные.

Дискретные выходные сигналы используются для решения задач распознавания и классификации, причем как имеющихся объектов, так и вновь вводимых, ранее неизвестных. При этом данные для обучения и классы классифицируемых объектов могут быть самой различной природы.

Условием построения хорошей модели будет лишь наличие корреляции между ними.

Непрерывные выходные сигналы используются для задач аппроксимации и экстраполяции величин, имеющих абсолют-

ные значения. Построение прогнозов и функциональных зависимостей может иметь место для различной входной информации, причем сразу по нескольким переменным (критериям оценки).

В качестве исходной информации для прогноза может служить экономический временной ряд и прогноз будет обоснованным, если информация позволит построить нелинейную модель. Применение нейронных сетей позволяет получать приемлемые результаты по сравнению с результатами классических статистических методов Фурье, регрессионного анализа и т.п., применяемых традиционно. Нейронная сеть учится выполнять преобразование на основе ряда предъявляемых примеров. В этой связи сложно проинтерпретировать соответствующую математическую модель, которая формируется в настраиваемых весовых коэффициентах нейронной сети после обучения.

Далее на графиках приводятся исследования динамики цен на нефть, приведённых к уровню 2000 г. После прогона процедуры метода обратной ошибки были отброшены нейронные сети с плохим согласованием отклика нейронной сети с реальными данными. В итоге были получены две нейросети, наиболее адекватно описывающие реальную динамику цен. Эти прогнозы дают наиболее вероятное изменение динамики цен. Причём прогнозируемые значения цен более вероятны, поскольку всплески цен в 2009–2011 гг. наблюдаются в большинстве обученных нейросетей. Отношение соответствующих вероятностей равно приблизительно $1/3...1/4$.

По результатам использования нейросетей в качестве средства прогнозирования сложного временного ряда можно сделать следующие выводы:

1. Нейросети могут использоваться как эффективный инструмент краткосрочного и среднесрочного прогнозирования сложных финансовых рядов.
2. Для получения более точных результатов следует учитывать и практически применять этап оптимизации архитектуры сети. При этом повышается надежность настройки сети и качество прогнозирования.
3. Вместе с тем, успех использования аппарата нейросетей для решения задач прогнозирования зависит, прежде всего, от опыта финансовых экспертов, необходимого для выбора топологии сети, метода обучения и т.д.

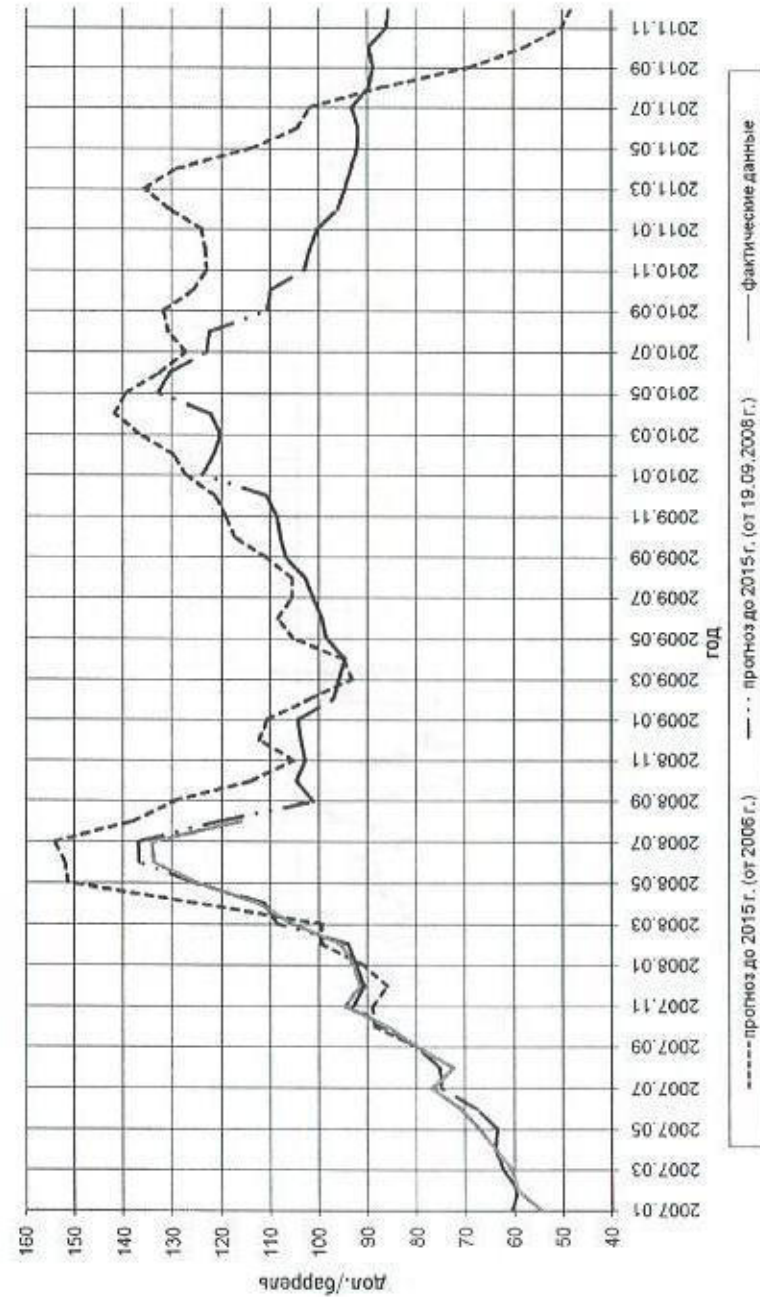
Текущая ситуация на нефтяных рынках мира с резким ростом цен на нефть и неустойчивой конъюнктурой (большой волатильностью цен), а также прогнозируемые тенденции этой ситуации свидетельствуют о том, что нестабильность рынка является одной из важнейших угроз надежности энергоснабжения мировой экономики. В равной степени это затрагивает интересы и стран-экспортеров, и стран-импортеров, и стран-транзитеров энергоресурсов.

К настоящему времени произошла перестройка структуры мирового нефтяного рынка, обеспечившая существенное повышение его диверсификации и увеличение многообразия и гибкости его механизмов. Трансформация рынка шла в направлении расширения видов товарообменных сделок: от долгосрочных контрактов к разовым сделкам с наличной нефтью, далее – к форвардным и, наконец – к фьючерсным сделкам. Таким образом, доминанта рынка смещалась от сделок, в основном, с реальной нефтью к сделкам преимущественно с «бумажной» нефтью. Мировой рынок нефти постепенно трансформировался из рынка преимущественно «физического» (торговля наличной нефтью) в рынок преимущественно «финансовый» (торговля нефтяными контрактами).

В настоящем времени задача заключается не в определении значимых факторов и составлении точного описания значения их связей, а в понимании механизмов формирования цен на нефть. Данный инновационный подход, основанный на психологии, позволил приблизиться к истинному пониманию трансформации мирового нефтяного рынка и механизмов формирования цен на нефть. Исследуя триадичный механизм ценообразования (спрос, предложение и финансовая психология), удалось выявить и обосновать модель прогноза цен на нефть основанную на нейронных сетях.

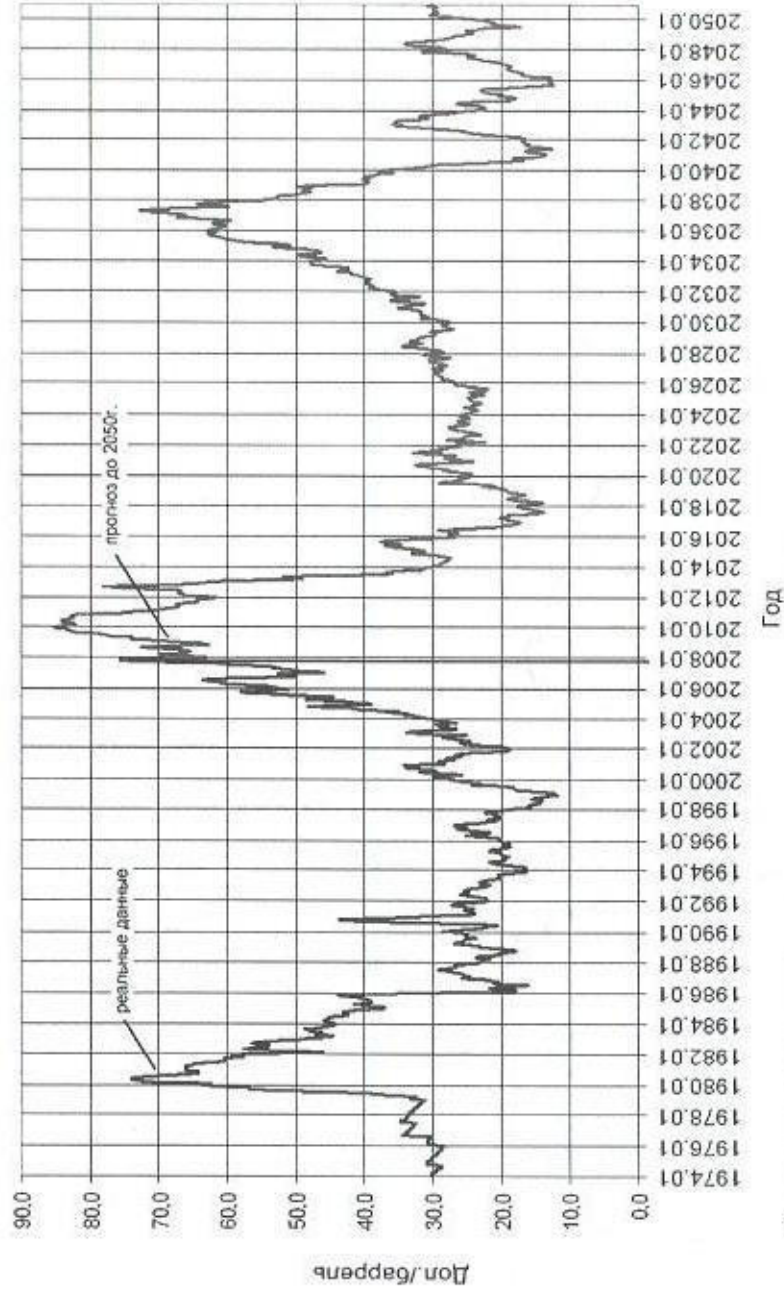
В результате применения нейросетевых алгоритмов, в рамках концепции формирования цен на основе психологии рынка, был построен графический прогноз цен на нефть, учитывающий все рассмотренные факторы влияния, волновую модель, модель волн Эллиота.

Результаты расчетов представлены на рис. 4.23–4.25.



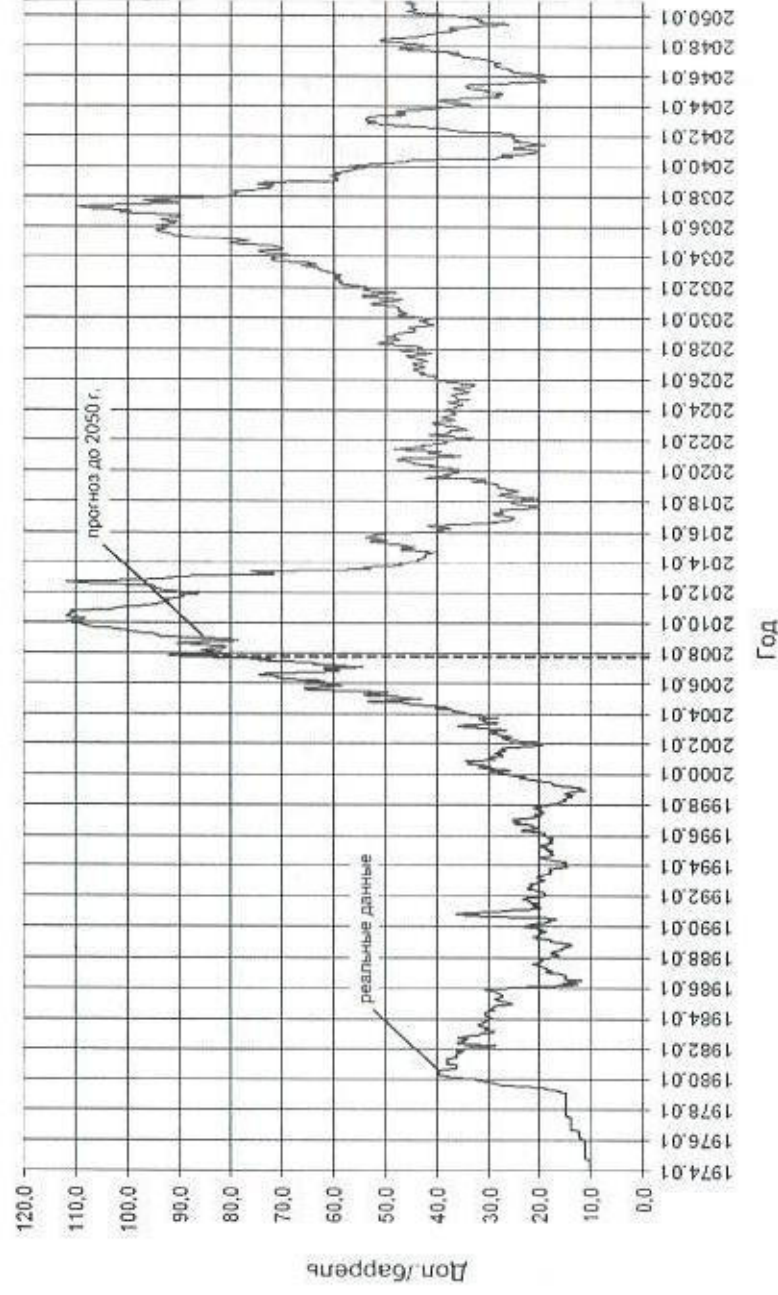
Источник: составлено авторами

Рис. 4.23. Прогноз цен на нефть до 2015 г.



Источник: составлено авторами

Рис. 4.24. WTI (дол./баррель) приведенные к 2000г.



Источник: составлено авторами

Рис. 4.25. WTI (дол./баррель). Текущие цены в USD

Изменения в мировой системе, которые произошли с начала века, привели к тому, что практически стерлись границы между валютным, фондовым и товарными рынками. Сегодня следует воспринимать эти рынки как сегменты единой мировой финансовой системы, где капитал передвигается без препятствий и фактически мгновенно. Таким сегментом стал и рынок нефтяных фьючерсов.

4.4 Конъюнктура рынка нефтепродуктов

Специфика переработки нефти по регионам

Стоимость нефтей и, следовательно, их рыночные цены, в конечном счете, зависят от получаемых из них продуктов переработки. Нефти сами по себе не имеют ценности, за исключением того, что они являются сырьем для производства продуктов, используемых конечным потребителем. Каждый продукт, производимый из сырой нефти, имеет свои рынки, меняющиеся под действием характерных факторов взаимодействия спроса и предложения.

Глубина переработки существенно увеличилась по сравнению с концом 19-го столетия, когда вырабатывался практически один керосин. Рынки отдельных нефтепродуктов изменяются под воздействием широкого спектра факторов, таких как динамика локального потребления, международная топливная конъюнктура, требования к охране окружающей среды, уровень технологии, погодные условия, мощности нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ).

Нефтепереработка включает в себя широкий спектр средств разделения нефти на продукты конечного потребления. Различные рынки, требующие разнообразного состава продуктов, получаемых из нефтей, обуславливают большие различия в процессах переработки. Основным параметром различий в процессах переработки является ее глубина. Простейший процесс включает в себя дистилляцию или перегонку нефти и другие процессы, приводящие к большому выходу остаточных продуктов. При более глубокой переработке применяются процессы, позволяющие увеличить выход светлых нефтепродуктов, например, бензина. Понятия простой и глубокой переработки относительно и не имеют четких границ. В нефтяной промышленности обычно различают три уровня глубины этих процессов.

Простая переработка включает в себя дистилляцию, а также простые вторичные процессы, позволяющие увеличить выход бензина и дизельного топлива.

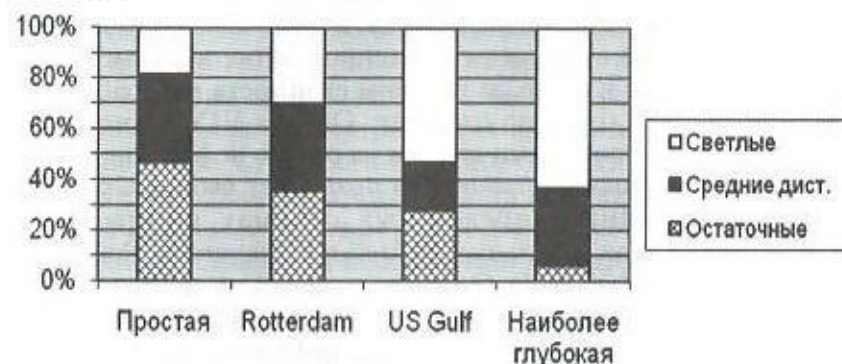
Углубление переработки предполагает использование вторичных процессов более высокого уровня: в этом случае газойль и остаточные продукты выступают сырьем для получения свет-

лых нефтепродуктов, таких как бензин. Такие вторичные процессы включают крекинг и алкилирование. Переработка высшего уровня позволяет усовершенствовать процесс, преобразуя остаточные продукты путем коксования и других технологических схем.

Из-за региональных различий в спросе на нефть, сложность переработки варьирует по регионам мира. Большинство простых НПЗ находится в Азии, странах бывшего СССР и развивающихся странах, где спрос на светлые нефтепродукты невелик, а существенные объемы остаточного топлива все еще используются для получения энергии. Наиболее комплексные НПЗ строятся в таких странах, как США, где потребление бензина составляет практически половину всего потребления нефтепродуктов. Рынок Западной Европы также включает в себя подобные заводы, однако с меньшей глубиной переработки по сравнению с США, и большей долей тяжелых нефтепродуктов. Конечно, существуют немаловажные исключения из этих правил, особенно среди развивающихся стран, где нефтедобытчики таких стран как Венесуэла, Саудовская Аравия, Кувейт широко инвестируют в комплексные НПЗ, чтобы увеличить экспортный эффект, продавая большое количество светлых нефтепродуктов, произведенных из собственного сырья. Несмотря на то, что Япония — страна с развитой экономикой, в ней преобладают простые НПЗ. Такая ситуация сложилась, главным образом, под воздействием внутреннего спроса и протекционистской политики государства в отношении перерабатывающей промышленности. В Азии большинство быстро развивающихся стран переходят к системе НПЗ все большей сложности, стремясь не отставать от быстро растущего спроса на светлые нефтепродукты, особенно на средние дистилляты. Сингапур — передовая страна в этом направлении.

На рис. 4.26 показаны региональные колебания глубины переработки на примере нефти сорта «Арабская легкая» (Arabian Light) с учетом всего спектра нефтепродуктов — от простой дистилляции до переработки высшего уровня. Выход остаточных продуктов уменьшается пропорционально усложнению процессов переработки. Выход ценных светлых продуктов увеличивается, но вместе с ним растет и стоимость процессов. Это соотношение лежит в основе принятия инвестиционных решений. Данные по представленным на рис. 4.26 и табл. 4.3 регио-

нальным значениям выхода светлых нефтепродуктов были разработаны исследователями Petroleum Intelligence Weekly (PIW) для оценки прибыльности переработки на основных мировых рынках. Она оценивалась путем подсчета увеличения выхода продуктов из различных нефтей на региональных НПЗ в зависимости от их комплексности. Выход продуктов по регионам соответствует летнему сезону с преобладающим потреблением бензина.



Источник: Petroleum Intelligence Weekly, 2007

Рис. 4.26. Сравнение структуры выхода технологий нефтепереработки для Arabian Light

Таблица 4.3. Краткая характеристика вторичных процессов переработки

Процесс	Сырье	Выход
Риформинг	Нафта	Бензин
Вакуумная дистилляция	Прямогонные остат.	ВГО, остат.
Каталитический крекинг	ВГО, прямогонный газойль	Бензин, газойль, остат. КК
Гидрокрекинг	ВГО, прямогонный газойль	Бензин, керосин, газойль
Висбрекинг	остат. КК	Газойль, остат.
Термический крекинг	остат. КК	Светлые (в основном бензин)
Коксование	остат. КК	Светлые, кокс

Источник: составлено авторами

Выбор и оценка сырья

В зависимости от оборудования, используемого в переработке и от потребностей снабжаемого рынка, различные виды нефти имеют разную привлекательность для НПЗ. Очевидно, что нефти, обеспечивающие наиболее высокий уровень прибыли, более предпочтительны.

Для решения вопроса о выгодности переработки дополнительных объемов сырья используется показатель **чистой стоимости сырья (ЧСС)** или «цены нетбэк», определяющей стоимость сырья, исходя из стоимости нефтепродуктов, которые могут быть выработаны из него, за вычетом стоимости переработки и транспортировки от порта отгрузки. Оценка ЧСС может быть сопоставлена со спотовыми ценами на сырую нефть или с условиями контрактных поставок, что позволяет выявить определенные тенденции в предельных объемах переработки. Величина ЧСС для отдельных нефтей публикуется в Petroleum Intelligence Weekly (PIW). Она основывается на данных, разработанных PIW для различных регионов. Подобные оценки являются общими для основных районов нефтепереработки, таких как Роттердам и Побережье США, и не отражают эффекта от наращивания производства по отдельным НПЗ. Однако отдельные НПЗ используют аналогичный подход для оценки ЧСС сырых нефтей.

Расчет чистой стоимости сырья

Расчет ЧСС осуществляется следующим образом. Первый шаг к оценке экономической ситуации на рынке нефти заключается в подсчете средневзвешенной стоимости всех продуктов переработки, произведенных из барреля сырой нефти на НПЗ. На торговом жаргоне эта величина определяется термином «валовой стоимости продуктов», или «Gross Value Products» (GPW). Она определяется путем умножения основной спотовой цены каждого продукта на его долю в общем объеме выработки.

Следующий этап — это вычисление валовой стоимости продуктов, произведенных из барреля сырой нефти, переработанной на НПЗ в Роттердаме, и продаваемых по спотовым ценам. Доля котельного топлива в общем выходе продукта определяется по содержанию серы. Обычно нефтепереработчики смеси-

вают топлива различного качества, чтобы достичь приемлемых для рынка показателей.

Для сравнения стоимости продуктов, произведенных из одного барреля нефти, с ценами в порту отгрузки, необходимо вычесть стоимость переработки и транспортировки. В случае если сырье продается на условиях доставки, как, например, российская Urals в Европе или аляскинская North Slope на Побережье США, необходимо вычесть лишь стоимость переработки.

Поскольку на базе ЧСС оцениваются экономические показатели дополнительных объемов переработки, а не показатели среднего объема производства, то цены переработки и транспортировки также рассматриваются как предельные (приростные) значения. Стоимость транспортировки в данном случае представляет собой стоимость фрахта для танкера соответствующего тоннажа на спотовом рынке для единичного маршрута — в отличие от стоимости использования нефтепереработчиками собственных судов или долгосрочного фрахта. Стоимость фрахта для единичного маршрута определяется по единой ставке, устанавливаемой Worldscale, (торговой организацией, публикующей базовые ставки («100») на транспортировку между портами погрузки-выгрузки). Ежедневные колебания на танкерном рынке измеряются в баллах Worldscale, представляющих собой процентное изменение по отношению к базовому значению.

Предельные затраты переработки учитывают только эксплуатационные расходы, и не принимают во внимание первоначальные инвестиции. В схеме, разработанной PIW, предполагается, что они установлены на уровне 65 центов за баррель для США, 30 центов для модернизированного европейского НПЗ, и 20 центов для других регионов. Предполагается, что часть топлива используется на самом НПЗ, и что небольшое его количество теряется в процессе переработки.

Далее производится главная операция при оценке величины ЧСС: вычитая стоимость фрахта и переработки, приводим спотовые цены на нефтепродукты к эквиваленту стоимости сырой нефти в порту погрузки по месту происхождения. В результате получаем цену FOB ЧСС («f.o.b. Netback»). Такой подход дает общую схему оценки стоимости сырья в месте продажи для любого нефтепереработчика и конкретной структуры распределения. При этом прибыли или убытки нефтепереработчи-

ков можно легко оценить путем сравнения спотовой цены сырья на рынке с величиной его ЧСС. Если расчетная ЧСС превышает стоимость сырья по объемам и ценам, определенным PIW, то НПЗ могут получать прибыль, покупая это сырье и продавая конечные продукты по спотовым ценам. Очевидно, что данный метод является обобщенной оценкой любого рынка и не предназначен для принятия решений по отдельным НПЗ.

Динамика прибыльности переработки по предельным показателям отражает наиболее важные тенденции в определении цен на сырье и конечные нефтепродукты. Так, если величина ЧСС падает ниже ее цены, НПЗ будут стремиться не использовать данное сырье. Падение спроса приведет к падению цен на это сырье; сокращение объемов переработки приведет к обострению ситуации на рынке и росту цен на нефтепродукты.

Факторы влияющие на стратегию нефтепереработки

- Конъюнктура рынка нефтепродуктов.
- Цены на нефть.

Нефтепереработчики должны иметь информацию о ценах на нефть, используемую для переработки, и произвести оценку чистой стоимости сырья (расчетных «цен netback») для каждого нефтепродукта. Величина ЧСС или «цена netback» может быть различной для разных потребителей. Наиболее низкая цена netback соответствует ситуации, при которой НПЗ вынуждены производить больший объем нефтепродуктов, в сравнении с реальным рыночным спросом.

- Производственные издержки.
- Валовый доход от нефтепереработки и маржа.

Закупка сырья

Для поддержания производства перерабатывающие предприятия приобретают сырую нефть и формируют другие запасы из следующих источников:

- Покупка или передача сырой нефти из дочерних нефтяных компаний.
- Долгосрочные производственные контракты на покупку сырой нефти у других производителей нефти и газа.

- Краткосрочные закупки СПОТ у торговых компаний или закупки, произведенные на финансовых рынках: нефтяных биржах NYMEX (Нью-Йорк) или ICE (Лондон).

- Обмен производственными запасами сырой нефти.

Уровень запасов на нефтеперерабатывающих предприятиях должен быть сбалансированным и соответствовать законодательным требованиям, действующим в рассматриваемой стране. Так, согласно законодательству Великобритании нефтяные компании обязаны поддерживать запасы на уровне 76,5 суточных продаж в стране. В других европейских странах также существуют подобные требования.

Оптимальный рабочий уровень запасов составляет 10...15 дней, так как он обеспечивает баланс между минимальными издержками на хранение и риском нехватки запасов.

Нефтеперерабатывающие предприятия имеют выбор: они могут либо поддерживать требуемый законодательно уровень запасов на собственных хранилищах, либо заключать контракты по немедленной поставке недостающего сырья по первому требованию.

Любой дефицит между физическими запасами предприятия и требуемым уровнем запасов в размере 76,5 дня покрывается простыми векселями. Данные долговые обязательства дают компаниям право покупать сырую нефть у третьей стороны во время военных действий или национальных кризисов по согласованной ценовой схеме.

Обзор рынка нефтепродуктов

За последние пятнадцать лет произошли сильные изменения в нефтеперерабатывающей промышленности. Изменение претерпели не только структура производимых нефтепродуктов, распределение новых нефтеперерабатывающих дистиляционных мощностей, изменение спроса на нефтепродукты и кумулятивные мощности, но и спрэд между темными и светлыми нефтепродуктами, маржа нефтепереработки.

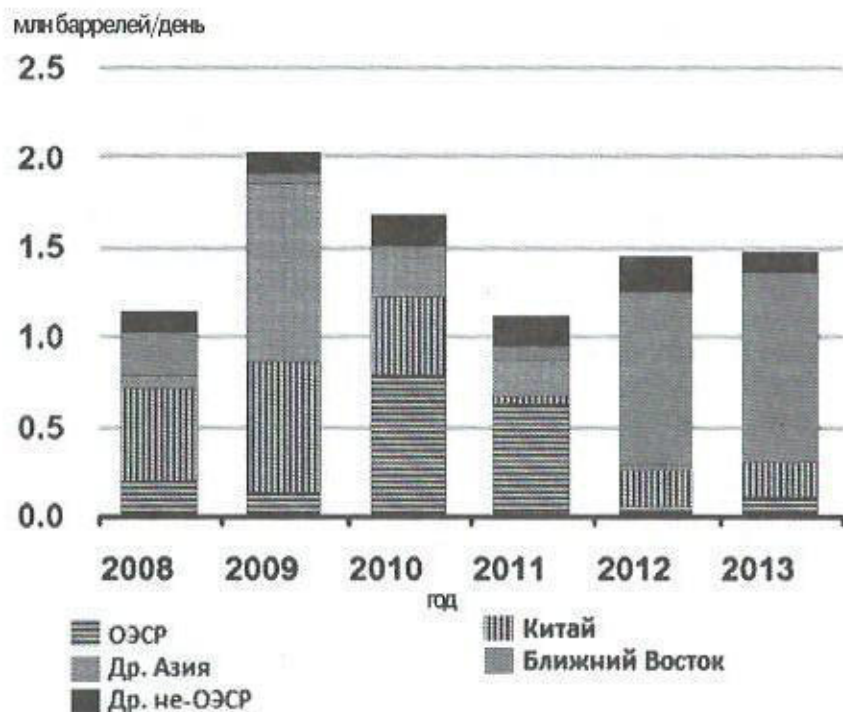
Одним из основных и наиболее значимых показателей развития нефтеперерабатывающей промышленности является маржа нефтепереработки. Она в первую очередь говорит о рентабельности бизнеса, во многом определяет стратегию развития и инвестиционную привлекательность. В свою очередь

маржа зависит от многих факторов: технологических, региональных, финансовых, геополитических, экологических, цен на нефть и т.д.

Рост нефтеперерабатывающих мощностей

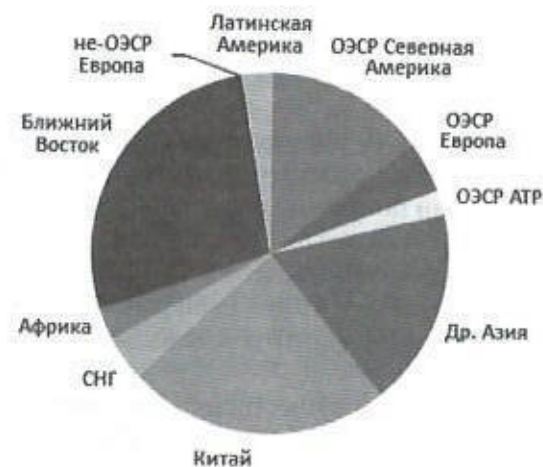
Рост нефтеперерабатывающих мощностей достигнет пика в 2009 г., затем следует спад вплоть до 2011 г., после чего возобновление роста за счет новых проектов на Ближнем Востоке. Рост в странах ОЭСР составит лишь 20% от общего, в большей части в Северной Америке, рис. 4.27, 4.28.

Рост нефтеперерабатывающих мощностей сильно зависит от осуществления проектов на Ближнем Востоке и в Азии.



Источник: International Energy Agency, 2008.

Рис. 4.27. Прирост нефтеперерабатывающих дистилляционных мощностей



Источник: International Energy Agency, 2008.

Рис. 4.28. Распределение новых нефтеперерабатывающих дистилляционных мощностей

Нехватка перерабатывающих мощностей в различных регионах мира ведет к физической нехватке нефтепродуктов и росту цен на них. Влияние рынка нефтепродуктов на конъюнктуру цен на нефть на первый взгляд может показаться косвенным, но если рассматривать всю интегрированную систему нефтегазового бизнеса как единое целое, то данная теория имеет смысл.

Маржа нефтеперерабатывающих заводов высока, на рынке преобладает более тяжелая нефть с высоким содержанием серы и высокими издержками по добыче, в то время как рынок нефтепродуктов развивается в сторону более легких продуктов с требованиями более высокого качества.

Нефтеперерабатывающая промышленность традиционно характеризовалась низким уровнем маржи и долгими сроками окупаемости инвестиций, что неблагоприятно влияло на инвестиционные потоки. Начиная с 90-х годов, в среднем, маржа высокотехнологичных нефтеперерабатывающих заводов составляла 2...2,5 дол./баррель, а более простых, в зависимости от различных условий, даже могла быть отрицательной. Ситуация изменилась за последние шесть лет, переработка нефти — вновь

прибыльный бизнес. Маржа выросла до рекордных отметок, вновь поднимая вопрос о целесообразности инвестиций в данный сектор. Золотая эра нефтепереработки или очередной цикл?

Стоимость нефтей и, следовательно, их рыночные цены, в конечном счете, зависят от получаемых из них продуктов переработки. Нефти сами по себе не имеют ценности, за исключением того, что они являются сырьем для производства продуктов, используемых конечным потребителем. Каждый продукт, производимый из сырой нефти, имеет свои рынки, меняющиеся под действием характерных факторов взаимодействия спроса и предложения.

Глубина переработки существенно увеличилась по сравнению с концом 19-го столетия, когда вырабатывался практически один керосин. Рынки отдельных нефтепродуктов изменяются под воздействием широкого спектра факторов, таких как динамика локального потребления, международная топливная конъюнктура, требования к охране окружающей среды, уровень технологии, погодные условия, мощности нефтеперерабатывающих заводов.

Нефтепереработка включает в себя широкий спектр средств разделения нефти на продукты конечного потребления. Различные рынки, требующие разнообразного состава продуктов, получаемых из нефтей, обуславливают большие различия в процессах переработки. Основным параметром различий в процессах переработки является ее глубина. Простейший процесс включает в себя дистилляцию или перегонку нефти и другие процессы, приводящие к большому выходу остаточных продуктов. При более глубокой переработке применяются процессы, позволяющие увеличить выход светлых нефтепродуктов, например, бензина. Понятия простой и глубокой переработки относительно и не имеют четких границ. В нефтяной промышленности обычно различают три уровня глубины этих процессов.

Простая переработка включает в себя дистилляцию, а также простые вторичные процессы, позволяющие увеличить выход бензина и дизельного топлива.

Углубление переработки предполагает использование вторичных процессов более высокого уровня: в этом случае газойль

и остаточные продукты выступают сырьем для получения светлых нефтепродуктов, таких как бензин. Такие вторичные процессы включают крекинг и алкилирование. Переработка высшего уровня позволяет усовершенствовать процесс, преобразуя остаточные продукты путем коксования и других технологических схем.

Прошлые и настоящие реалии

Начиная с 2002 г., маржа нефтепереработки имела тенденцию быстрого роста. В Европе и на Ближнем Востоке она составляла 5 дол./баррель, в то время как в США она могла достигать 10 дол./баррель и даже 13 дол./баррель для высокотехнологичных заводов с низким уровнем издержек, рис. 4.29.

Существует четыре основных причин оказавшие наибольшее влияние на рост маржи:

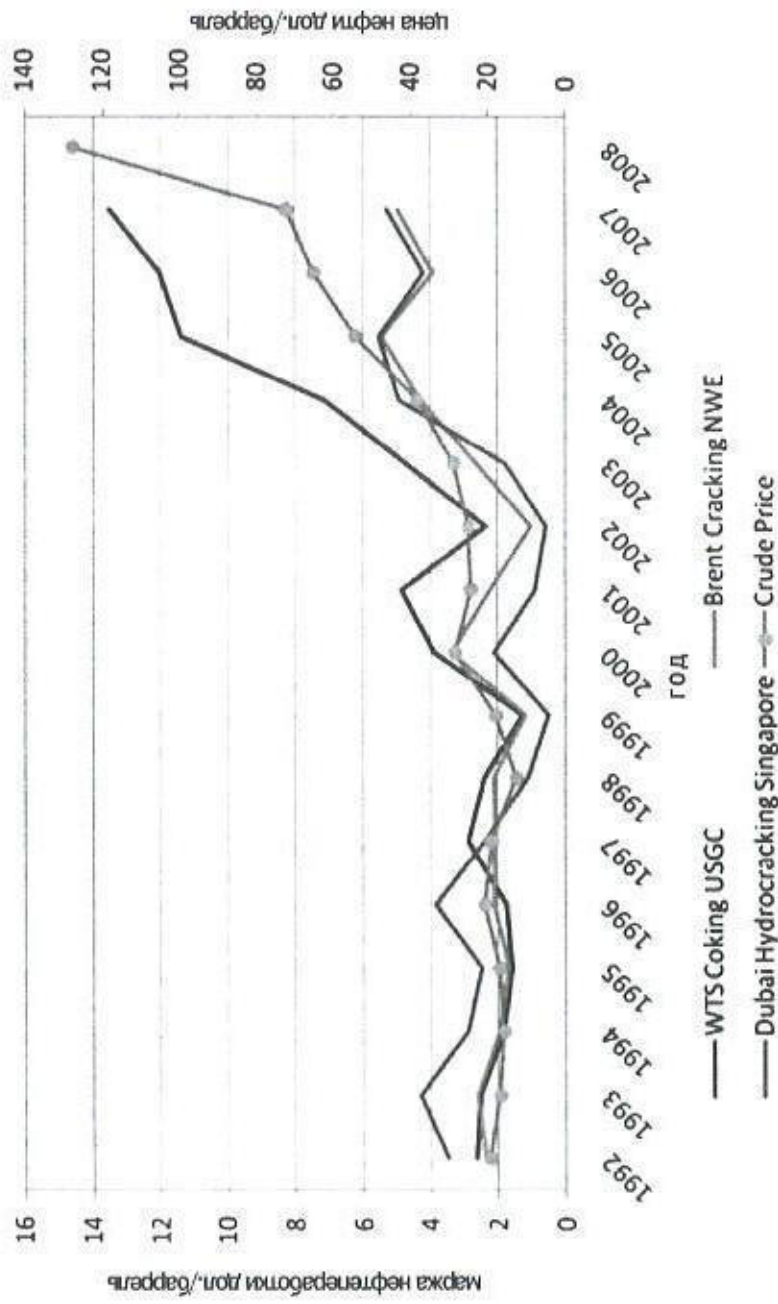
1. Высокие цены на нефть.
2. Рост спроса на нефтепродукты.
3. Сокращение свободных перерабатывающих мощностей.
4. Увеличение спреда между светлыми и темными нефтепродуктами.

Начиная с 2000 г., цены на нефть растут невероятными темпами. Рост цены на сырье является одной из главных негативных факторов относительно маржи нефтепереработки. Предыдущий график показывает высокую корреляцию маржи и цен на нефть. Также он отображает тот факт, что рост цен на нефтепродукты опережают рост цен на сырую нефть, что говорит о взаимосвязи двух данных рынков и частично подтверждает описываемую теорию.

Спрос на нефтепродукты растет экспоненциально последние 8 лет. В среднем годовой рост спроса составляет 1,2 млн баррелей/день (1,5%). Наибольший рост был отмечен в 2004 г. 2,8 млн баррелей/день (3,55%), что, в основном, объясняется ускорением роста экономик Китая и Индии. Более того, в основном, это рост спроса на легкие нефтепродукты.

Недостаток перерабатывающих мощностей

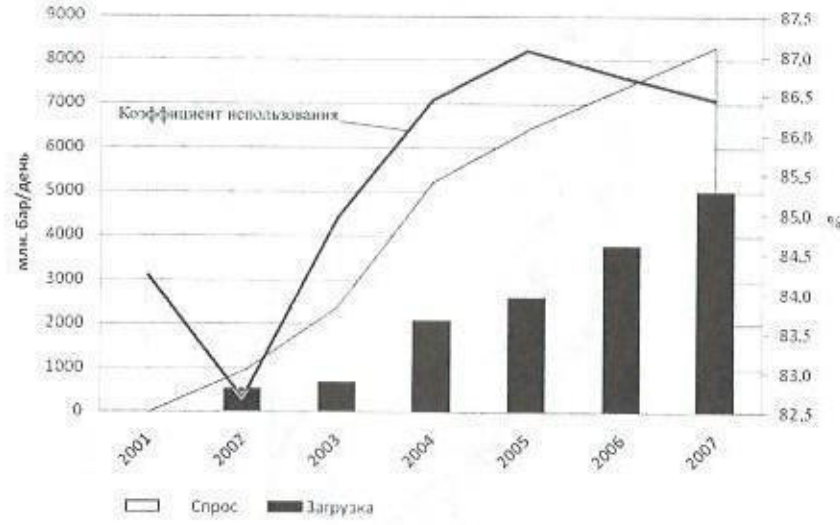
Текущая мощность перерабатывающих заводов составляет около 88 млн баррелей в день (BP annual report). Рост спроса на нефтепродукты сильно превышает рост перерабатывающих



Источник: составлено авторами.

Рис. 4.29. Эволюция маржи нефтеперерабатывающей промышленности, начиная с 1992 г.

мощностей, что, вскоре, может привести к резкой нехватки нефтепродуктов на рынке. В основном данный факт объясняется недостаточным объемом инвестициями в нефтепереработку в течение последнего десятилетия, рис. 4.30.



Источник: составлено авторами.

Рис. 4.30. Рост спроса на нефтепродукты и кумулятивные мощности

Рост потребление нефтепродуктов, начиная с 2002 г., составил около 8 млн баррелей/день, тогда как прирост мощностей составил всего 5 млн баррелей/день. Коэффициент использования составляет 86% в среднем в мире, на отдельных заводах он близок к 99%.

Очень важный момент в данной ситуации — увеличение спреда между темными и светлыми нефтепродуктами. Что в основном объясняется значительным ростом спроса на светлые нефтепродукты и более медленным ростом спроса на темные нефтепродукты. Спред составил 30...40 дол./баррель в 2007 г. и около 10...15 дол./баррель в 2000–2003 г. Данный факт указывает на то, что простые заводы (skimming refineries) имеют низкую или даже отрицательную маржу (рис. 4.31, 4.32).

Увеличение объема производства нефтепродуктов, расширение их ассортимента и улучшение качества — основные задачи, поставленные перед нефтеперерабатывающей промышлен-

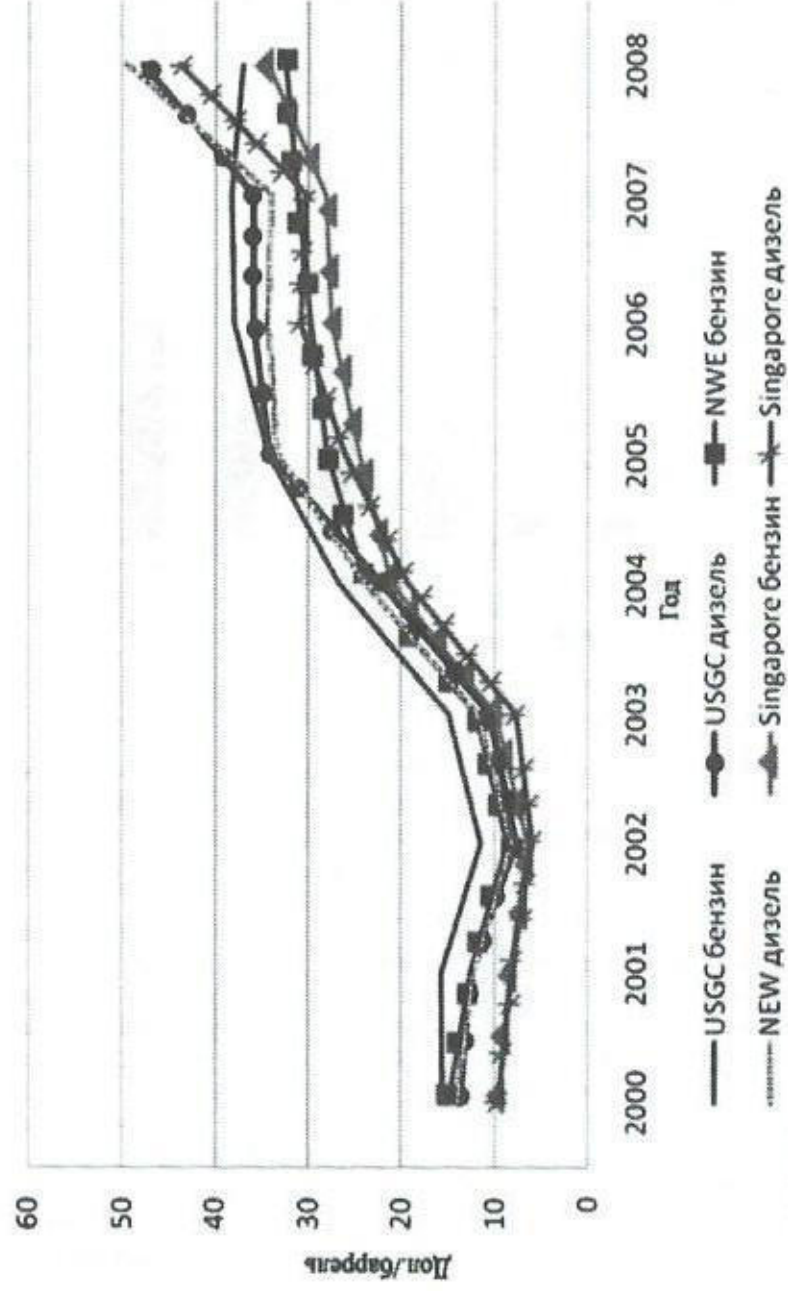


Рис. 4.31. Средн между темными и светлыми нефтепродуктами

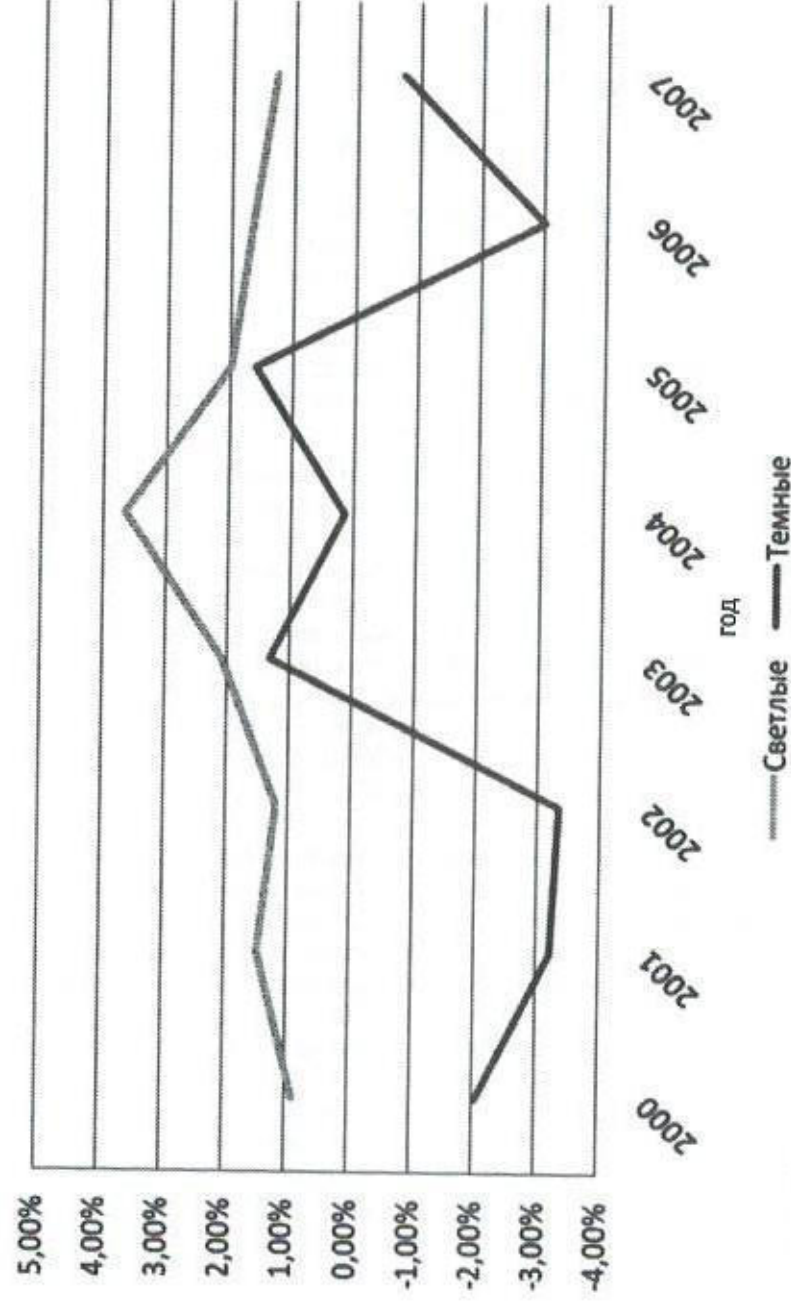


Рис. 4.32. Ежегодный рост потребления темных и светлых нефтепродуктов

ленностью в настоящее время. Решение этих задач в условиях, когда непрерывно возрастает доля переработки сернистых и высокосернистых, а за последние годы и высокопарафинистых нефтей, потребовало изменения технологии переработки нефти. Большое значение приобрели вторичные и, особенно, каталитические процессы. Производство топлив, отвечающих современным требованиям, невозможно без применения таких процессов, как каталитический крекинг, каталитический риформинг, гидроочистка, алкилирование и изомеризация, а в некоторых случаях — гидрокрекинг.

Изменения в сфере бизнеса переработки нефти Хеджирование как новая практика перерабатывающих компаний

Большинство нефтяных компаний используют деривативы, как инструмент для сокращения рисков на высоковолатильных рынках, таких как рынок нефти и нефтепродуктов. Приведем несколько примеров. Трейдинговое подразделение компании Total оперирует как на физическом, так и на рынке деривативов, соблюдая строгие правила внутреннего контроля и лимиты. Компании ExxonMobil и Chevron не используют стратегию торговли деривативами для биржевых операций, по причине контроля всей интегрированной цепи, от месторождения до бензоколонки. Для небольших частных компаний хеджирование остается важным элементом бизнеса и сокращает риски высокой волатильности цен на нефть.

Недавние изменения в нефтегазовой промышленности и непредсказуемость поведения цен на нефть привели к созданию новых стратегий по оценке и сокращению рисков.

Рынок деривативов стал эффективным инструментом для снижения ценовых рисков. Достаточно обширный набор и гибкость инструментов дает нефтеперерабатывающим компаниям возможность эффективно управлять рисками и увеличить стабильность.

Наиболее широко используемый инструмент — крэк-спрэд (crack-spread). Основная идея инструмента заключается в осуществлении равных по объему и противоположных по сути транзакций, одновременно на бумажном и физическом рынках. Например, покупка нефтяных фьючерсов и продажа фьючерсов на нефтепродукты во время физических операций с целью

создания фиксированной маржи. Но не все так просто как кажется на первый взгляд. Во-первых, достаточно сложно получить полное соответствие качества реального и бумажного продукта, базисный риск (basis risk). Во-вторых, всегда существует проблема соответствия объемов.

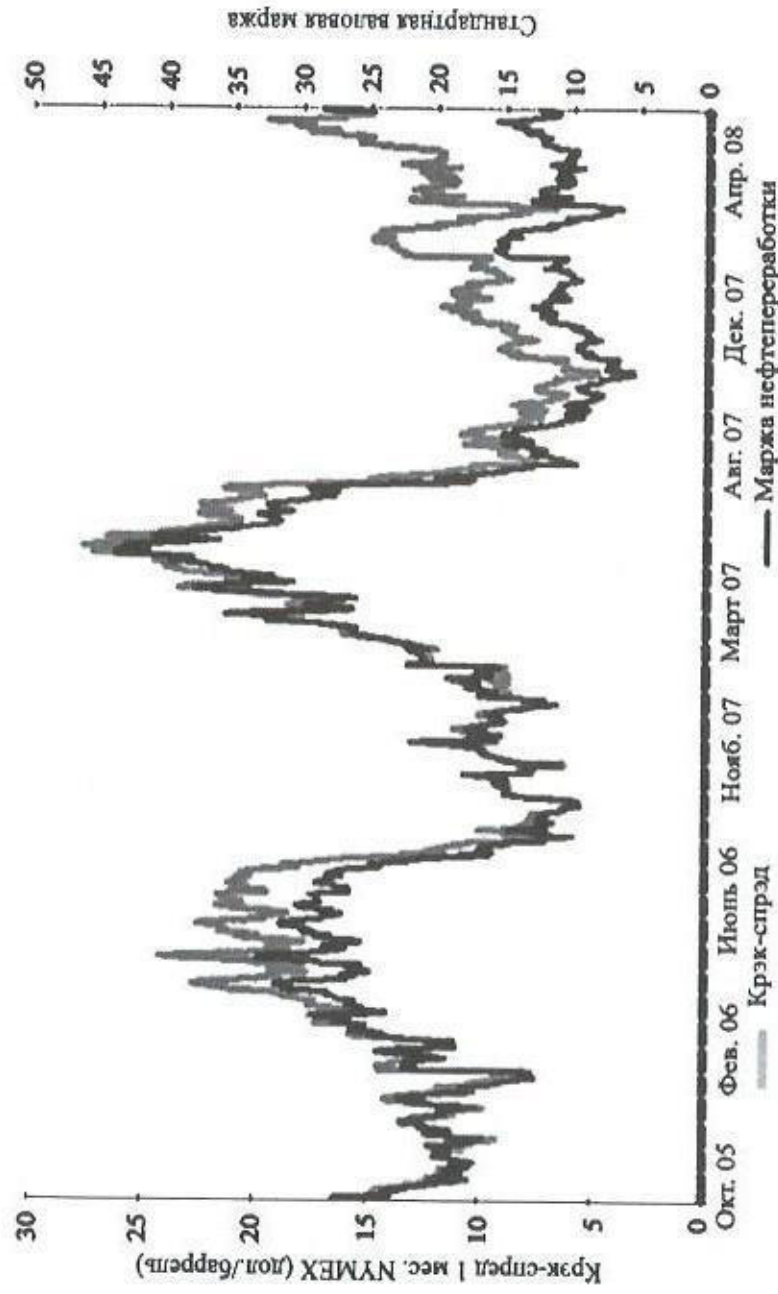
Существует несколько типов спрэдов, так как спрос и предложение на нефтепродукты различаются по регионам и другим факторам. Наиболее популярным является спрэд 3-2-1, т.е. из 3 баррелей нефти завод получает 2 барреля бензина (gasoline) и 1 баррель дизельного топлива и более тяжелых фракций (heating oil). Существуют также 5-3-2 и 2-1-1 спрэды. Покупка или продажа спрэда 3-2-1 на Нью-Йоркской бирже позволяет осуществить в среднем 75% хеджирование. Данный спрэд очень популярен в США, зато в Европе, за счет высокого потребления дизельного топлива данный спрэд не очень эффективен.

Крэк-спрэд не единственный инструмент хеджирования, существует многообразие фьючерсов, опционов, свопов и т.д. В целом хеджирование и типы используемых инструментов сильно зависят от стратегий компаний, возможностей, состояния рынка и т.д. Хеджирование не позволяет на 100% избавиться от риска, лишь снизить его, при этом много упущенных возможностей возникает при позитивном развитии рынка (рис. 4.33).

Увеличение производственных мощностей

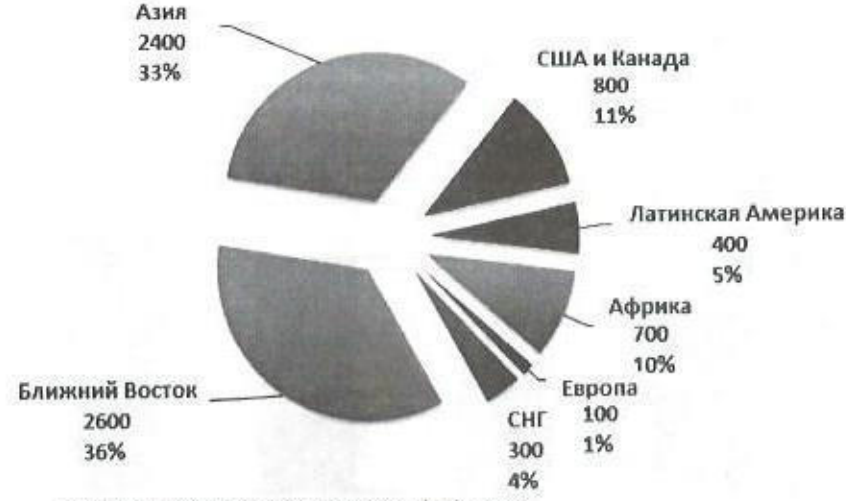
Спрос на нефтепродукты в 2004 г. резко сузил доступные производственные мощности накопленные ранее и увеличил маржу, что вновь привело к увеличению доходности нефтепереработки как бизнеса. Много новых мощностей планируется ввести в период 2010–2012 гг., около 14 млн баррелей/день. Наиболее быстрыми темпами развиваются регионы Азии и Ближнего востока, регионы с динамично растущим спросом на нефтепродукты (рис. 4.34).

Как уже упоминалось ранее, вопрос качества нефти и нефтепродуктов очень важен при оценке рынка и бизнеса. Более строгие требования по качеству нефтепродуктов сильно увеличивают издержки при осуществлении будущих и текущих проектов. Наиболее важные показатели: содержание серы, ароматических углеводородов, CO_2 , NO_x , твердых частиц, которые наносят вред здоровью и окружающей среде. Наиболее строгие стандарты введены в Европе.



Источник: Seeking Alpha, 2008.

Рис. 4.33. Крак-спрэд и маржа нефтепереработки



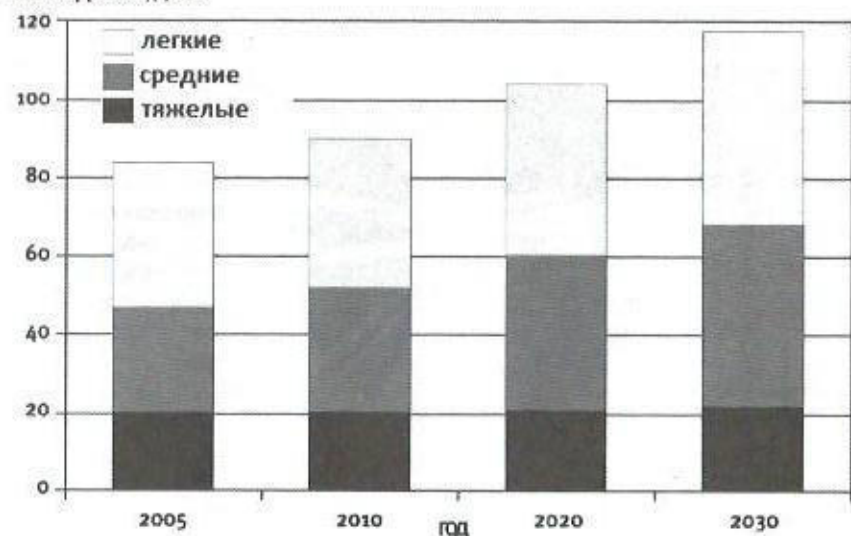
Источник: OPEC's World Oil Outlook, 2007.

Рис. 4.34. Подтвержденные дополнительные дистилляционные мощности в млн баррелей/день до 2012 г.

Изменение качества добываемой нефти приводит к проблемам, которые необходимо учитывать в технологическом процессе. Нефть становится более тяжелой и с более высоким содержанием серы (рис. 4.36). Усовершенствования и изменения процессов приводят к увеличению издержек и внедрению новых не всегда доступных на рынке технологий (рис. 4.37).

Общемировой тенденцией, наиболее ярко выраженной в промышленно развитых странах-импортерах нефтепродуктов, стало ужесточение экологического законодательства, направленного на снижение вредных выбросов при сжигании топлива, а также на постоянный рост требований к качеству нефтепродуктов. Если говорить о наиболее важной продукции отрасли — моторном топливе, то тенденции последних лет показывают, что, к примеру, в странах ЕС наиболее быстро растет спрос на дистиллятные дизельные топлива и высококачественные бензины. Потребление бензинов в США и странах АТР также увеличивается. В меньшей степени будет расти спрос на реактивное топливо, а потребность рынка в котельном топливе будет постепенно снижаться. Этот мировой тренд необходимо учитывать при модернизации российской нефтеперерабатывающей отрасли (рис. 4.38).

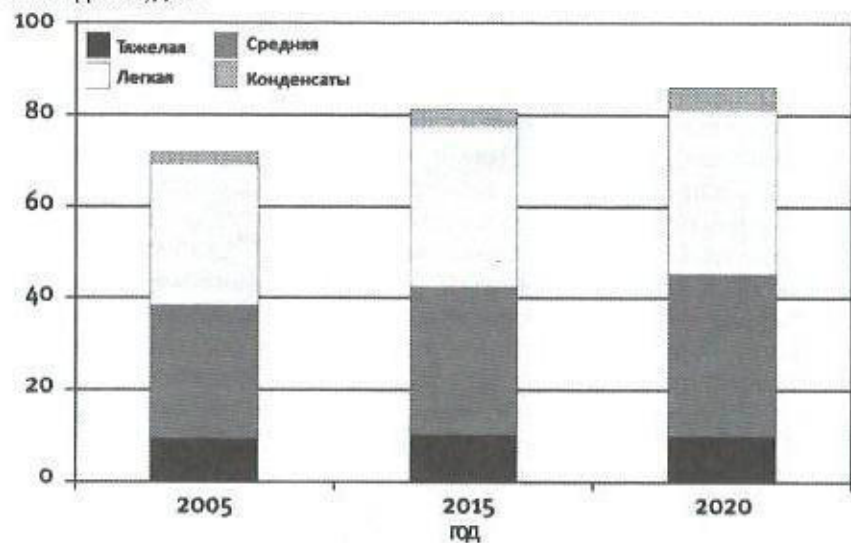
млн баррелей/день



Источник: OPEC World Outlook, 2007.

Рис. 4.35. Мировой спрос на нефтепродукты, 2005–2030 гг.

млн баррелей/день



Источник: OPEC World Outlook, 2007.

Рис. 4.36. Качество нефти по миру в среднем, 2005–2030 гг.

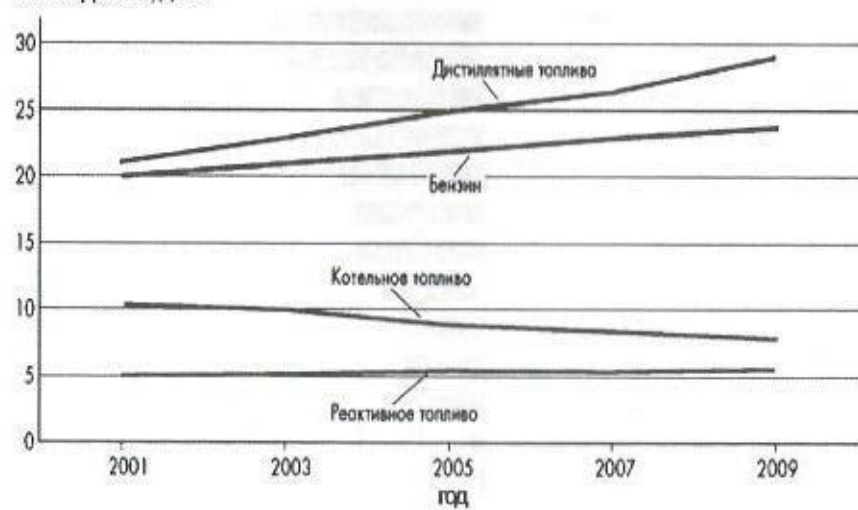
млрд дол. (2006)



Источник: OPEC World Outlook 2007.

Рис. 4.37. Инвестиции в нефтепереработку 2006–2030 гг.

млн баррелей/день



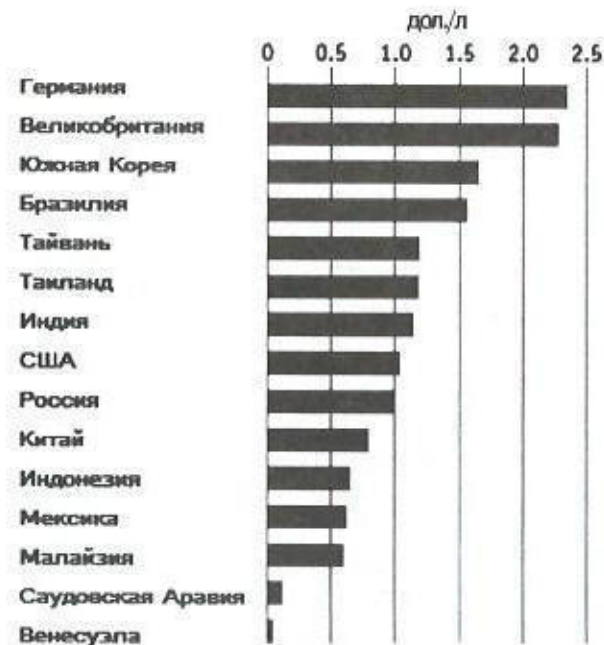
Источник: составлено авторами.

Рис. 4.38. Прогноз мирового потребления нефтепродуктов

Государственное регулирование

В большинстве стран, государство осуществляет поддержку при строительстве новых перерабатывающих мощностей с целью поддержки внутреннего рынка нефтепродуктов. Экспорт сырой нефти значительно дешевле экспорта нефтепродуктов, осуществление энергетической безопасности требует повышенного внимания, также необходимо полностью удовлетворять спрос внутри страны и способствовать стабильному развитию экономики. Все эти факторы необходимо учитывать даже при условии, что завод может работать в убыток. Для привлечения новых инвестиций, государство должно осуществлять программы по созданию необходимых условий для поддержки бизнеса.

Субсидии — один из наиболее популярных механизмов используемых государством для поддержки нефтеперерабатывающих предприятий. Например, четверть мирового бензина продано по цене ниже себестоимости.



Источник: Morgan Stanley, the Economist, 2008

Рис. 4.39. Цены на бензин в различных странах мира

Таблица 4.4. Прогноз субсидий в 2008 г.

Страна	Размер субсидий в % от ВВП
Индонезия	3
Малайзия	7
Индия	2...3
Китай	<1

Источник: Morgan Stanley, the Economist, 2008

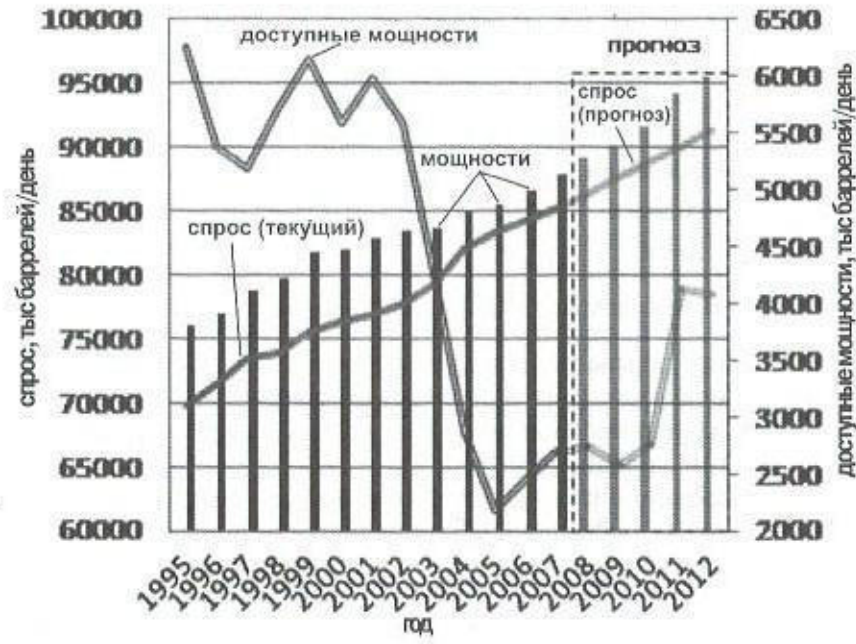
Не стоит забывать тот факт, что не все государства осуществляют поддержку нефтепереработки. Например, в Индии государство зафиксировало цены на топливо, и нефтепереработка несет убытки за свой счет.

За последние четыре года капитальные затраты по строительству новых нефтеперерабатывающих мощностей и риски сильно возросли. Рост капитальных инвестиций является основным фактором неопределенности строительства новых мощностей. Индекс Nelson Farrar, отражающий издержки по строительству нефтеперерабатывающих мощностей, вырос на 7,2% в 2004 г. и на 10% в 2007 г., тогда как в период 1980–2003 гг. рост индекса составил всего 3,2%. Например, завод мощностью 200 млн баррелей/день в 2004 г. стоил 2 млрд дол., в 2007 г. стоимость приблизилась к 4 млрд дол. Рост капитальных затрат повлек за собой отмену многих проектов, как в добыче, так и в переработке нефти.

Будущее нефтепереработки

Маржа нефтепереработки в будущем зависит от динамики спроса на нефтепродукты и дополнительные мощности, которые смогли бы удовлетворить данный спрос и строгие спецификации. Прогноз маржи и будущих мощностей в среднесрочной перспективе на основе данных ОПЕК и МЭА представлен ниже.

До 2002 г. доступные мощности составляли примерно 5500...6000 млн баррелей/день (рис. 4.40). После 2002 г., доступные мощности резко сократились, что повлекло рост маржи в нефтеперерабатывающем секторе и рост цен на топливо. По существу, рост цен на нефтепродукты в период 2002–2008 гг. ока-

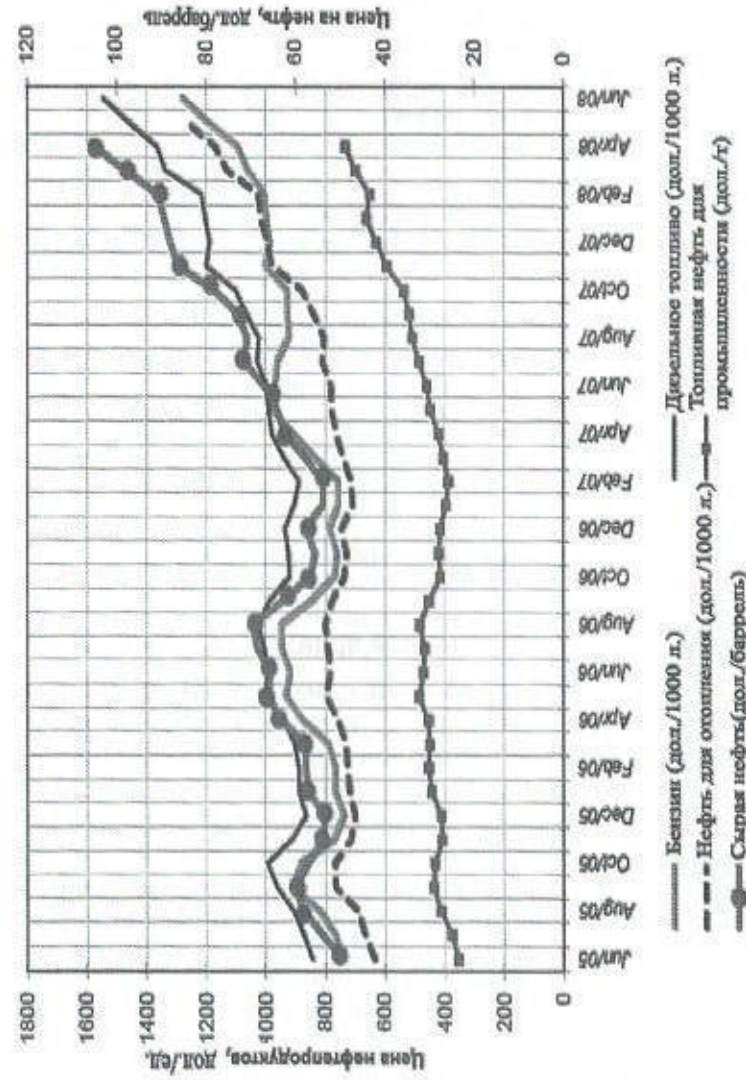


Источник: составлено авторами.

Рис. 4.40. Прогноз мощностей в среднесрочной перспективе

заялся очень чувствителен к сокращению свободных перерабатывающих мощностей. Прогноз МЭА достаточно оптимистичен и показывает рост свободных мощностей в период 2010–2012 гг., если же он не оправдается, то критическая нехватка нефтепродуктов на рынке может привести к резкому росту цен на топливо и сырую нефть, замедлению роста экономик Китая, Индии и других развивающихся стран.

Рынок нефтепродуктов определенно оказывает сильное влияние на формирование цен на нефть. Но не следует смотреть на рынок нефти под одним углом, так как существует много других важных факторов оказывающих огромное влияние. Основопологающие факторы: баланс спроса и предложения, геополитика, финансовые рынки и так далее. Система ценообразования является нелинейной и комплексной, поэтому полагаться лишь на один фактор, хоть и доминирующий в данный период времени, не разумно, необходимо применять комплексный подход к данной проблеме.



Источник: International Energy Agency, 2008.

Рис. 4.41. Цены на нефть и цена нефтепродуктов (средневзвешенная цена, рассчитанная с учетом текущих обменных курсов, для Франции, Италии, Испании, Великобритании, Японии, США и Канады)

Таблица 4.5. *График мировых цен на бензин дол./галлон.
1 галлон = 4.5459 литров*

Европа	Азия	Австралия	Ближний Восток	Африка	Северная Америка	Южная Америка
Лондон 6.65	Гонконг 6.30	Сидней 3.57	Дубай 1.70	Найроби 4.20	Ванкувер 3.59	Сан-Паулу 4.89
Париж 6.52	Сеул 6.06	-	Багдад 1.15	Йоханнесбург 3.08	Сан-Франциско 3.32	Сантьяго 3.76
Осло 6.48	Токио 4.49	-	Кувейт 0.79	Лагос 1.92	Торонто 3.28	Буэнос-Айрес 2.32
Берлин 6.42	Мумбай 4.17	-	Эр-Рияд 0.45	Каир 0.86	Гавана 3.03	Каракас 0.17
Рим 5.62	Сингапур 3.86	-	Тегеран 0.33	-	Нью-Йорк 2.76	-
Москва 2.89	Бангкок 3.04	-	-	-	Чикаго 2.69	-
-	Карачи 2.50	-	-	-	Хьюстон 2.56	-
-	Пекин 2.44	-	-	-	Мехико 2.34	-
-	Пекин 2.08	-	-	-	-	-

Источник: Airinc, Energy Information Administration, 2008.

Уменьшение инвестиционной привлекательности

Современный инвестиционный климат для химической промышленности весьма неблагоприятен: усиливается отток инвестиций, привлечение капиталов в химическую промышленность занимает очень малую долю в общей инвестиционной структуре. В первую очередь, данная ситуация объясняется более низкими темпами окупаемости таких инвестиций.

Снижение расходов на научно-исследовательские разработки в секторе химической промышленности становится совершенно очевидным при сравнении с объемами продаж. Эта тенденция вызвана уменьшением уровня рентабельности химических производств и сокращением количества квалифицированных кадров.

Вслед за производственными мощностями, в регионы с развивающейся экономикой последовали и научно-исследовательские центры. Этому способствовал менее привлекательный финансовый и регуляторный климат.

В прошлом химическая промышленность внесла значительный вклад в удовлетворение постоянно возникающих потребностей в новых продуктах. Теперь очень важно если не преумножить, то хотя бы сохранить свои возможности в сфере инновационных разработок. Соблюдение этого условия позволит химической промышленности предлагать своим клиентам новые решения. При улучшении инновационного потенциала химического сектора существует надежда на изменение этой негативной тенденции.

Экспертами были определены несколько основных факторов, непосредственно влияющих на процесс вытеснения химического производства:

- Азия, особенно Китай, стремительно наращивают мощности по производству недорогих предметов потребления. Это стоимостное преимущество касается широкого ассортимента различных производств, в том числе и химического. Такое развитие событий ведет к существенному ограничению производственной базы традиционных отраслей промышленности в странах-участницах Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР). Снижение внутреннего потребления также приводит к уменьшению использования товарных продуктов, производимых в Европе, США и Японии;
- Крупные ближневосточные производители нефти и газа намерены серьезно усиливать свои позиции в мировом производстве основных нефтехимических соединений. Как ожидается, в недалеком будущем на долю этого региона будет приходиться около 50% всех мировых проектов постройки новых и расширения старых этиленовых мощностей;
- Начиная с 1990 г., объемы производства этилена на Ближнем Востоке выросли в три раза. Ведущие производители планируют к 2010 г. увеличить текущие показатели вдвое. В связи с этим прогнозируется более чем 10% ежегодный рост производства, который будет намного превышать темпы роста внутреннего спроса (3%). Получаемый избыток будет находить рынки сбыта в Азии, Европе и в странах-участницах Североамериканского Торгового Соглашения (NAFTA); можно с уверенностью говорить о том, что в ско-

ром времени новые конкуренты из Саудовской Аравии, Ирана и Катара существенно изменяют глобальную структуру производства химической продукции;

- Успех отрасли специальной химии напрямую зависит от инновационных продуктов, а также их соответствия требованиям клиента; кроме того, обременительная политика административных органов ЕС (например, REACH), а также нерешительные действия представителей промышленности, могут нанести значительный ущерб развитию химической отрасли;
- Большинство азиатских валют привязано к доллару, и даже ближневосточные страны имеют фиксированный курс; предполагается, что валютный фактор и дальше будет серьезно влиять на процессы снижения ценовой конкурентоспособности европейских производителей.

Современное состояние и основные проблемы нефтепереработки в России

Сегодня для мировой нефтепереработки складывается исключительно благоприятная ситуация, когда цены на светлые нефтепродукты растут вдвое быстрее, чем цены на сырую нефть. Увеличение прибыльности отрасли ведет к тому, что нефтедобывающие страны стали активно строить и вводить новые мощности по переработке, чтобы экспортировать не сырье, а нефтепродукты и товары нефтехимии. Это касается таких стран, как Иран, Саудовская Аравия, Кувейт, ОАЭ, Венесуэла и т.д.

Нефтеперерабатывающая отрасль России существенно отстает в своем развитии от промышленно развитых стран мира. Основными проблемами отрасли являются низкая глубина переработки нефти, невысокое качество выпускаемых нефтепродуктов, отсталая структура производства, высокая степень износа основных фондов, высокий уровень энергопотребления. Российские нефтеперерабатывающие предприятия отличаются низким уровнем конверсии нефтяного сырья в более ценные продукты переработки. В среднем по Российской Федерации выход основных моторных топлив (автобензин, дизельное топливо) уступает показателям нефтепереработки в промышленно развитых странах мира, а доля выработки топочного мазута наиболее высока.

Из-за низкой глубины переработки российские НПЗ загружены на 70...75%, в то время как для мировой нефтепереработки сегодня из-за огромного спроса и высоких цен на нефтепродукты характерна загрузка близкая к 100%. Существенное отличие в отношении к переработке в крупнейших зарубежных нефтедобывающих компаниях мира и в основных НК России видно из данных, приведенных в табл. 4.5. Если в 2005 г. четыре крупнейшие западные нефтедобывающие компании переработали больше нефти, чем сами добыли, то четыре российские компании переработали гораздо меньше нефти, чем их объемы добычи. Т.е., если на Западе компании стремятся заработать на нефтепереработке как можно больше и поэтому докупают нефть на стороне, то российские компании вынуждены в основном ориентироваться на экспорт сырой нефти, поскольку качество их нефтепродуктов таково, что его трудно продать за рубеж.

Значительную долю вырабатываемых на российских предприятиях нефтепродуктов составляют устаревшие марки топлив, качество которых не отвечает современному мировому уровню. В продукции российских НПЗ все еще велика доля мазута, которого в 2005 г. было произведено 56,6 млн т, т.е. по-

Таблица 4.6. Объем переработки нефти крупнейшими нефтегазовыми компаниями России и мира в 2005 г.

Компания	Добыча, млн т	Переработка, млн т	Добыча/переработка
ExxonMobil (США)	121	282	0,4
Shell (Нидерланды)	111	159	0,7
BP (Великобритания)	95	158	0,6
CopocoPhillips (США)	45	130	0,3
ЛУКОЙЛ (Россия)	86	57	1,5
ТНК-BP (Россия)	78	43	1,8
Роснефть (Россия)	75	22	3,5
Сургутнефтегаз (Россия)	64	16	4

Источник: составлено авторами.

чти столько же, сколько автобензинов. Качество производимых в России моторных топлив отражает техническое состояние автомобильного парка страны. В частности, наличие в составе парка легковых и грузовых автомобилей устаревших моделей, потребляющих низкосортное топливо, вызывает необходимость сохранять его производство на российских НПЗ.

Невысокое качество выпускаемых нефтепродуктов обусловлено отсталой структурой нефтепереработки на большинстве российских НПЗ, в которой низка не только доля деструктивных углубляющих процессов, но и вторичных процессов, направленных на повышение качества выпускаемых нефтепродуктов.

Экспорт российской нефтепереработки составляют главным образом относительно дешевые нефтепродукты, в том числе прямогонный бензин, вакуумный газойль, дизельное топливо низкого в сравнении с европейскими требованиями качества по содержанию серы, а также топочный мазут, базовые масла. Доля товарных нефтепродуктов с высокой добавленной стоимостью крайне мала.

Значительной проблемой нефтеперерабатывающей промышленности России является высокая степень износа основных фондов, составляющая до 80%, а также использование устаревших энергоемких и экономически несовершенных технологий. В результате российская нефтепереработка характеризуется высоким уровнем энергопотребления, что негативно отражается на экономической эффективности отрасли. Удельный расход энергоресурсов на действующих российских заводах в 2...3 раза превышает зарубежные аналоги.

Мощности нефтеперерабатывающих предприятий размещены на территории России неравномерно и нерационально. Большинство российских НПЗ расположены в глубине страны, вдали от морских экспортных перевалочных баз, что существенно снижает эффективность экспорта нефтепродуктов.

Следствием серьезных проблем с размещением отрасли является рост числа мини-НПЗ с мощностью по первичной переработке от 10 до 500 тыс. т/год. В настоящее время ими производится около 2% от всех производимых в стране нефтепродуктов. Как правило, на таких мини-НПЗ осуществляется

неквалифицированная переработка нефтяного сырья, а их существование заметно осложняет экологическую обстановку в регионах.

В последнее время наметилась тенденция к улучшению состояния нефтеперерабатывающей промышленности России. Признаками улучшения являются существенное увеличение инвестиций российских нефтяных компаний в нефтепереработку, рост объемов переработки нефти, постепенное улучшение качества выпускаемых моторных топлив за счет отказа от производства этилированных автобензинов, увеличение доли выпуска высокооктановых бензинов и экологически чистых дизельных топлив.

Если на всех российских НПЗ в 2000 г. было переработано 174 млн т нефти, то в 2005 г. уже 207 млн т. Обнадеживающим показателем является также то, что переработка стала расти быстрее, чем добыча. Так, в 2005 г. добыча по отношению к предыдущему году выросла на 3%, а переработка — на 7%.

Чтобы обеспечить конкурентоспособность химической промышленности в ближайшем будущем, необходимы решительные совместные действия властей и промышленников с целью организации эффективной системы регулирования критических факторов, определяющих будущее промышленности в последующие десять лет.

РЫНОК ПРИРОДНОГО ГАЗА

5.1 Современное состояние газового рынка

Природный газ занимает 21% в структуре потребления энергии в мире. До 2010 г. темпы потребления газа будут увеличиваться на 2,4% в год, причем значительное увеличение газа будет наблюдаться во всех регионах.

С точки зрения экономической теории, нефть и газ — это товары-заменители. Конкуренция между ними наблюдается в основном в электроэнергетике. Мировая структура потребления этих энергоносителей в электроэнергетике выглядит следующим образом: доля газа составляет 20%, нефти — 7%.

В различных странах эти цифры отличаются:

- в США — 4% нефть, 22% газ;
- в Великобритании — 1,2% нефть, 40% газ;
- в Японии — 12% нефть, 22,6% газ;
- в Китае — 3,2% нефть, 0,4% газ;
- в Германии — 1,6% нефть, 10,1% газ.

Картина, тем не менее, везде схожая: газ существенно доминирует над нефтью в выработке электроэнергии.

Большое развитие в последнее время получают установки смешанного цикла: большинство строящихся в США и Европе электростанций — установки смешанного цикла. Эти электростанции позволяют переключаться с газа на уголь и мазут при производстве электроэнергии. Например, в США доля подобных установок в настоящее время составляет 18% и она будет увеличиваться.

В Японии значительно увеличивается доля газовых электростанций, хотя в стране сохраняется значительное количество установок, работающих на мазуте, призванных обслуживать пиковые скачки потребления электроэнергии.

Таким образом, газ доминирует над нефтепродуктами в выработке электроэнергии во всех географических сегментах газового рынка. Однако, несмотря на такую ситуацию, цены на нефть оказывают сильное влияние на газовые цены, как непосред-

ственное (через формулы привязки на европейском и рынке и S-образную кривую на азиатском рынке), так и опосредованное (на либерализованных рынках США и Великобритании).

Причем на либерализованных рынках имеется только односторонняя связь: изменение нефтяных котировок влечет за собой схожие изменения в цене на газ, но обратного влияния не прослеживается. Это происходит из-за несопоставимости размеров нефтяного и газового рынков и из-за региональности газовых рынков: изменение цены на природный газ в США не может и не должна влиять на котировки нефтяного рынка, который имеет глобальный характер.

С точки зрения теории спроса и предложения, увеличение спроса на сырую нефть и нефтепродукты на конкурентных рынках стимулирует наращивание потребления природного газа, что влечет за собой рост цен на «голубое топливо». Обратная взаимосвязь, которая должна бы присутствовать с позиций экономической теории, отсутствует из-за обозначенных выше причин.

В США около 18% национального потребления природного газа может быть переключено на потребление нефтепродуктов. По данным National Petroleum Council около 5% промышленных бойлерных котлов может быть переключено с газа на нефтепродукты.

Предложение на нефть и газ связаны следующим образом:

- увеличение цен на нефть вызывает наращивание добычи нефти и попутного газа, что уменьшает цену газа. В США попутный газ составлял 14% от национальной добычи;
- увеличение цены на нефть приводит к возрастанию себестоимости извлечения газа. Операторы нефтяных и газовых проектов конкурируют за буровые бригады и буровые вышки;
- увеличение стоимости нефти влечет расширение газовых проектов, т.к. многие компании работают в нефтяном и газовом бизнесе то, финансовые средства полученные от нефтяных сверхдоходов направляются на развитие газовых проектов;
- торговля СПГ делает газ ликвидным товаром, это стимулирует его потребление как заменителя нефтепродуктам.

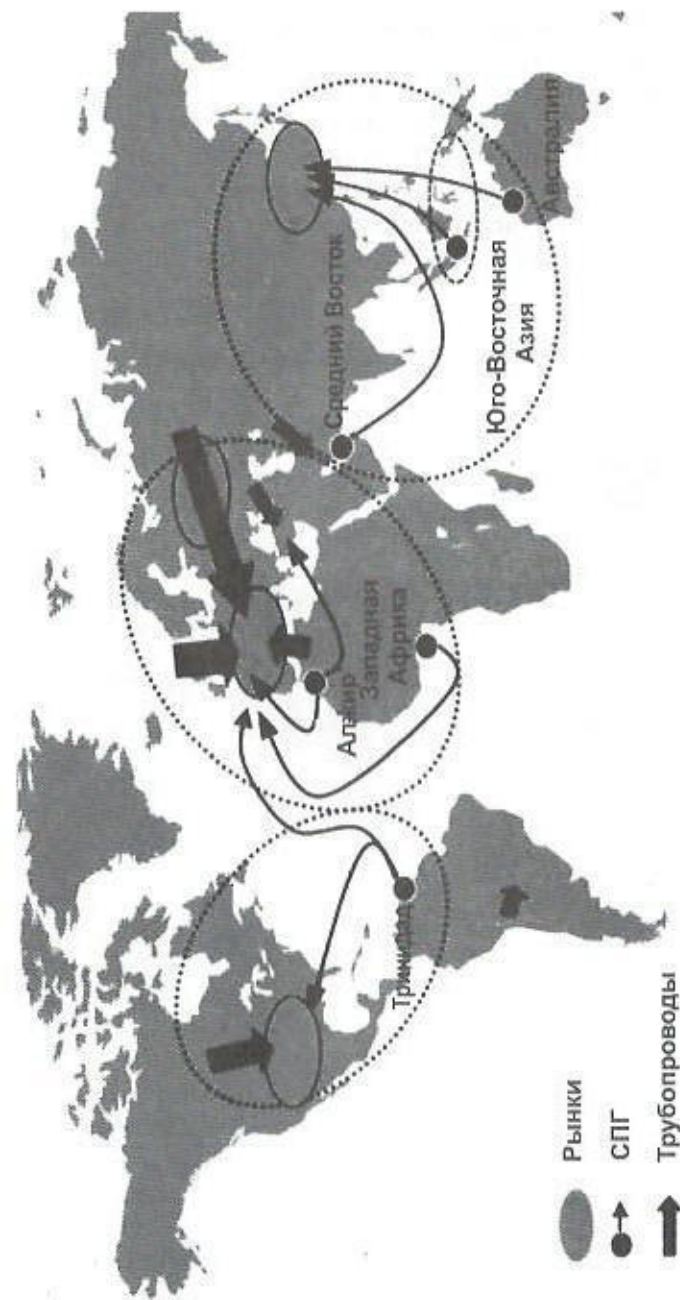
Газовый сектор укрепляет свои позиции на международных энергетических рынках, этому сильно способствует бурное развитие СПГ-проектов по всему миру.

На данный момент низкая транспортабельность — основная причина регионального характера рынков газа. В мире существуют 3 основных региональных рынка газа — это Северная Америка, Европа и Азиатско-Тихоокеанский регион, которые доминируют в потреблении «голубого» топлива (рис. 5.1).

Северная Америка — самодостаточный рынок, т.к. Канада является основным поставщиком газа в США. Природный газ играет в экономике США, крупнейшего потребителя этого вида топлива, не последнюю роль. 60% домов в США отапливается с помощью газа, а 70% новых домов проектируется под газовое отопление. Кроме того, 90% из построенных с 2000 г. в Северной Америке электростанций, суммарной мощностью 241 ГВт, используют газ. Однако периодически разгорающиеся газовые кризисы охлаждают подобную газовую эйфорию. Потребление природного газа в Северной Америке увеличивается, и эта тенденция продолжится в ближайшее время, но темпы прироста будут находиться на уровне 1%. Это связано, прежде всего, с возвратом к углю как к основному виду топлива в электроэнергетике.

Рынок Северной Америки является наиболее развитым в мире. Ценообразование происходит на бирже посредством спотовой и фьючерсной торговли.

Европейский газовый рынок — это рынок, ориентированный на поставки газа из стран бывшего СССР (24% потребностей Европы) и Алжира (11%). Собственная добыча в таких странах, как Великобритания и Нидерланды неуклонно снижается, поэтому зависимость от импорта будет увеличиваться. В Норвегии, крупнейшем европейском производителе газа, темпы добычи по прогнозам будут увеличиваться до 2010 г., но не смогут покрыть возрастающий дефицит, и уровень добычи в Европе вернется на отметку 2000 г. Высокая степень зависимости от импорта сетевого газа и притормозила попытку европейского сообщества либерализовать рынок газа. Пока только в Великобритании действует подобный рынок со спотовой торговлей. На континентальной же части Европы действуют так называемые формулы-привязки к ценам на нефть.



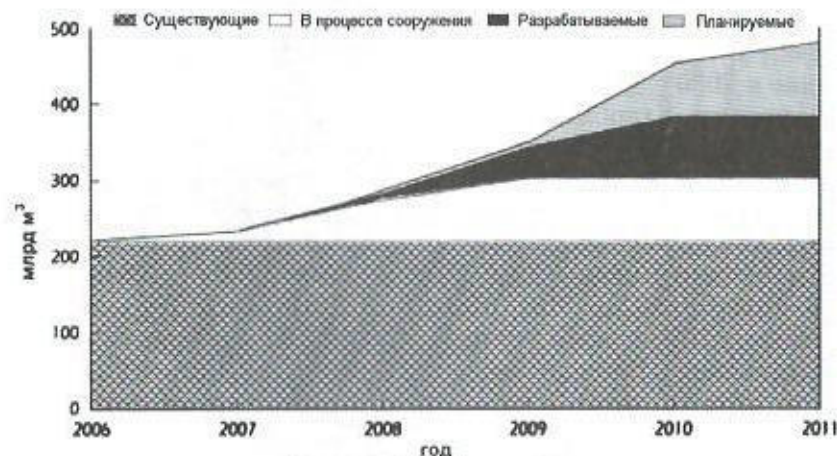
Источник: BP Group, DataBook 2007

Рис. 5.1. Структура мировой торговли природным газом.

Азиатский рынок развивается с середины 70-х годов, когда стала доступна технология СПГ. Газ занимает приблизительно 14% в топливном балансе региона. К 2010 г. страны региона будут импортировать 2/3 потребляемого газа. Основные потребители — Южная Корея и Япония — полностью зависят от импорта СПГ. Эти страны в ценообразовании используют формулы-привязки, хотя они отличаются от тех, что используются в Европе. В Австралии и Новой Зеландии цена определяется на бирже.

5.2 Развитие рынка СПГ

Дальнейшая эволюция газового рынка будет связана в первую очередь с развитием проектов СПГ. Интеграция региональных рынков в единый глобальный возможна только в случае наличия возможности доставить товар покупателю в любую точку Земли, причем для устойчивого функционирования газового рынка необходимым условием является наличие свободных транспортных мощностей. Технология СПГ дает такую возможность (рис. 5.2).



Источник: EA, Natural Gas Market Review, 2006

Рис. 5.2. Прогноз развития мощностей по производству СПГ до 2011 г.

В 2005 г. было произведено 191,6 млрд куб. м. СПГ. Крупнейшим потребителем является Япония, на долю которой пришлось 80,9 млрд куб. м. СПГ. Крупнейший производитель — Индонезия (31,6 млрд куб. м.).

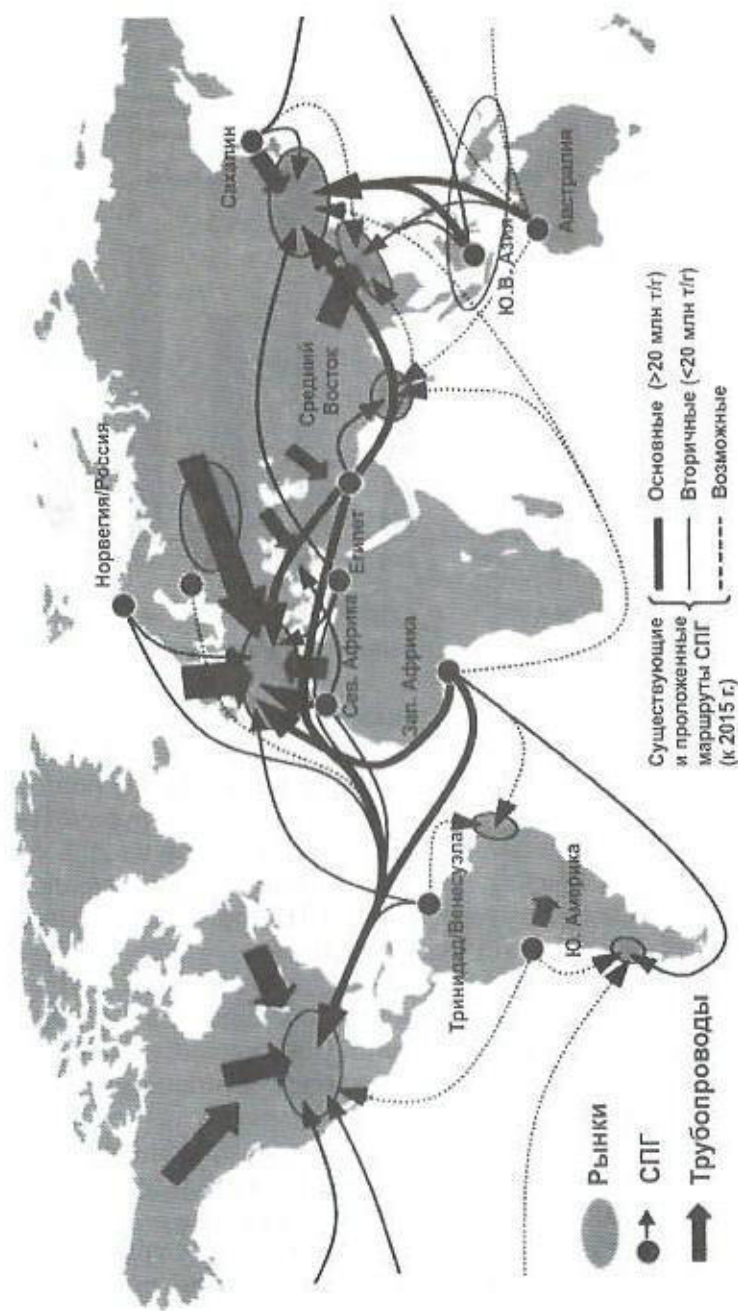
Индустрия СПГ в последние годы претерпевает бурный расцвет. Так торговля СПГ в период 2000–2005 гг. увеличилась на 29%, флот СПГ вырос на 75%, а мощности по производству увеличивались на 48 млрд куб. м. в год. В ближайшем будущем эта тенденция продолжится: уже к 2010 г., если будут осуществлены проекты, находящиеся в стадии разработки, мощность установок по производству СПГ почти удвоится по сравнению с уровнем 2005 г. (192 млрд куб. м.) и составит 350 млрд куб. м.

Снижение издержек по всей цепочке СПГ за счет экономии на масштабах и развитию технологий, безусловно, способствует экспансии этого товара.

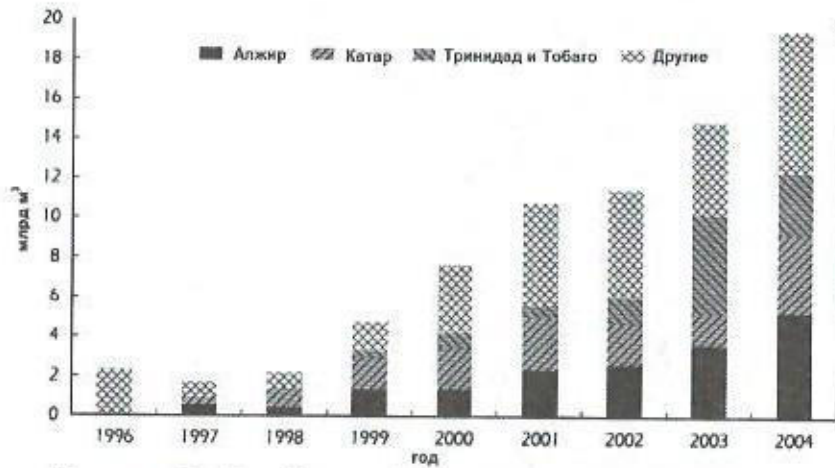
О глобальном характере, который приобретает газовый рынок, свидетельствует географическая диверсификация газовых потоков (рис. 5.3). Если раньше, даже в сегменте СПГ, поставщики тяготели к ближайшим рынкам, то уже теперь существовавшие ранее четкие границы региональных рынков размываются. Так, например, Испания закупает СПГ в Северной Африке, на Ближнем Востоке, в Тринидаде и Тобаго, Австралии и Нигерии. Катар поставляет СПГ в Северную Америку, Европу и Азию. Учитывая тот факт, что доля СПГ на газовом рынке к 2030 г. достигнет 50%, к этому периоду уже можно будет говорить о глобальном характере рынка.

СПГ меняет и структуру договорных отношений в газовом бизнесе: развивается спотовая торговля газом. Безусловно, газовый рынок никогда не откажется от долгосрочных контрактов ввиду большого количества рисков, но спотовая торговля позволяет оптимизировать торговые потоки. В ближайшие годы планируется увеличение рынков спот и производных инструментов на 20%, однако эту цифру обеспечит в основном вторая составляющая. Ввиду повышенных рисков в сегменте СПГ торговля производными инструментами будет увеличиваться.

Меняется и структура участников рынка. Если очевидными потенциальными покупателями СПГ в своё время были крупные трубопроводные системы в Северной Америке или компания British Gas в Великобритании, то в настоящее время они утратили свои монопольные позиции в торговле. На данном этапе в качестве покупателей выступают менее крупные субъекты, которые более оперативно реагируют на ценовую конкуренцию и более чувствительны к ней. Стремясь свести к минимуму свои рыночные риски за счёт использования индикаторов газового рынка, они, по существу, перекалывают большую часть проектных рисков на продавцов. В ответ на это продавцы всё шире применяют практику «самоконтрактования», т.е. заключения договоров с собственными сбытовыми аффилированными структурами, что, по сути, означает интеграцию производителей в сферу сбыта с целью реализации продукции напрямую более мелким оптовикам или конечным потребителям.



На данном этапе объемы спотового рынка СПГ незначительны, на бирже торгуются излишки газа, не связанные долгосрочными контрактами (рис. 5.4).



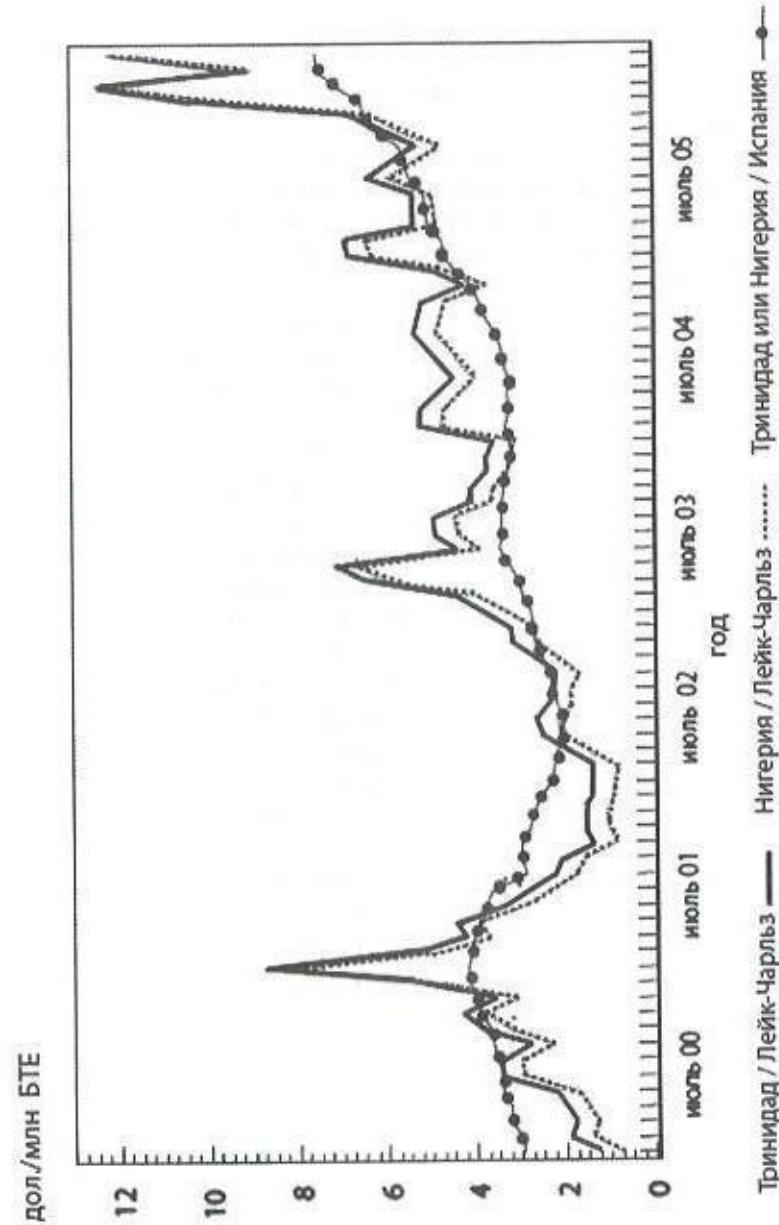
Источник: EA, Natural Gas Market Review, 2006

Рис. 5.4. Объемы спотового рынка СПГ (млрд куб. м.)

В 2004 г. объемы спотового рынка составили 19,9 млрд куб. м. — это 11,1% от объемов рынка СПГ (эта цифра включает и предусмотренные долгосрочными контрактами краткосрочные операции и свопы на газ). В ближайшие годы планируется увеличение рынков спот и производных инструментов на 20%, однако эту цифру обеспечит в основном вторая составляющая. Ввиду повышенных рисков в сегменте СПГ торговля производными инструментами будет увеличиваться.

Лидерами на спотовом рынке СПГ являются США, Испания (рис. 5.5) и Южная Корея, а среди поставщиков — Алжир, Катар, Тринидад и Тобаго и Нигерия. Сокращение в производстве СПГ Индонезией, заставляет азиатские компании действовать на спотовом рынке.

Сейчас достаточно редок случай, когда строящийся завод или терминал СПГ не имеет долгосрочных контрактов на большую часть товара. Однако стремительное увеличение количества объектов СПГ-инфраструктуры и обостряющаяся конкуренция в этом сегменте рынка в будущем приведет к



Источник: Секретариат Энергетической хартии, Цена Энергии, 2007

Рис. 5.5. Стоимость СПГ на рынках США и Испании.

наращиванию свободных объемов и, как следствие, развитию спотового рынка. Хотя долгосрочные контракты останутся основой договорных отношений даже на рынках США и Европы. Возможно, будут сокращаться срок контрактов и облегчаться условия take-or-pay.

Цены на СПГ на рынках, где не существует спотовой торговли газом, привязываются к ценам на нефть и нефтепродукты, на рынках США и Великобритании осуществляется привязка к спотовым ценам на газ, а в Японии цены связаны с индексом Japanese Crude Cocktail.

Неудивительно, что региональные рынки существенно различаются не только по структуре баланса энергоресурсов, конкурирующих с природным газом, но и по сложившейся логике формирования цен на газ. Формирование цен на газ в Северо-Восточной Азии и континентальной Европе является результатом переговоров по ценам, проводившихся в течение ряда лет покупателями с поставщиками, стремившимися к получению максимально возможной чистой экспортной выручки для компенсации истощения своих национальных ресурсов. С другой стороны, и Северная Америка, и Великобритания либерализовали свои газовые отрасли, и цены на газ отражают конкурентную борьбу между отечественными поставщиками за рынки сбыта. В Китае и Индии — новых формирующихся импортёрах СПГ — местная система формирования цен на газ сложилась под значительным влиянием регулирования и зачастую без учёта ценовых структур, используемых в международной торговле СПГ.

Рынок СПГ, несмотря на свою мобильность, может испытывать те же трудности, что и в случае сетевого газа, по доставке товара конечным потребителям. СПГ после регазификации транспортируется по газопроводам, и недостаточное развитие национальных газотранспортных сетей в условиях пиковых нагрузок может вызывать ценовые кризисы. К тому же рынок СПГ в ближайшем будущем вряд ли станет таким же ликвидным, как и рынок нефти, ввиду сравнительно малого количества участников, объектов инфраструктуры и высоких технологических требований.

Развитие рынка связано с технологическим совершенствованием цепочки СПГ и снижением издержек. Сейчас разраба-

тываются и тестируются маломощные сжижающие заводы (250...1 000 т/сут.), которые можно будет легко транспортировать и менять их местоположение, а, следовательно, использовать в качестве сырьевой базы мелкие месторождения или источники нетрадиционного газа (шахтный метан, попутный газ), что приведет к увеличению количества участников рынка. Существует концепция плавучего СПГ-завода, который можно использовать непосредственно с добывающими платформами. Получат развитие СПГ-хабы, куда смогут поставлять газ многие мелкие производители, получая доступ на новый для них рынок.

5.3 Развитие рынка GTL

GTL — это синтетическое топливо, полученное из природного газа и обладающее выдающимися экологическими характеристиками по сравнению с конкурентами.

Однако процесс производства GTL крайне неэффективен с точки зрения энергоэффективности. Несмотря на это, GTL получит широкое распространение. Во-первых, это продукт с высокой добавленной стоимостью, который позволяет производителям газа выйти на новые рынки, а значит диверсифицировать источники получения прибыли. Во-вторых, GTL — это топливо очень высокого качества, непосредственно конкурирующий с дизельным топливом с ультранизким содержанием серы, спрос на которое увеличивается.

В настоящее время производство GTL находится на уровне 0,3% от спроса на моторные топлива в странах ОЭСР. В мире действует всего три завода GTL: завод компании «Шелл» в Малайзии (14,7 тыс. баррелей/сут.), завод компании PetroSA в ЮАР (25 тыс. баррелей/сут.) и Oryx в Катаре (34 тыс. баррелей/сут.). Рассматриваются различные проекты по сооружению новых установок GTL, суммарной мощностью 773 тыс. баррелей/сут.: 6 в Катаре, 1 в Алжире и 1 в Египте. Если все проекты будут реализованы Катар станет крупнейшим производителем GTL (658 тыс. баррелей/сут.).

Проекты GTL весьма капиталоемкие и энергоемкие. Но в условиях всеобъемлющей диверсификации в нефтегазовом бизнесе спрос на GTL может быть весьма высоким. Процесс GTL позволяет получать моторные топлива из газа и нефти с низким содержанием серы, или полным ее отсутствием. GTL — очень привлекательный продукт, прежде всего, для НПЗ опять же ввиду своей экологичности. Топливо GTL может использоваться либо в чистом виде, либо смешиваться с дизельным топливом для уменьшения содержания серы.

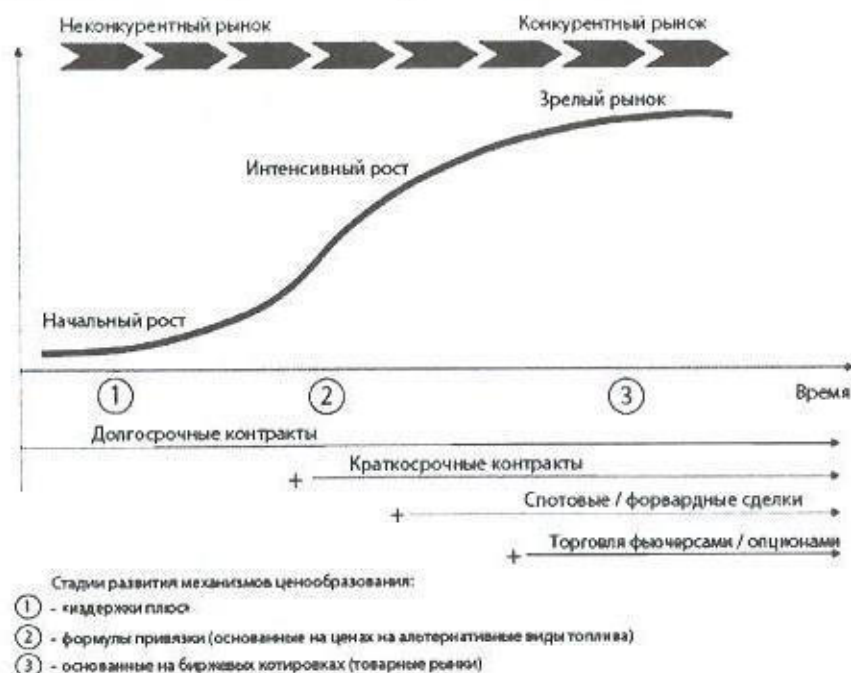
В странах ОЭСР стремительно увеличивается спрос на высококачественные моторные топлива. Так в ЕС готовится законопроект о переходе на использование дизельного топлива без содержания серы к 2009 г. К тому же технология GTL эволюционирует, снижая издержки производства. Все это говорит о том, что доля GTL на рынке будет увеличиваться.

Если все проекты GTL будут реализованы, этот продукт может увеличить свою долю на рынке моторных топлив стран ОЭСР (13 млн баррелей/сут.) с 0,3% до 6%. А экономический эффект для рынка от смешивания GTL с дизельным топливом — значительно больше. Реализация проектов GTL зависит от большого количества факторов: стоимости сооружения завода, цен на газ, доходности продукта, энергоэффективности предприятия.

По различным оценкам стоимость 1 барреля установленной мощности в проекте GTL составляет 20...30 тыс. дол., что в 2 раза больше, чем показатели НПЗ. Для производства одного барреля топлива требуется порядка 10 млн БТЕ газа. В условиях стабильных цен на нефть и газ GTL-топлива займут свою нишу на рынке моторных топлив.

5.4 Эволюция газовых рынков и конъюнктура цен на газ

Эволюция как газового, так и нефтяного рынка может быть связана с кривой Хабберта. Однако в случае газового рынка его развитие происходит более медленными темпами ввиду высокой стоимости создания транспортных маршрутов и распределительных сетей, низкой энергонасыщенности.



Источник: А.А. Конопляник. Цена Энергии, 2007

Рис. 5.6. Кривая Хабберта эволюции рынка

Эволюция ценообразования на газовом рынке проходит в три этапа:

- 1) формирование цены на газ по формуле «cost +», т.е. издержки + налоги + рентабельность;
- 2) цена на газ рассчитывается, исходя из цен на конкурентные виды топлива, т.е. используются формулы, которые привязываются к ценам на нефть, электроэнергию, уголь;

- 3) цены на газ по долгосрочным и среднесрочным контрактам формируются, исходя из котировок на этот энергоноситель на спотовом и фьючерсном рынках.

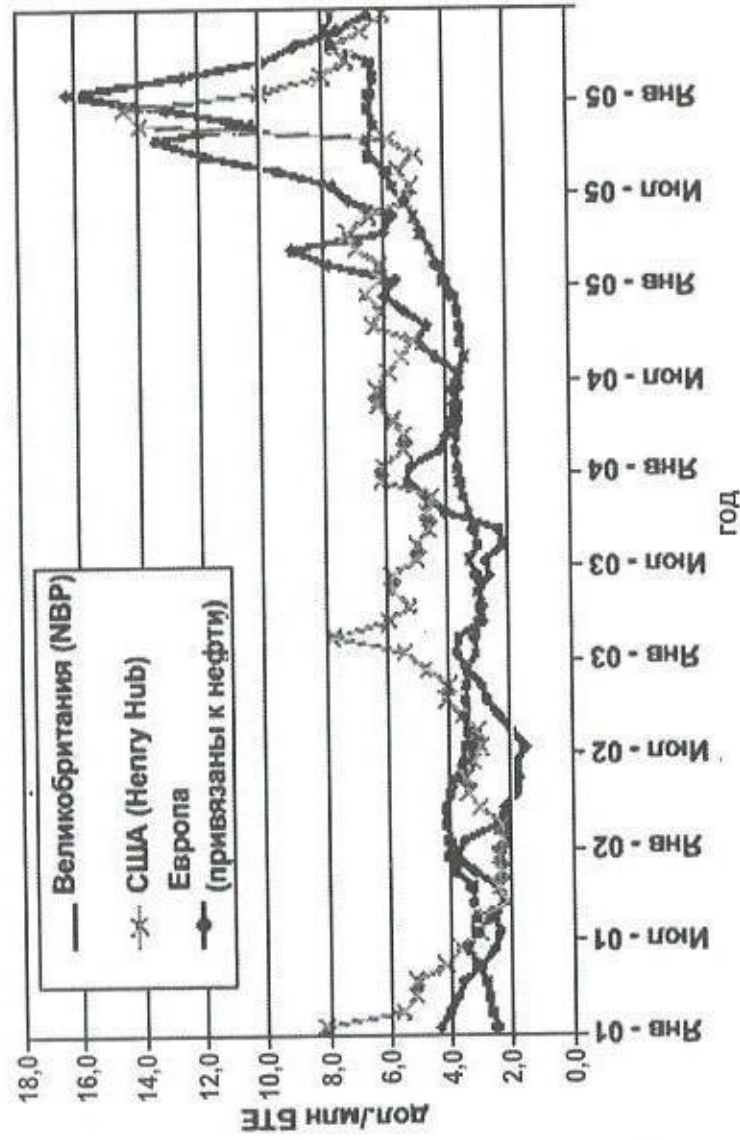
На рис. 5.7. хорошо видно поведение цены при различных этапах развития рынка. Как видно, цена на газ с привязкой к цене на нефть обладает незначительной волатильностью, это связано с тем, что нефтяная цена в формулах вычисляется как среднее значение за период в несколько месяцев. А вот ликвидный рынок обладает высокой волатильностью.

Этот факт и не позволяет активно развиваться инструментам биржевой торговли на рынках со значительной долей импорта. Остается открытым и вопрос долевого распределения долгосрочных отношений и биржевой торговли на будущем глобальном рынке газа.

На начальном этапе зарождения газовых рынков использование «голубого топлива» было минимальным, потом газ долго не выходил за рамки национальных энергетических рынков. Региональный рынок газа сформировался первоначально в Северной Америке, где наряду с развитием инфраструктуры, шло создание механизмов регулирования рынка и эволюционировали договорные отношения от разовых продаж через долгосрочные контракты к спотовому рынку и появлению деривативных инструментов. Подобное развитие получил и рынок Великобритании. Газовые рынки континентальной Европы и АТР находятся на 2 этапе ввиду высокой зависимости от импортных поставок, хотя спотовая торговля начинает зарождаться и здесь.

Рынки Северной Америки и Великобритании считаются ликвидными рынками. Для оценки ликвидности используется отношение объемов торгов к физическим поставкам (для ликвидного рынка — 15). Так для крупнейшего центра торгов газом Henry Hub этот показатель равняется 100. А для английского NBP — 10. Эти рынки характеризуются большим количеством игроков, которые действуют в условиях жесткой конкуренции. Цены здесь определяются на бирже.

На газовом рынке континентальной Европы и Азиатско-Тихоокеанского региона существенную долю потребностей покрывает импорт, поэтому стремление поставщиков застраховать риски ценовых колебаний и обеспечить долгосрочный рынок



Источник: IEA, Natural Gas Market Review 2006

Рис. 5.7. Цены на газ в Великобритании (NBP), США (Henry Hub) и континентальной Европе (привязанные к нефти)

сбыта своих ресурсов мешает осуществлению североамериканской модели развития. Кроме того, наблюдается еще ряд существенных отличий.

Число участников на рынках континентальной Европы и АТР в отличие от рынка Северной Америки невелико и по большей части это крупные вертикально-интегрированные компании как в газовой отрасли, так и в электроэнергетике. В Южной Корее всего одна энергетическая компания, в Японии на регион приходится максимум две (газовая и электроэнергетическая).

Структура потребления газа существенно различается. В Северной Америке и Великобритании природный газ активно используется в электроэнергетике, для которой характерна высокая эластичность спроса. В электроэнергетике континентальной Европы и АТР полагаются в основном на национальные ресурсы, и газ используется преимущественно для сглаживания пиковых нагрузок.

Центры биржевой торговли в континентальной Европе малоликвидны (отношение объема торгов к реальным поставкам менее 10), а в Японии и Южной Корее отсутствуют.

Таким образом, модель развития рынка, которая успешно функционировала в США и Великобритании, в континентальной Европе и на рынке АТР не будет столь эффективной.

Рынок Северной Америки

Развитие рынка Северной Америки шло на основе развитой инфраструктуры, которая создавала все предпосылки для формирования либерального рынка газа.

Участники рынка — в основном частные компании. Даже сектор транспортировки и распределения контролируется коммунальными предприятиями, на деятельность которых распространяется федеральное регулирование, а также регулирование различных штатов.

Существующий принцип функционирования американского рынка был сформирован рядом регулирующих документов. Среди них традиционно выделяются 5 документов, которые оказали существенное влияние на рынок:

- 1) Закон «О природном газе» от 1938 года;
- 2) Решение Верховного Суда по делу компании Phillips от 1954 г.;

- 3) Закон «О политике в области природного газа» от 1978 г.;
- 4) Распоряжение FERC № 380 от 1984 г.;
- 5) Распоряжение FERC № 436 (с последующими изменениями) — от 1985 г.

Первый из указанных документов является основополагающим законодательным актом, в соответствии с которым осуществляется регулирование газового сектора. Вторым был принят в тот период, когда цены на природный газ на устье скважины контролировались федеральным правительством. Третий обусловил пересмотр политики, установленной Решением Верховного Суда в 1954 г., и положил начало процессу дерегулирования отрасли. Этот закон определил конечную цель политики формирования реагирующих на поведение рынка цен на устье скважины. Закон также обеспечил условия для более гибких услуг по трубопроводной транспортировке, заложив основу для перехода в конечном итоге к практике доступа третьих сторон. Дергулирование цен на устье скважин привело к существенному увеличению предложения и образованию «газового пузыря». В результате обострившейся конкуренции, цены на газ значительно упали.

Четвертый документ изменил структуру отношений между поставщиками и транспортными компаниями. Распоряжение FERC № 436 провозгласило всеобъемлющую политику открытого доступа. Была определена недискриминационная основа доступа всех участников к трубе, были установлены правила назначения тарифов на прокачку.

Реструктуризация газового рынка привела к снижению доли долгосрочных контрактов. Так к 1991 г. их доля сократилась до 50%. Уменьшались и объемы контрактов: к тому же периоду они снизились с 1,27 до 0,24 млрд куб. м. на контракт. Но вскоре, после разразившегося зимой 2000–2001 гг. газового кризиса, роль долгосрочных контрактов постепенно начала восстанавливаться.

Регулирование газового рынка Канады, по сути, повторило шаги, сделанные в США, так как основные газовые потоки были сильно завязаны.

До Решения Верховного Суда от 1954 г. цены на газ в США не регулировались и находились на весьма низком уровне по сравнению с ценами на конкурирующие виды топлива, т. к. мно-

гочисленные газовые ресурсы не имели выхода на рынки ввиду отсутствия система трубопроводного транспорта. Развитие последней привело к развитию рынка и увеличению цены на газ.

Решение Верховного Суда определило регулирование цен на устье скважины, которое было отменено (позднее дерегулирование) Законом «О политике в области природного газа». Этот закон также ввел сложную и неэффективную систему ценообразования.

Реструктуризация газового сектора США в соответствии с различными Распоряжениями FERC обеспечила образование высоколиквидного и прозрачного рынка для реализации газа и услуг по его транспортировке на рынки сбыта. Система сформировалась на основе ряда хабов, которые позволяют наиболее эффективно распределять газовые потоки на региональном уровне.

Важнейшим узлом североамериканской газовой системы является Henry Hub. В национальных котировках для торговли физическими объемами газа Henry Hub используется в качестве контрольного пункта. Henry Hub является местом поставки фьючерсных газовых контрактов на электронной бирже NYMEX.

Также в газотранспортной системе США существует значительное количество других хабов. Разница между ценами в Henry Hub и в других узлах, называется «базисным дифференциалом».

Котировки хабов являются ориентиром для цен на СПГ, особенно для Калифорнии и Восточного побережья.

На североамериканском рынке свободно продаются как сырьевые товары, так и мощности по их транспортировке. Как правило, грузоотправители резервируют мощности на следующий месяц транспортировки. Хотя данная система является достаточно гибкой, большая часть сделок совершается ближе к концу месяца в течение «недели торгов», когда грузоотправители приобретают товар для транспортировки с использованием этих мощностей. Такая практика ведёт к образованию весьма краткосрочного — и зачастую неустойчивого — рынка.

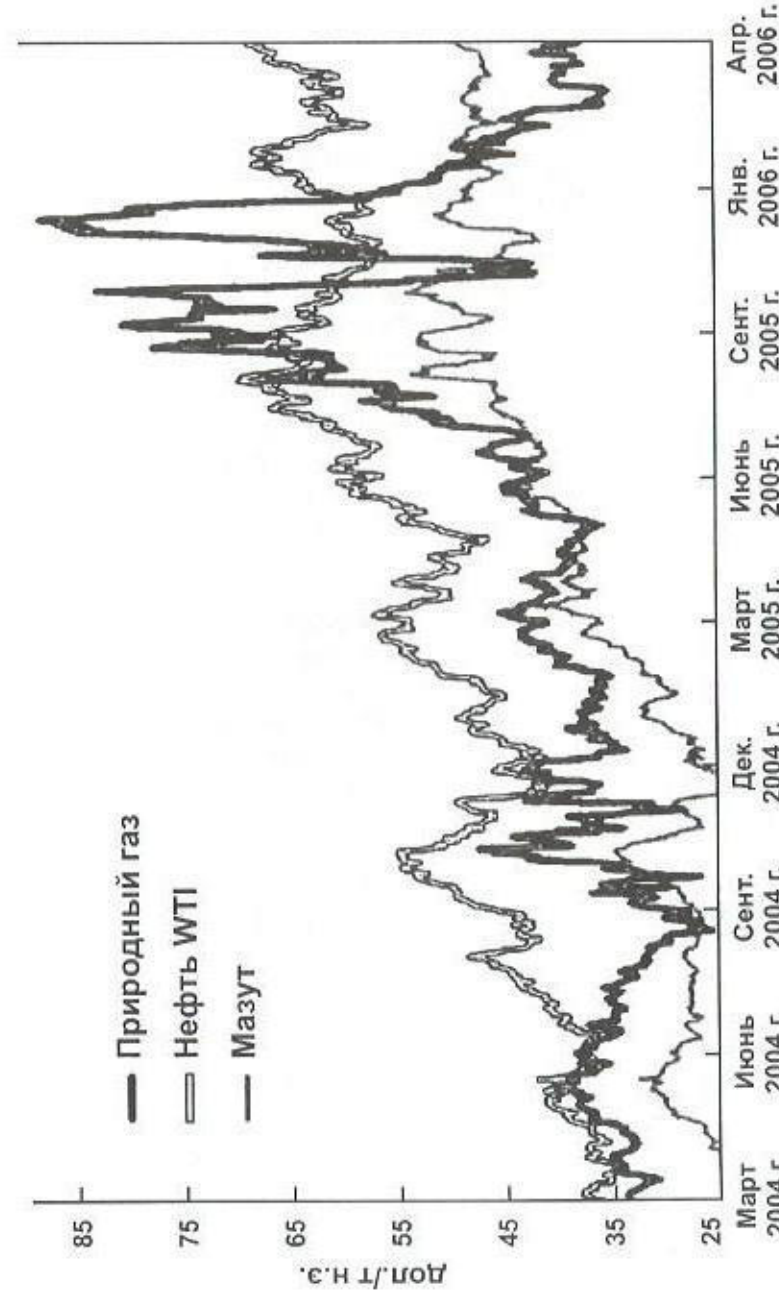
Когда требуются инвестиции для создания новых мощностей, спонсоры проекта, как правило, проводят «сезон охоты» (*open season*) за потенциальными грузоотправителями, которые

готовы принять обязательство по внесению платы за мощность для возмещения постоянных издержек, связанных с необходимыми инвестициями. Таким образом, защита обслуживания долга по инвестициям обеспечивается не при помощи комбинированного контракта на приобретение товара и его транспортировку с обязательством «бери или плати», а в виде обязательства «прокачивай или плати».

Ценообразование на североамериканском рынке происходит на бирже, и по законам рынка должна определяться конкуренцией «газ-газ». На деле прослеживается сильная корреляция с нефтяными ценами особенно в период 2001–2006 гг.

На рис. 5.8 приведены цены на газ в хабе Chicago City-gate, на нефть WTI и на мазут в Нью-Йорке. Как видно, цена на газ движется в диапазоне между ценами на нефть, мазут, за исключением пиковых значений, когда газовая цена приобретает аномально высокое значение. На данном временном диапазоне — это сентябрь 2006 г. (ураган Катрина) и зима 2005–06 гг. Но подобные аномальные всплески наблюдались и ранее.

Такие же серьезные ценовые колебания наблюдались зимой 2000–2001 гг. и 2002–2003 гг. Это, с одной стороны, объясняется весьма низкими температурами, хотя сходные погодные условия были и зимой 1989 г., 1992 г., 1994 г. и в другие годы, однако такого резкого увеличения цены не наблюдалось. А с другой стороны, начали проявляться негативные результаты либерализации газового рынка. Дело в том, что в результате зарождения спотового рынка, который обладает значительной волатильностью, инвестиции в газовую отрасль снизились. При незначительных объемах торгов именно спотовый рынок стал определяющим при формировании цены на газ. Цены в долгосрочных контрактах стали привязывать не к ценам на конкурирующие виды топлива, а к ценам по краткосрочным контрактам. А это создает риски не возврата вложенных средств для инвесторов. Поэтому значительные инвестиции в газовую отрасль не осуществлялись, а использовался в основном потенциал, накопленный за годы государственного регулирования. Все это привело к тому, что зимой 2000 г. появился дефицит газа и газотранспортных мощностей, необходимых для покрытия возросшего спроса в связи с холодной зимой. Это привело к переключению электрэнергетики на мазут, однако, когда эти



Источник: IEA, Natural Gas Market Review 2006

Рис. 5.8. Цены на газ, нефть WTI и мазут в США.

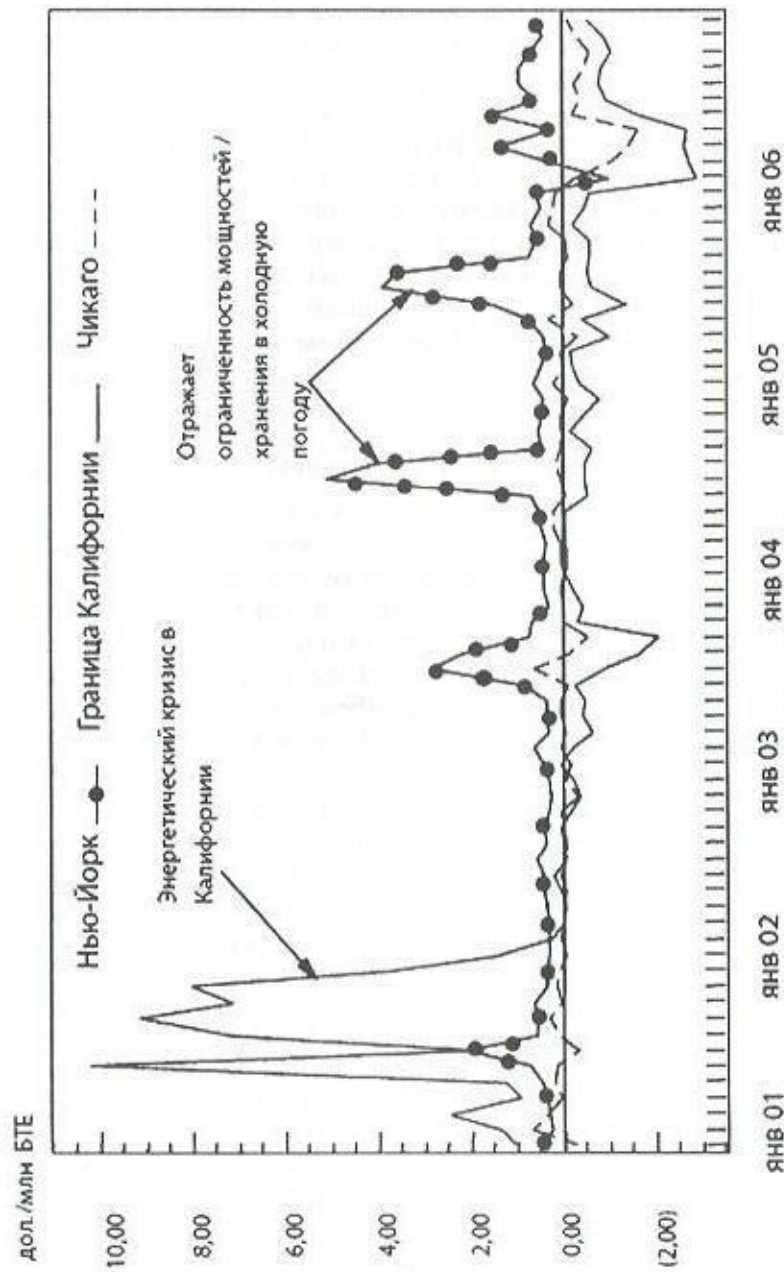
возможности были исчерпаны, цены на газ значительно выросли. Позднее были осуществлены масштабные инвестиции и цены стабилизировались, однако в 2002 г. и 2005 г. картина повторилась. Такая цикличность объясняется наличием значительного разрыва между ценовым и инвестиционным циклами (по оценкам Министерства Энергетики США, минимальное значение 18 месяцев).

Коэффициент корреляции на временном диапазоне 2001–2006 гг. между ценами на нефть и газ составляет 0,8, что свидетельствует об их высокой взаимосвязи. Этот коэффициент был бы выше, если бы не ценовые всплески, когда в условиях дефицита газа, цена начинает резко увеличиваться, отвязываясь от нефтяных показателей. Когда цена на газ достигает аномально высокого значения, рынок незамедлительно реагирует, потребление газа снижается, увеличивается потребление конкурентных топлив, и цены возвращаются на уровень, предшествующий всплеску.

В период же до 2001 г. цена на газ определялась конкуренцией различных поставщиков газа. Коэффициент корреляции с нефтяными ценами на этом участке достаточно мал и равен 0,5. Такое положение дел было обусловлено избытком предложения («газовый пузырь»). После весны 2006 г. газовые цены постепенно освобождаются от нефтяной зависимости, т.к. происходит насыщение рынка, и конкуренция «газ-газ» вновь становится определяющей.

Henry Hub, основной пункт ценообразования в Северной Америке, расположен недалеко от Мексиканского залива. Базисные дифференциалы в Нью-Йорке, Чикаго и на побережье Калифорнии в настоящее время незначительны. А базисный дифференциал в Чикаго минимален. Это позволяет предположить ограниченность ценового стимула для привлечения поставок с побережья Мексиканского залива, основного добывающего региона США, на верхний Средний Запад.

Газовый ценовой шок 2000–2001 гг. сопровождался глубоким энергетическим кризисом в Калифорнии. На рис. 5.9 показано, насколько высоко поднялись цены в Калифорнии по сравнению с ценами в других регионах страны. Однако с того времени цены на границе в Калифорнии обычно были ниже цен Henry Hub. Это позволяет предположить, что реальная физи-



Источник: Секретариат Энергетической хартии, Цена Энергии, 2007

Рис. 5.9. Базисные дифференциалы (относительно Henry Hub)

ческая точка равновесия (гипотетическая «нейтральная точка», в которой затраты на транспортировку газа на восточное или западное побережье примерно одинаковы) находится к западу от Henry Hub.

Тот факт, что Henry Hub не является цулевой точкой ценообразования в системе, подтверждается тем, что пики ценообразования в Нью-Йорке, как правило, совпадают с отрицательными колебаниями цен в Калифорнии. Холодные погодные условия на восточном побережье предположительно толкают вверх не только цены рыночного узла, но и цены в Луизиане. Таким образом, отрицательные базисные дифференциалы в Калифорнии являются скорее результатом повышения цен на Henry Hub, чем снижения цен в Калифорнии.

Рынок Великобритании

Великобритания с 2004 г. является чистым импортером газа, потребляя 99,3 млрд куб. м. (2005 г.) из них 15,8 млрд куб. м. это импорт, преимущественно из Норвегии. Английская газотранспортная система включает 5 терминалов (Бэктон, Теддлерторп, Изингтон, Тиссайд и Сент-Фергус), которые соединяют национальную сеть с морскими газопроводами, а также 2 подземных хранилища, созданных на базе выработанных месторождений, несколько газохранилищ в соляных кавернах на случай обслуживания пикового спроса.

Процесс либерализации газового рынка Великобритании был начат в 1986 г., когда был приватизирован государственный монополист «British Gas» (закон «О природном газе» от 1986 г.). В результате образовалось три компании:

- «BG» — сейчас крупная международная газовая компания, которая наиболее активна в сфере СПГ
- «Centrica» — бывшее сбытовое подразделение, а ныне успешная независимая организация по сбыту газа
- «TransCo» — бывшая компания по транспорту газа, которая в настоящее время управляет газотранспортными операциями (была приобретена крупнейшей в Великобритании электросетевой компанией «National Grid»).

Закон «О природном газе» также установил требование доступа третьей стороны для всех продавцов газа на газопроводах

страны, создал Управление газоснабжения («Ofgas»), а также разрешил крупным потребителям получать газ из альтернативных источников (не «British Gas») для обеспечения новым поставщикам газа, добываемого в Северном море, возможности его реализации. В результате того, что независимые производители заняли определённую долю рынка доля «British Gas» на оптовом рынке газа Великобритании резко сократилась.

В 1989 г. в Великобритании началась приватизация электроэнергетики на основании закона «Об электроэнергии», принятого в том же году. Согласно этому закону, было сформировано регулирующее ведомство по электроэнергетике — Управление по регулированию электроэнергетики. Значительно позднее, в 1999 г., оба регулирующих органа (по газу и по электроэнергии) были объединены в единую организацию — Управление по газу и электроэнергии.

С 1992 г. право на закупку у независимых поставщиков получили и средние потребители. А с 1998 г. была упразднена монополия «Centrica» на сбыт природного газа.

В 1996 г. «Ofgas» приняло Сетевой кодекс, в котором были регламентированы правила подачи заявок, суточного балансирования, выделения трубопроводных мощностей, торговая и информационная системы. Этот всеобъемлющий свод правил является основой для обеспечения доступа третьих сторон и проведения торговых операций. В 1999 г. он был дополнен положениями об электронной системе торгов.

В 1998 г. «BG» было предписано предоставить свои газовые хранилища для доступа третьим лицам. К 2000 г. «BG» фактически прекратила осуществление всех регулируемых видов хозяйственной деятельности, выделив в отдельную структуру регулируемую трубопроводную систему «TransCo», с образованием новой компании «Lattice». «Lattice» же была приобретена в 2002 г. Национальной сетью, которая ныне отвечает за распределение газа на территории Великобритании.

Газотранспортная система Великобритании, принадлежащая Национальной сети, функционирует на основе платы за входе и платы за выходе по каждому пункту сдачи-приёмки в сети. В отличие от Соединённых Штатов, где главным местом совершения торговых операций с газом является Henry Hub, где пересекаются различные газовые потоки и происходит фи-

зическая торговля газом, все торговые сделки в Великобритании совершаются в условной точке — «Национальной точке балансирования» (NBP). После того, как объёмы газа проходят пункт входа, считается, что газ поступил на NBP, где с ним могут осуществляться торговые операции и откуда он может сдаваться в любом пункте выхода. Помимо спотового рынка существует также фьючерсный рынок газа с привязкой к NBP, сделки на котором осуществляются через Международную нефтяную биржу. Торги осуществляются контрактами с объёмами в 1 тыс. терм.

Английская газотранспортная система соединена с системой континентальной Европы посредством газопровода Interconnector, который соединяет британский Бэктон и бельгийский Зебрюгге. Трубопроводом владеет консорциум акционеров («BG» — 25%, «ConocoPhillips» — 10%, «Distrigaz» — 16,41%, «ENI» — 5%, «E.ON Ruhrgas» — 23,59%, «Газпром» — 10%, «Total» — 10%). Первоначально предполагалось использовать газопровод для экспорта газа в Европу, однако практически сразу после начала функционирования сезонный спрос на газ в Великобритании увеличился, и пришлось перекачивать газ в обратном направлении. Сейчас большую часть времени трубопровод используется для поставок газа на континент, а в период увеличения спроса на острове — в обратном направлении.

Interconnector позволяет взаимодействовать двум рынкам с абсолютно отличающейся структурой (ликвидный рынок Великобритании и рынок долгосрочных контрактов континентальной Европы). Операции по газу, поставляемому в Европу, осуществляются на основе долгосрочных контрактов (их срок — 10 лет), и законтрактованные объёмы достаточно малы. Механизмы формирования цен по подобным поставкам находятся в стадии формирования, т.к. ничего подобного в мире до этого не практиковалось.

Эволюция спроса и предложения на газовом рынке Великобритании тесно связана с проводимыми реформами. После либерализации электроэнергетики в 1989 г. наметилась тенденция к переходу генерирующих предприятий от дорогого национального угля к газу, т.к. наблюдался избыток последнего на рынке. В результате значительно увеличился спрос на природный газ и его доля в электроэнергетике. В это же время было

открыто несколько крупных месторождений в Северном море, что способствовало наращиванию его добычи и стимулированию потребления. Однако уже к 2000 г. добыча достигла своего пика и в последующие годы начала снижаться. Подобная тенденция продолжится и в будущем увеличивая зависимость Великобритании от импорта в условиях увеличивающегося потребления.

Для удовлетворения растущих потребностей страны в природном газе было сооружено несколько газопроводов: Vesterled (Норвегия-Великобритания), «Langeled» (Норвегия-Великобритания), BBL (Нидерланды-Великобритания). Собственниками BBL являются «Gasunie», «Fluxys» и «E.ON Ruhrgas» (также ведутся переговоры с «Газпромом»). Сейчас поставки осуществляет только «Gasunie», но с октября 2007 г. остальные участники также начнут экспортировать газ в Великобританию. Газопровод освобожден от условия доступа третьей стороны.

По газопроводу Vesterled газ поставляется по трем долгосрочным контрактам сроками на 10 и 15 лет. Примечательно, что источники поставок в договоре не определены, указано только, что газ будет сдаваться в NBP. Цена газа будет индексироваться исходя из котировок спотового рынка NBP, возможно, что также будет использоваться цены на фьючерсные контракты с поставкой в следующем месяце.

Поставки СПГ в Великобританию также будут набирать обороты. С 2005 г. действует один терминал Айл-оф-Грейн мощностью 4,5 млрд куб. м. в год. Еще 2 терминала будут сооружены в ближайшее время. Еще ряд проектов находятся в стадии проработки.

Очень остро стоит вопрос о доступе третьих сторон к инфраструктуре СПГ. Этот вопрос сейчас находится в стадии обсуждения. Безусловно, доступ третьей стороны к дорогостоящим объектам СПГ не стимулирует поставщиков к развитию этого сегмента. Хотя сторонников открытого доступа к СПГ-инфраструктуре в Великобритании хватает.

Вторая Газовая Директива ЕС обязывает открывать доступ третьей стороне к объектам СПГ, хотя предусматривает исключения для новых объектов. В США, к примеру, негативный опыт газового кризиса привел к тому, что Федеральная комиссия по регулированию энергетики США в своём «решении Хэкберри»

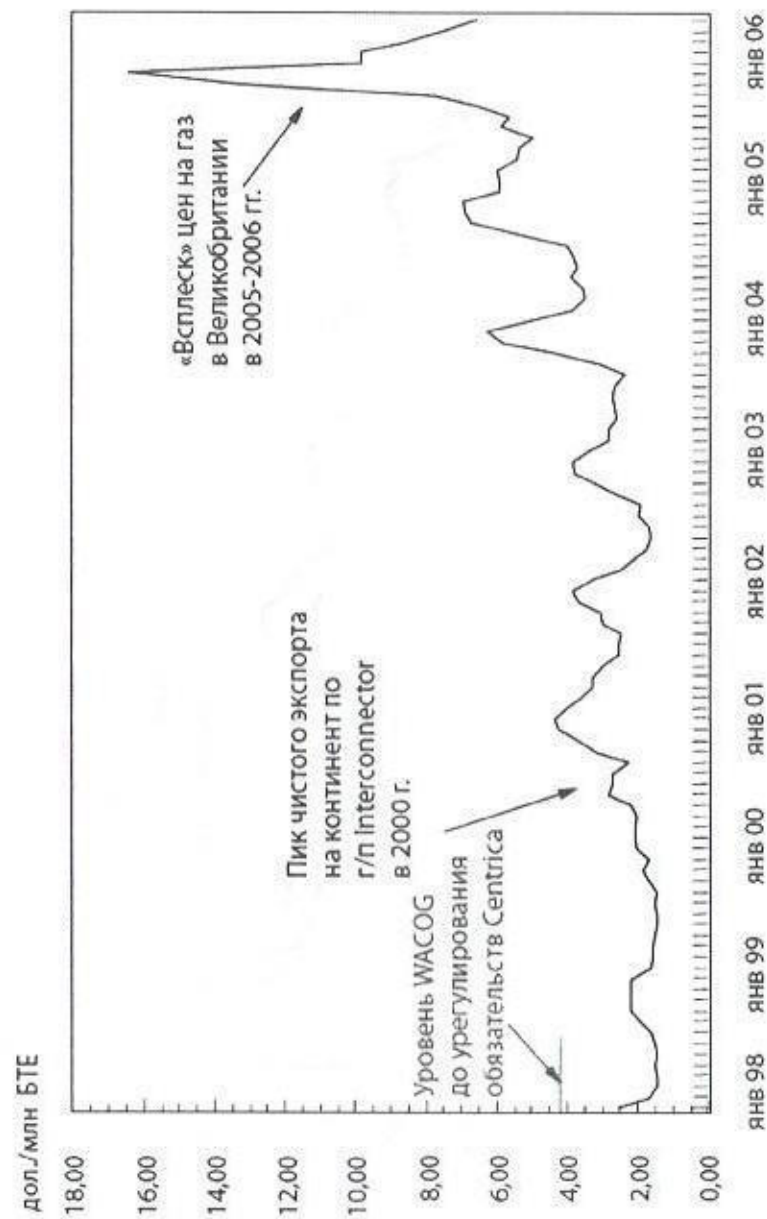
признала, что терминалы являются частью процесса добычи и поэтому не требуют открытого доступа. Новые проекты СПГ в Великобритании получили освобождение от условий обязательного доступа третьей стороны.

Ценообразование с ходом реформ в газовом секторе также претерпевало изменение. Пока BritishGas являлся монопольным закупщиком газа, цена определялась посредством двухсторонних переговоров с поставщиками. Таким образом, поставщики находились не в самой выгодной позиции. Постепенное дерегулирование рынка привело к существенному наращиванию добычи, что в свою очередь сказалось на цене, которая на зарождающемся спотовом рынке существенно упала. Это чуть ни привело к банкротству сбытовой компании Centrica, которой в наследство от BritishGas достались долгосрочные контракты с поставщиками на условиях «take or pay». Спотовые цены опустились ниже средневзвешенного значения (WACOG), по которому осуществлялись выплаты по долгосрочным контрактам. Centrica начала вести переговоры об изменении условий договоров. В результате компания выплатила почти 1,2 млрд дол. по искам от поставщиков и была на грани банкротства.

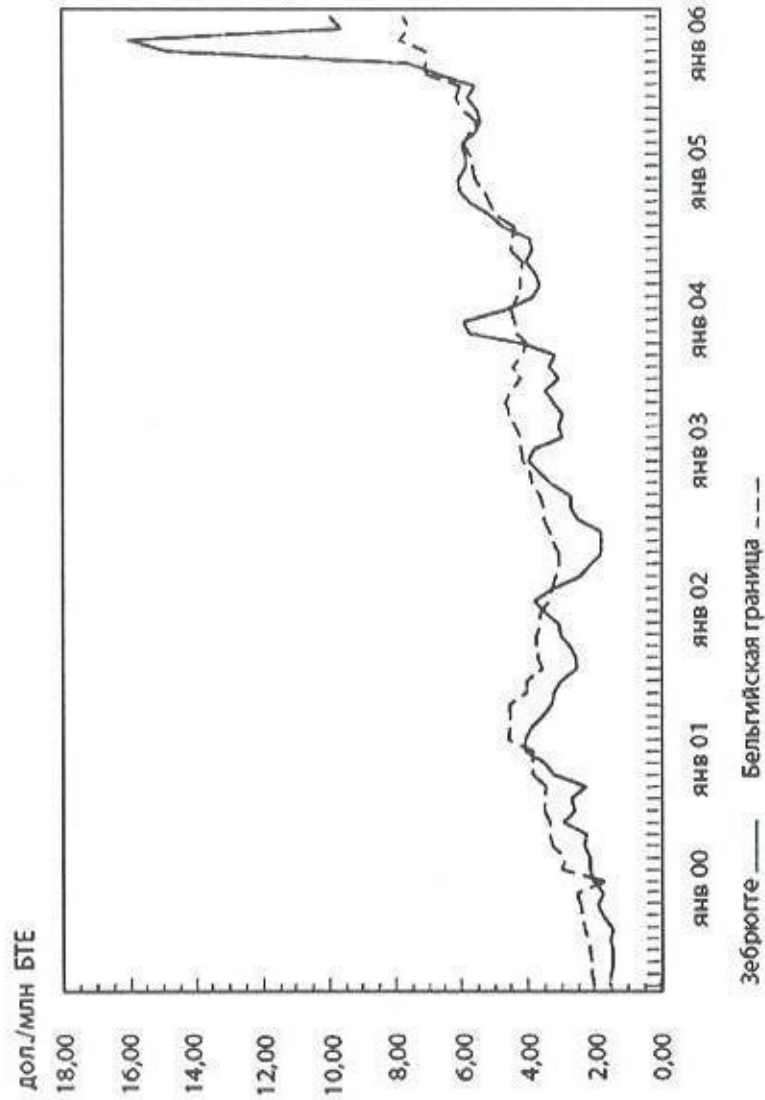
После ликвидации монополии Centrica на сбыт газа для населения ценообразование полностью перешло на биржевую основу. Ликвидность британского рынка значительно меньше, чем североамериканского (отношение объема торгов к физическим поставкам на уровне 10...15, в Henry Hub – 100). И неизвестно, как скажутся на ликвидности новые долгосрочные контракты.

Либерализация рынка, как и в случае США, первоначально привела к снижению цен. После начала снижения экспорта на континент последовало увеличение цен на газ. Резкий взлет цены стал последствием увеличивающегося внутреннего потребления и превращения страны в импортера газа. Как видно, рынок отличается низкой стабильностью и пока не ясно, как скажется взаимодействие с рынком континентальной Европы в плане ценообразования.

Ценовое взаимодействие рынков Великобритании и континентальной Европы происходит в бельгийском хабе Зебрюгге (конечная точка газопровода Interconnector). Цены в Зебрюгге повторяют динамику NBP (рис. 5.10, 5.11), однако, четкой



Источник: Секретариат Энергетической хартии, Цена Энергии, 2007
Рис. 5.10. Спотовая цена на газ в NBP



Источник: Секретариат Энергетической хартии, Цена Энергии, 2007

Рис. 5.11. Спотовые цены на газ в Зеббюрге и по долгосрочным контрактам на границе Бельгии

взаимосвязи между ценой импортного бельгийского газа по долгосрочным контрактам и алжирского СПГ в Зеббюрге с ценами в NBP не наблюдается.

Резкий взлет цены зимой 2005–2006 гг. был обусловлен задержкой в поставках СПГ, пожаром на крупнейшем в Великобритании ПХГ (месторождение «Раф») и сокращением мощностей газохранилищ на континенте. Резкий взлет цен не повлек за собой увеличения поставок из континентальной Европы (загрузка газопровода Interconnector на тот период находилась на уровне 51%). В этой связи Управление по газу и электроэнергии попросило Европейскую Комиссию изучить вопрос о том, не нарушает ли практика рыночных ограничений на континенте функционирование рынка.

Зима 2005–2006 гг. выявила серьезное противоречие в модели взаимодействия двух различных структур рынка, связанное с сезонными всплесками потребления газа в Великобритании. Применяемый там подход, основанный на свободном рынке, предполагал, что рыночные ценовые сигналы обеспечат переток газа туда, где наблюдается сезонный всплеск цен. В то время как на континенте большее внимание уделялось долгосрочным обязательствам по поставкам, включая управление мощностями газовых хранилищ в интересах удовлетворения предсказуемого пика спроса в зимнее время по заранее определенным ценам.

Рынок континентальной Европы

Газовая отрасль континентальной Европы начала активно развиваться с 1959 г., когда было открыто гигантское месторождение Гронинген с промышленными запасами 1,8 трлн куб. м. (до этого в коммунально-бытовом секторе использовался искусственный газ). С этого момента начались торговые межгосударственные торговые отношения на газовом рынке Европы. На первом этапе ценообразование шло по принципу «издержки +», однако позднее была сформирована концепция стоимости замещения. Цена groningenского газа рассчитывалась исходя из задачи максимизации доходов от продаж газа по ценам близким к стоимости замещающих видов топлива. Такая концепция позволяла оптимизировать доходы голландского правительства и стимулировать использование газа. Цена на газ была привяза-

на к стоимости альтернативных видов топлива по типу потребителей — например, газойля для мелких потребителей и топочного мазута для крупных потребителей. С одной стороны, введение принципа рыночной стоимости означало, что потребителям не придется платить за газ больше, чем за альтернативные виды топлива. С другой стороны, его стоимость не была и значительно меньшей. Для сохранения принципа ценообразования на основе конкуренции «газ — альтернативные виды топлива» было необходимо оградить рынок от дешевого газа. Эти функции были возложены на правительства.

Развитие газового сектора в Европе было обусловлено, прежде всего, его обширным применением в промышленности. Хотя цена для промышленных потребителей и приближалась к цене мазута и печного топлива, но все же была ниже, к тому же его использование было экономически выгоднее и повышало независимость предприятия от различного рода внешних факторов.

Увеличение потребления газа требовало и развития дорогостоящей инфраструктуры по его доставке на рынок. Для снижения экономических рисков производителей и гарантии поставок потребителям в Европе началось применение долгосрочных контрактов на торговлю газом. Вводился принцип «бери или плати», а стоимость газа рассчитывалась по принципу стоимости замещения с периодическим пересмотром цен.

С учётом того, что экспортные цены на газ основывались на рыночной стоимости для конкретной страны-потребителя с привязкой к голландской границе (предполагавшей вычет затрат на транспортировку газа до потребителя), цена на голландской границе была неодинакова для различных стран-потребителей. В результате, были введены «положения о пункте назначения», с тем, чтобы газ с низкой ценой на голландской границе, предназначенный для более удалённых рынков, не мог использоваться для подрыва более высоких цен на газ на более близких рынках.

Привязка стоимости газа к ценам на нефть стимулировало привлечение таких поставщиков, как СССР, Алжир и страны Северного моря. К тому же правительство Нидерландов, понимая угрозу истощения газовых запасов, вводило ограничения на внутреннее потребление и экспорт. Так, если в 1970 г. доля голландского газа в трансграничной торговле была 92%, то к 1995 г. она сократилась до 10%.

Контракты на голландский газ были достаточно гибкими в плане суточных и годовых поставок, ввиду маленьких расстояний. Газ же из СССР, Алжира и Норвегии проходил значительно большие расстояния до потребителя, увеличивая, таким образом, риски поставщиков, которым гибкие условия были невыгодны.

Основные элементы газовых экспортных контрактов включали следующее:

- долгосрочное обязательство по поставке, уравниваемое долгосрочным обязательством по его закупке;
- ценообразование, основанное на концепции чистой экспортной стоимости (*нетбэк*), рассчитываемой на основе стоимости конкурирующих энергоносителей на границе страны-покупателя за вычетом затрат покупателя на транспортировку и распределение;
- согласно данной концепции, базовая цена газа подлежит пересчёту через определённые промежутки времени (ежемесячно или ежеквартально) в соответствии с абсолютными колебаниями цен на конкурирующие энергоносители;
- пункт сдачи экспортных объёмов газа и пункт привязки цены могут не совпадать;
- возможность регулярного пересмотра ценовых условий (как правило, раз в три года) с целью их корректировки по установленным критериям на изменение рыночной конъюнктуры, что позволяет обеспечивать постоянную конкурентоспособность газа;
- возможность обращаться в арбитраж в случае возникновения разногласий из-за корректировки цены.

Таким образом, новые условия контрактов в большей степени отвечали интересам поставщиков, среди которых стали доминировать СССР (позднее Россия), Алжир и Нигерия.

Принцип ценообразования на европейском рынке предусматривает корректировку формул-привязок раз в три года, это обусловлено меняющейся долей газа на рынке.

Существует высокое сходство усреднённых механизмов индексации цен на газ для экспортной продукции из Нидерландов, Норвегии и России, поставляемой в страны ЕС-25 —

е привязкой к газойлю на уровне 52...55% и к тяжёлому топочному мазуту на уровне 35...39%. При этом общая привязка к котельно-печным нефтепродуктам составляет порядка 87...92%, а оставшаяся часть ценовой формулы устанавливается странами по-разному: она может быть привязана к инфляции, углю, сырой нефти или быть фиксированной. Кроме того уровни цен, весьма схожи в случае России и Норвегии.

В отличие от этого, алжирский газ, цена которого соответствует уровню цен российского и норвежского газа, привязывается главным образом к сырой нефти — примерно на 70% против 6%, приходящихся на мазут, и 19% на газойль, а остальное относится на инфляцию.

Для газа из Великобритании характерен уровень цены, очень близкий к российскому газу. На 37% привязка осуществляется к цене на газ на NBP, а привязка к газойлю и тяжёлому мазуту составляет соответственно 11% и 9%. Удивительно высокой является привязка к инфляции (28%), что, судя по всему, является пережитком ранее существовавшей структуры договоров в Великобритании.

Европа сейчас идет по пути создания конкурентного газового рынка. Вторая Директива ЕС «О газе» установила обязательный доступ третьих сторон в сочетании с обязательным организационно-правовым, управленческим и бухгалтерским разделением компаний. Это квалифицируется как необходимое условие для создания ликвидного рынка газа, что также должно способствовать формированию единого газового рынка ЕС. С этой же целью применяемая в Великобритании система оплаты на входе-выходе в настоящее время внедряется в рамках всего ЕС с той же целью создания единого рынка газа Евросоюза.

На сегодняшний день на континенте сформировалось несколько торговых хабов по инициативе промышленных участников: первый — в Зебрюгге, за которым последовали узлы в Бунде (Германия) и ТТФ, условный узел для всей системы поставок голландского газа. Пока такие узлы служат для уравнивания позиций между достаточно крупными участниками.

Процесс либерализации в Европе запущен, однако механизмы ее осуществления вызывают явно неоднозначную реакцию. Либерализация идет, используя методики, опробованные в Великобритании и США, однако условия в Европе значитель-

но отличаются, поэтому результат этого процесса во многом еще не понятен.

Основные документы, определяющие ход этого процесса, — это ДЭХ и газовые директивы ЕС.

Договор к Энергетической Хартии

В 1991 г. по инициативе Голландии ЕС принял меморандум «Европейская Энергетическая хартия», принципы которого легли в основу Договора к Энергетической хартии, который был открыт для подписания в 1994 г. Это рамочное соглашение о правилах международного сотрудничества в области торговли энергоресурсами, их транзита и инвестиций в сфере энергетики. ДЭХ содержит обязательство предоставлять иностранным инвесторам те же условия, что и собственным производителям, в частности, недискриминационный доступ к своим трубопроводным системам. ДЭХ устанавливает «правовые рамки в целях оказания содействия долгосрочному сотрудничеству в области энергетики на основе взаимодополняемости и взаимной выгоды, в соответствии с целями и принципами хартии». Договор декларирует для международных энергетических рынков ряд принципов торговли, транзита и инвестиций. Правовая компетенция ДЭХ распространяется и на такие вопросы, как передача технологий, доступ к капиталу, конкуренция, экологические аспекты, госпредприятия и суверенитет над природными ресурсами.

ДЭХ не ратифицировали или не подписали основные поставщики ЕС: Россия, Алжир, Норвегия. Этот факт отражает «пропотребительскую» ориентированность документа. Что касается газового рынка, то здесь основным камнем преткновения стал Тразитный протокол. Основная цель этого документа — открыть доступ другим странам СНГ к системе магистральных газопроводов «Газпрома». На сегодняшний день переговоры по ДЭХ зашли в тупик, в том числе и по дискриминационному отношению в отраслях, не связанных с газовой.

Газовая директива ЕС 98/30/ЕС

Газовая директива Европейского союза, которая принималась без учета интересов основных поставщиков природного газа, изначально ставила себе целью широкое внедрение механизма спотовой торговли газом, ликвидацию системы долго-

срочных контрактов и устранение запрета на реэкспорт газа из текстов контрактов, в том числе заключенных до ее принятия. Впоследствии, однако, реализм возобладал, да и некоторые уроки калифорнийского энергетического кризиса в США и сбой в дерегулированной системе Великобритании не прошли, очевидно, бесследно.

Пятилетний опыт реализации Газовой директивы 98/30/ЕС выявил в ней много недостатков, в результате чего возникла необходимость усовершенствовать подходы к формированию и функционированию единого европейского рынка природного газа. С целью устранения слабых сторон и ускорения процессов либерализации внутреннего рынка газа стран ЕС в 2003 г. была принята Газовая директива 2003/55/ЕС.

Газовая директива ЕС 2003/55/ЕС

Поводом для ее принятия была необходимость ускорения либерализации газового рынка Европейского Союза. Постановления Директивы возлагают на страны члены обязанность выделения транспортных деятельности — транспорта и распределения. С 1 июля 2004 г. оператор транспортной системы должен быть независимым по юридической и организационной форме.

Новая Газовая Директива определяет обязанности членов ЕС: балансирование предложения и спроса на природный газ на внутреннем рынке стран, прогнозирование потребности, эксплуатация сети газопроводов, соблюдение принципов и процедур равноправного доступа к транспортным системам и т.п. Директива 2003/55/ЕС вводит также график либерализации рынка, одновременно ускоряя темпы развития конкуренции на европейском рынке. С 1 июля 2007 г. все потребители, в том числе домашние хозяйства, имеют право выбирать поставщика. Однако доля потребителей, сменивших поставщиков, измеряется несколькими процентами, крайне медленно развиваются трубопроводные мощности между отдельными странами ЕС. Против 20 стран ЕС в 2004 г. Еврокомиссией были инициированы разбирательства в связи с отставанием темпов фактической реализации директив по электроэнергии и газу.

Важным решением второй Газовой Директивы, является применение исключительно регулируемого доступа к транспор-

тным сетям, так называемый «Third Party Access». Это означает, что доступ к сети дается на основании публикуемых тарифов, применяемых для всех потребителей.

Доступ третьих сторон к транспортным системам регулирует Ст. 18 второй Газовой Директивы, которая обязывает предприятия к обеспечению всем субъектам, по принципу равноправного отношения, предоставления транспортных услуг на основании опубликованных тарифов. Сверх того операторы транспортных систем обязаны иметь доступ к сети других операторов, если это необходимо для реализации их задач в связи с приграничным транспортом.

Внедрение системы доступа третьей стороны обязывает операторов транспортных систем:

- к разработке Инструкции Движения и Эксплуатации Транспортной Сети;
- к внедрению процедур дающих возможность пользования принципом ТРА, а также введения единых телеметрических и информационных стандартов для оперативной передачи данных, которые будут обязывающими для участников рынка;
- к развитию газовой сети и межсистемных сообщений, особенно со странами ЕС;
- к публикации информации о реальных и доступных транспортных мощностях.

Согласно постановлениям Газовой Директивы в странах Европейского Союза, с 1 июля 2004 г. функционируют независимые операторы транспортных систем. В их обязанности входит управление сетью транспортных газопроводов, допуск внешних субъектов к пользованию этой системой а также развитие транспортной сети в направлениях дающих возможность увеличить ее пропускную способность.

Последние документы ЕС

19 сентября 2007 г. Еврокомиссия представила пакет из пяти законодательных инициатив, направленных на дальнейшую либерализацию рынков газа и электроэнергии Евросоюза. По мнению комиссара ЕС по энергетике Андриаса Пиебалгса, несмотря на сопротивление со стороны Франции, Германии и Италии, конец 2008 г. — время принятия директив.

Основное положение законопроектов — запрет компаниям, добывающим природный газ, иметь любые доли в собственности газотранспортных компаний в странах Европы. В пакете инициатив Еврокомиссии содержится и более мягкая опция, при которой компании-производители могут остаться совладельцами газотранспортной инфраструктуры, но в этом случае они полностью передают управление независимым операторам.

Вместе с тем в проекте директив прямо говорится, что указанные запреты распространяются лишь на газотранспортные сети, но не на газораспределительные сети и крупных потребителей газа в лице электростанций и газохимических производств. На российском «Газпроме» подобные положения могут отразиться потерей ряда активов в странах ЕС. В пояснительной записке к проектам директив все они в явном виде перечислены. Это «Eesti Gas» (37,2%), «Europoigaz» (48%), «Latvijas Gaze» (34%), «Lietuvos Dujos» (37,1%), финский «Gasum» (25%), германские «Wingas» (49,99%) и «VNG» (5,26%), а также британско-бельгийский «Interconnector» (10%).

Следствием растущей неопределенности в условиях поставок на рынки Евросоюза становятся задержки в реализации ряда крупных проектов. Как известно, в августе 2007 г. инвестиционная программа ОАО «Газпром» на текущий год в части капложений подверглась существенному сокращению. С 2011 г. на 2013-й перенесено начало добычи на Штокмановском месторождении. Изменены сроки и по ряду других проектов «Газпрома».

Наряду с либерализацией газового рынка в Европе, подобный механизм запущен и в России. По факту реализуется концепция так называемого двухсекторного рынка газа. Речь идет о поэтапном сокращении регулируемого сегмента и расширении нерегулируемого, переходе в обоих секторах на систему прямых контрактов. Необходим подготовительный период для формирования основных правил и затем последовательного выстраивания контрактных отношений в обоих секторах. В сфере газоснабжения в России де-факто уже достаточно давно существует сектор поставок газа по нерегулируемым ценам, который в малой степени связан с сектором поставок газа по регулируемым ценам. Так, например, независимые производители имеют право продавать газ по свободным ценам посредством двухсторонних договоров с покупателями. То же относится и к

так называемому сверхлимитному газу, поставляемому ОАО «Газпром» и его аффилированными структурами. Это существенно облегчает построение модели двухсекторного рынка, в котором регулируемые цены не выступают в качестве верхнего предела цен сектора свободной торговли.

В период эксперимента, предусмотренного Постановлением Правительства от 2 сентября 2006 г., рынок газа в России состоит из сектора поставок газа по ценам, регулируемым Федеральной службой по тарифам, сектора поставок газа по двусторонним договорам с нерегулируемыми ценами и сектора поставок газа по нерегулируемым ценам, устанавливаемым по результатам конкурентных торгов.

Сейчас на электронной торговой площадке ООО «Межрегионгаз» реализуется эксперимент «5+5», в рамках которого происходит биржевая торговля газом в размере 10 млрд куб. м., 5 млрд куб. м. из которых реализуется ОАО «Газпром» и его аффилированными структурами, и эквивалентный объема газа поставляется независимыми производителями. Основная задача первого этапа эксперимента «5+5» — отработать биржевые технологии торговли газом.

Реализация двухсекторной модели позволит государству надежно контролировать процесс реформирования, избегая как чрезмерной нагрузки на потребителей, так и угрозы снижения устойчивости газоснабжения.

Двухсекторная модель рынка газа позволит создать условия для интеграции российского газового рынка в международный. В то же время будет обеспечена ценовая защищенность социальных секторов — ЖКХ, теплоэнергетики и резидентского сектора.

Рынок АТР

По сравнению с рынками Северной Америки и Европы тихоокеанский рынок развивался совершенно по-иному. Основные потребители АТР, в первую очередь Япония и Южная Корея, полностью зависят от импорта СПГ. Причем газотранспортная инфраструктура в этих странах развита достаточно слабо.

На первом этапе развития газовое хозяйство Японии состояло из коммунальных предприятий, снабжавших города искусственным газом. Несмотря на высокую стоимость постав-

лявшегося газа, объёмы поставок были в то время относительно незначительными, и перепрофилирование таких предприятий на природный газ представляло собой отнюдь непростую задачу. По этой причине они не могли обеспечить того эффекта масштаба, который требовался для экономического обоснования новых проектов СПГ. Поэтому первый японский проект, предусматривавший поставки из залива Кука, штат Аляска, ориентировался на коммунальную электроэнергетику — рынок с гораздо более низкими ценами, но намного более крупный.

Ко времени начала поставок с Аляски японские электростанции работали на нефти, угле и гидроэнергии, причём на мазут и сырую нефть приходилось 43% электрогенерации. Ввиду того, что сокращение импорта нефти было одной из важнейших стратегических целей правительства Японии, во главу угла была поставлена задача по перепрофилированию генерирующих мощностей с нефти на СПГ. А беспокойство японцев по поводу загрязнения окружающей среды выбросами серы обеспечило японским коммунальным предприятиям возможность платить за СПГ премию к цене. Очевидным эталоном цены на импортный СПГ была, естественно, цена нефти как конкурирующего энергоносителя.

Как правило, на переговорах основной акцент делался на базисной цене на СПГ, поставляемый в сжиженном виде на японские регазификационные терминалы, и далее предусматривалось дополнительное положение об индексации цены для обеспечения её корректировки на динамику мировых цен на нефть. В рамках нескольких первоначальных проектов индексация базисной цены на СПГ привязывалась к нефти, экспортируемой из той же страны.

Однако в 1980-е годы, когда ОПЕК предпринимала попытки сохранить систему официальных цен реализации нефти в условиях существенного снижения цен, возник спор о том, какие цены следует использовать в качестве эталона для целей индексации. Спор был разрешён в 1987 г., и в настоящее время почти во всех японских контрактах применяется прозрачная «японская таможенная стоимость» нефти (JCC, или «японская нефтяная корзина»). До недавнего времени только Индонезия сохраняла привязку к своей сырой нефти в положениях о ценообразовании. Когда Южная Корея и Тайвань начали импортировать газ, они также приняли привязку к JCC для целей

индексации цены, и поэтому данная система в настоящее время является общепринятой в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

Наиболее распространённой в Северо-Восточной Азии была следующая формула ценообразования:

$$P=A \cdot JCC+B,$$

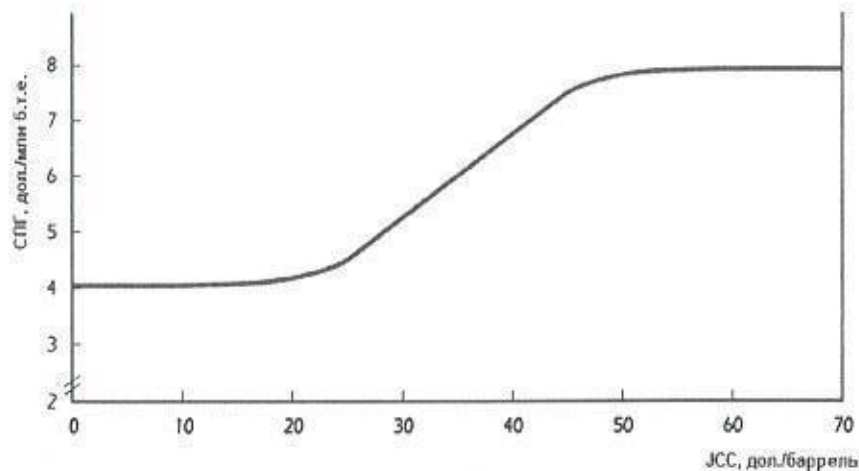
где A — коэффициент (или «крутизна кривой»), увязывающая котировку JCC в дол. США за баррель с ценой СПГ;

B — константа, выраженная в дол. США за млн БТЕ.

Котировки JCC публиковались ежемесячно, но, как правило, в контрактах фигурировала среднемесячная котировка за определённый оговоренный период, с тем чтобы сгладить месячные колебания цен на нефть. В ходе переговоров стороны, по сути, устанавливали базисную цену путём определения величины константы — B . Теоретически, коэффициент — A , если исходить из коэффициента пересчёта эквивалентов теплотворной способности нефти и газа, составлял 0,172, однако фактические коэффициенты, применявшиеся в контрактах, представляли собой несколько иные значения крутизны кривой.

Нестабильность цен на нефть, в особенности во время мировых нефтяных кризисов, создавала проблемы для покупателей из числа коммунальных предприятий. В какой-то момент для покупателей стало обычным настаивать на включении в контракт положения о пересмотре цен при достижении ценами определённого уровня. По сути, это означало ограничение цены, которое суживало применение относящейся к JCC части ценовой формулы в периоды высоких цен на нефть. Продавцы же стали всё чаще настаивать на фиксировании нижнего предела цен, с тем, чтобы защититься от обвала цен. Такие верхние и нижние пределы обычно характеризуются как «S-образные кривые» (рис. 5.12).

В конце 90-х произошло усиление роли ближневосточных поставщиков СПГ за счёт ввода новых мощностей. Это происходило на фоне увеличивающегося недовольства в Северо-Восточной Азии в отношении применявшихся ценовых формул СПГ. Высокий порог по обязательствам «бери или плати» в рамках долгосрочных контрактов создавал трудности для покупателей, которые требовали большей гибкости в части отбора объёмов.



Источник: IEA, Natural Gas Market Review 2006

Рис. 5.12. S-образная кривая

В первых новых договорах поставки с Ближнего Востока в Корею и Японию (сначала из Катара, а затем из Омана), сохранялась формула расчёта цены на основе *JCC*. Возникшая ценовая конкуренция сосредоточилась на механизмах ограничения цены. В первом контракте поставки газа в Корею из Катара в рамках проекта Rasgas I оговаривался нижний предел цены. Однако в конкурентной борьбе с Оманом за второй контракт с Кореей Rasgas проиграла, когда Оман предложил корейской компании «Kogas» контракт без минимальной цены. Впоследствии, в ходе переговоров о расширении поставок, Rasgas также исключила из первого контракта положение о нижнем пределе цены. Также наблюдалось снижение сроков контрактов с 20 до 15–17 лет, а иногда и меньше.

В конце 90-х гг. рост азиатских экономик замедлился, что повлекло за собой снижение темпов потребления СПГ. В этот период малайзийская компания Petronas предложила контракты на СПГ со строящегося завода Tiga (сдан в эксплуатацию в 2002 г.) на новых условиях. Один из контрактов, подписанных с группой японских покупателей, предусматривал три транша договорных обязательств. Базовая часть контракта действовала как традиционный контракт с обязательствами «бери или плати» со сроком действия в 20 лет. Второй транш возобновлялся ежегодно на таких же условиях, что и базовый, но без обя-

зательного отбора установленных объёмов. А третий транш просто представлял собой возможность поставки. Такой базово-факультативный подход к исполнению обязательств применяется в ряде других контрактов, и несколько контрактов имеет меньший срок действия. В договорной практике этого периода наблюдались и другие изменения, отражавшие рост конкуренции. Покупатели смогли обеспечить большую гибкость в отношении выбора пунктов назначения, которая позволяла им перепродавать партии, если это им было выгодно.

Развитие газового рынка АТР в ближайшее время, безусловно, будет обусловлено появлением двух игроков: Китая и Индии. Помимо трубопроводных проектов из России, которые будут реализованы в ближайшие годы (поставка по ним будет осуществляться по долгосрочным контрактам по опробованным в Европе механизмам ценообразования), а также обсуждаемых проектов с Ближнего Востока и Каспийского региона, особый интерес представляет программа развития СПГ в этих странах.

Благодаря тому, что сделки на поставку СПГ в Китай заключались в период затишья на рынке, представителям «поднебесной» удалось выбить достаточно лояльные условия у поставщиков. Для первого, построенного в Китае завода в Шэньчжэне в провинции Гуандун, была сохранена методика «S-образной кривой» и базисная цена могла составлять 2,85 дол. за млн БТЕ. Для второго проекта в провинции Фуцзянь цена могла находиться на отметке 2,76 дол./млн БТЕ. Сейчас, когда рынок активизировался, стоимость китайских контрактов квалифицируются в качестве низшей отметки ценообразования в АТР.

Из большого числа предложенных в Индии проектов было реализовано лишь два — в настоящее время эксплуатируются терминал компании Petronet в Дахедже и объект Shell в Хазире — оба в штате Гуджарат. Третий терминал в Кочине (*Kochi*), штат Керала, находится в стадии сооружения. Объект в Хазире необычен тем, что он проектировался как торговый терминал, где Shell и её партнёр Total намеревались совершать краткосрочные операции с партиями СПГ из своих портфелей поставок. Это пример осуществления в сфере сбыта и переработки перепродажи объёмов, реализованных на началах самоконтрактования, без заключения официальных договоров купли-продажи с клиентами.

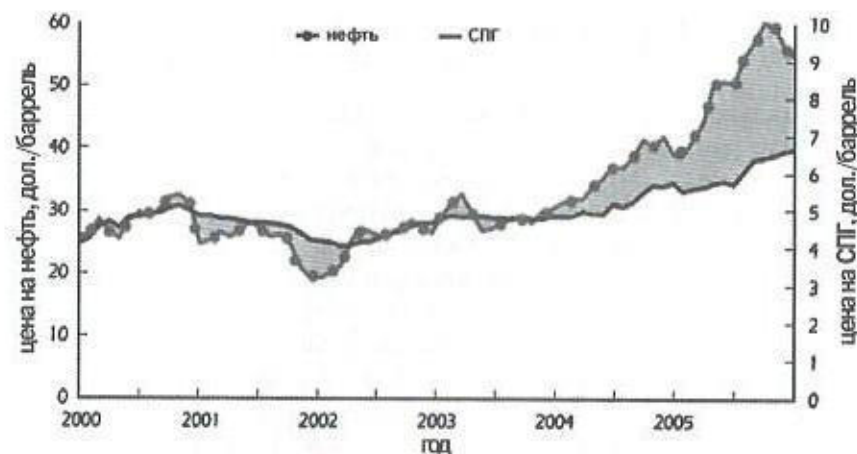
Для объекта в Дахедже был заключен долгосрочный контракт с Rasgas. Для него также характерен отход от традиционной для Северо-Восточной Азии договорной практики в том плане, что в нём предусмотрено применение фиксированной цены в течение пяти лет, прежде чем начнёт действовать положение об индексации по отношению к цене нефти. По имеющимся сведениям, цена FOB Катар составляет 2,53 дол. США за млн БТЕ. По истечении периода фиксированной цены контракт предположительно будет привязан к цене нефти в 20 дол. США за баррель, причём коэффициент $A=0,13$ в формуле

$$P=A \cdot \text{Цена нефти.}$$

Рост цен на нефть в последние годы, а также проблемы с поставками СПГ из Индонезии привели к увеличению цен на СПГ на рынке АТР (рис. 5.13). Вместе с тем, рост цен на нефть имел ещё одно серьёзное последствие. Ограничение цен и «S-образные кривые», которые предназначались для предотвращения негативного влияния обвалов нефтяного рынка на цену СПГ, стали действовать как фактор сдерживания её роста в периоды повышения цен на нефть. Механизмы установления верхнего предела цен, по сути, аннулируют традиционную привязку нефти и СПГ.

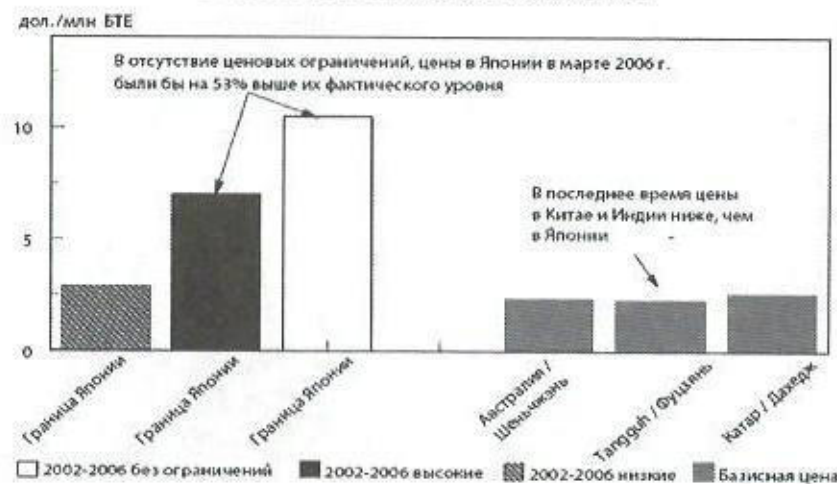
Различие между ценами для Китая и Индии и ценами на границе Японии показано на рис. 5.14, где они сравниваются между собой в единой ближневосточной контрольной точке (точке определения чистой экспортной стоимости поставок из Катара). На рисунке также показано насколько выше были бы сейчас цены для Японии, если бы не был установлен их верхний предел, а «S-образные кривые» не сглаживали влияние высоких цен на нефть.

Условия контрактов в АТР — это закрытая информация, однако есть сведения об отказе от использования JCC как мерила уровня цен на нефть. Несмотря на прозрачность JCC, этому показателю свойственны две проблемы. Во-первых, он не отражает свободные цены на нефть, например, на *WTI* в Северной Америке или *Brent* в Северном море. А во-вторых, поставляемая в Японию нефть, в среднем, является относительно тяжёлой, в то время как СПГ должен предположительно конкурировать с более лёгкой малосернистой нефтью. По имеющимся данным, в одном из контрактов в Азии при определении цены на нефть в качестве эталонной использовалась нефть марки *Brent*.



Источник: IEA, Natural Gas Market Review 2006

Рис. 5.13. Цены на нефть и СПГ в АТР



Источник: Секретариат Энергетической хартии. Цена Энергии, 2007

Рис. 5.14. Цены на СПГ в единой ближневосточной контрольной точке и цены в условиях отсутствия ограничений

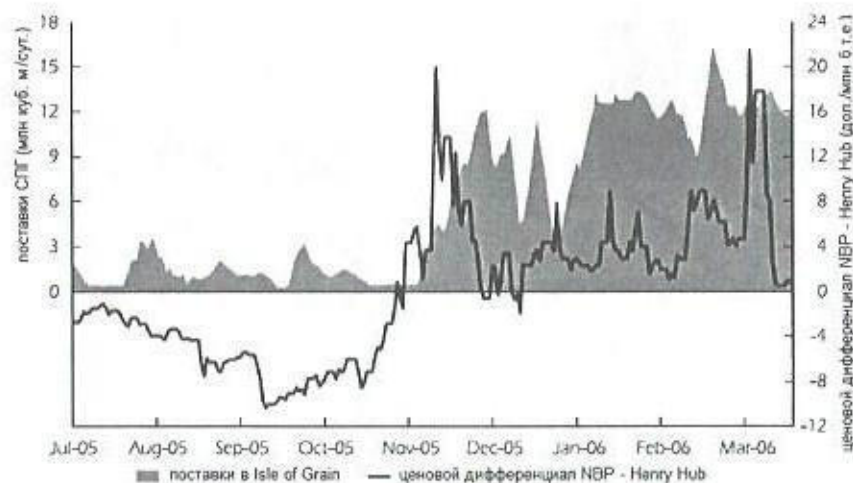
В дальнейшем в договорных отношениях будут предприниматься определённые шаги к отказу от использования механизмов ограничения цен. Это позволило бы устранить фактическую расстыковку цен на нефть и СПГ, которая происходит в результате ограничения цен и применения «S-образной кривой».

5.5 Формирование трансконтинентального рынка газа и долгосрочные контракты

Дальнейшее развитие газового рынка будет сопровождаться интеграцией региональных рынков посредством СПГ-инфраструктуры. Этот процесс будет весьма сложным и даже болезненным, поскольку региональные рынки сильно разнятся по своей структуре и моделям развития.

Уже сейчас происходит объединение отдельных региональных рынков. Так ценовые сигналы либерализованных рынков США и Великобритании влияют на баланс спроса и предложения в этих странах. Из рис. 5.15 видно, что в целом с изменением цен на газ в Великобритании с небольшим временным лагом тот же тренд приобретает объем поставок. То есть с увеличением цены на газ производители переориентируют поставки на рынок с высокой ценой, и наоборот, с уменьшением цены объем поставок снижается. Это говорит о возникающей сильной взаимосвязи двух рынков.

В будущем также возможно формирование евроазиатского газового рынка. Развитие газового сектора в развивающихся



Источник: IEA, Natural Gas Market Review 2006

Рис. 5.15. Поставки СПГ в Великобританию и ценовой дифференциал NBP — Henry Hub

азиатских экономиках даст толчок к осуществлению крупных инфраструктурных проектов. Например, газопровод Россия-Китай — это начальный этап формирования газового рынка континентальной Азии. Обсуждается еще ряд трубопроводных проектов, некоторые из которых могут быть реализованы. Безусловно, ведущую роль в формировании евроазиатского рынка будет играть Россия. Однако, разница уровня экономического развития, различные ценовые условия, а также огромные расстояния будут основными факторами, определяющими развитие этого рынка.

То, что объединение региональных сегментов газового рынка будет происходить — это очевидно. Однако огромное количество задач, которые придется решать на этом пути, делает задачу прогнозирования сроков формирования глобального газового рынка практически невыполнимой.

Один из основных вопросов, который должен быть решен для обеспечения стабильности развития глобального газового рынка — это процентное соотношение долгосрочных и краткосрочных контрактов. И универсального ответа здесь нет, и вряд ли когда будет. Успешное функционирование рынка на основе оптимального соотношения долгосрочных и краткосрочных контрактов определяется спецификой рынка, его структурой и моделью регулирования.

Либерализация газовых рынков США и Великобритании, которую можно назвать успешной (хотя итоги явно неоднозначные и требуют тщательного анализа) породило желание к схожим процессам и в континентальной Европе. Однако модель развития рынка, опробованная на США и Великобритании, не приведет к тем же результатам, и это очевидно уже многим. Более того, подобные реформы могут дестабилизировать рынок и привести к серьезным отрицательным последствиям.

Долгосрочный контракт связывает поставщика и потребителя на длительный период (15...25 лет) обязательствами, выполнение которых гарантирует желаемый эффект для обеих сторон. Подобный контракт позволяет распределить риски: покупатель берет на себя риск объема, а продавец ценовой риск (индексация к альтернативным топливам). Краткосрочные и спотовые контракты переносят большую часть рисков на поставщиков. В результате поставщики, действующие в условиях

преобладания краткосрочной торговли, пытаются снизить риски различными способами. Ярким тому примером является нефтяной рынок с доминированием стран ОПЕК в структуре поставок. Олигополистическая структура поставщиков доминирует и на рынках меди, алюминия, железной руды и др.

Дебаты по поводу роли долгосрочных контрактов активно велись на заре либерализации (1980-е гг.), а после поутихли. Но сейчас, когда на повестку дня выходит вопрос глобальной энергетической безопасности и, как следствие, национальных ее составляющих, роль долгосрочных контрактов начинает пересматриваться.

Последние тенденции на рынках США и Великобритании свидетельствуют о том, что крупные потребители стремятся заключать и перезаключать долгосрочные контракты. Уже сейчас их доля на рынке Великобритании составляет 85%.

Современное состояние либерализованных рынков США и Великобритании позволяет говорить о двойственности процесса дерегулирования газового рынка. Сейчас становится очевидным, что процесс формирования трансконтинентального газового рынка не может и не должен полностью повторять путь эволюции нефтяного рынка. Долгосрочные контракты, по всей видимости, будут оставаться основой договорных отношений в газовом сегменте. Краткосрочная торговля, а также финансовые инструменты снижения рисков, безусловно, также необходимы, т.к. делают рынок более гибким.

Баланс между поставками по краткосрочным и долгосрочным контрактам должен различаться для отдельных географических сегментов, т.к. условия везде разные. Однако для стабильности газового рынка этот баланс должен быть смещен в сторону долгосрочных контрактов. Ценовые колебания, которые приносит спотовая торговля, негативно влияют на развитие инфраструктуры и масштабные капиталовложения, что для газового сектора является основой устойчивого развития.

В наиболее распространенных в настоящее время долгосрочных газовых контрактах с индексацией цен на нефть ценовые колебания сглаживаются за счет пересчета формул-привязок раз в 3 месяца с использованием средних значений цен на нефть за 6 или 9 месяцев. Подобная система действует и на либерализованных рынках, где цена определяется как сред-

нее значение ежедневных газовых котировок. Это позволяет снижать волатильность и вносить элемент стабильности в газовый рынок.

В то же время развитие спотового и фьючерсного рынка неизбежно и даже необходимо. Этот сегмент добавит формирующемуся трансконтинентальному рынку газа гибкости и ликвидности. В ближайшие годы планируется увеличение рынков спот и производных инструментов на 20%, однако эту цифру обеспечит в основном вторая составляющая. Ввиду повышенных рисков в сегменте СПГ торговля производными инструментами будет увеличиваться.

Интерес финансовых институтов, заинтересованных в спекулятивной игре, появится к газовому рынку с развитием СПГ-инфраструктуры. Способствует становлению спотовой СПГ торговли и наметившаяся тенденция к либерализации газовых рынков. Процесс дерегулирования национальных газовых рынков запущен в Австралии, Японии и Южной Корее. Будущее либерального европейского рынка пока еще не совсем очевидно. Это обусловлено структурой поставок.

Однако развитие СПГ-инфраструктуры не избавит рынок от ценовых шоков, т.к. проблема нехватки мощностей по доставке газа конечным потребителям останется. Резкие всплески цены будут наблюдаться в большинстве своем в США в зимние месяцы с определенным интервалом (вероятно 2...3 года). Это связано с несопоставимыми с другими регионами объемами потребления. Но амплитуда «скачков» будет уменьшаться со временем. Это будет обусловлено намеченным запуском крупных инфраструктурных проектов по доставке газа из Аляски и района Скалистых гор в 2009–2012 гг.

В то же время, ожидается значительное изменение структуры потребления основного конкурента газа — мазута. Его экологическая неэффективность (содержание серы доходит до 1%) делает этот продукт неэффективным для применения в современной экологически безопасной модели энергетики. Экологические аспекты становятся все более важным условием в современном мире.

Доля мазута в производстве электроэнергии значительно снижается и, вероятно, в ближайшие 4...5 лет использование этого топлива будет обусловлено только пиковыми нагрузками.

В США этот процесс будет идти медленнее ввиду того, что страна не подпадает под ограничения Киотского протокола. В Европе же применение мазута в отдельных странах в периоды пиковых нагрузок будет зависеть от ценовой ситуации на газовом рынке, а также на рынке разрешений на выбросы, поэтому ценовой порог переключения электроустановок с газа на мазут здесь будет значительно выше, чем в США. К тому же переключение с газа на мазут будет обуславливать увеличение активности на европейском рынке квот на выбросы парниковых газов. Подобная ситуация будет наблюдаться и в Японии и в Южной Корее.

5.6 Анализ цен на газ на рынке США и прогноз до 2030 года

Несмотря на формирование в США ликвидного рынка газа и провозглашение конкуренции «газ — газ» основным фактором, определяющим ценообразование, цены на нефть продолжают оказывать существенное влияние.

В данной работе используются данные с начала 1989 г. по лето 2007 г. (рис. 5.16). Во времени развитие газового рынка США можно условно разбить на три интервала:

- начало спотовой торговли — зима 2000–2001 гг.,
- зима 2000–2001 гг. — зима 2006–2007 гг.,
- зима 2006–2007 гг. по настоящее время.

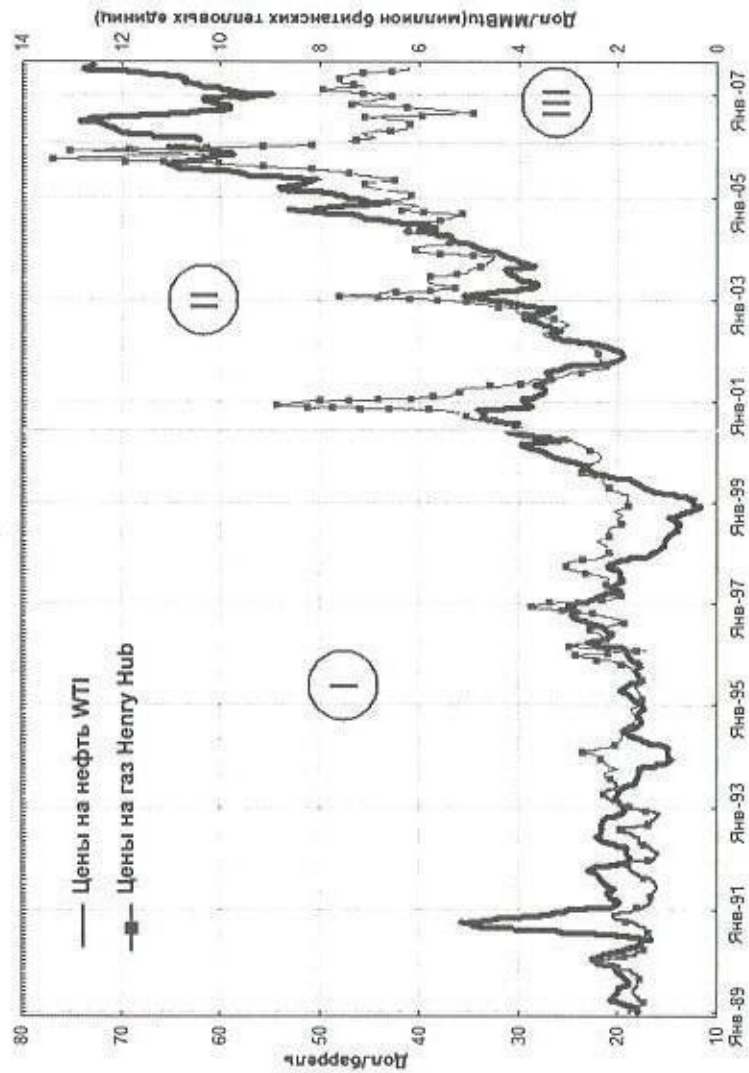
На всем рассматриваемом периоде сохранялась сильная корреляция нефтяных и газовых цен (коэффициент корреляции временных рядов составляет 0,85).

Первый временной интервал можно охарактеризовать, как период «спокойного развития». В это время американская газовая промышленность развивается без каких-либо серьезных потрясений. Однако недостаток инвестиций, обусловленный волатильностью спотового рынка, в развитие транспортной инфраструктуры и холодная зима стали причиной «газового шока» зимой 2000–2001 гг.

Если до зимы 2000–2001 гг. цены на газ вели себя достаточно «вольно», сохраняя при этом зависимость от нефтяных котировок, которая, однако, была ниже, чем на последующих временных интервалах, то после «газового шока» рынок, по всей видимости, потерял ориентиры. Это подтверждает и почти идентичное движение цен с момента резкого увеличения газовых котировок до зимы 2002–2003 гг.

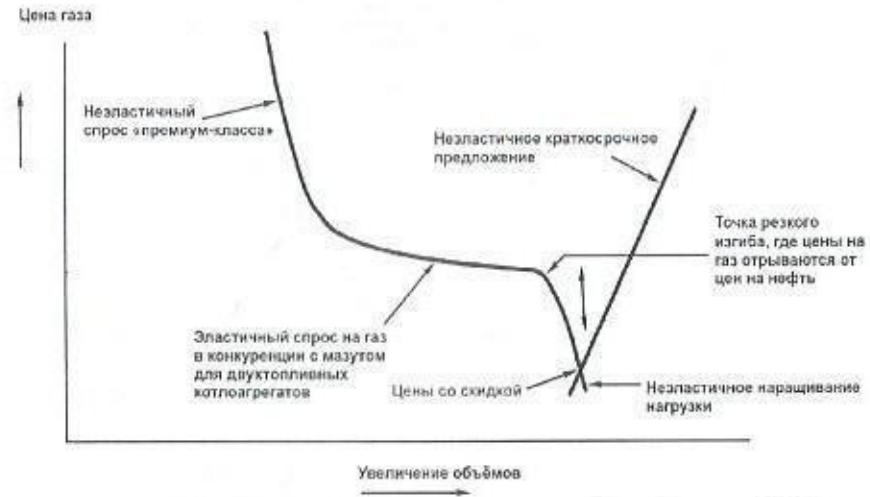
После зимы 2005–2006 гг. взаимосвязь газовых и нефтяных цен резко упала. Это можно объяснить насыщением рынка (уровень газа в подземных хранилищах США достиг рекордного уровня 1990 г.), а также реакцией спроса на увеличивающиеся цены на нефть и нефтепродуктов. Возможно, подобная ситуация — временное явление.

Сильная взаимосвязь в период с 1989 г. обуславливается спросом на газ и нефтепродукты, как на конкурирующие топлива.



Источник: составлено авторами.

Рис. 5.16. Исторические цены на нефть и газ



Источник: Секретариат Энергетической хартии, Цена Энергии, 2007

Рис. 5.17. Кривые спроса и предложения для рынка газа

Краткосрочное предложение относительно неэластично. В условиях избытка предложения спрос также неэластичен, поскольку потребители, стремящиеся использовать газ, могут получить его, а наращивание дополнительных газопотребляющих мощностей за счёт предоставления ценовых скидок представляет собой достаточно медленный процесс. В итоге поведение газовых цен обуславливается ценовыми скидками, и цены на нефть не имеют значения.

Вместе с тем, на рис. 5.18 показано, что происходит с ценообразованием по мере роста напряжённости рынка. Конкурентная борьба за краткосрочное предложение способствует быстрому росту цен до пологого участка кривой, отражающего цены на мазут («зона 1»). Если же рынок достаточно напряжён,

С позиций экономической теории предложение растёт с повышением уровня цен, а спрос в то же время падает. При цене рыночного равновесия наблюдается баланс спроса и предложения. Различные показатели эластичности сегментов рынка и конкуренция с нефтепродуктами делает эту взаимосвязь куда более сложной. На рис. 5.17 показана картина формирования цены на газ в США, учитывающая эти особенности.

возможности переключения на мазут исчерпываются и цены устремляются к следующему пологому участку, отражающему цены на дистилляты («зона 2»). Именно такое состояние рынка преваляло в период газового ценового шока зимой 2000–2001 гг.



Источник: Секретариат Энергетической хартии, Цена Энергии, 2007

Рис. 5.18. Кривые спроса и предложения для рынка газа

В течение продолжительного периода привязки к ценам на нефть с 2001 г. до начала 2006 г. цены обнаруживали тенденцию к колебанию между ценовыми паритетами с мазутом и дистиллятным топливом.

Теперь следует рассмотреть такое важное понятие для нефтегазового рынка, как волатильность. Как видно из рис. 5.19 ежемесячное изменение цен на газ в целом превосходит этот показатель по нефти.

Подобные результаты свидетельствуют о высокой скорости изменения цены. Поэтому ценовые движения, обусловленные дисбалансом рынка, могут приобретать обвалный характер. Вероятно, что подобные ценовые колебания привлекут спекулятивных игроков на рынок производных инструментов газового сектора. Потому в будущем возможно еще большее увеличение волатильности цен на американском рынке.

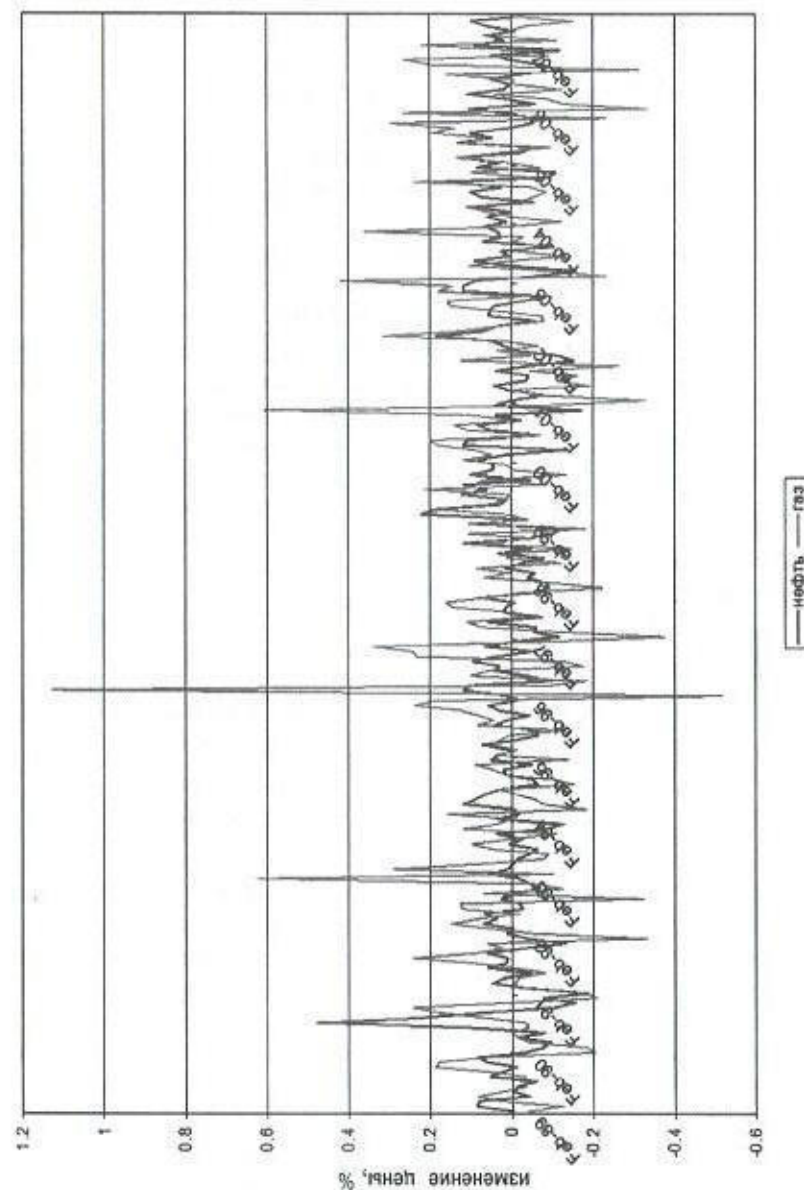


Рис. 5.19. Ежемесячное изменение цен на нефть и газ

Сильная ценовая взаимосвязь газовых и нефтяных цен на либерализованных рынках будет наблюдаться и далее. Однако рынок газа переживает процесс интеграции региональных сегментов посредством СПГ-инфраструктуры, поэтому взаимосвязь будет ослабевать. Развитие спотовой торговли также будет способствовать этому процессу. При дальнейшей интеграции региональных сегментов газового рынка ценовым ориентиром помимо нефтяных котировок станет рынок США, как наиболее крупный.

Существующая динамика цен на газ и нефть на рынке США не позволяет создать четкую математическую модель, т.к. корреляция между влияющими параметрами в различные периоды времени сильно меняется. Был проведен корреляционный анализ цен на газ и следующих параметров (в данном исследовании год начинался не с января, а с марта; это было сделано для ограничения распространения влияния аномальных ценовых выбросов на один год), табл. 5.1:

- добыча газа в США;
- импорт газа в США;
- мощность ПХГ;
- рабочий газ в ПХГ;
- потребление газа в США;
- gas-weighted heating degree days (индикатор, используемый для оценки влияния погодных условий на потребление газа);
- оценочная разница между спросом и предложением;
- спотовая цена на нефть WTI.

В данной таблице прочерками отмечены поля, где коэффициент корреляции ниже (по модулю) 0,5. При наличии коэффициента большего, чем 0,75 можно говорить о достаточно сильной взаимосвязи. Как видно, во всем параметрам корреляция значительно меняется во времени, иногда даже меняет знак.

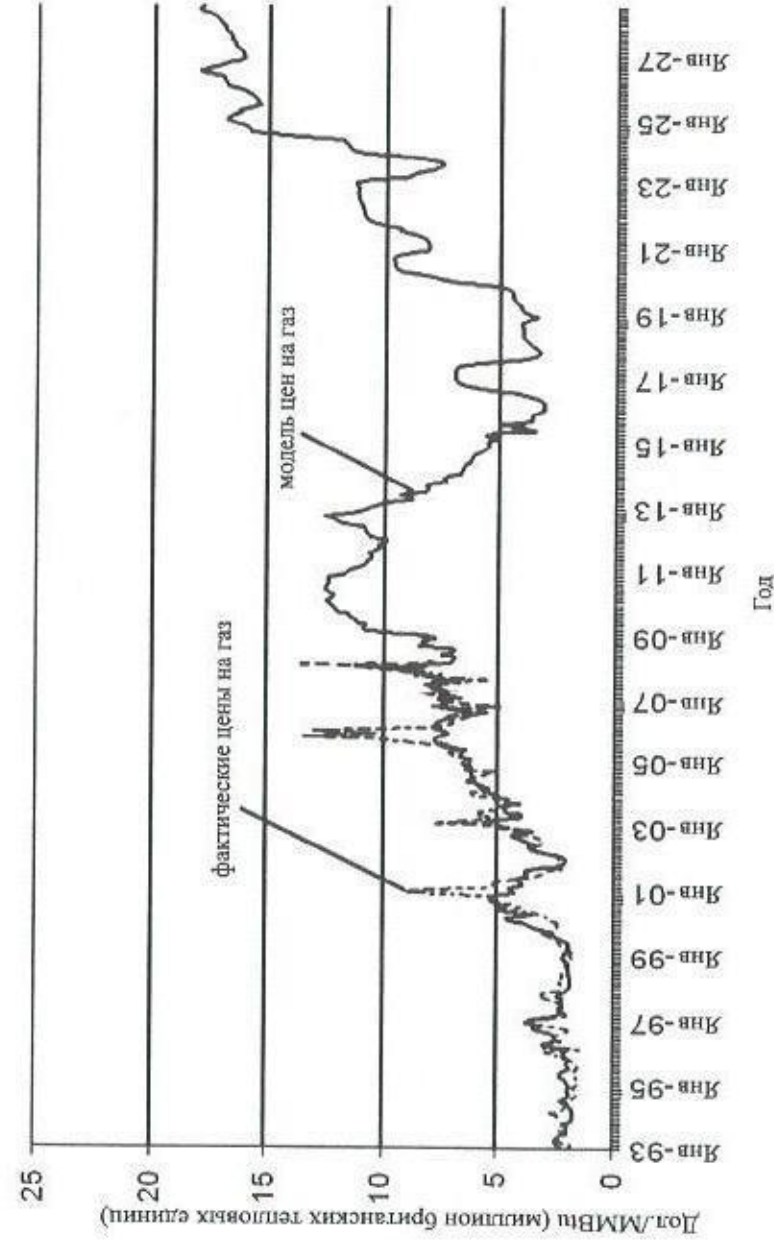
Основываясь на этих данных, для прогноза цен на газ на американском рынке было решено использовать нейронную сеть, которая хорошо работает в условиях отсутствия описательной математической модели. В результате была создана модель нейронной сети, результаты прогнозирования которой приведены на рис. 5.20. В качестве входного параметра использова-

Таблица 5.1. Коэффициенты корреляции влияющих факторов

Год	Добыча газа в США	Импорт в США	Мощность ПХГ	Рабочий газ	Потребление	Gas-weighted heating degree days*	Разница между спросом и предложением	Цены на нефть (спот)
1989	0,758483183	0,82534428	-0,60578248	-	0,702608273	0,725309559	-	0,740177578
1990	0,634418002	0,64873952	-	-	-	0,547583169	-0,912906514	-
1991	-	-	-	0,653117467	-	-	-0,74665266	-
1992	-	-	0,599472574	-0,71640532	0,708210266	0,612860955	0,564763588	-0,56527475
1993	-	-	-	-	0,563312306	0,673715439	-0,573851231	-
1994	-	-	-	-	0,636891421	0,734150501	-0,552644033	-
1995	0,708779017	0,77568197	-	0,912889334	-	-	-	-
1996	0,646309865	0,72834728	0,597108091	-	-	-	-	-
1997	-	-	-0,71628222	0,501063084	-	-	-	0,778303807
1998	-	-0,68258617	0,553268597	0,71129792	-	0,727045753	-	0,623290582
1999	-	-	0,789316683	-	0,786072387	-	-	-
2000	-	0,91804697	-0,54077087	-0,8805338	0,71129792	-	0,686514028	-
2001	-	-	0,578398	-0,5756088	0,786072387	0,711373625	-	0,710203274
2002	-	-	-	-0,61773696	-	-	-	0,89811132
2003	-	-	-	-	-	-	-	-
2004	-	-	-	0,779343964	-	-	-0,697457629	-
2005	-	0,53859661	0,652071737	-0,50971247	0,637425227	0,51344073	-	0,51012349
2006	-	-	-	-	-	-	-	-

* Gas-weighted heating degree days (индикатор, используемый для оценки влияния погодных условий на потребление газа)

Источник: составлено авторами.



Источник: составлено авторами.

Рис. 5.20. Прогноз цен на газ в ценах соответствующего периода

лись только цены на нефть, т.к. использование остальных параметров связано с необходимостью прогнозировать и их, что делает весь процесс весьма трудоемким и длительным. Полученная модель в целом повторяет тренд реальных данных и сильно коррелирует с ценами на нефть. Данный прогноз является в большей степени описательным, т.к. на полученные данные будет накладываться краткосрочная колебательная динамика.

Важным фактом является то, что региональные сегменты газового рынка претерпевают сейчас изменения и движутся на пути к созданию единого рынка газа. Это, безусловно, будет способствовать сглаживанию ценовых дифференциалов. Такие тенденции со временем приведут к ослабеванию взаимосвязи между нефтяными и газовыми котировками.

Данный прогноз приведен для рынка США, который впрочем будет являться ценовым ориентиром для остальных региональных сегментов. Регионы же с значительным доминированием долгосрочных контрактов (континентальная Европа и АТР) сохраняют существующую систему ценообразования. Однако с развитием спотовой торговли в Европе и АТР возможен переход на использование в формулах привязках по долгосрочным контрактам котировок газовых бирж. Поэтому ценовая динамика на этих рынках в долгосрочном периоде будет повторять движения американского рынка. Возможны существенные различия по ценовым уровням долгосрочных контрактов. Это обусловлено различной ценой спроса в развитых и развивающихся странах.

ГЛАВА 6

ЭНЕРГЕТИКА БУДУЩЕГО И КОНКУРИРУЮЩИЕ РЕСУРСЫ

Мировая энергетическая система претерпевает в настоящее время существенные изменения. Начало 21 века стало важной вехой развития мировой энергетики. Трансформацию претерпевают все звенья энергетической системы. На наших глазах закладываются основополагающие принципы функционирования энергетики на ближайшие десятилетия. Помимо этого происходит интеграция нефтяного и финансового рынков. Трансформируется и сам рынок, где активно развивается торговля продукцией «зеленой» энергетики.

В современной энергетике наблюдаются две основные тенденции: диверсификация предложения энергии за счет возобновляемых источников энергии и снижение спроса на энергию путем повсеместного внедрения энергоэффективных решений. И как следствие этих тенденций: стремление мирового сообщества к снижению воздействия на окружающую среду. Таким образом, энергетика будущего, основы которой закладываются сейчас, будет базироваться на трех основополагающих принципах:

- 1) снижение доли углеводородной составляющей,
- 2) энергоэффективность,
- 3) экологическая безопасность.

Новая модель развития энергетики, основанная на этих принципах, безусловно, направлена на достижение цели устойчивого развития. Однако, кому она выгодна и какой эффект будет достигнут в конечном итоге — вопрос неоднозначный.

Сегодняшние участники мировых экономических процессов могут быть условно разделены на 3 группы: развитые, развивающиеся и беднейшие страны. Если рассматривать с позиций энергетики, то в целом картина следующая: развитые страны — это импортеры энергоносителей, развивающиеся страны — экспортеры, «бедняков» как-то охарактеризовать сложно, потому что они, по сути, находятся вне существующей энергетической системы. Для того, чтобы разобраться, кто больше выигрывает

от такой схемы эволюции энергетики, необходимо обратить внимание на суть изложенных выше принципов. Как можно в целом их охарактеризовать? Это — высокие технологии. А высокие технологии — это большая добавленная стоимость, включающая в себя научно-технический потенциал, человеческий капитал и другие виды нематериальных активов.

Соответственно наибольшую выгоду от такой модели развития энергетики получают развитые страны, которые являются основными производителями товаров с высокой добавленной стоимостью в современной экономике. Что касается развивающихся стран, то те из них, которые начинают отходить от сырьевой зависимости, имеют шансы перейти на качественно новый уровень в своем развитии. Остальные же обречены на экономическую зависимость от первой группы.

Судьба «бедняков» в подобной модели энергетики неоднозначна: при бездействии мирового сообщества они могут продолжить свое прозябание, и энергетический голод здесь будет только усиливаться. Но если предоставить этим странам некоторые преференции, например, обеспечение льготного доступа к высоким энергетическим технологиям, то они имеют уникальный шанс построения локальных энергетических систем, отвечающих всем требованиям современного мира.

В любом случае энергетика 21 века уже не будет той, к которой мы привыкли. Создаваемая мировым сообществом модель развития энергетической системы наиболее благоприятна для достижения устойчивого развития общества в целом. Однако выгода для различных государств будет значительно отличаться, а это станет причиной дальнейшего расслоения на «сильных» и «слабых».

В то же время само развитие энергетики неизбежно скажется и на трансформации мирового рынка, на котором наряду с нефтегазовыми ресурсами и продуктами все более значимую роль будут играть технологии энергетического сервиса, энергосбережения и возобновляемой энергетики.

Углеводородная составляющая доминирует в мировой энергетике уже на протяжении многих столетий и вряд ли это положение изменится в ближайшее столетие. Несмотря на наметившуюся тенденцию к широкому использованию возобновляемых источников энергии, доля углеводородов в мировом

энергетическом балансе находится на уровне 80–81% и с 2030 г. эта доля останется приблизительно на уровне 70%. Такая ситуация обусловлена стремительным увеличением потребления энергии, обеспечить которое может только традиционная энергетика с преобладанием углеводородов в структуре потребления.

Безусловно, в развитых странах потребление возобновляемой энергии будет увеличиваться как в абсолютном, так и в относительном выражении, ввиду их технологической оснащенности, сильной финансовой базы и стремления снизить зависимость от импорта. Однако даже в этих странах возобновляемая энергия и технологии ее использования останутся товаром, ограниченным по объему, но не по его значению.

Наиболее активно этот новый ресурс намечается использовать в ЕС, где официально поставлена задача — увеличить объем возобновляемых источников энергии в структуре ТЭБ до 20% к 2020 г.

С точки зрения рынка, возобновляемые источники энергии — это товар, удовлетворяющий современным тенденциям в энергетике. В 21 веке будет действовать модель экологически чистой и эффективной энергетической системы. Очевидно, что подобная модель диктуется осознанием масштаба человеческого воздействия на среду обитания. Очевидным также является то, что подобная модель продвигается развитыми странами, которым это наиболее выгодно. Постулаты развития современной энергетике, установленные развитыми странами, таковы: энергоэффективность, энергосбережение и экологическая безопасность. Энергетика и экономика в целом, основанные на этих принципах — это высокотехнологичные и наукоемкие системы, потребляющие и производящие продукты с высокой добавленной стоимостью. Основными производителями подобных товаров являются развитые страны. Энергоэффективная модель экономики, во-первых, снижает потребление и потери энергии, а во-вторых, увеличивает стоимость производимой продукции.

Поэтому и применение термина «альтернативные источники энергии», на наш взгляд не совсем объективно, так как не отражают восприятия этого товара рынком. Возобновляемая энергетика — это не альтернатива углеводородной энергетике, это дополняющий ее компонент. Понятие «альтернативные ис-

точники энергии» появилось ввиду широкого и не всегда обоснованного развития углеводородной энергетике. Существуют такие районы, где целесообразней использовать возобновляемые источники энергии и уже углеводороды по отношению к ним могут являться альтернативой. Возобновляемые источники энергии дают возможность локальным и региональным энергетическим системам возможность развиваться, следуя современным тенденциям энергоэффективности и экологической безопасности.

Использование экологически чистых возобновляемых источников энергии повышает общественный имидж и увеличивает нематериальный капитал самих компаний, в т.ч. и нефтегазовых гигантов.

Современные курс на энергоэффективность и экологическую чистоту — это, безусловно, наиболее эффективный алгоритм развития мировой энергетике. Такая модель развития еще больше увеличит влияние развитых стран на мировую экономическую систему и закрепит их лидерство.

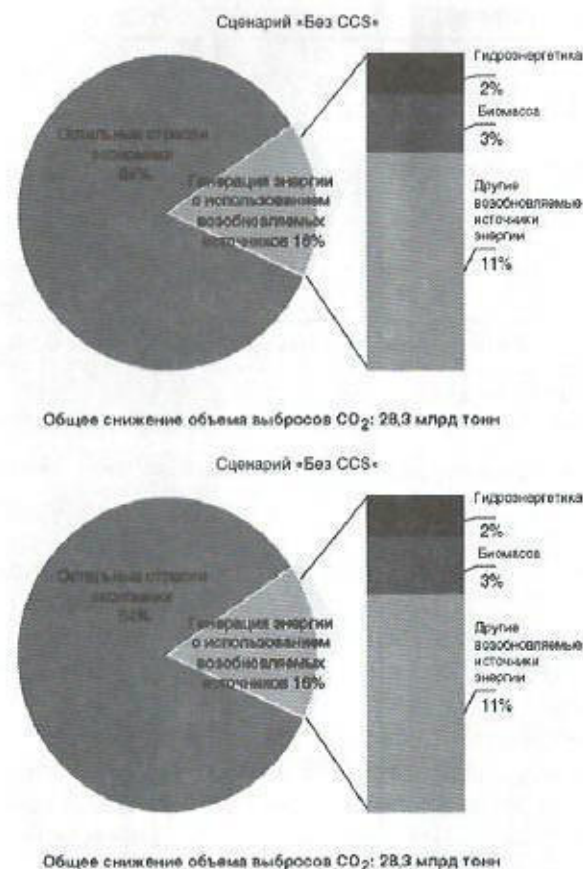
6.1 Возобновляемая электроэнергетика

Возможности гидроэнергии для генерации электричества стали известны более века назад. Возможности использования других возобновляемых источников энергии в значительной мере были реализованы лишь в последние десятилетия. В их развитии ключевую роль играют новые технологии. Использование возобновляемых источников энергии для генерации электричества имеет несколько преимуществ — это неисчерпаемый источник энергии, он не дает выбросов CO_2 , позволяет снизить зависимость от импортируемого ископаемого топлива, а также дает возможность государствам со скромными энергетическими потребностями избежать необходимости построения сложных энергетических систем с затратной транспортной инфраструктурой и серьезной нагрузкой на экологическую обстановку.

Внедрение возобновляемых источников энергии — ключевой элемент любой стратегии, направленной на существенное снижение выбросов CO_2 . Особо наглядно это видно на примере новой Энергетической стратегии ЕС. Основное препятствие на пути быстрого распространения возобновляемых источников энергии для производства электричества — их стоимость. Некоторые виды возобновляемых источников (энергия воды, ветра, биомасса, геотермальная энергия) уже конкурентоспособны в ряде регионов, где эти ресурсы особенно доступны или дешевы.

Международное Энергетическое Агентство в справочнике *Renewables Information 2006* дает 4 сценария развития возобновляемой энергетики. Значительная часть потенциальных возможностей использования недорогих вариантов возобновляемой энергетики включена в Базовый сценарий Международного Энергетического Агентства (IEA). В сценариях ускоренного технологического развития (АСТ, Accelerated Technology) гидроэнергетика дает снижение выбросов CO_2 почти на 2%. Тем не менее, основной рост использования возобновляемых источников энергии, прогнозируемый в этих сценариях, связан не с гидроэнергией, а с энергией ветра, биомассы, солнца и геотермальной энергией. В сценарии Мар (Сценарий АСТ Мар — самый оптимистичный вариант) на долю биомассы приходится около 2% общего снижения выбросов

CO_2 (относительно Базового сценария МЭА). Другие, отличные от гидроэнергии, возобновляемые источники энергии дают снижение выбросов CO_2 на 6%. В сценарии «Без технологии сбора и хранения CO_2 (CCS, Carbon Capture and Storage)» отсутствие CCS компенсируется большим использованием биомассы и других, отличных от гидроэнергии, возобновляемых источников энергии (рис. 6.1). В табл. 6.1 показана значимость различных вариантов генерирования энергии из возобновляемых



Источник: IEA, *World Energy Outlook 2006*
Рис. 6.1. Доля возобновляемых источников энергии в глобальное снижение выбросов CO_2 по сценариям Мар и «Без CCS» на 2050 г. (по сравнению с Базовым сценарием)

Таблица 6.1. Снижение выбросов CO₂ в результате использования возобновляемых ресурсов

Технологии	2015 г.	2030 г.	2050 г.	млрд т CO ₂ в год
Гидроэнергия (малые и крупные станции)	*	***	***	0,5
Биомасса	**	**	***	0,5
Геотермальная энергия		**	**	0,3
Энергия ветра (береговые и морские станции)	**	***	****	1,3
Солнечные фотоэлектрические элементы		*	**	0,3
Концентрация солнечной энергии (нагрев)		*	**	0,2
Энергия океана			**	0,1

Примечание: Снижение выбросов иллюстрируется числом звездочек:

* (< 0,1 млрд т CO₂ в год),

** (0,1..0,3 млрд т),

*** (0,3..1 млрд т),

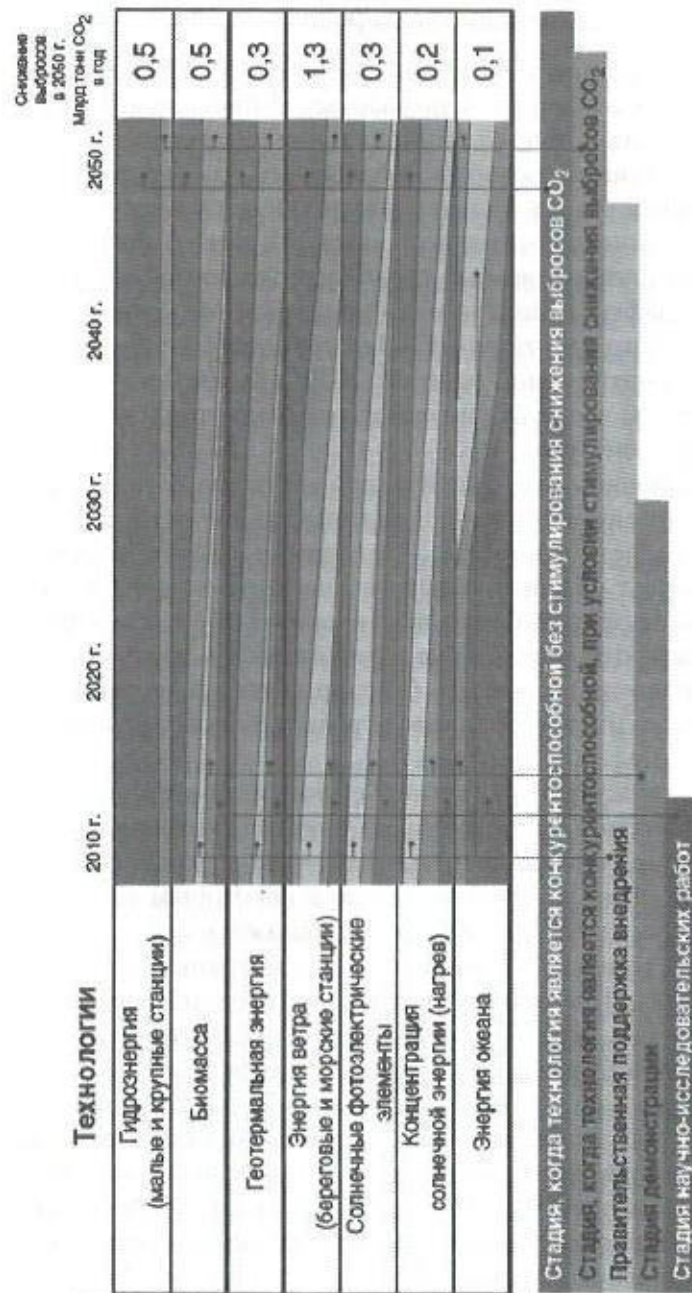
**** (> 1 млрд т).

Оценки снижения выбросов CO₂ в последней колонке относятся к сценарию Мар.

Источник: IEA, World Energy Outlook 2006

источников с точки зрения выбросов CO₂ в ближайшие десятилетия. Все источники, кроме энергии океана, к 2050 г. играют важную роль. Гидроэнергия уже широко применяется для выработки электричества, и ее использование будет существенно расширяться.

В последующие десятилетия энергия биомассы и ветра может вносить существенный вклад, так как многие виды соответствующих технологий уже конкурентоспособны на региональных рынках. Ряд технологий использования возобновляемых источников уже адаптирован к местным условиям и готов к более широкому внедрению. Другие технологии требуют дальнейших научно-исследовательских работ. В результате различные стадии, на которых находятся технологии, со временем будут пересекаться (рис. 6.2).



Источник: IEA, World Energy Outlook 2006

Рис. 6.2. Достижение ценовой конкурентоспособности технологиями генерации энергии из возобновляемых источников

Имеются четыре основные движущие силы, заставляющие рынок использовать возобновляемые источники энергии.

Первой из них является национальная энергетическая безопасность. Текущие прогнозы показывают, что потребление нефти увеличивается все больше, закрепляя зависимость стран импортеров от иностранных нефтяных рынков. А это может привести к тому, что экономика стран будет уязвимой к перебоям в импорте нефти. Кроме того, по прогнозам Международного Энергетического Агентства (IEA, International Energy Agency) около 50% импортируемой нефти к 2050 г. будет приходиться на страны ОПЕК, что будет неблагоприятно влиять на мировую энергетическую систему.

Второй основной движущей силой перехода на возобновляемые источники энергии является выражение беспокойства по поводу изменения климата. Источники возобновляемой энергии помогают обеспечить энергетические потребности, сокращая в то же время выбросы парниковых газов в атмосферу. Экологически эффективная модель энергетики, к которой стремятся развитые страны, весьма благоприятна для увеличения доли возобновляемых источников энергии в системе энергообеспечения.

Третьей движущей рыночной силой является себестоимость возобновляемых источников энергии, которая уменьшается на протяжении десятилетий, и которая, согласно имеющимся прогнозам, применительно к некоторым возобновляемым источникам энергии будет продолжать сокращаться. Снижающиеся издержки возобновляемых источников энергии могут объясняться наличием усовершенствований в технологиях их получения. По мере приобретения зрелости данной отрасли издержки будут продолжать снижаться.

Последняя, но не по своей значимости, сила — это идеологический настрой общества. Идеологические рамки, в которых развивается современная энергетика, а также экономические механизмы их осуществления обуславливают и стимулируют развитие экологически чистых и эффективных энергетических систем различного масштаба.

По оценкам МЭА, общий мировой технически осуществимый потенциал гидроэнергетики составляет 14 000 ТВт·ч в год, из них около 8 000 ТВт·ч в год рассматриваются в настоящее время как экономически обоснованные. На сегодня мощности объемом около 808 ГВт либо эксплуатируются, либо находятся на стадии строительства с предполагаемым ежегодным совокупным объемом генерируемой энергии около 7 080 ТВт·ч. Большая часть оставшегося потенциала гидроэнергетики расположена в Африке, Азии и Латинской Америке. В Базовом сценарии МЭА большая часть экономического потенциала гидроэнергетики, как наиболее экологически чистого сегмента мировой энергетики, будет освоена к 2030 г. Кроме того, 5% мирового потенциала гидроэнергетики к этому периоду будет использоваться через малые станции. Технический потенциал малой гидроэнергетики во всем мире оценивается на уровне 150...200 ГВт. Локальные гидроэнергетические системы получают развитие с технологическим совершенствованием установок и увеличением стоимости основных энергоносителей.

Существующие крупные гидроэлектростанции во многих случаях являются самыми низкочастотными источниками электроэнергии на сегодняшнем энергетическом рынке. Причина этого в том, что большинство станций было построено много лет назад и их стоимость полностью амортизирована. Для новых крупных станций затраты на генерацию лежат в пределах 0,03...0,04 дол./кВт·ч. Затраты на генерацию на малых гидроэлектростанциях (мощностью <10 МВт) оцениваются на уровне 0,02...0,10 дол./кВт·ч, причем минимальные затраты приходятся на регионы с высоким качеством гидроресурсов. После списания высоких первоначальных затрат электростанции могут генерировать энергию с еще меньшими затратами, так как они обычно эксплуатируются без больших затрат на замещение оборудования в течение 50 и более лет.

Большинство дешевых гидроресурсов уже используется, особенно в странах, членах МЭА. Это ограничивает масштабы дальнейшего развития. Несмотря на абсолютную нетоксичность гидроэнергетики, она негативно влияет на существующие эко-

системы и, в первую очередь, на популяции рыб, а также вызывает социальную напряженность на межгосударственном уровне. Большая гидроэнергетика требует наличия стабильной правовой системы и соответствующего разделения бремени и преимуществ гидроэнергетики с местным населением.

Гидроэнергетика является хорошо разработанной и коммерчески конкурентоспособной технологией. Прогнозы МЭА об освоении значительной части экономического гидропотенциала к 2030 г. свидетельствуют о возрастающем интересе к этому виду возобновляемой энергии, как к одному из наиболее чистых и дешевых.

Геотермальная энергия

Существующие геотермальные станции расположены в районах геологической активности, где есть естественные источники пара или горячей воды. Потенциал таких источников в значительной степени уже использован. Потенциал новых геотермальных технологий, таких как использование сухих горячих подземных пород, огромен, но пока даже не затронут. В основном он сконцентрирован в районах повышенной геологической активности. В сценариях МЭА доля геотермальных источников в мировой структуре энергетики составляет в 2050 г. от 2 до 3%.

Современная стоимость генерации на существующих станциях, к примеру, в США относительно низкая и составляет 0,015...0,025 дол./кВт. Основываясь на анализе, проведенном в работе МЭА, оценочная стоимость производства геотермальной энергии в ближайшие десятилетия будет составлять 0,03...0,08 дол./кВт в зависимости от «качества» энергоносителя. Первоначальные инвестиции в разведку ресурсов и строительство станций будут составлять значительную долю общих затрат. Одни только затраты на бурение могут составить от одной трети до половины общей стоимости геотермальной станции. Затраты на генерацию 1 кВт для систем, использующих в качестве источника сухие горячие породы, в Европе в настоящее время составляют 0,20...0,30 дол./кВт.

Основными препятствиями использования геотермальной энергии являются долгие сроки разработки проектов, риски и затраты на разведочное и эксплуатационное бурение. Проектные риски высоки из-за неопределенностей в отношении дол-

говечности работы оборудования в условиях тепловой и динамической нагрузки. Минерализованные воды и утечки из водоносных горизонтов могут представлять опасность для окружающей среды.

В настоящее время научно-исследовательские работы в этой отрасли сконцентрированы на повышении продуктивности геотермальных источников и использовании больших площадей, в частности нагретых пород-резервуаров, которые недостаточно проницаемы для воды. Геотермальная энергетика может выиграть в результате развития технологий в нефтегазовой промышленности — бурение горизонтальных скважин, технологии расширяемых монолитных труб, фрагментации горных пород и усовершенствованных сейсмических технологий.

Биоэнергетика

Производство электроэнергии из биомассы, основанное на обычном паровом цикле, является хорошо разработанной технологией. Биомасса представляет собой топливо, сходное с углем, поэтому для нее могут применяться такие же технологии. Важной опцией является возможность совместного сжигания биомассы и угля на угольных станциях.

В прогнозах МЭА использование биомассы (например древесины, отходов древесного производства, навоза, жмыха, черного щелока и т. д.) в абсолютных цифрах увеличивается, но доля биомассы в Базовом сценарии снижается с 9% в настоящее время до 7% в 2050 г. В сценариях АСТ новые биоэнергетические технологии увеличивают долю биоэнергетики в мировой выработке энергии до 15%. Для электроэнергии доля биоэнергетики в 2050 г. составляет 2% в Базовом сценарии и 3,0...6,5% в сценариях АСТ.

Новые технологии, такие как комбинированный цикл газификации на биомассе и газе (biomass integrated gasifier/gas turbine, BIG/GT) и IGCC сейчас разрабатываются, но пока являются высокочрезвычайными, и их внедрение идет медленно. Разрабатывается технология IGCC для черного щелока — побочного продукта производства целлюлозы. Помимо этих крупномасштабных технологий разрабатывается мелкомасштабная когенерация с использованием биомассы, которая также имеет немалый потенциал. Биомасса может использоваться

в качестве топлива в системах централизованного теплоснабжения, в местах, где есть достаточные запасы дешевых ресурсов.

Дополнительные инвестиции для совместного сжигания биомассы и угля составляют 50–250 дол./кВт. Затраты на генерирование энергии составляют от 0,02 дол./кВт·ч, если биомасса бесплатна, до 0,02 дол./кВт·ч, если она стоит 3 доллара за 1 ГДж. Сжигание биомассы для получения тепла и когенерации тепла и электроэнергии является коммерческой технологией для централизованных систем теплоснабжения в странах северной Европы. Электроэнергия, полученная в результате когенерации, продается по конкурентным ценам на спотовых рынках электроэнергии, то есть примерно по 0,04 дол./кВт. Общая стоимость производства зависит от цены на производимое тепло. Стоимость производства электроэнергии для новейших технологий обычно составляет от 0,10 до 0,13 дол./кВт, если цена биомассы с учетом доставки равна 3 доллара за 1 ГДж. При этом стоимость снижается в зависимости от цены проданного тепла или если имеется более дешевая биомасса. Потенциал снижения себестоимости ограничивается возможностью получения достаточного количества биомассы. Для крупных станций экономия за счет роста производства должна быть больше роста стоимости биомассы при ее сборе в больших масштабах (с учетом доставки).

Обычные технологии использования биомассы в качестве топлива могут быть экономически конкурентоспособны. Главным препятствием увеличения использования биомассы в больших масштабах является себестоимость систем, необходимых для целевого производства сырья, заготовок и транспортировки, а также высокая стоимость технологий конверсии топлива.

Большинство станций, использующих биомассу, зависят от отходов лесопереработки, сельского хозяйства, промышленности и бытовых отходов. Несмотря на то, что эти ресурсы часто остаются неиспользованными, серьезное расширение сырьевой базы потребует выращивания специальных энергетических культур, используемых в качестве топлива. Это может открыть новые экономические возможности для фермеров и владельцев лесных хозяйств. Может образоваться замкнутый круг, когда фермеры не захотят выращивать энергетические культуры

при отсутствии сформировавшегося рынка, а инвесторы будут настороженно относиться к финансированию станций, использующих биомассу, без гарантированных поставок топлива.

Значительная стоимость транспортировки биомассы подразумевает, что рынок должен быть внутренним. Все это обуславливает потребность в новой структуре бизнеса, отличной от той, которая обычно используется энергетикой.

Подходы на основе биоректификации биомассы потенциально могут удовлетворить значительную долю спроса на энергию в будущем и снизить стоимость производства электроэнергии. Научные усилия сейчас сосредоточены на снижении стоимости выращивания специальных культур, поиске путей минимизации воздействия на окружающую среду, разработке установок по биоректификации и созданию интегрированной биоэнергетической промышленности, связывающей воедино биоэнергетические ресурсы и производство различной продукции, включая энергию.

Ветряная энергетика

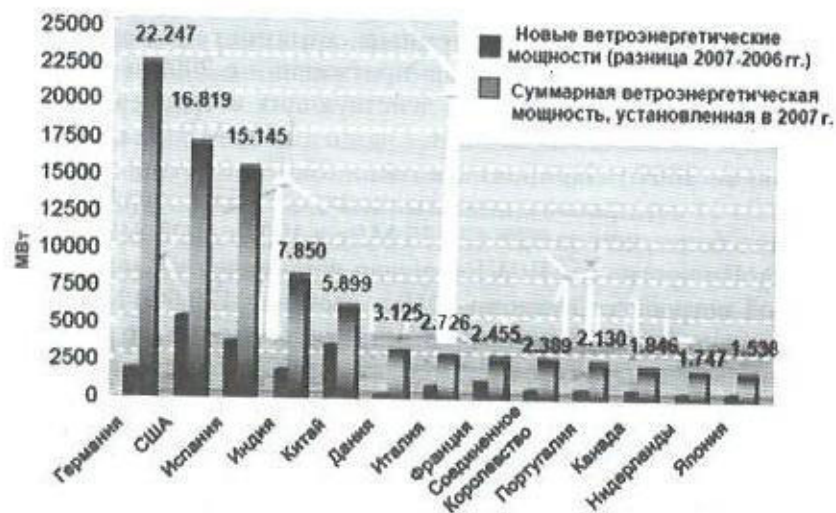
Ветроэнергетика сегодня — это самый быстро развивающийся сектор энергетики в мире, о чем свидетельствует среднегодовой прирост установленных мощностей ветряных электростанций (ВЭС) в 58% на протяжении с 2003 по 2007 г. В 2008 г. суммарная мощность действующих ветроэлектротурбин в мире достигла 93 849 МВт. Около 19 696 МВт было установлено за 2007 г. Прирост составил 26,6% по отношению к 2006 г. За 11 лет производственные мощности ветротурбин увеличились более, чем на 92% (7 475 МВт в 1997 г. и 93 849 МВт в 2007 г.). По прогнозам WWEA общая установленная мощность мировой ветроэнергетики на 2010 г. составит 170 000 МВт.

До последнего времени рост ветроэнергетики сдерживался относительно высокой ценой установок, их сложностью в обслуживании, частыми поломками и нестабильностью выработки электричества. Однако технологические усовершенствования, снижение стоимости, бесплатный и возобновляемый характер источника энергии подготовили почву для быстрого роста данного сектора энергетики.

По сравнению с 2006 г., когда было установлено 15 120 МВт новых ветроэнергетических мощностей, 2007 г. ознаменовал

собой новый рекорд по количеству введенных в строй ветроэнергетических мощностей. Ветроэнергетический бум, наблюдаемый в таких странах, как США (5 216 МВт новых мощностей), Испания (3 515 МВт) и Китай (3 313 МВт), сыграл особую роль в установлении данного рекорда, причем наивысшие темпы роста среди пятерки лидеров продемонстрировал ветроэнергетический рынок Китая – 127,5%. По итогам 2007 г. Германия продолжает удерживать позицию «страны-лидера», имея в своем активе 22 274 МВт общей установленной ветроэнергетической мощности (рис. 6.3 и табл. 6.2).

Следует признать, что Германия и Индия, оставшись в числе ведущих ветроэнергетических рынков мира, все же поступились своими позициями в области введения в строй новых мощностей, установив за год 1 625 и 1 580 МВт, соответственно. В 2007 г. высокие темпы роста продемонстрировали еще две страны Европы – Франция (888 МВт, 56,7% роста) и Италия (603 МВт, 28,4%). Наивысшая динамика роста наблюдалась на рынке Турции, установленная мощность которого достигла 207 МВт (за год было введено 142 МВт), что соответствует темпу роста более чем в 200%.



Источник: WWEA, Statistics, 2008

Рис. 6.3. Распределение мощностей установленных ветроэлектростанций в мире в 2007 г.

Таблица 6.2. Мировые мощности установленных ветроэлектростанций

Место страны в ветроэнергетическом секторе	Страна регион	Общая установленная мощность, конец 2007 г.	Новые мощности, 2007 г. (Разница 2007-2006 гг.)	Темп роста 2007 г.	Место страны, конец 2006 г.	Общая установленная мощность, конец 2006 г.	Общая установленная мощность, конец 2005 г.
		[МВт]	[МВт]	%		[МВт]	[МВт]
1	Германия	22 247,4	1 625,4	7,3	1	20 622,0	18 427,5
2	США	16 818,8	5 215,8	31,0	3	11 603,0	9 149,0
3	Испания	15 145,1	3 515,1	23,2	2	11 630,0	10 027,9
4	Индия	7 850,0	1 580,0	20,1	4	6 270,0	4 430,0
5	Китай	5 912,0	3 313,0	56,0	6	2 599,0	1 266,0
6	Дания	3 125,0	-11,0	-0,4	5	3 136,0	3 128,0
7	Италия	2 726,1	602,7	22,1	7	2 123,4	1 718,3
8	Франция	2 455,0	888,0	36,2	10	1 567,0	757,2
9	Соединенное Королевство	2 389,0	426,2	17,8	8	1 962,9	1 353,0
10	Португалия	2 130,0	414,0	19,4	9	1 716,0	1 022,0
11	Канада	1 846,0	386,0	20,9	12	1 460,0	683,0
12	Нидерланды	1 747,0	188,0	10,8	11	1 559,0	1 224,0
13	Япония	1 538,0	229,0	14,9	13	1 309,0	1 040,0
	Всего	93 849,1	19 695,8	21,0		74 153,3	59 033,0

Источник: WWEA, Statistics, 2008

С начала 80-х годов ветряная энергетика стала на 80% дешевле в выработке и на сегодняшний день уступает в цене лишь природному газу. Поэтому строительство ветряных электростанций активно поощряется правительствами развитых стран. Одновременно производители расширяют строительство новых заводов по производству турбин, рассчитывая и на развитие ветряной энергетике в развивающихся странах. Крупнейшими

производителями ветротурбин в мире являются немецкие компании. Они производят примерно 60% ветротурбин во всем мире. Наибольшие доли рынка (как Германии, так и мирового) принадлежат компаниям «Enercon», «Vestas», «Repower Systems», «Nordex» и «NEG Micon».

Важнейший фактор, гарантирующий быстрый рост ветряной энергетики в мире заключается в притоке крупного капитала. После двадцатилетнего отсутствия в сектор ветроэнергетики вернулась компания «General Electric», купившая ветряное подразделение разорившегося «Enron». Нефтяные гиганты «ShevronTexaco», «Shell», «BP» имеют крупные дочерние подразделения по выработке энергии ветра. В этом же бизнесе находятся крупнейшие корпорации США, производившие электричество из традиционных источников, например, американская компания FPL с годовым оборотом в 8,4 млрд дол. Среди прочих крупных компаний, развивающих этот сектор энергетики, являются: «Seawest Tomen» (в данный момент принадлежит японской корпорации «Tokyo Electric» и «James Dehlsen» (имеющая опыт строительства крупных ВЭС в Калифорнии еще в начале 80-х гг.).

В России ветроэлектростанции как средство производства электричества практически не используются, хотя в стране сосредоточен огромный ветряной потенциал (80 000 ТВт·час/год). Это связано с рядом причин:

- во-первых, территории, обладающие наибольшими ветро-ресурсами, практически не заселены;
- во-вторых, Россия обладает значительными нефтегазовыми запасами, поэтому проблема использования возобновляемых источников энергии не является первоочередной, то есть лежит в плоскости скорее экологии, чем экономики;
- в-третьих, технологии производства и установки турбин не отработаны, что обуславливает низкое качество производимых отечественных ВЭС. При закупке надежного зарубежного ветроагрегата его конечная стоимость увеличивается примерно в 1,5 раза по сравнению с себестоимостью в связи с расходами на транспортировку и таможенными пошлинами.

Примерная стоимость установки ВЭС мощностью 1 МВт находится на уровне 1 млн евро. Эта цена включает стоимость самой ВЭС, транспортировку, монтаж, таможенные пошлины и НДС. При этом цена ветряка растет пропорционально его мощности.

Солнечная энергетика

Солнечные фотоэлементы представляют собой модули, которые могут использоваться как для централизованного, так и децентрализованного производства электроэнергии. Эта технология уже является коммерческой на некоторых «нишевых» рынках, например в удаленных районах, где нет сетей электропередачи. Потенциал данной технологии огромен, но без выдающихся достижений в науке и технике ее массовое внедрение до 2030 г. не предполагается.

Технология концентрации солнечных лучей нуждается только в обычном солнечном свете, поэтому наилучшей зоной ее использования является «солнечный пояс» по обеим сторонам экватора. Эта технология частично может быть применима в засушливых районах юга Европы, Ближнего Востока, запада Индии, западной части Австралии, в Андах, на северо-востоке Бразилии, в северной Мексике и на юго-западе Соединенных Штатов. За исключением некоторых нишевых случаев, данная технология находится ближе к стадии массового внедрения, чем солнечные фотоэлементы.

Если в 1985 г. все установленные мощности мира составляли 21 МВт, то за один только 2006 г. было установлено 1 744 МВт (по данным компании «Navigant consulting»), что на 19% больше, чем в 2005 г. В Германии установленные мощности выросли на 960 МВт, что на 16% больше, чем в 2005 г. В Японии установленные мощности выросли на 296,5 МВт. В США установленные мощности выросли на 139,5 МВт (+33%).

К 2005 г. суммарные установленные мощности достигли 5 ГВт. Инвестиции в 2005 г. в строительство новых заводов по производству фотоэлементов составили 1 млрд дол.

Основным лидером солнечной электроэнергетики является Германия, годовой прирост ввода новых мощностей в 2005 г. составил 57%, а в 2004 г. — 39%, что свидетельствует о наращи-

вании рынка в этой стране. Также хочется отметить Японию, годовой прирост — 20% (30% в 2004 г.); США — 7% (7% в 2004 г.).

В сценариях МЭА вклад солнечной энергии в общее производство электроэнергии в 2050 г. составит 1...3%.

Основным достоинством солнечной энергетики является общедоступность и неисчерпаемость источника. Вторым важным фактором является теоретически, полная безопасность для окружающей среды. Однако существуют фундаментальные проблемы солнечной энергетики. Из-за относительно небольшой величины солнечной постоянной для выработки солнечной энергии требуется использование больших площадей земли под электростанции (например, для электростанции мощностью 1 ГВт это может быть пару десятков квадратных километров). Однако, это недостаток не так велик, например, гидроэнергетика выводит из пользования заметно большие участки земли. К тому же фотоэлектрические элементы на крупных солнечных электростанциях устанавливаются на высоте 1,8...2,5 м, что позволяет использовать земли под электростанцией для сельскохозяйственных нужд, например, для выпаса скота.

Проблема нахождения больших площадей земли под солнечные электростанции решается в случае применения солнечных аэростатных электростанций, пригодных как для наземного, так и для морского и для высотного базирования. Поток солнечной энергии на поверхности Земли сильно зависит от широты и климата. В разных местах среднее количество солнечных дней в году может различаться очень сильно. К техническим проблемам можно отнести то, что солнечная электростанция не работает ночью и недостаточно эффективно работает в утренних и вечерних сумерках. При этом пик электропотребления приходится именно на вечерние часы. Кроме того, мощность электростанции может резко и неожиданно колебаться из-за смены погоды. Для преодоления этих недостатков нужно использовать эффективные электрические аккумуляторы (на сегодняшний день это нерешённая проблема), либо строить гидроаккумулирующие станции, которые тоже занимают большую территорию, либо использовать концепцию водородной энергетики, которая также пока далека от экономической эффективности.

С точки зрения экономики необходимо отметить дороговизну солнечных фотоэлементов. Вероятно, с развитием технологии этот недостаток будет преодолен. В конце 60-х гг. стоимость фотоэлектрической панели составляла около 100 000 дол. на 1 кВт пиковой (максимально возможной) мощности (кВт·п). В 1990–2005 гг. цены на фотоэлементы снижались в среднем на 4% в год. Сегодня их стоимость колеблется от 2 000 до 3 000 дол./кВт·п. При подсоединении панели к энергосети стоимость дополнительного оборудования — арматуры, конвертеров и соединительных схем — такая же, как и стоимость самой панели. Стоимость электроэнергии зависит от силы солнечного света. Например, в Средиземноморье стоимость фотоэлектрической электроэнергии может составлять от 0,35 до 0,45 дол./кВт·ч. При концентрации солнечных лучей стоимость электроэнергии с использованием самой современной технологии в наилучших районах составляет 0,10...0,15 дол./кВт·ч. Сейчас стоит задача снизить затраты систем концентрации солнечных лучей до 0,05...0,08 дол./кВт·ч в течение 10 лет, и до уровня менее 0,05 дол./кВт·ч в долгосрочной перспективе.

Еще одной проблемой данного сегмента электроэнергетики является недостаточный КПД солнечных элементов, который, вероятно, будет вскоре увеличен. Поверхность фотопанелей нужно очищать от пыли и других загрязнений. При их площади в несколько квадратных километров это может вызвать затруднения.

Эффективность фотоэлектрических элементов заметно падает при их нагреве, поэтому возникает необходимость в установке систем охлаждения, обычно водяных. Также хочется отметить, что через 30 лет эксплуатации эффективность фотоэлектрических элементов начинает снижаться.

Немаловажными являются экологические проблемы. Несмотря на экологическую чистоту получаемой энергии, сами фотоэлементы содержат ядовитые вещества, например, свинец, кадмий, галлий, мышьяк и т. д., а их производство потребляет массу других опасных веществ. Современные фотоэлементы имеют ограниченный срок службы (30...50 лет), и массовое применение поставит в ближайшее же время сложный вопрос их

утилизации, который тоже не имеет пока, приемлемого с экологической точки зрения, решения.

Из-за экологических проблем и возникшего дефицита кремния начинает активно развиваться производство тонкопленочных фотоэлементов, в составе которых содержится всего около 1% кремния. К тому же тонкопленочные фотоэлементы дешевле в производстве, но пока имеют меньшую эффективность. Так, например, в 2005 г. компания «Shell» приняла решение сконцентрироваться на производстве тонкопленочных элементов, и продала свой бизнес по производству кремниевых фотоэлектрических элементов.

Новые типы фотоэлектрических панелей в настоящее время находятся в стадии разработки (например технология нанесения тонкопленочного покрытия на стекло). Эти новые технологии могут значительно снизить их стоимость. Целью является снижение стоимости ниже 500 дол./кВт пиковой нагрузки. Стоимость панелей примерно равна стоимости всех других компонентов системы, вместе взятых. Поэтому важно снизить стоимость других компонентов системы, входящих в солнечный модуль. Для массового внедрения на рынке общие капитальные затраты для фотоэлектрических систем, интегрированных с энергосистемами, должна быть снижена до 1 000 дол./кВт пиковой нагрузки. При нынешнем уровне прогресса и затратах на внедрение, растущих на 15% в год, фотоэлектрические технологии достигнут указанного ценового уровня не раньше 2030 г., или позже. Для достижения цели требуются очень большие инвестиции в обучение — порядка 100 млрд дол. Это гораздо больше, чем для любой другой технологии использования возобновляемых источников, описанной ранее.

Огромный потенциал массового рыночного внедрения и убедительные доказательства, что разработка фотоэлектрических технологий в конечном счете окупится, стимулируют привлечение столь больших инвестиций. Наличие нишевых рынков, где активно используются фотоэлектрические технологии означает, что большая часть инвестиций в обучение будет осуществляться самим рынком. При этом сокращается потребность в поддержке со стороны правительства.

Энергия океана

Существующие технологии используют различные виды энергии океана: энергию волн, приливов, морских течений, тепловой энергии и градиентов солености. Некоторые виды, такие как использование энергии волн, теоретически могут иметь широкое применение и большой потенциал, тогда как другие, например использование энергии приливов, ограничены наличием мест для установки станций.

Некоторые энергосистемы приливных плотин эксплуатируются уже в промышленном режиме в течение десятилетий. Количество мест для таких систем ограничено, а их влияние на окружающую среду неоднозначно. Новые системы, основанные на различных технологических концепциях, все еще находятся на стадии научно-исследовательских разработок, и оценка стоимости производимой ими энергии представляется преждевременной. Затраты будут сильно зависеть от удельной энергоотдачи, а к производственным затратам следует прибавить стоимость подсоединения к энергосетям.

Себестоимость, технологические и финансовые риски представляют собой серьезные препятствия для внедрения приливных энергоустановок. Риск увеличивает тот факт, что даже пилотные проекты должны быть относительно масштабными для того, чтобы установки могли противостоять тяжелым условиям морского базирования. Хорошие перспективы имеют приливные плотины в определенных местах установки, но они требуют тщательной оценки влияния на окружающую среду в каждом конкретном месте.

Технологии использования энергии океана по-прежнему проходят научно-исследовательскую стадию. На протяжении последних 20 лет исследования по этим технологиям финансировались относительно мало. Ситуация меняется к лучшему с ростом заинтересованности ряда стран, о чем свидетельствует подписание странами — членами МЭА Соглашения по внедрению систем, использующих энергию океана. Несколько полномасштабных демонстрационных прототипов планируется построить вблизи побережья Великобритании.

Странами — членами МЭА, участвующими в Соглашении о внедрении систем использующих энергию океана, разработаны

проекты, вступившие в строй в 2007 г. Эти проекты требовали поддержки для снижения затрат по крайней мере до уровня 300 дол./МВт·ч.

Атомная энергетика

В прогнозных сценариях МЭА доля атомной энергетики составляет от 10 до 22% генерируемой электроэнергии в 2050 г. Это означает увеличение существующего уровня генерации на 20...165%.

Атомная энергетика является источником энергии, где отсутствуют прямые выбросы CO₂, и может внести ощутимый вклад в снижение выбросов, если будут соблюдены требования общественности. В табл. 6.3 показано, что атомная энергетика играет существенную роль в снижении выбросов CO₂ к 2050 г. Некоторые технологии реакторов II и III поколений уже готовы к массовому внедрению. Другие технологии реакторов III+ и IV поколений должны пройти стадию демонстрации, которая является медленным процессом. Это может означать, что данные технологии не готовы к коммерческому использованию в течение ближайших 2–3 десятилетий.

В долгосрочной перспективе могут быть востребованы реакторы на тории и реакторы-«размножители» на быстрых нейтронах, если их развитию будет способствовать истощение запасов урана.

Ядерная энергетика практически не дает прямых выбросов парниковых газов и подходит для крупных электростанций внутри больших сетей электропередач. Однако, несмотря на преимущества, в течение многих лет доля электроэнергии, вырабатываемой атомными станциями, остается неизменной на уровне 16%. Во всем мире только 30 стран используют атомную энергию. В последние годы она привлекла к себе повышенное внимание как возможность снижения выбросов CO₂ (рис. 6.4). Однако некоторые страны приняли решения об отказе от развития атомной энергетики. Сейчас, когда энергия становится главным товаром мировой экономики и когда возрастает напряженность, связанная с импортной зависимостью отдельных стран, развитие атомной энергетики может получить второе дыхание.

Технологии, основанные на расщеплении атомного ядра, в целом разделяют реакторы на четыре поколения. Наиболее

Таблица 6.3. Доля атомной энергетики в снижение выбросов CO₂ в сценариях АСТ и TECH Plus (снижение выбросов в млрд т CO₂ от базового сценария)

Технологии	2015 г.	2030 г.	2050 г.	млрд т CO ₂ в год
Ядерные реакторы II и III поколений	**	**	***	1.8
Ядерные реакторы IV поколения	**	***	****	1.9

Примечание: Снижение выбросов иллюстрируется числом звездочек:

* (< 0,1 млрд т CO₂ в год),

** (0,1...0,3 млрд т),

*** (0,3...1 млрд т),

**** (> 1 млрд т).

Оценки снижения выбросов CO₂ в последней колонке относятся к сценарию Мар.

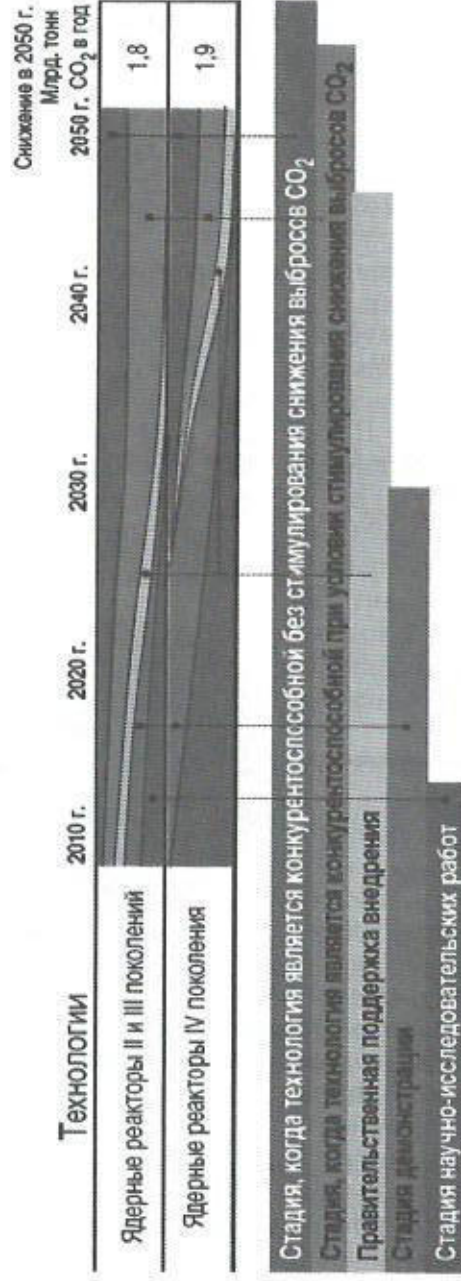
Источник: IEA, World Energy Outlook 2006



Источник: IEA, World Energy Outlook 2006

Рис. 6.4. Доля атомной энергетики в глобальное снижение выбросов CO₂ по сценариям Мар и «Без CCS», 2050 г. (снижение выбросов в процентах от базового сценария)

распространенными являются реакторы II поколения. Реакторы поколения III+ могут быть запущены к 2010 г. Реакторы IV поколения могут достичь стадии коммерческого использования к 2030 г. Реакторы III и III+ поколений являются основными кандидатами на эксплуатацию в ближайшем будущем (рис. 6.5).



Источник: IEA, World Energy Outlook 2006

Рис. 6.5. Достижение ценовой конкурентоспособности технологиями генерации атомной энергии

Согласно оценкам, объем требующихся краткосрочных инвестиций (например без учета выплаты процентов в период строительства) в реакторы поколения III+ может снизиться ниже 1 500 дол./кВт. Стоимость энергоресурсов варьируется в пределах 47...62 дол./МВт·ч при пятилетнем периоде строительства, что на 5...20 дол. США выше, чем для угольных или газовых станций в большинстве регионов мира. Серийное производство может позволить снизить затраты. Указанные цены уже являются конкурентоспособными в Японии и Корее (из-за более высоких цен на ископаемое топливо в этих странах). В других регионах мира разрыв мог бы быть преодолен за счет стимулирования снижения выбросов CO₂.

Несмотря на то, что каждое новое поколение реакторов представляет собой усовершенствованную версию предшественника, ядерные технологии по-прежнему сталкиваются с препятствиями:

- протесты общественности в связи с проблемой распространения ядерного оружия, обращением с ядерными отходами и безопасностью;
- большие капитальные затраты при существующих сегодня технологиях (с учетом оборотного капитала в период строительства, расходов на утилизацию ядерных отходов и на вывод станции из эксплуатации);
- новые типы ядерных реакторов с потенциально более низкими затратами на единицу мощности должны пройти апробацию в промышленном масштабе, а это процесс, который занимает десятилетия. Использование более крупных реакторов снижает затраты на единицу мощности, но увеличивает капитальные затраты по проекту. Некоторые новые конструкции реакторов обладают меньшей единичной мощностью;
- быстрый рост (более чем в 2 раза за 50 с лишним лет) будет влиять на запасы урана и, возможно, в долгосрочной перспективе стимулирует использование тория или реакторов-«размножителей» на быстрых нейтронах, что поставит перед этими технологиями новые задачи;

Прогресс в преодолении препятствий, стоящих перед ядерными технологиями, будет определять долю, которая будет приходиться на них в структуре энергетики будущего, а также их вклад в снижение выбросов CO₂.

6.2 Нетрадиционные виды моторного топлива

Интерес к биотопливу — жидкому транспортному топливу, полученному из биомассы, возрастает во многих странах, вследствие озабоченности энергетической безопасности, экономических и экологических причин. Биотопливо в ближайшее десятилетие займет определенную рыночную нишу в сегменте моторных топлив, понизив долю нефтепродуктов. Для стран-импортеров подобные перспективы очень важны в целях поддержания энергетической безопасности. Биотопливо отличается большей экологической рациональностью, нежели традиционные моторные топлива, за счет более низких выбросов парниковых газов, что особенно актуально в условиях экологически чистой и энергоэффективной модели развития энергетики. Биотопливо также вносит вклад в развитие сельского хозяйства, создавая новые рабочие места. Однако здесь же кроется и угроза: увеличение производства биотоплива, а также ожидание рынка по сохранению подобной тенденции уже приводит к росту цен на продукты питания. Таким образом, биотопливо в будущем будет конкурировать с сельскохозяйственной продукцией за посевные площади.

Увеличение цен на нефть, совместно с уменьшающимися издержками производства биотоплива, сделали его более конкурентоспособным с обычным топливом на основе нефти.

В прогнозируемом сценарии Международного энергетического агентства (IEA) мировое производство биотоплива должно быть увеличено с 20 млн т н.э. в 2005 г. до 54 млн т н.э. в 2015 г. и 93 млн т н.э. в 2030 г. К обозначенному периоду биотопливо будет составлять 4% от мирового дорожно-транспортного топлива, по сравнению с 1% на сегодняшний день. Ожидается, что самые большими потребителями биотоплива к концу этого десятилетия станут США и Европа, которая настигает Бразилию как второй по величине регион потребления. Использование биотоплива вне этих регионов останется скромным. Большую часть производимого биотоплива будет занимать этанол, так как затраты на производство упадут быстрее чем у биодизеля — другого основного биологического топлива. Торговля увеличится, но ее доля в мировых поставках останется небольшой. Производство как полагают, будет базироваться на обычных зерновых культурах и технологиях переработки.

Приблизительно 14 млн га земли в настоящее время используются для производства биотоплива — около 1% всемирной доступной пахотной земли. Эта доля увеличится до 2,5% к 2030 г. по сценарию IEA и до 3,8% в альтернативном сценарии. Повышающийся спрос на еду, который конкурирует с биотопливом за существующие пашни и пастбища, ограничит потенциал биотоплива, но это может быть по крайней мере частично возмещено более высокими сельскохозяйственными урожаями.

Несмотря на ухудшающуюся экологическую обстановку, в ОПЕК, добывающей около 40% мировых объемов нефти, не скрывают, что увеличение применения биотоплива пугает членов нефтяного картеля. Они все меньше уверены в необходимости дополнительного инвестирования в новые месторождения. Разработки экологически безвредных видов горючего заставляют арабские страны думать о снижении добычи, что приведет к увеличению цен на нефть, как это уже было в конце 70-х гг. Подобная политика позволяет сделать вывод, что ОПЕК рассматривает борьбу с выбросами как прямую угрозу ее источникам средств для существования, своим предупреждением она пытается подтолкнуть западные страны к новым переговорам и соглашениям. Такое поведение ОПЕК вполне объяснимо, так как выбранная, прежде всего западными странами экологически- и энергоэффективная модель развития энергетики, меньше всего отвечает интересам картеля. Построение наукоемких и инновационных энергетических систем может лишить ОПЕК части прибыли и не только за счет снижения объемов потребления, но и за счет значительного технологического отставания организации в ряде активно развивающихся сейчас отраслей.

Рынок углеводородного топлива и биотоплива

Одной из основных областей использования энергоресурсов является транспорт: на его долю приходится до 70% суммарного мирового потребления нефтепродуктов. На производство бензина и ДТ тратится практически две трети потребляемой нефти.

Потребление нефти по прогнозам МЭА будет увеличиваться ежегодно на 1,3% за период 2005–2030 гг., достигая 99 млн баррелей/день в 2015 г. и 116 млн баррелей/день в 2030 г. Более 70% спроса будет исходить от развивающихся стран, наращи-

вая потребление на 2,5% ежегодно, в отличие от стран ОЭСР в которых ежегодное увеличение спроса составит лишь 0,6%.

Нефтяные поставки все больше находятся под контролем небольшого количества главных производителей, где сконцентрированы нефтяные ресурсы. Доля ОПЕК в глобальных поставках значительно увеличится от 40% в настоящее время, до 42% к 2015 г. и 48% в 2050 г. Саудовская Аравия останется безусловным лидером производства. Выпуск сырой нефти, не входящей в ОПЕК, достигнет своего максимума к середине следующего десятилетия, хотя производство продуктов из жидкого природного газа будет продолжать увеличиваться.

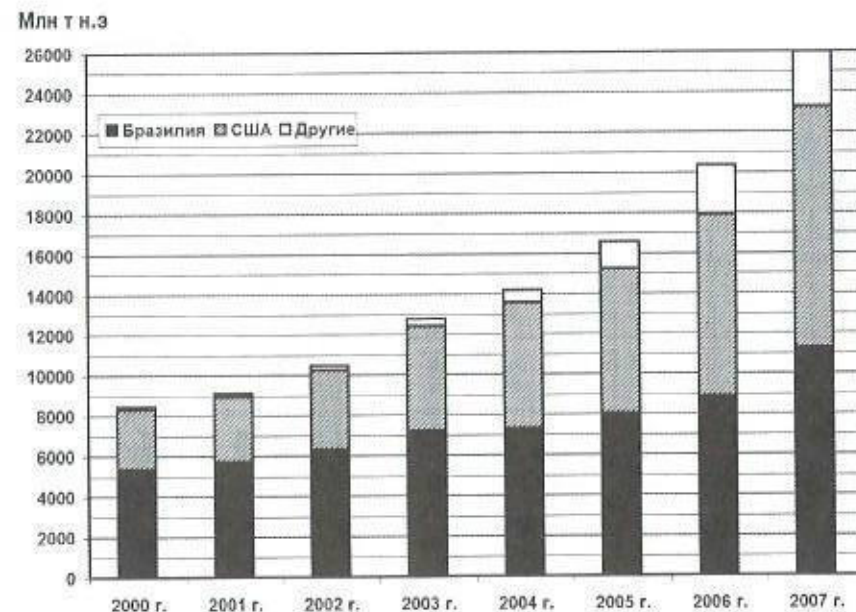
За прошедшие несколько лет мировые цены на нефть значительно возросли. Цены, находившиеся с середины 1980-х до 2002 г. в пределах 15...25 дол./баррель, сегодня колеблются в районе 100 дол./баррель. Чем больше дорожает нефть, тем больше шансов на то, что проблемы энергетики будут решаться с помощью биологических видов топлива. По иронии судьбы, человечество возвращается к самому началу «эры моторов», когда изобретатели еще не были уверены в том, что двигатели внутреннего сгорания будут работать на бензине.

Биомассой принято обозначать все органические вещества как растительного, так и животного происхождения, источником которых служит ныне существующая биосфера нашей планеты. Биомасса уже давно используется в качестве сырья для производства различного вида топлива, например, горючего газа и этанола (этилового спирта). Таким сырьем служат мусор, пищевые и бытовые отходы, опилки и другие отходы лесной и лесоперерабатывающей индустрии, экскременты сельскохозяйственных животных, солома, излишки зерна и т.п. В качестве сырья могут использоваться и некоторые сельскохозяйственные культуры, которые специально выращиваются для этой цели.

Биомасса может считаться практически идеальным видом топлива с точки зрения производителей сельскохозяйственной продукции, экологов и потребителей. Ее использование наносит значительно меньший ущерб окружающей среде. Этот источник энергии — возобновляемый, его запасам не грозит истощение, как в случае с нефтью, газом и углем. И что особенно важно, энергию биомассы могут производить практически все

страны мира. Кроме того, автомобильное топливо, изготовленное из биомассы, обладает важным достоинством — для его использования не требуются серьезные модификации в автомобильных двигателях, а для его хранения и заправки можно использовать ныне существующие АЗС.

По данным компании «BP», за десять лет производство этанола в мире выросло в 2 раза, причем особо заметный прирост был зарегистрирован в последние годы, с ростом цен на нефть (рис 6.6 и табл. 6.4). На мировом рынке производства спирта, используемого для транспортных нужд, лидируют США и Бразилия. Причем в Бразилии спирт, производимый из сахарного тростника, обеспечивает до 30% потребностей страны в автомобильном топливе (в США — примерно 2%). Это явный пример использования конкурентного преимущества (значительных посевных площадей) в вопросе обеспечения энергетической безопасности.



Источник: BP, Ethanol production table 2007

Рис. 6.6. Производство этанола в период с 2000 г. по 2006 г.

Таблица 6.4. Мировое производство этанола 1995–2007 гг.

Производство, тыс. т н.э.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	Изменение в 2007 г. по сравн. с 2006 г. *, %	Доля в 2007 г. от общ. кол-ва, %
США	2 374	2 572	2 714	2 995	3 251	3 957	5 173	6 247	7 248	9 017	11 937	32,6	46,0
Канада		н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	115	127	295	424	44,1	1,6
Всего – Северная Америка	2 374	2 572	2 714	2 996	3 251	3 957	5 173	6 362	7 335	9 312	12 381	33,0	47,7
Бразилия	7 737	7 052	6 483	5 343	5 726	6 286	7 226	7 314	8 010	8 871	11 264	27,0	43,4
Колумбия	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	30	134	142	5,4	0,5
Парагвай	0	1	4	5	3	5	17	20	22	23	25	8,7	0,1
Всего – Южная Америка	7 737	7 053	6 487	5 349	5 729	6 291	7 243	7 334	8 082	9 028	11 431	26,6	44,0
Австрия	н/д	н/д	н/д	–	–	–	–	–	–	–	14	–	0,1
Чешская Республика	н/д	н/д	н/д	–	–	–	–	–	1	7	16	120,0	0,1
Франция	н/д	н/д	н/д	57	57	111	101	50	72	146	289	97,3	1,1
Финляндия	н/д	н/д	н/д	–	–	–	–	1	6	–	–	–	♦
Германия	н/д	н/д	н/д	–	–	–	–	12	82	215	197	–8,6	0,8
Венгрия	н/д	н/д	н/д	–	–	–	–	–	17	17	15	–11,8	0,1
Италия	н/д	н/д	н/д	–	–	–	–	–	4	48	22	–53,1	0,1
Латвия	н/д	н/д	н/д	–	–	–	–	6	6	6	9	50,0	♦
Литва	н/д	н/д	н/д	–	–	–	–	–	4	9	10	111	♦
Нидерланды	н/д	н/д	н/д	–	–	–	–	7	4	7	7	–6,7	♦
Польша	н/д	н/д	н/д	–	–	41	38	24	32	80	77	–3,7	0,3

Окончание табл. 6.4

Производство, тыс. т н.э.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	Изменение в 2007 г. по сравн. с 2006 г. *, %	Доля в 2007 г. от общ. кол-ва, %
Испания	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	25	127	151	198	174	–12,1	0,7
Швеция	н/д	н/д	н/д	13	28	32	33	35	76	70	35	–50,0	0,1
Турция	н/д	н/д	н/д	–	–	–	–	–	15	20	20	♦	0,1
Всего – Европа ♦	н/д	н/д	н/д	120	136	241	223	264	472	824	886	7,5	3,4
Австралия	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	25	12	14	31	56	78,6	0,2
Китай	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	38	144	580	985	1043	5,9	4,0
Индия	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	90	75	50	60	70	16,7	0,3
Пакистан	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	23	17	–23,9	0,1
Таиланд	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	30	64	88	37,0	0,3
Всего – Азиатско- Тихоокеанский регион	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	154	230	673	1 164	1 275	9,5	4,9
ВСЕГО В МИРЕ	10 111	9 625	9 200	8 465	9 116	10 490	12 793	14 190	16 562	20 328	25 972	27,8	100,0
н/д	Данные отсутствуют												
0	Меньше 0,05 тыс. т н.э.												
♦	Меньше 0,05%												

Источник: BP Statistical Review of World Energy 2008.

По данным организации «National Ethanol Vehicle Coalition», в США ныне работают несколько десятков АЗС, на которых можно заправить машину топливом E85 (смесь состоит из 85% спирта и 15% бензина). На подобном коктейле могут ездить около 20-ти моделей автомобилей (в мире существуют и иные градации: к примеру в Таиланде законодательно одобрено использование смеси E10 — 10% спирта и 90% бензина). В течение последнего десятилетия власти США выделили фермерам 7 млрд дол. в качестве дотаций на выращивание кукурузы, необходимой для изготовления спирта. Кроме того, этанол с 1990 г. в небольших количествах добавляют в обычный бензин, чтобы уменьшить количество вредных выбросов.

С 1991 г. началось также индустриальное производство биодизельного топлива: если в 2000 г. объемы производства составили 550 млн т н.э., то в 2005 г. — 2400 млн т н.э. Биодизельное топливо вырабатывается из растительных (в основном, из сои, рапса, горчицы, масличной пальмы), животных масел и даже пищевых отходов (например, растительного масла, отработанного предприятиями пищевой промышленности). По данным National Biodiesel Board, биодизельное топливо на 5% более экономично и на 5% более энергоемко, чем традиционное. Крупнейшим производителем биодизельного топлива ныне является Европа — в 2005 г. производство этого энергоносителя выросло на 40%, по сравнению с уровнем 2004 г. Оно может использоваться для заправки дизельных автомобилей как в чистом виде (в США для обозначения данного вида топлива обычно используется название B100 — многие европейские автомобилестроители изначально предназначают свои модели именно под «чистое» биодизельное топливо), так и в разбавленном традиционным дизельным топливом (наиболее популярна в США смесь B20, которая состоит из 20% биодизельного топлива и 80% традиционного).

Стоимость автомобильного биотоплива варьируется в различных регионах. Цена зависит от «калорийности» сельскохозяйственных культур, стоимости рабочей силы, эффективности процесса переработки и пр. К примеру, этанол в Бразилии стоит дешевле, чем в США: в частности, потому что бразильский сахарный тростник более удобен для производства спирта, чем американская кукуруза. Ныне технология позволяет производить 1 л биодизельного топлива примерно из 1,2 л соевого масла.

Стоимость этого топлива примерно равна стоимости бензина. Любопытно, что этанол уже стал объектом международной торговли: например, по данным агентства Reuters, Бразилия импортирует этот продукт в США, Индию и ряд иных государств. Потенциально этот рынок будет развиваться: только за последние годы законы, ставящие своей целью поощрить перевод автомобилей на биотопливо, приняли Южная Корея, Филиппины, Япония и Мадагаскар.

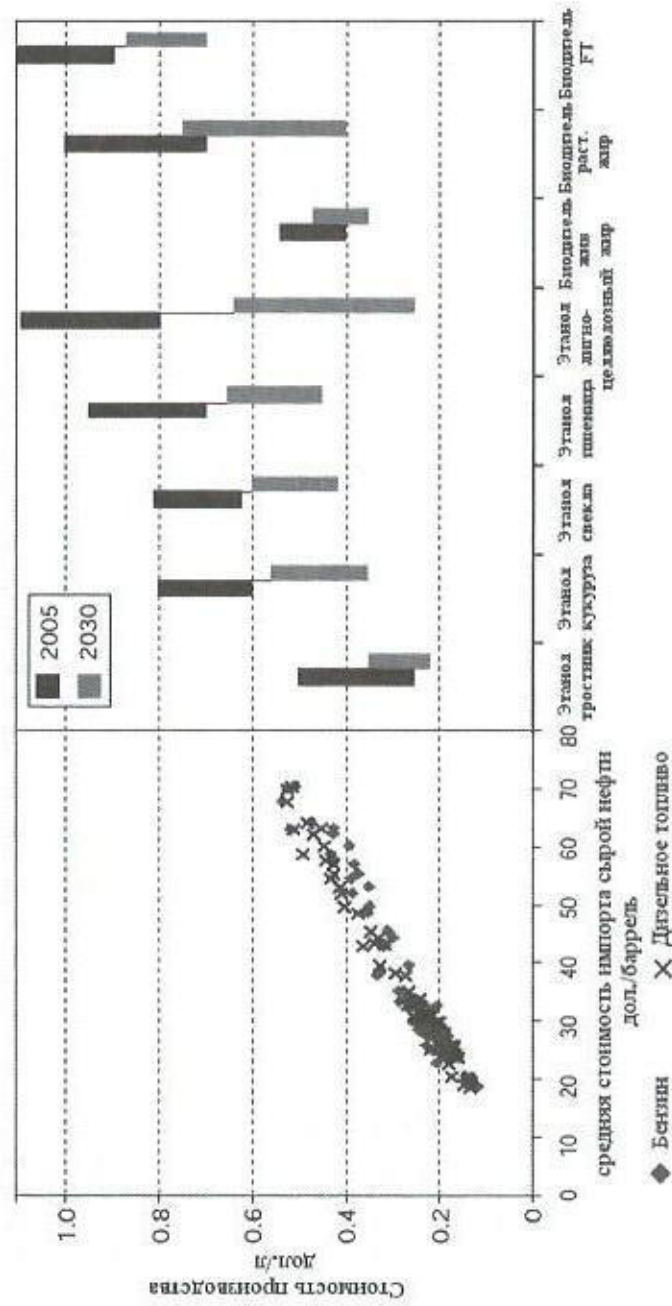
Эффективность этанола и биодизеля достаточно часто подвергается сомнению. К примеру, в 2003 г. Корнуэлльский Университет (Cornell University) опубликовал результаты исследования, согласно которому был сделан пессимистичный вывод: если считать, что с одного поля, на котором выращиваются сельскохозяйственные культуры, можно получить 100 л спирта, который возможно превратить в энергию, то затраты на производство этой энергии составят 79 л в «спиртовом» эквиваленте. Впрочем, есть исследования, доказывающие высокую энергоемкость биоэнергетических культур.

Значительные средства, вложенные в научные исследования по использованию биологического топлива, постепенно начали приносить результат. Косвенным свидетельством этого являются данные Национальной Лаборатории по Изучению Возобновляемой Энергии (National Renewable Energy Laboratory): число выданных патентов на изобретения в этой сфере в 1998 г. выросло в 25 раз по сравнению с уровнем 1981 г. Кроме того, заметно изменились настроения американских потребителей.

К примеру, по данным опроса, проведенного компанией «Ipsos-Public Affairs» в апреле 2005 г., 41% американцев серьезно рассматривают возможность приобретения более экономичного автомобиля, в том числе такого, который не использует в качестве топлива нефтепродукты. Опрос службы Gallup, продемонстрировал еще больший результат — 57%.

Стоимостное сравнение углеводородного топлива и биотоплива

В большинстве стран стоимость производства биотоплива, за исключением Бразилии, значительно больше чем стоимость производства бензина или дизельного топлива даже с ценами на сырую нефть в 70 дол. — это критический барьер к коммерческому развитию биологического топлива (рис. 6.7).



Источник: International Energy Agency, World Energy Outlook 2006

Рис. 6.7. Стоимость производства биотоплива в сравнении с нефтью и дизельным топливом

Издержки производства биоэтанола широко изменяются главным образом из-за климатических факторов. В Европе и в Северной Америке издержки занижаются за счет субсидий. Также стоимость зависит от типа конверсионной технологии.

Удачные лигноцеллюлозные технологии открывают дверь для широкого использования целлюлозного сырья, такого как травы и быстрорастущие деревья, в качестве сырья для производства биотоплива. На сегодняшний день стоимость производства одного литра лигноцеллюлозного этанола равняется одному доллару, что не может обеспечить достойную конкуренцию, однако в будущем за счет более удачных технологических методов можно добиться значительного снижения затрат, достигнув в долгосрочный период стоимости 0,25 дол./л.

Стоимость традиционного биодизельного производства из рапса в Европе составляет приблизительно 1,2 дол./л дизельного эквивалента, в некоторых регионах она падает до 0,7 дол./л дизельного эквивалента, поскольку экономика биодизельного производства зависит от нескольких факторов, включая продажу побочных продуктов. За счет увеличения отдачи топлива с одного гектара в будущем можно будет добиться более низкой стоимости.

Преобразование биомассы в жидкие топлива через процессы Fischer-Tropsch дают более высокую отдачу с гектара, чем биодизель произведенный из семян масличных культур. Стоимость производства для крупномасштабных заводов, около 0,9 дол./л дизельного эквивалента.

Затраты могут снизиться в среднем до 0,7...0,8 дол./л при введении крупномасштабного производства.

Российский рынок нетрадиционного топлива

Всего за несколько лет в России сформировался новый для нашей страны бизнес — производство биотоплива (древесных гранул, брикетов, топливной щепы). По мнению экспертов, только в Северо-Западном регионе количество таких предприятий за 5 лет выросло в 10 раз. Ожидается, что через несколько лет объем производства топливных гранул в России вырастет еще в 3...4 раза.

Специфика нового бизнеса в том, что он ориентируется в основном на экспорт. И если предприятия, расположенные в

Европейской части России, ориентируются в основном на страны Скандинавского полуострова, Италию, Германию и других европейских потребителей, то их коллеги из Сибири рассчитывают и на восточные рынки. Например, руководство, открывшегося в конце 2006 г. завода по производству пеллет на базе ДОК «Енисей» (Красноярский край), рассчитывает поставлять продукцию в Японию, а со временем, возможно, и в Россию. Это предложение может стать интересным для регионов, которые зависят от северного завоза.

На сегодняшний день около 90% производимого в России биотоплива идет на экспорт.

От 1% (в среднем по России) до 15...17% (отдельные регионы российского Северо-Запада) — доля биоэнергетики в общем энергобалансе.

Около 16 млн куб. м древесных отходов образуется ежегодно только на Северо-Западе России. По мнению Лесопромышленной конфедерации Северо-Запада России, не меньше половины этих отходов можно использовать для получения энергии. Из этого объема реально получить около 4 млн т у.т.

Почему российское биотопливо практически не находит применения внутри страны? Причина номер один — относительная доступность и дешевизна традиционных видов топлива (газа, нефтепродуктов, угля), изначальная ориентированность российской энергетики на централизованное энергоснабжение населения. Вторая причина — отсутствие законодательства, поощряющего использование возобновляемых энергоресурсов. Отсюда следует несложный вывод: чем больше будет цена традиционного топлива в России, чем жестче лимиты, тем заметнее интерес к биоэнергетике. Пока что в России выделяются три группы потребителей биотоплива. Первая группа — предприятия ЛПК и деревообработки, целлюлозно-бумажные комбинаты и другие, которые производят биотопливо из отходов производства и частично используют его для удовлетворения собственной потребности в энергии. Вторая — отдельные коммунальные службы, работающие в «лесных» регионах. Третья группа — владельцы загородных коттеджей, выбирающие биотопливо из соображений не столько экономии, сколько комфорта. Сегодня стоимость биотоплива в России меньше, чем газа,

но больше, чем солярного топлива, применение биотоплива и соответствующих котлов позволяет максимально автоматизировать процесс сжигания и минимизировать вредные выбросы.

Рынок этанола

Перспективы рынка

Этиловый спирт (этанол) — единственный нетрадиционный вид топлива, переход на который не требует значительных затрат, и технология производства которого давно опробована на практике. Из-за этого спирт все чаще рассматривается как конкурент бензину. При сгорании этанола из растительного волокна выделяется в 10 раз меньше углекислого газа, чем при сгорании бензина, что обуславливает привлекательность этого вида топлива с экологической точки зрения. В США, Швеции и Бразилии этанол уже добавляют к бензину, чтобы уменьшить выделение углекислого газа.

До последнего времени спрос на топливный этанол определялся скорее политическими соображениями, а именно — попытками снизить зависимость от импорта и ограничить выброс углекислого газа в атмосферу. Однако резкий рост цен на нефть, а так же смещение спроса на углеводороды в азиатские страны создает вполне реальные экономические основания для широкого применения биоэтанола.

Соображения в пользу топливного этанола таковы: его применение обеспечит устойчивое развитие, надежность поставок, положительное влияние на сельские районы и сельскохозяйственную политику в целом. Своими сегодняшними успехами производители топливного этанола в большой степени обязаны государственным льготам, выражающимся в отсрочке налога.

Усилия выведения этанола на топливный рынок, сосредоточились на низкопроцентных смесях, типа этанол Е10, 10%-й этанол и 90%-я смесь бензина, известная как газойль.

Стоимость производства биотоплив зависит от типа сырья и конверсионной технологии. Кроме того, затраты различны по регионам, в зависимости от урожаев биомассы, стоимости земли, затраты на оплату труда и наличия капитала. В регионах, например в Европе, сельскохозяйственные субсидии значительно влияют на стоимость производства.

Этанол, произведенный в Бразилии из сахарного тростника стоит приблизительно 0,30 дол./л бензинового эквивалента франко-борт (фоб). Другие развивающиеся страны могут достичь урожаев и масштабов производства Бразилии и должны быть в состоянии сдерживать цену на производство этанола, хотя этанол, произведенный в других мировых регионах, вероятно, будет стоить больше (приблизительно от 0,40 до 0,50 дол./л бензинового эквивалента фоб), потому что в Бразилии большинство существующих сооружений были построены с субсидиями в 1980-х гг. и сегодня полностью амортизированы. В настоящее время Индия производит этанол из сахарного тростника по более высоким ценам, но масштаб производственных мощностей отличен.

Этанол на основе кукурузы, произведенный в Соединенных Штатах продается приблизительно по цене 0,80 дол./л эквивалентного бензина. Стоимость его производства, как оценивают, близка к 0,60 дол./л. В Европе, стоимость производства этанола, полученного из сахарной свеклы аналогична, в тоже время стоимость производства этанола из пшеницы составляет приблизительно от 0,10 до 0,15 дол./л. В любом случае, стоимость этанола полученного из зерен ослабляется возможностью произвести фураж как побочный продукт, что является потенциальной экономией. Однако, урожай, как ожидают, в ближайшем будущем радикально не изменятся, поскольку уже развита конверсионная технология.

Оценочная стоимость лигноцеллюлозного производства этанола — немного меньше чем 1,00 дол./л бензинового эквивалента. Стоимость, как ожидают, уменьшат до 0,50 дол./л бензинового эквивалента фоб, в долгосрочной перспективе, из-за достижения лучших концентраций этанола перед дистилляцией, низких цен на усовершенствованные ферменты (результат биотехнологического исследования) и улучшенных методов разделения. Сокращения стоимости также ожидаются от увеличивающихся благоприятных условий производства и более низкой стоимости сырья за единицу произведенного этанола, используя биомассу (солома или жмых) как сырье. Дополнительное уменьшение стоимости могло быть получено из более низких затрат на оплату труда в развивающихся странах.

Преграды и перспективы этанола как транспортного топлива

Этанол имеет потенциал преодолеть множество традиционных преград, которые стоят перед нетрадиционными топливами и может стать широко распространенным в следующие десятилетия. Этанол доступен в жидком состоянии при температуре окружающей среды и может быть смешан с бензином. Смесь этанола и бензина, содержащая менее 10% этанола, может использоваться без проблем в большинстве существующих транспортных средств. Более богатые смеси становятся общепринятыми в некоторых регионах мира, двигатели работающие на различных топливах — ключевая технология, доступная по низкой цене — получившая долю на рынке в Бразилии, Соединенных Штатах и в некоторых частях Европы.

Этанол может заменить МТВЕ, или как прямой компонент смешения или, объединенный с изобутиленом, в виде ЕТВЕ. Однако, так как ЕТВЕ вызывает вопросы подобные тем, которые окружают МТВЕ, чистый этанол может быть предпочтительной заменой для МТВЕ.

Однако, большинство традиционного сырья, необходимого для производства этанола требует большого количества воды и пестицидов, подвергая сомнению их долгосрочную устойчивость. Увеличение производства традиционных биотоплив также подразумевало бы увеличение производства удобрений. Предварительные оценки говорят, что потребность в синтетически-азотных удобрениях может увеличиться примерно до 40%, если 25% всех моторных топлив будут получены из биомассы. Кроме того, традиционные культуры для биотоплива и культуры для еды конкурировали бы за наличие земли, таким образом рискуя увеличением цен на пищу, которое уже наблюдается на сахарном рынке. По этим причинам, расширение диапазона сырья для промышленности и введения передовых конверсионных технологий, типа ферментативного гидролиза лигноцеллюлозного сырья необходимо для полного развития биологического топлива.

Производство биотоплив будет требовать больших участков земли, расположенных близко к заводам, что потребует земельных реформ в некоторых регионах мира. Увеличение

производства биологического топлива также потребовало бы увеличения рынков биологического топлива, учитывая, что стоимость производства существенно отличается в регионах. Но это зависит от сокращения торговых барьеров для сельскохозяйственных продуктов.

Существенное развитие биологических топлив должно быть также основано на увеличенной производительности земли в развивающихся регионах. Культуры биоэнергетики могут быть ключевыми элементами для передачи передовых сельскохозяйственных методов развивающемуся миру. Использование передовых сельскохозяйственных методов для культур биоэнергетики принесли бы пользу культивированию других культур, например предназначенных для еды, и получить результат в обобщенном увеличении урожая, что привело бы к увеличению производства биоэнергии и пищи.

Графики поставок этанола

МЭА провело предварительный анализ потенциальных кривых поставок этанола. Он основан на построении сценария «максимального производства биологического топлива» и принимает во внимание четыре ключевых фактора для трех главных групп сырья, используемых в производстве этанола: сахарный тростник, сахарная свекла, зерновые культуры, лигноцеллюлозные культуры. Рассматриваемые ключевые факторы:

- Качество расположения земли при производстве сырья.
- Развитие урожаев сырья (сельскохозяйственная производительность).
- Развитие отдачи этанола с 1 т сырья (конверсионная эффективность).
- Максимальный показатель роста производства этанола в регионах мира, где выращиваются или возможно выращивание зерновых культур.
- Для этанола из сахарного тростника, учтены увеличение спроса на сахар в будущем. Результаты этого анализа показывают, что существует достаточно тростника, чтобы обеспечивать 2%-е ежегодное увеличение спроса на сахар, при

этом остаток будет использоваться для производства этанола. Анализ кривой поставок основан на дополнительных соображениях и предположениях:

- Этанол из сахарного тростника — наиболее быстро растущий дешевый источник биотоплива, в настоящее время, и это, вероятно, будет самый дешевый источник биотоплива в течение ближайших 10...20 лет. Более того, сахарный тростник имеет большую способность к выращиванию в Бразилии и во множестве развивающихся стран. Предполагается, что производство этанола из сахарного тростника резко увеличится в тех странах, где текущее производство является небольшим. В таких странах (табл. 6.5 «страны, начинающие с небольших мощностей»), только небольшая часть земли используется, для выращивания тростника, и быстрое увеличение производства не требует больших дополнительных распределений земли. Высокие темпы роста производства этанола (максимум 7,5% ежегодно) также предполагаются в тех странах, которые в настоящее время отдали существенную часть земли на выращивание сахарного тростника (табл. 6.5, «быстрый рост»). В этих странах, не ожидается особой напряженности с землей или пищей в ближайшие десятилетия. Наконец, рассмотрены более низкие темпы роста в производстве этанола для стран (табл. 6.5 «напряженность с пищей»), в которых ожидается напряженность с землей или пищей, (страны Южной Азии, Китай).

Таблица 6.5. Темпы роста производства этанола из сахарного тростника (ежегодный темп роста)

	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.	2040 г.	2045 г.
начинающие страны	5,0	25,0	15,0	10,0	5,0	5,0	5,0	4,0	4,0
быстрый рост	4,0	7,5	7,5	5,0	5,0	4,0	4,0	3,0	3,0
напряженность с пищей	3,0	5,0	5,0	4,0	4,0	3,0	3,0	2,0	2,0

Источник: IEA, Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050, 2006

- Зерновые культуры и сахарная свекла, предвидятся, как ключевые источники сырья для промышленности, удовлетворяющие возможный рост спроса на этанол в больших регионах потребления, таких как Соединенные Штаты и Европейский союз, пока лигноцеллюлозная технология конверсии недостаточно разработана, чтобы предложить существенный вклад в рынок. В этом анализе, производство этанола из зерновых культур и сахарной свеклы (главным образом в Европе и Северной Америке), как предполагают, будет увеличиваться, по крайней мере, на 10% ежегодно (больше 10%, если существующая стратегия ОЕСД подтвердит большее увеличение), до 2010 г. Производство этанола из зерновых и сахарной свеклы, как предполагают, будет расти менее интенсивно в последующие десятилетия, выравнившись после 2020 г. из-за увеличения доли этанола, полученного из лигноцеллюлозного сырья.
- Производство лигноцеллюлозного этанола, как предполагают, быстро вырастет с 2010 г. до 2020 г. из-за увеличивающегося числа и размеров заводов, построенных за десятилетие. Рост лигноцеллюлозного производства этанола, как предполагают, изменится к стандартному увеличению процента после 2020 г.. Является ли такой скачок вверх выполнимым, зависит от количества инвестиций в лигноцеллюлозный этанол и других факторов, к которым не обращались в этом анализе.

Относительно пригодности земли, анализ предполагает для всех производящих тростник стран (кроме Бразилии), что максимум, который может быть отдан сахарной свекле – 10% пахотных угодий. Таким образом, это предположение определяет 60 млн га производству сахарного тростника, по сравнению с 13 млн га в настоящее время (ФАО, 2006 г.). Бразилию рассматривают иначе, так как она имеет очень большие земли, отданные под пастбища в южно-центральной области, на которой может выращиваться высокопродуктивный тростник. Распространение производства сахарного тростника на этой земле добавило бы 90 млн га для его выращивания.

В существующем анализе, потенциальная область для производства тростника в Бразилии ограничивается в 45 млн га.

Для хлебных злаков и сахарной свеклы, максимальная предположенная доля от пахотных угодий для Европы, Соединенных Штатов и Канады составляет 10% (7% для пшеницы и 3% для сахарной свеклы). Доля пахотных угодий, доступных для хлебных злаков и сахарной свеклы в остальной части мира ограничивается 5%.

До 5% всех мировых земель используемых под пастбища, как полагают, допустимо отвести под зерновые культуры для производства лигноцеллюлозного этанола. Все лигноцеллюлозные заводы этанола, допускают использование сельскохозяйственных культур например травы, деревьев, которые выращены на низкокачественной земле, в то время как лучшая качественная земля, отводится под культуры предназначенные для еды и традиционные зерновые для биологического топлива. Другое сырье также является подходящим для лигноцеллюлозного производства (особенно сельскохозяйственные отходы, из-за их низкой цены), но их не рассматривали в этом анализе. Древесина также здесь не рассматривалась, так как она не подходит для производства лигноцеллюлозного этанола.

Важно отметить, что земля, принятая допустимой для производства этанола, почти во всех случаях превышает земельные потребности, чтобы удовлетворить условия для быстрого скачка производства (единственное исключение – 10% пахотных угодий, которые предусматриваются для тростникового этанола.) Это указывает на хороший потенциал для того, чтобы наращивать производство этанола, однако, приведенные оценки предварительны и нуждаются в дальнейших исследованиях.

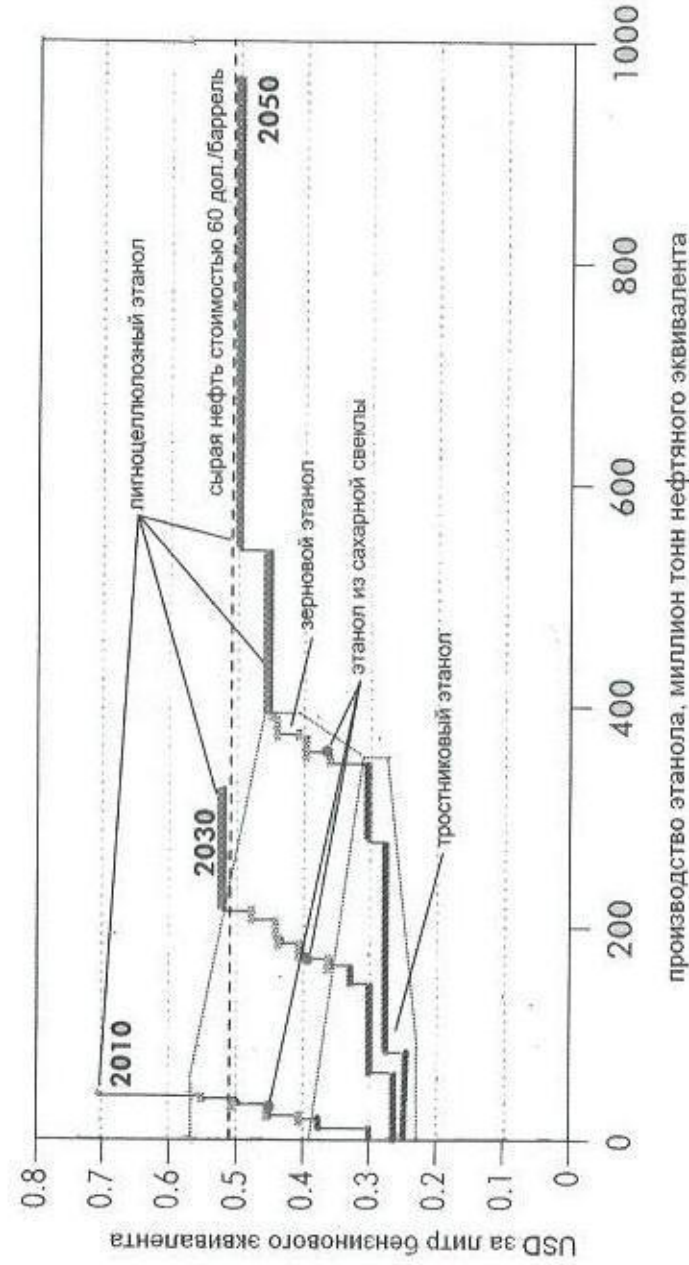
Представленный анализ основан на нескольких предположениях относительно ожидаемого увеличения производительности труда в сельскохозяйственном производстве и продолжения усовершенствований конверсионной отдачи сырья в этанол:

- Сельскохозяйственная продуктивность сахарного тростника и эффективность процесса в Бразилии, как предполагают, является «зрелой» и здесь возможен лишь медленный рост. Таким образом, ежегодная отдача этанола, вырастает на 1,0% каждый год (с 6 000 л/га в 2005 г. до 9 000 л/га в 2050 г.).

- Более быстрый рост сельскохозяйственной производительности и конверсионной эффективности предполагается в других регионах. Отдача этанола здесь, увеличивается на 1,5% каждый год; таким образом, поднимая ежегодную отдачу с 4 500 до 8 500 л/га к 2050 г., сокращая разрыв с Бразилией.
- Зерновые культуры и сахарная свекла, предположительно, будут иметь начальные урожаи, подобные сегодняшним средним числам (2 500 л/га для европейской пшеницы, 3 000 л/га для североамериканской кукурузы и 5 000 л/га для европейских сахарных свекл), и увеличиваются на 0,8% ежегодно.
- Лигноцеллюлозное производство этанола, как предполагают (со средствами, работающими над 50%-й конверсионной эффективностью), достигнет 2 300 л/га бензинового эквивалента, в 2005 г. и вырастет до 4 000 л/га к 2050 г.

На основании этих соображений, можно оценить кривые поставок для произведенного этанола в различных временных периодах. Результаты представлены на рис. 6.8. Данные показывают, что в течение всего времени ожидается быстрый подъем производства этанола, до почти 45 ЭДж (10^{18} Дж) (то есть, приблизительно 1 000 млн т н.э.) к 2050 г.

Рис. 6.8 также показывает, что стоимость производства в течение всего времени существенно понизится, отражаясь на увеличении отдачи этанола и идее, что производство этанола началось бы в большинстве стран с довольно небольшими дополнительными мощностями, затем переместившись в специализированные крупномасштабные мощности. Полученные цены, должны интерпретироваться только как обоснованные первые приближения. Стоимостные оценки могут не учитывать некоторые стоимостные компоненты, так, например, цена некоторых технологий, принята одинаковой для всех регионов мира. Кроме того, уменьшение цен в течение всего времени связано с предположением о быстром развитии и быстром скачке вверх; возможно, эти предположения не оправданы для различных моделей роста, например, производство биологического топлива в действительности будет наращиваться намного медленнее или начнется позднее, чем предполагалось.



*Быстрое развитие производства этанола может заместить существующую часть потребности в нефти для транспорта
топых средств к 2050 г.*

Источник: IEA, Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050, 2006

Рис. 6.8. Поставки Этанола

Рынок этанола в США

По подсчетам Министерства энергетики США, Соединенные Штаты используют больше энергии, чем любая другая страна мира. Половина этой энергии расходуется на нужды транспорта, в свою очередь, 98% этой энергии получается за счет использования нефти. Большая часть нефти, используемой США, экспортируется.

Ныне в США действуют 114 спиртзаводов, из них 97 — работают на полную мощность. Их производственные мощности позволяют выпускать 5,48 млрд галлонов (1 галлон — примерно 3,78 л) этанола ежегодно. Еще 70 заводов находятся в стадии строительства (American Coalition for Ethanol). Любопытно, что 40% спиртзаводов принадлежат фермерам. 25% рынка контролирует известная фирма Archer Daniels Midland, еще 35% приходится на долю иных игроков (среди них достаточно крупные компании VeraSun, Aventine и Cargill).

В 2004 г. в спирт было переработано 12% кукурузы, выращенной в США. В 2005 г. — 14%, в 2006 г. — 20%. Из-за того, что кукурузу все активнее используют для производства спирта, за последние четыре года цена на этот продукт в США удвоилась. Это привело к цепной реакции — подорожали мясопродукты (кукуруза традиционно идет на корм скоту и птице).

В 2003 г. в США было произведено 3,4 млрд галлонов этанола, в 2005 г. — 4 млрд, в 2006 г. — более 5 млрд. До сих пор спирт более дорог в производстве, чем бензин. Однако в США эту проблему частично решили путем предоставления налоговых льгот производителям этанола.

Ныне спирт добавляют в 46% продаваемого в США бензина. Благодаря этому на долю спирта приходится 3,5% потребляемого в США автомобильного топлива.

Использование топливной смеси, в которой на долю бензина приходится 90%, а на долю этанола — 10%, позволяет уменьшить выброс «парниковых газов» на 12...19%, по сравнению с традиционным бензином (Аргоннская Национальная Лаборатория).

По данным Министерства энергетики, в США ныне работают более 1 тыс. АЗС, на которых можно заправить машину

топливом E85 (состоит из 85% спирта и 15% бензина, его октановое число составляет 105). Ежегодно на производство E85 расходуется около 50 млн галлонов этанола.

Появление топливного стандарта E85 привело к созданию нового типа автомобилей — они называются «Автомобили на «Гибком» Топливе» (Flexible Fuel Vehicles — FFV). Внешне они ничем не отличаются от обычных, однако способны использовать E85 вместо бензина. Разница заключается в наличии сенсора, который определяет долю этанола в топливе, залитом в бензобак: исходя из этой информации, бортовой компьютер изменяет режим работы двигателя. Первой компанией, создавшей подобный автомобиль, стал Chrysler (1998 г.). Ныне в США насчитывается около 6 млн FFV. Подобные машины производят корпорации DaimlerChrysler, Ford, General Motors, Nissan и др. Общее число моделей FFV превышает 60. Их цена не отличается от стоимости бензиновых аналогов.

Чистый спирт (он же — топливо E100) имеет октановое число 113. В 2007 г. этот вид топлива был впервые использован для заправки автомобилей, участвующих в известных гонках Indy Racing League. При использовании чистого этанола значительно снижается выброс углекислого газа (по оценкам Аргоннской Национальной Лаборатории, один галлон этанола уменьшает выброс CO₂ на 2,9 кг), бензола и углеводородов. Еще одним плюсом является безопасность спирта — разлитый бензин способен загрязнить не только землю, но и подпочвенные воды, после чего попасть в ручьи и реки. Этанол в этом плане практически безвреден. Минусом является незначительное повышение выбросов формальдегидов, однако эти выбросы находятся в рамках существующих норм.

В 2005 г. в США этанол позволил заместить около 170 млн баррелей нефти, общей стоимостью 8,7 млрд дол. Контрольная Палата США пришла к выводу, что в 2010 г. спирт сможет заменить 311 млн баррелей нефти.

Этаноловое топливо, как высокотехнологичный и экологически чистый продукт с высокой добавленной стоимостью, занимает значительные ниши на рынке моторного топлива в США. Это влечет за собой развитие сопутствующих отраслей и технологическое совершенствование выпускаемой продукции.

Рынок биодизельного топлива

Одним из наиболее перспективных возобновляемых источников топлива в транспортном секторе являются животные жиры и растительные масла, которые могут быть использованы для производства биодизельного топлива (биодизеля).

Биодизель — топливо, которое может дополнить нефтяной дизель. В самой развитой технологии, биодизель получают из растительных масел, полученных из семени масличных культур (соя, подсолнечник или рапс) или других культур (пальма и кокосовый орех). Также он может быть произведен из использованного масла для жарки (например, поставляемого ресторанами), или из жира животных (говяжий жир, жир домашней птицы или сало свинины). Биодизель, полученный из растительных масел может легко использоваться в существующих двигателях в чистом виде или в смеси с обычным дизельным топливом.

Как с этанолом, стоимость производства биодизеля зависит от типа сырья и конверсионной технологии. Затраты также изменяются по регионам и зависят от биомассовой отдачи, стоимости труда, пригодности земли и доступа к капиталу. В регионах Европы, сельскохозяйственные субсидии значительно затрагивают издержки производства.

Стоимость традиционного биодизельного производства из рапса в Европе составляет 27,5...30 дол./ГДж, что соответствует приблизительно 1,2 дол./л дизельного эквивалента. Некоторые оценки допускают еще более низкую цену 0,7 дол./л дизельного эквивалента, поскольку экономика биодизельного производства зависит от нескольких факторов, включая продажу побочных продуктов.

Преобразование биомассы в жидкие топлива через процессы Fischer-Tropsch дают более высокую отдачу с гектара чем биодизель основанный на семенах масличных культур. Стоимостные оценки производства для крупномасштабных заводов, около 19 дол./ГДж (0,9 дол./л дизельного эквивалента) при цене на биомассовое сырье в 3,6 дол./ГДж. Затраты могут снизиться в среднем до 14...16 дол./ГДж, поставляя FT биодизель за 0,7...0,8 дол./л дизельного эквивалента.

Стоимость обычного биодизеля из масличных культур в настоящее время намного выше, чем стоимость коммерческого

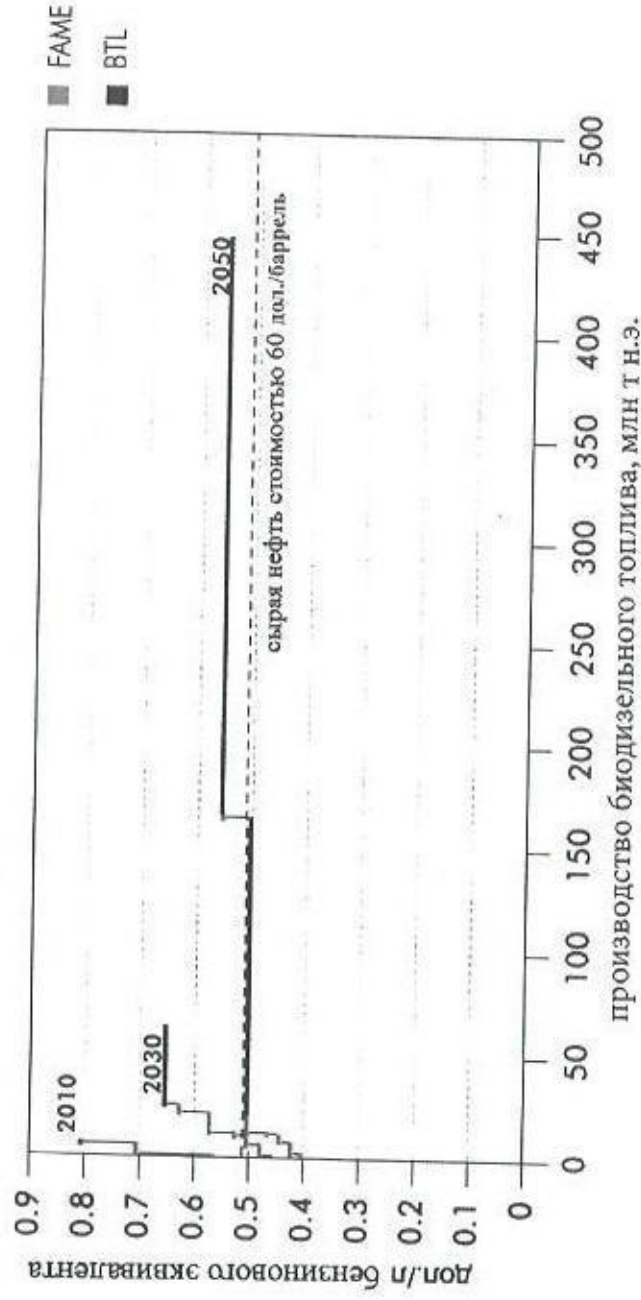
биоэтанола, требуется большее количество пахотных угодий для поставок такого же количества энергии. Несомненно, это — важный барьер для широкого распространения биодизеля. Однако биодизель не может быть исключен в Европе из-за высокой доли дизельных автомобилей, которые не могут использовать этанол, если не будут использоваться новые этанолодизельные добавки. Биодизель может быть важен во всех регионах мира, где присутствует большая доля сверхмощных транспортных средств, использующих дизель.

Стоимость обычного биодизеля может снизиться, если будут построены крупномасштабные заводы, при этом появятся некоторые возможности для крупных технических достижений, которые могут привести в будущем к существенному падению цен. Самые интересные возможности будут предлагаться инновационными технологиями производства и особенно конверсией биомас в жидкость (BTL), даже если этот вариант останется более дорогостоящим, чем другие технологии производства биологического топлива.

Производство биодизеля является в настоящее время небольшим, приблизительно 3 млрд л/год (0,1 ЭДж, или 2,5 млн т н.э.). Оно в основном сконцентрировано в Европе, и составляет приблизительно 2 млрд л. Поэтому большинство биодизеля по доступным ценам сосредоточено в Европе. Производство биодизеля в других регионах мира, где ресурсы биомассы доступны по более низким ценам, может привести к падению цен, но, все таки, развитие международного биодизельного рынка не представляется таким же многообещающим как развитие биоэтанола. Биодизель, вероятно, нуждается в более сильной правительственной поддержке, для получения существенной доли на рынке.

На рис. 6.9 представлены кривые поставок для FAME и Fischer-Tropsch/BTL биодизеля в 2010, 2030 и 2050 гг., полученные из предварительного анализа IEA, описанного в секции этанола. Эти кривые поставок оценивают потенциал биодизеля в контексте быстрого роста.

Потенциал для биодизеля и других биотоплив в долгосрочной перспективе ниже, чем потенциал для биоэтанола, стоимость производства биодизеля имеет тенденцию быть выше, чем оценка стоимости производства этанола. В 2050 г., биоди-



Источник: IEA, Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050, 2006
Рис. 6.9. Поставки биодизеля

зель достигнет приблизительно 450 млн т н.э. (около 20 ЭДж), в то время как этанол достигнет приблизительно 1 000 млн т н.э. (около 45 ЭДж).

Кривые на рис. 6.9 отражают развитие, которое основано на скачке производства подобно тому, как это было принято для этанола (в некоторых случаях, еще быстрее). В Соединенных Штатах, Канаде и Европе, сильные политические действия, как предполагают, приведут к очень быстрому росту (25% ежегодно) начиная с небольших уровней производства в 2005 — 2010 гг. Более медленное увеличение (10% ежегодно) традиционного FAME биодизеля предполагается в последующие десятилетия, когда объемы производства уже станут большими. Большинство других регионов, как предполагают, имеет довольно скромную норму увеличения до 2010 г. (так как инвестиционные решения за этот промежуток времени были по большей части уже приняты). Сильный рост в производстве FAME биодизеля из масляных семян ограничивается до 2020 г., когда продвинутое биотоплива такие как BTL биодизель начнут выходить на рынок. Предполагается, что передовые топлива BTL полностью будут коммерциализированы к 2020 г.

Доступ к пригодным землям для FAME биодизельного производства остается значительно ниже максимума — 20% пахотных угодий, отданных сое и рапсу в Европейском союзе, Соединенных Штатах и Канаде. Подобно Бразилии, биодизель, как предполагают, будет получен из сои при расширении культивирования на том, что сейчас является пастбищами (как и для сахарного тростника). Производство FAME биодизеля в других регионах мира, как предполагают, будет исходить из подобных образцов производства, хотя для этого потребовалось бы намного меньше чем 5% всех доступных пахотных угодий.

Как и с лигноцеллюлозным этанолом, производство сырья для промышленности BTL, будет происходить на землях отданных под пастбища, хоть лигноцеллюлозный этанол, как предполагают, и будет иметь быстрый скачок производства на пять лет раньше BTL топлива. Предполагается, что заводы BTL будут производить жидкие топлива с отдачей в 50% всей входной энергии. В зависимости от типов сырья, выпуск жидких биотоплив фактически может быть выше или ниже предполагаемого, скачиваясь на потребности в земле.

Предположенная отдача сырья для FAME биодизеля находится в диапазоне 700...1 200 л/га в 2005 г., с наибольшей отдачей европейского рапса и наименьшей отдачей бразильской сои. Отдача сырья промышленности BTL — точно такая же, как принятая для лигноцеллюлозного этанола в 2005 и в 2050 гг., то есть между 2 300 и 4 000 л бензинового эквивалента с 1 га за весь период.

Оценки для производства стремятся отразить увеличение урожаев в течение всего времени, с идеей что производство биодизеля началось бы в большинстве стран с довольно небольшими возможностями и переместится в крупномасштабные мощности на более поздней стадии. Стоимость FAME биодизеля (0,40...0,70 дол./л бензинового эквивалента) является весьма оптимистичной и может недооценить некоторые факторы, например, стоимость сбора биомассы с намного большей поверхности земли, чем для этанола, уменьшение стоимости побочных продуктов или увеличение цен на сырье. Стоимость BTL дизеля, как ожидают, будет составлять приблизительно 0,50 дол./л в 2050 г., что отражает усовершенствование технологий, изучение технологии и увеличение урожаев с гектара. Что касается FAME биодизеля, эта модель может недооценить некоторые из затрат процесса производства BTL.

Биодизель отличают ряд преимуществ:

- 1) Биологическая безвредность.
По сравнению с минеральным маслом, 1 л которого способен загрязнить 1 млн л питьевой воды и привести к гибели водной флоры и фауны, биодизель, как показывают опыты, при попадании в воду не причиняет вреда ни растениям, ни животным. Кроме того, он подвергается практически полному биологическому распаду: в почве или в воде микроорганизмы за месяц перерабатывают 99% биодизеля, что позволяет говорить о минимизации загрязнения рек и озер при переводе водного транспорта на нетрадиционное топливо.
- 2) Снижение выбросов CO₂.
При сгорании биодизеля выделяется точно такое же количество углекислого газа, которое было потреблено из

атмосферы растением, являющимся исходным сырьем для производства масла, за весь период его жизни. Тем не менее, следует заметить, что назвать биодизель экологически чистым топливом было бы неверно. Он дает меньшее количество выбросов углекислого газа в атмосферу, чем обычное дизтопливо, но все-таки это не нулевой выброс.

- 3) Малое содержание серы.
Не секрет, что выбросы вредных веществ можно минимизировать при помощи катализатора — оксиката, превращающего углеводороды и окись углерода в воду и углекислый газ. Но следует отметить, что оксикат чувствителен к присутствию в горючем серы, «отравляющей» катализатор на длительное время и приводящей к увеличению выброса остаточных частиц. Поэтому здесь особенную роль играет тот фактор, что биодизель в сравнении с минеральным аналогом почти не содержит серы (< 0,001% против минерального дизтоплива < 0,2%).
- 4) Хорошие смазочные характеристики.
Известно, что минеральное дизтопливо при устранении из него сернистых соединений теряет свои смазочные способности. Биодизель же, несмотря на «обделенность» серой, характеризуется хорошими смазочными свойствами. Это обуславливается его химическим составом и содержанием в нем кислорода.
- 5) Увеличение срока службы двигателя.
При работе двигателя на биодизеле одновременно производится смазка его подвижных частей, в результате которой, как показывают испытания, достигается увеличение срока службы самого двигателя и топливного насоса в среднем на 60%.
- 6) Высокая температура воспламенения.
Еще один технический показатель, интересный для организаций, хранящих и транспортирующих ГСМ — точка воспламенения. Для биодизеля ее значение превышает 100°C, что позволяет назвать биогорючее относительно безопасным веществом. Тем не менее, это не означает, что к нему можно относиться с халатностью.

6.3 Энергоэффективность — новый ресурс

Энергоэффективность — один из самых действенных механизмов на пути к устойчивому развитию. Энергетика 21 века — это, безусловно, энергоэффективная энергетика. В глобальном смысле энергоэффективность можно рассматривать как новый ресурс, эквивалентный энергоносителям, потому что сэкономленная энергия может быть использована в дальнейшем для производства общественных благ.

Энергоэффективные решения повсюду стали нормой современного мира. Если разобраться поглубже в понятии энергоэффективный продукт (имеются в виду не только установки, преобразующие энергию, но и товары, произведенные с минимальными затратами энергии), то становится очевидным, что это товар, имеющий высокую добавленную стоимость и включающий большую наценку за нематериальные активы производителя. Соответственно, продавая подобный продукт на рынке, производитель торгует энергоэффективностью.

Энергоэффективность и экология

Вследствие антропогенной деятельности с каждым годом увеличиваются выбросы парниковых газов (ПГ). Значительную их часть (около 80%) составляют продукты горения ископаемого топлива, остальные 20% приходятся на процессы, сопровождающиеся выбросами метана (утечки газа при транспортировке, гниение и брожение отходов и т. д.), ряд технологических процессов с эмиссией закиси азота, перфторуглерода, гидрофторуглерода и гексафторида серы. В связи с этим на первый план выступают проблемы повышения энергоэффективности и энергосбережения.

В декабре 1997 г. в японском городе Киото был подписан Киотский протокол — первый международный документ, использующий рыночный механизм для решения «парникового эффекта» как глобальной экологической проблемы.

Сформировавшиеся впоследствии механизмы его осуществления дают основу для перевода вопроса снижения экологической угрозы из сферы межправительственных договоренностей в сферу бизнеса. В разделе 3.2. данной работы подробно описан «Зеленый рынок» (торговля квотами).

Существует несколько объективных причин, почему можно рассматривать квоты на выбросы ПГ как экономический ресурс и объект торговых отношений. Во-первых, он ограничен. Ограничения установлены Приложением I (участники — все развитые страны и ряд стран с переходной экономикой, включая Россию, Украину, балтийские и почти все восточноевропейские страны) Киотского протокола. Квоты стали объектом международного права, как только Киотский протокол вступил в силу. Во-вторых, новый ресурс является фактором производства. Квоты на выбросы ПГ используются в любом производ-

Таблица 6.6. Оценка предложения углеродных единиц странами Приложения В в первом бюджетном периоде, млн т CO₂

Страны и региональные объединения	Предложение углеродных единиц в первом периоде (2008–2012 гг.)		
	Максимум	Минимум	Среднее
Страны Евросоюза, всего	1 230,5	716,0	928,0
в том числе:			
Великобритания	372,5	53,0	212,5
Греция	14,5	0,0	0,0
Ирландия	25,0	0,0	0,0
Финляндия	2,0	0,0	0,0
Франция	46,5	0,0	0,0
Швеция	15,0	15,0	15,0
Польша	171,5	131,0	151,0
Чешская Республика	211,0	211,0	211,0
Словакия	92,5	67,0	79,5
Латвия	77,5	72,5	75,0
Литва	89,5	61,0	75,0
Эстония	113,0	105,5	109,0
Исландия	1,5	0,5	1,0
Болгария	25,0	0,0	4,5
Российская Федерация	3 812,5	1 310,0	2 561,0
Румыния	309,0	119,0	214,0
Украина	1 111,0	417,0	764,0
ИТОГО	6 489,5	2 562,5	4 472,5

Источник: Ануфриев В. П., Чазов А. В., Энергоэффективность и проблема изменения климата, 2006.

стве, поскольку они потребляются тогда, когда сжигается ископаемое топливо. Новый ресурс прямо потребляется при использовании ископаемого топлива и косвенно потребляется в любом другом случае. Он становится фактором производства точно таким же, как труд и капитал.

Следовательно, новый ресурс имеет положительную экономическую оценку, так как он может использоваться в производственном процессе, продаваться и сберегаться для будущего использования, как и другие факторы производства. Обладание этим ресурсом увеличивает национальное богатство страны, ее регионов, увеличивает стоимость активов компании. Рациональное использование нового ресурса за счет использования энергоэффективных технологий должно обеспечить его наличие в количестве, достаточном для компенсации увеличения выбросов промышленных газов при росте производства и соответствующем увеличении потребления электроэнергии, предотвратить быстрое истощение первоначального запаса нового ресурса, определенное Киотским протоколом.

В-третьих, наблюдается географическая неравномерность распределения квот. Существуют квотодефицитные регионы, это в первую очередь Европа, и квотоизбыточные регионы такие, как Россия и Украина. Такая неравномерность распределения дает возможность формирования трансконтинентальной торговли с межгосударственными товарными потоками. Поэтому рынок квот мало чем отличается от других товарных рынков в экономическом смысле — это исключение одного пункта: выбросы парниковых газов — это продукт, который не требует непосредственных затрат на производство, если не считать затрат на энергосбережение и сокращение объемов сжигаемого топлива. Выбросы являются побочным продуктом технологического процесса с нулевыми издержками производства, а, следовательно, при формировании рыночной цены обретают значительную добавленную стоимость.

Квота на выброс помимо того, что обладает высокой добавленной стоимостью, является носителем технологического прогресса. Опосредованно, через торговлю разрешениями, Механизмы чистого развития (МЧР) и проекты Совместного осуществления (СО), квоты способствуют распространению высоких технологий в сфере энергоэффективности и экологической эффективности.

В чистом виде структура взаимоотношений участников механизмов Киотского протокола выглядит следующим образом: квотодефицитные страны (развитые страны) покупают разрешения, то есть расходуют средства, а квотоизбыточные государства (развивающиеся и переходные экономики) — продают, и, соответственно, получают прибыль. Однако наибольшую выгоду получают развитые страны, так как, находясь в условиях дефицита выбросов, при определенной конъюнктуре рынка квот стимулируется производство высокотехнологичных установок с низким энергопотреблением и, как следствие, низким уровнем выбросов. А основными носителями высоких технологий и производителями подобного оборудования являются, опять же, развитые страны. Поэтому механизмы Киотского протокола дают наибольший эффект в государствах ОЭСР, обеспечивая развитие высокотехнологичного производства с высокой добавленной стоимостью. В то же время применение энергосберегающих технологий эффективно в индустриально развивающихся странах таких, как Китай. Ибо затраты на 1 кВт сэкономленной энергии в 3...5 раз ниже, чем стоимость нового энергетического строительства.

Энергоэффективность промышленного сектора

На долю промышленности приходится около 30% всего мирового первичного потребления энергии. Выбросы CO_2 , обусловленные сжиганием топлива в промышленности, составляют 23% от общего объема. Любое усовершенствование эффективности энергопотребления в промышленности позволит снизить выбросы CO_2 , а дальнейшее развитие еще больше увеличит потенциал снижения выбросов. Наибольшими перспективами с точки зрения энергоэффективности обладают следующие технологии:

- технологии когенерации;
- энергоэффективные двигательные системы;
- энергоэффективные паровые системы;
- повышение эффективности существующих технологий основного производства;
- повышение эффективности с помощью новых технологий основного производства;
- замена топлива;

- повышение эффективности материалов/продукции;
- использование других видов сырья;
- улавливание и захоронение CO₂ (CCS).

В табл. 6.7 и на рис. 6.10 дается оценка вклада в снижение выбросов CO₂ от использования различных технологий в течение переходного периода с 2015 г. по 2050 г. Некоторые технологии доступны уже сейчас. Если своевременно удастся преодолеть оставшиеся препятствия, они могут играть важную роль к 2015 г. Эти возможности включают повышение качества обслуживания паровых систем, переоборудование существующих низкоэффективных станций или закрытие устаревших малых станций. Такие меры могут быть стимулированы установлением соответствующих цен на энергию, усовершенствованием систем управления, стандартов и нормативов.

Ряд технологий еще далек от стадии выхода на рынок. Там, где необходимо проведение дальнейших научно-исследовательских работ, основной прогресс прогнозируется на 2030–2050 гг.

Таблица 6.7. Снижение выбросов CO₂ в сценарии Мар в результате применения новых технологий в промышленности (по сравнению с базовым сценарием)

Технологии	2015 г.	2030 г.
Технологии когенерации	*	**
Двигательные системы	**	***
Паровые системы	**	***
Энергоэффективность существующих процессов производства основной продукции	**	**
Инновационные процессы производства основной продукции		*
Использование других видов топлива в производстве основной продукции		**
Эффективность использования материалов и продукции		*

Примечание: Снижение выбросов иллюстрируется числом звездочек:
 * (< 0,1 млрд т CO₂ в год), ** (0,1...0,3 млрд т), *** (0,3...1 млрд т).

Источник: IEA, Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050, 2006



Общее снижение выбросов CO₂: 32,1 млрд т

Источник: IEA, Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050, 2006

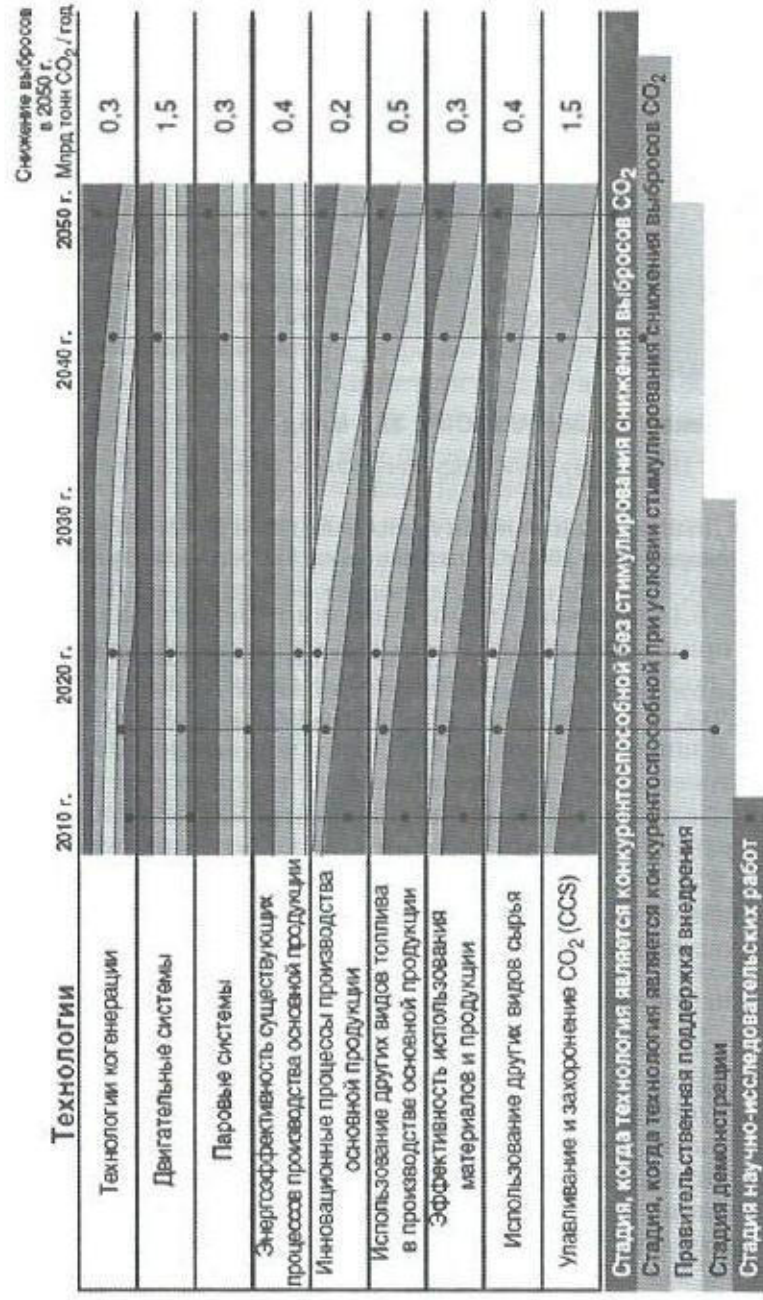
Рис. 6.10. Доля промышленности в снижении глобальных выбросов CO₂ в сценарии Мар, 2050 г. (по сравнению с Базовым сценарием)

На рис. 6.11 показаны стадии развития технологий для каждой категории технологий. Несмотря на широкий диапазон категорий, получается так, что пять из них сходятся в одной временной точке. В когенерации некоторые технологии уже апробированы и широко используются (например, мощные газовые теплоэлектростанции). Другие же все еще находятся на стадии научно-исследовательских работ (например, малые установки для дозаправки топливных элементов). Для остальных категорий — CCS и использование других видов сырья — очевидно, что основное внимание по-прежнему должно уделяться научно-исследовательским работам.

Энергоэффективность транспортного сектора

В ближайшее время топливная эффективность легковых автомобилей может быть существенно развита при использовании доступных рентабельных технологий.

Международное энергетическое агентство дает оценку, что к 2030 г. потребление топлива сократится на 25% при полном использовании доступных технологий. Однако вопрос снижения потребления топлива и снижения выбросов CO₂ здесь упирается в жесточайшую конкуренцию, прежде всего произ-



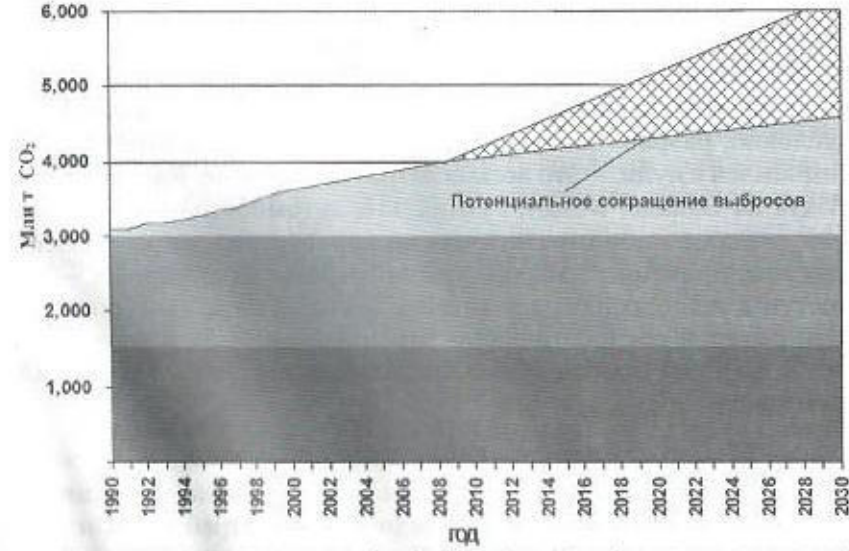
Источник: IEA, Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050, 2006

Рис. 6.11. Достижение ценовой конкурентоспособности новыми технологиями в промышленности

водителей из развитых стран. Борьба идет буквально за каждого покупателя, и внедрение энергоэффективной технологии, которая повлечет за собой увеличение стоимости, может существенно сказаться на объемах продаж. Безболезненное внедрение подобных технологий возможно только в классе «люкс», т.к. даже значительное изменение стоимости не влечет за собой изменение структуры продаж.

Внедрение энергоэффективных решений в транспортном секторе будет увеличиваться как за счет стимулов и директив со стороны государства, так и за счет бизнесструктур. Даже при том, что энергоэффективные решения — это дорогое удовольствие для производителей, тем не менее, при правильно выстроенной маркетинговой политике, направленной, прежде всего на потребителей развитых стран, инновационная составляющая может иметь положительный эффект, обусловленный пропагандой энергоэффективного мышления (рис. 6.12).

Проблема потребления топлива и загрязнение окружающей среды очень актуальны для транспортного сектора. Мир не может



Источник: IEA, Transport technologies and policies for energy security and CO₂ reductions, 2003

Рис. 6.12. Выбросы в транспортном секторе ОЭСР/ЕКМТ и потенциальное воздействие выявленных мер

продолжать потреблять почти 3 400 млн т нефти в год, где 60% приходится на транспортный сектор, а также 40% мировых выбросов двуокси углерода, о которых сообщает МЭА. Количество автомобилей в мире достигло астрономического показателя — 850 млн (включая машины находящиеся в коммерческом пользовании), таким образом, на 1 000 человек приходится 129 машин.

Причем основная часть машин сконцентрирована в развитых странах: так в США на 1 000 человек приходится 776 автомобилей. В развивающихся странах этот показатель значительно меньше: в Китае 24 автомобиля на 1 000 человек, в Индии — 6. Тем не менее, рост уровня жизни в развивающихся странах приводит к развитию транспортного сектора. В Китае к 2010 г. на 1 000 человек будет приходиться 40 машин, это огромный показатель в абсолютном выражении. Потребителям развивающихся стран необходимы дешевые автомобили с низким потреблением бензина. Низкие доходы населения не позволят ему, как покупать автомобили, выше определенного ценового предела, так и тратить значительные средства на бензин. Несмотря на то, что в развивающихся странах цены на топливо субсидируются национальными компаниями, топливо остается достаточно дорогим (в Китае — 1,72 дол./галлон, в Индии — 2,82 дол./галлон, для сравнения в США — 2,10 дол./галлон). Безусловно, разрабатывать энергосберегающие решения для автомобилей с нуля, — это весьма затратное занятие. Какой выход? Взять на Западе! Многие китайские автомобильные корпорации создают либо стратегические партнерства, либо совместные предприятия с западными партнерами. Для первых — это доступ к технологиям, для вторых — выход на самый динамичный рынок и распространение западных высоких технологий с последующим ростом сопровождающих сервисных и консалтинговых услуг.

Автомобили с гибридным двигателем

На автомобили с гибридными двигателями возлагаются большие надежды в борьбе с увеличением потребления топлива и снижения выбросов CO₂. Если большинство технологий, описанных выше, могут быть освоены производителями развивающихся стран за короткое время своими силами с незначительными затратами, то технология гибридного автомобиля для

многих — это недоступное удовольствие. Гибридный автомобиль — это продукт с более высокой, чем стандартная машина, добавленной стоимостью, который аккумулировал в себе все самое технологичное, что есть в автомобилестроении.

Автомобили с полностью гибридным двигателем в настоящее время при езде в городском режиме на 25...30% эффективнее, чем автомобили с обычным бензиновым двигателем. Автомобили с «мягкими» или «облегченными» гибридными двигателями менее эффективны, но они также дают увеличение экономичности на 5...20%. При езде в городском режиме гибридные двигатели дают наибольшую экономию топлива. Ожидается, что к 2050 г. они будут составлять большую долю рынка средних грузовиков и автобусов. Технология гибридных двигателей может использоваться на любом транспортном средстве, от легковых автомобилей до больших грузовиков и автобусов, но для сверхмощных дизельных грузовиков, предназначенных для дальних перевозок, эти преимущества минимальны.

Оценочная стоимость автомобиля с бензиновым полногибридным двигателем почти на 3 000 дол. выше, чем обычных легковых автомобилей с бензиновым двигателем. С течением времени предполагается уменьшение этой разницы, особенно если себестоимость аккумуляторных батарей будет снижена. Стоимость автомобиля с «мягким» гибридным двигателем на 2 000 дол. больше, а стоимость «облегченных» гибридных двигателей — на 500...1 000 дол. Гибридный двигатель может быть скомбинирован с дизельным для достижения еще большей эффективности, а это потребует дополнительных инвестиций. На данной стадии дизельные гибриды не готовы к выходу на рынок в больших масштабах раньше 2015 г., хотя здесь и существует определенный потенциал.

Наиболее серьезным препятствием является высокая стоимость автомобилей с гибридным двигателем. Долгосрочные разработки по снижению стоимости систем с гибридным двигателем имеют неопределенные перспективы и будут зависеть, главным образом, от развития технологии аккумуляторных батарей.

В настоящее время гибридные автомобили имеются лишь в виде нескольких моделей в сочетании с бензиновыми двигате-

лями. До настоящего времени они пока не достигли уровня полномасштабного внедрения на рынке. Полномасштабное внедрение и достижение «критической массы» количества гибридных автомобилей, после которого их число будет расти лавинообразно, потребует широкого диапазона гибридных схем во всех классах автомобилей.

Для повышения производительности и снижения затрат по-прежнему требуются научно-исследовательские разработки. Если автомобили с полностью гибридным двигателем найдут широкое применение, на начальном этапе они потребуют финансовой поддержки для покрытия дополнительных затрат. Затраты на «облегченный» гибридный двигатель (например, где гибридным является лишь мотор стартера) меньше. Даже если облегченные гибриды дают меньшую экономию топлива, они могут быть более пригодными для использования на средних и малолитражных автомобилях.

Минимизация дополнительных затрат гибридных двигателей для обеспечения быстрого внедрения может привести к применению «облегченных» версий там, где в противном случае дополнительные издержки могут стать препятствием. Также это позволило бы снизить уровень стимулирующих субсидий или льготных платежей. В долгосрочной перспективе дополнительная стоимость гибридных автомобилей, как ожидается, будет снижаться в результате эффекта «обучения в процессе использования». Тогда экономические инструменты могут быть направлены на разработку усовершенствованных гибридных технологий, включая гибридные двигатели с прямой зарядкой батарей от электросети.

Стимул к полномасштабному производству гибридных автомобилей, а также энергоэффективных двигательных систем, могут дать ужесточение экологических норм в Европе. Так в Европе планируется принять законопроект, согласно которому продаваемые автомобили должны к 2012 г. выбрасывать в атмосферу не более 130 граммов углекислого газа на 1 км пробега, а позже — не более 120 г/км. Сейчас этот показатель составляет 160 г/км. Если этот законопроект сможет преодолеть лобби крупных автоконцернов и будет принят, то это подстегнет технологический рывок в автомобилестроении. К примеру, Mercedes-Benz сейчас в среднем выбрасывает 186 г/км, BMW —

192 г/км, а самой «грязной» машиной в Европе считается Porsche с показателем выброса 297 г/км. Очевидно, что планируемые ограничения заставят крупных производителей либо активно смещаться в сегмент гибридных двигателей, либо резко наращивать темпы исследований в области новых энергоэффективных двигательных систем. Скорее всего развиваться будут оба сегмента. Также является очевидным, что доступ на Европейский рынок автоконцептов развивающихся стран будет закрыт, благодаря технологическому барьеру.

Механизмы стимулирования покупки экономичных автомобилей

Современный автомобиль должен быть функциональным, эстетичным, безопасным, экономичным по расходу топлива и доступным по стоимости. Производители автомобилей и политики часто думают, что эффективные машины должны быть маленькими, неповоротливыми, небезопасными или дорогими. Но интегральная конструкция и новые технологии могут достигать всех желаемых атрибутов автомобиля и сегодня, и завтра, одновременно и без компромиссов. Поэтому не понадобятся высокие налоги на топливо или высокие стандарты эффективности, чтобы заставить людей покупать непривлекательные машины; вместо этого они захотят покупать сверхэффективные автомобили, потому что они лучше, точно так же как большинство людей предпочитают цифровые носители виниловым пластинкам.

Революция в эффективности автомобилей сталкивается со многими трудностями, но каждую из них можно преодолеть. Гибриды, изобретенные Фердинандом Порше в 1900 г., были заново реализованы почти век спустя японскими производителями автомобилей при жестком руководстве и учете затрат. Эти популярные гибриды теперь позволяют вдвое повысить эффективность, а многие в качестве бесплатного приложения обеспечивают и более высокие характеристики. Гибридные автомобили на рынке сегодня стоят на несколько тысяч долларов дороже, чем обычные машины, хотя цены падают и есть некоторые предпосылки, что компании, такие как «Тойота» (с глобальными продажами более чем 100 000 гибридных автомобилей)

уравняют цены. Пока потребители показали скромный энтузиазм к покупке гибридных автомобилей, даже притом, что экономия на топливе позволяет быстро окупить вложения. Некоторые правительства (на пример в Японии и США) приняли важные меры, чтобы предоставить потребителям финансовые стимулы к покупке гибрида – до 2 000 дол. в обеих странах – и это иногда уменьшает стоимость, хотя не везде, в среднем текущие цены увеличиваются. Чтобы занять свою нишу на рынке гибридным автомобилям надо уделить намного больше внимания и принять потребителя как достойного инвестора.

Усовершенствования, повышающие топливную эффективность, фактически не будут уменьшать потребление топлива, за исключением, если тенденция к увеличению размера, веса и мощности авто не продолжится, как это происходило во всех регионах ОЭСР за последние 10 лет. Европейские добровольные соглашения и японская программа *top-gunner* – хороший пример политики, которая поощряет технические усовершенствования, но ни один из этих примеров не имеет механизма, который бы отговорил потребителей пересаживаться на более мощные транспортные средства.

Потенциальная экономия в транспортном секторе

По данным Международного энергетического агентства на производство бензина и дизельного топлива в мире расходуется 1 514,5 млн т нефти в год (отчет 2005 г.). Используя новые технологии, повышающие энергоэффективность автомобиля можно добиться значительной экономии (табл. 6.8, 6.9).

Таблица 6.8. Эффект от использования технологий повышающих энергоэффективность

	Аэродинамика	Шины	Масса	Гибридная трансмиссия	Двигатели DISC
Увеличение эффективности, %	3,5	3	10	27	17
Экономия, млн т нефти в год	53	45,4	151,4	408,9	265

Источник: составлено авторами

Таблица 6.9. Экономия за счет повышения КПД топлива

	E10, смесь 10% этанол, 90% бензина	B20, смесь 20% биодизель, 80% традиционное
Экономия, млн т нефти в год	151,5	309,2

Источник: составлено авторами

Энергоэффективная психология

Энергоэффективность – это наиболее эффективный, дешевый и чистый путь, отвечающий задаче устойчивого развития энергетики и общества в целом. Однако подобный путь требует наличия ответственного с точки зрения энергоэффективности и энергосбережения мышления со стороны потребителей. Если энергоэффективность в бизнесе влечет за собой прямые и ощутимые экономические прибыли, то на уровне обывателей энергоэффективное мышление выражено достаточно слабо. И этому есть ряд объяснений.

Во-первых, в масштабах одной семьи объемы потребления энергии незначительны, и отсутствуют материальные стимулы к ее сбережению. Во-вторых, в большинстве случаев существует такая точка зрения: «мой вклад в борьбу за энергосбережение будет минимальным, так что общество спокойно переживет мою пассивность». В-третьих, нельзя исключать удобства энергетического расточительства. Удобно не выключать свет, когда покидаешь комнату на 5 минут, удобно держать технику в режиме Stand-By, а не выключать из розетки.

Проблема в том, что понятие «энергия» для большинства жителей планеты весьма нечеткое. Люди предпочитают расточительно использовать энергию, избавляясь от головной боли, которую приносит необходимость сберечь.

Ситуацию усугубляет и слабая информационная поддержка энергосбережения на уровне обывателей. Уровень информированности населения о воздействии на окружающую среду в процессе потребления энергии и о потенциале сохранения энергии в результате модернизации жилых помещений остается на достаточно низком уровне.

Роль домашних хозяйств в проблеме сбережения энергии очень важна. Так в США (рис. 6.13) домашние хозяйства используют 35% (самая большая доля по секторам экономики) от потребляемого в стране электричества, в Великобритании — 34, в Японии — 28, в Китае — 14, в России — 22%.



Источник: US Environmental Protection Agency, 2005

Рис. 6.13. Структура потребления энергии домашними хозяйствами в США

Нельзя сбрасывать со счетов и экологический аспект энергоэффективности. Среднестатистический частный дом в США является причиной ежегодных выбросов в атмосферу в два раза больших объемов парниковых газов, чем легковой автомобиль. В Великобритании этот показатель доходит до 6 т в год.

В маркетинговых политиках крупных корпораций прослеживаются две основные тенденции:

- стимулирование потребительского образа жизни;
- стимулирование приобретения эффективных товаров.

Пропагандируемый в настоящее время потребительский образ жизни предусматривающий большую интенсивность использования энергии, приносит корпорациям сверхприбыли.

А пропаганда эффективных товаров с высокой долей технологической и инновационной составляющей в стоимости дает возможность компаниям увеличивать финансовые показатели за счет нематериальных активов таких, как бренд, технологи-

ческие ноу-хау, накопленный опыт и др. Что касается товаров, потребляющих энергию, то здесь большое значение имеет осознанный выбор потребителей в сторону экологически чистых и энергоэффективных товаров и услуг, количество и ассортимент которых растет с развитием экономической системы.

Понимая важность развития энергоэффективного мышления у населения для смягчения возникающих сейчас энергетических угроз и для стимулирования высокотехнологичного производства, мировое сообщество в лице развитых стран принимает ряд шагов в этом направлении, которые уже начинают приносить ощутимые результаты.

Основными аспектами мотивирования потребителей к энергоэффективному образу жизни являются:

- снижение стоимости коммунальных платежей;
- снижение выбросов парниковых газов.

Первый — апеллирует к материальным интересам потребителей, второй делает упор на психологическое стремление любого человека к чистоте собственного дома и поддержанию персонального здоровья. Материальная сторона вопроса может действовать только в условиях высоких коммунальных платежей (в основном, в развитых странах). Второй фактор мотивирования наиболее действенен, так как более универсален и имеет большее влияние на психологию человека.

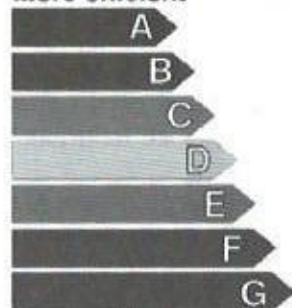
Помимо мотивирования со стороны государства, вклад в формирование энергоэффективного мышления вносит и мода на товары с высокой долей нематериальных составляющих таких, как бренд и технологическое совершенство, которая формируется крупными корпорациями посредством рекламы. Возможно, это звучит странно в энергетических вопросах, однако человек — это существо в высшей мере социальное, и мода на определенные поведенческие привычки, навязываемые в первую очередь СМИ, оказывает значительное влияние на сознание индивида.

Существующие программы в области стимулирования населения к энергоэффективному образу жизни действуют в основном в развитых странах. Их условно можно разделить на 3 группы: сертифицирование выпускаемых продуктов, образовательные программы в учебных заведениях, информационно-коммерческие программы.

Energy

Manufacturer Model

More efficient



Less efficient

Energy consumption kWh/cycle
(based on standard test results for 80°C cotton cycle)
Actual energy consumption will depend on how the appliance is used

1.75

Washing performance
A: higher G: lower

A B C D E F G

Spin drying performance
A: higher G: lower
Spin speed (rpm)

A B C D E F G

1400

Capacity (cotton) kg
Water consumption

8.0

5.5

Noise (dB(A) re 1 pW)
Washing Spinning

5.2

7.6

Further information contained in product brochure



Washing machine

Энергетическая метка

Согласно различным энергетическим директивам ЕС все «белые вещи» (термин ЕС, объединяющий холодильники, кондиционеры, посудомоечные машины, сушилки, нагреватели и др. подобную технику), лампы и автомобили должны быть маркированы энергетической меткой ЕС (рис. 6.14). Эти товары градуируются согласно их энергоэффективности на 7 классов (A – G). Для охлаждающих приборов существуют также классы A+ и A++. Энергетическая метка содержит 4 поля: информация о продукте; энергетический класс (A – G); потребляемая энергия; уровень шума.

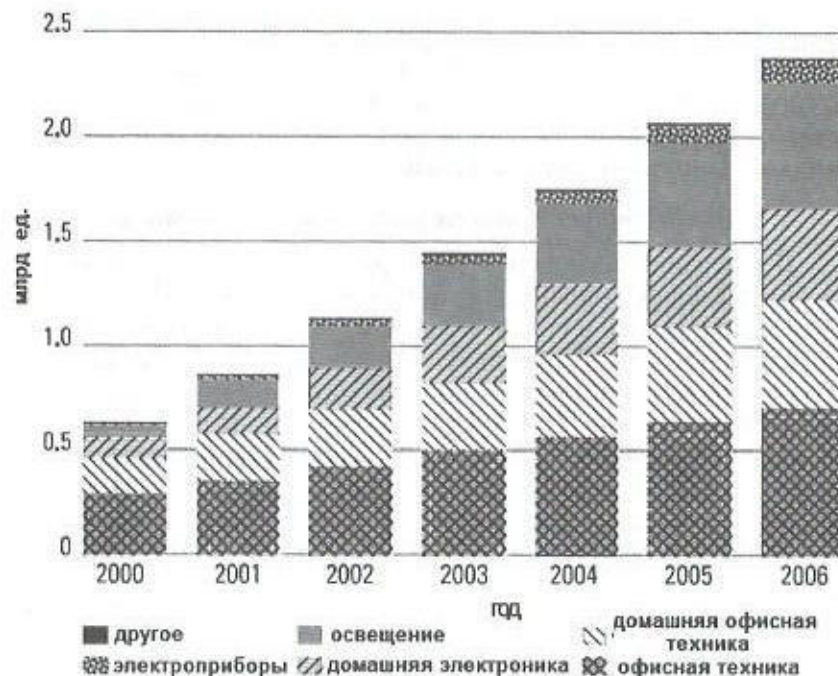
«Energy star»

«Energy star» – это программа правительства США, направленная на стимулирование потребления энергоэффективных продуктов. Программа была создана в США в 1992 г. Агентством по Защите Окружающей Среды для снижения потребления

Источник: DEFRA, 2007

Рис. 6.14. Энергетическая метка ЕС на стиральную машину

электроэнергии и выбросов углекислого газа. Первоначально знак «Energy star» выставлялся на компьютерах, а после и на бытовой технике, осветительной и офисной технике. Сейчас знак также выставляется на некоторых зданиях, коммерческих и промышленных объектах. Только в 2006 г. программа позво-



Источник: Energy Star Overview of 2006 Achievements

Рис. 6.15. Приобретенная техника, маркированная символом «Energy Star»

лила сэкономить 14 млрд дол. (170 ТВт·ч) на электроэнергии и предотвратить выброс 37 млн т CO₂.

В области энергоэффективных образовательных программ безусловными лидерами являются ЕС и США. В ЕС, к примеру, запущены такие программы, как Energy Path, FEEDU, Active Learning, KITH, Kids4Future. Они рассчитаны на непродолжительные сроки и охватывают все стадии обучения. Цель этих программ – сформировать у детей энергоэффективное мышление и обучить основам функционирования мировой энергетической системы. Спонсорами являются энергетические компании. Некоторые из них имеют собственные образовательные программы. Так компания «BP» ежегодно выделяет на свою программу A+ for Energy, целью которой является стимулирование энергосбережения в школах США, 5 млн дол.

Существует Интернет-ресурсы, в основном в странах ЕС и США, которые предоставляют информацию о возможностях энергосбережения в домашних хозяйствах, а также предлагают работы по энергоэффективной модернизации жилищных условий со значительными скидками.

Энергоэффективность российской экономики

В последнее десятилетие в развитых странах наблюдался энергоэффективный экономический рост (на 1% прироста ВВП приходилось в среднем лишь 0,4% прироста потребления энергоносителей). В результате энергоёмкость валового внутреннего продукта в среднем по миру уменьшилась за этот период на 19%, а в развитых странах — на 21...27%. В России же из-за глубокого экономического кризиса энергоёмкость ВВП увеличилась (лишь в последние годы по мере восстановления экономики она начала снижаться).

Отмеченная тенденция была обусловлена рядом факторов:

- Россия занимает наибольшую площадь в мире (17,08 млн кв. км);
- является самой холодной страной мира (больше 60% ее территории находится в зоне вечной мерзлоты — севернее 65 параллели) со среднегодовой температурой наружного воздуха 5°C, а следовательно, неизбежны высокие затраты на транспорт энергоресурсов и теплоснабжение;
- в исторически сложившейся структуре экономики высока доля промышленности энергоёмких отраслей (добывающей, тяжелого машиностроения, металлургии и др.). Только за счет перечисленных трех факторов энергоёмкость ВВП выше по сравнению с развитыми странами на 30...40%;
- недооценка стоимости энергоресурсов, прежде всего газа, не стимулирующая энергосбережение;
- нарастающая технологическая отсталость энергоёмких отраслей промышленности и жилищно-коммунального хозяйства, применение устаревших технологий производства, значительные потери энергоресурсов, высокая степень износа основных фондов во всех сферах экономики.

Десятилетия неэффективного использования энергоресурсов создали в России огромный неиспользованный потенциал

энергосбережения, достигающий, по разным оценкам, от 35 до 45% всего современного энергопотребления страны. Этот потенциал обусловлен как технологическим несовершенством основных производственных фондов, так и традиционным энергорасточительством и бесхозяйственностью, плохо налаженным и не обеспеченным современными техническими средствами учетом и контролем за использованием топлива и энергии. Модернизации и совершенствованию подлежит весь цикл преобразования энергии — от процессов сжигания топлива и повышения эффективности котлоагрегатов до систем транспорта энергоносителя и его использования у конечных потребителей.

Существующий потенциал энергосбережения составляет 360...430 млн т у.т. Почти третья часть его сосредоточена в топливно-энергетических отраслях (в том числе четверть — в электроэнергетике и теплоснабжении), ещё 35...37% — в промышленности и 25...27% в жилищно-коммунальном хозяйстве.

Примерно 20% потенциала энергосбережения или 70...85 млн т у.т./год можно реализовать при затратах до 15 дол./т у.т., т.е. уже при действующих в стране ценах котельно-печного топлива. Наиболее дорогие мероприятия (стоимостью свыше 50 дол./т у.т.) составляют около 15% потенциала энергосбережения. Реализация мероприятий стоимостью от 20 до 50 дол./т у.т., обеспечивающих оставшиеся две трети потенциала энергосбережения (220...280 млн т у.т./год), которые сопоставимы с расчетным объемом структурной экономии энергоресурсов, потребует значительных целевых инвестиций: от 7 до 17 млрд дол. в период до 2010 г. и от 25 до 50 млрд дол. в последующее десятилетие. Реализация всего потенциала энергосбережения займет до 15 лет.

Перестройка структуры экономики и технологические меры экономии энергии уменьшат энергоёмкость валового внутреннего продукта на 26...27% к 2010 г. и от 45 до 55% к концу рассматриваемого периода. При этом до половины прогнозируемого роста экономики сможет быть получено за счет ее структурной перестройки без увеличения затрат энергии, ещё 20% даст технологическое энергосбережение и около трети прироста валового внутреннего продукта потребует увеличения расхода энергии.

Сдерживание развития энергоемких отраслей и интенсификация технологического энергосбережения позволят при росте экономики за 20 лет от 2,3 до 3,3 раза ограничиться ростом потребления энергии в 1,25...1,4 раза и электроэнергии — в 1,35...1,5 раза.

Стимулирование энергоэффективности, как на уровне государства, так и посредством рыночных механизмов, влечет за собой развитие высокотехнологичного производства, выпускающего продукцию с более высокой добавленной стоимостью. В условиях наличия в России значительного количества нематериальных активов таких, как человеческий капитал и научно-технологический потенциал, подобные меры могут стать локомотивом инновационного развития государства.

По оценкам экспертов, капиталоемкость энергосбережения в 2 раза ниже наращивания объемов производства ТЭР, что позволяет использовать высвободившиеся в ТЭК инвестиции в других отраслях экономики. В результате снижение энергоемкости ВВП на 1 кг у.т./дол. (3,5%) соответствует сокращению доли инвестиционного спроса ТЭК на 0,25...0,3% и приросту темпов экономического развития на 0,03...0,035%. Необходимо отметить, что соотношение затрат между инвестициями в энергосбережение и затрат, необходимых для выработки энергии, соответствующей сэкономленному количеству, составляет 1/(2,5...8). Реализация энергосберегающих мероприятий у потребителей энергоресурсов требует в 3...4 раза меньше инвестиций, чем для осуществления затрат на соответствующее увеличение производства энергии (в том числе и рост добычи ТЭР). Макроэкономический эффект от снижения удельной энергоемкости ВВП на 1% оценивается ростом национального дохода на 0,4%.

Толчок в развитии энергоэффективного производства в России могли бы дать механизмы Киотского протокола. Однако, несмотря на ратификацию соглашения в конце 2004 г., для развития механизмов реализации соглашения не делается практически ничего. Так, только в апреле 2007 г. была направлена заявка в комиссию ООН с просьбой о выделении национальной квоты в размере 3,216 млрд т CO₂-эквивалента. Профицит углеводородного бюджета в России в 2004 г. относительно зап-

рошенной квоты составил 1,06 млрд т. Это несколько больше объемов торгов на всех климатических биржах мира в 2006 г. С точки зрения получения экономической выгоды от продажи квот это очень привлекательный результат. Но подобный избыток тормозит создание рынка квот в России и не стимулирует развитие энергоэффективного и высокотехнологичного производства. Рынок квот, так как не стоит вопрос неравномерности географического распределения этого ресурса в национальном масштабе, может возникнуть только в условиях дефицита товара, а в России это условие в ближайшей перспективе не будет выполняться. Поэтому многие аналитики считают, что появление в России национального климатического рынка — это далекая перспектива.

6.4 Энергоэффективные технологии будущего

Энергоэффективная модель развития современной энергетики может дать значительный результат с внедрением ряда революционных технологий: в первую очередь, сверхпроводников и нанотехнологий.

Сверхпроводники — это вещества, способные совершить, если не революцию, то точно маленький переворот, в мировой энергетике. При передаче электрической энергии по кабелям до 10% всей передаваемой мощности расходуется на тепловые потери. Потери в сверхпроводниках минимальны. Кроме того, на передачу одного и того же количества энергии необходимо затратить при производстве кабеля в случае сверхпроводников в разы меньше материалов, чем в случае обычных кабелей. Сверхпроводящие кабели требуют меньше места для заложения и не требовательны к конфигурации укладки (у обычных кабелей нагрев изоляции ведет к ухудшению проводящих свойств, поэтому при укладке их стараются разносить на определенное расстояние).

Первые опытные сверхпроводящие линии длиной до нескольких десятков метров стали строить еще в 60-х годах. Охлаждались они при помощи жидкого гелия и действительно обладали сверхпроводимостью. Но их применение оказалось очень дорогим из-за несовершенства криогенной техники, которая требовала тщательного ухода, и дороговизны жидкого гелия. Поэтому разработка линий на основе сверхпроводников существенно затормозилась в последующие годы. Но в 1986 г. произошел существенный прорыв в развитии нанопроводников: были разработаны высокотемпературные сверхпроводники, работающие при температурах 77 К. Подобные температуры возможно получать при охлаждении провода жидким азотом, который намного дешевле гелия.

Это возродило интерес к сверхпроводящим линиям: экспериментальные сверхпроводящие ЛЭП начинают создаваться по всему миру. Рентабельность их применения в промышленных масштабах доказана и не вызывает сомнений.

Сверхпроводящая ЛЭП представляет собой сложную систему, включающую несколько многослойных кабелей, размещенных в шахте, заполненной жидким азотом. Для сохранения

температурного режима линия размещается только под землей и требует постоянного контроля со стороны обслуживающего персонала. Но затраты оправдываются, так как сверхпроводники по сравнению с обычными кабелями передают в несколько раз большие мощности.

В настоящее время идет сооружение двух промышленных сверхпроводящих ЛЭП: в Нью-Йорке и Москве. Нью-Йоркский проект носит название «Hydra». Предполагается, что между двумя подстанциями в Манхэттене будет проложен сверхпроводящий кабель, обеспечивающий возможность высокоэффективной передачи энергии.

Свои планы развития сверхпроводящих технологий были и у РАО «ЕЭС России». Компанией до 2012 г. была намечена программа, которая включает разработку, изготовление опытного образца и испытания трехфазной кабельной линии длиной 30 м напряжением до 20 кВ (I квартал 2008 г.), соединение двух подстанций в Москве сверхпроводящим кабелем длиной 500 м и напряжением до 20 кВ (II квартал 2010 г.), прокладка на коммерческой основе кабеля свыше 1 км и напряжением 20 кВ (с 2009 г.), а также исследование сетей с высокотемпературными сверхпроводящими кабелями на постоянном токе и напряжении до 110 кВ, что является альтернативой действующим ЛЭП напряжением 220–330 кВ.

Ведутся работы по созданию сверхпроводников, работающих при комнатной температуре. Такие разработки ведутся и в России. Работа сверхпроводников в комнатных условиях открывает огромные возможности для энергетики.

В краткосрочной перспективе использование сверхпроводящих технологий увеличит энергоэффективность, снижение издержек в энергетических проектах. Так в 2005 г. японская компания The Furukawa Electric Co. создала сверхпроводящий материал для производства силовых кабелей, способных передавать мощности в 100 раз превышающие мощности, передаваемые по традиционным кабелям с медными жилами. Экспериментальный кабель на основе иттрия стоит примерно 4 цента за ампер-м, что сравнимо с традиционными силовыми кабелями с медными жилами и составляет около четвертой части стоимости кабелей на основе висмута (материал, из которого изготавливается основная масса сверхпроводящих кабелей).

Поэтому внедрение сверхпроводящих технологий в промышленных масштабах — вопрос времени.

В первую очередь будет развиваться сегмент сверхпроводниковых кабелей, синхронных компенсаторов, токоограничителей и индуктивных накопителей энергии. По оценке американских экспертов, выполненным несколько лет назад, в период 2015–2020 гг. более половины от этих сегментов электроэнергетического рынка будет составлять сверхпроводниковое оборудование с объемом продаж более 100 млрд дол. в год. Долгосрочная перспектива для сверхпроводящих линий куда более привлекательна. Развитие сверхпроводящих технологий и начало их промышленного внедрения приведут к снижению стоимости производства и эксплуатации за счет эффекта масштаба. Это повлечет за собой повсеместное их внедрение, а также ввиду малых потерь и больших объемов передаваемой электроэнергии приведет к появлению сверхпроводящих магистралей, соединяющих районы потребления и производства электроэнергии. Причем подобные магистрали могут составить конкуренцию газо- и нефтепроводам. Если учесть, что к 2030 г. на производство электроэнергии будет расходоваться 41% потребляемой в мире энергии (37% в 2004 г.), то при наличии технологии передачи электроэнергии с низкими, практически равными нулю, потерями производство электроэнергии из первичных энергоресурсов в местах добычи окажется эффективнее, чем их транспортировка и дальнейшее преобразование на местах потребления. Это приведет к созданию крупных региональных генерирующих центров обслуживающих несколько государств, конечно, в случае достижения определенных норм рентабельности сверхпроводящими технологиями.

Наиболее перспективным и очевидным регионом для опробования подобной модели является Европа — Северная Африка (рис. 6.16). Северная Африка обладает большим потенциалом с точки зрения развития солнечной энергетики. Огромные незаселенные пустынные территории с фактически полным отсутствием флоры и фауны делают этот регион весьма привлекательным для размещения крупных солнечных электростанций. Северная Африка обладает высокими показателями годовых потоков солнечной энергии и низкой сезонной зависимости вырабатываемой энергии за счет расположения на

широтах ниже 35 градусов. Размещение солнечных электростанций в пустынях Северной Африки и передача энергии в Европу с низкими потерями может привести к 3..4-кратному повышению эффективности капиталовложений по сравнению с размещением таких же мощностей в Центральной Европе.



Источник: The West African Power Pool, Southern African Power Pool, 2006

Рис. 6.16. Схема трансконтинентальной электроэнергетической системы

Кроме того, сверхпроводящие технологии открывают новые возможности для гидроэнергетики. В 2004 г. из всего гидроэнергетического потенциала Земли было освоено 31%. Наиболее неосвоенный гидроэнергетиками регион — это опять же Африка. Это вполне объяснимо, так как там, по сути, отсутствует экономическая целесообразность строительства крупных электроэнергетических объектов ввиду низкого регионального спроса. Развитие гидроэнергетики в Африке может проходить

по такому сценарию: доленое сооружение различными странами ряда крупных гидроэнергетических объектов и строительство крупной магистральной сверхпроводящей линии с подсоединением национальных сегментов, в дальнейшем возможно объединение африканских и европейских энергетических систем. В ряде африканских стран существуют проекты трансграничной торговли электроэнергией — The West African Power Pool и Southern African Power Pool, — поэтому описанная выше модель развития может основываться на накопленном опыте торгового взаимодействия.

Значительным неосвоенным гидроэнергетическим потенциалом обладает практически вся Азия и Южная Америка. На основе сверхпроводящих технологий здесь может быть сформированы региональные гидроэнергетические системы.

Другое перспективное направление — это нанотехнологии. По словам Ральфа Меркле, одного из пионеров нанотехнологий, «нанотехнологии произведут такую же революцию в манипулировании материей, какую произвели компьютеры в манипулировании информацией». Бесспорно, нанотехнологии открывают для человечества невообразимые горизонты развития. Области применения нанотехнологий обширны и могут охватить все сферы человеческой жизни.

Энергия — это необходимый элемент развития любой структуры, в том числе и человеческого общества. Объемы потребления энергии увеличиваются с каждым годом. И это притом, что большая доля потребляемой сейчас энергии приходится на «золотой миллиард». А для того, чтобы вывести уровень жизни остального населения планеты на более качественный уровень необходимы колоссальные затраты энергии. Потребление энергии в ближайшие 30 лет увеличится на 53%, 70% этого прироста обеспечат развивающиеся страны. Нарастание добычи — это не выход в складывающейся ситуации. Развитие возобновляемых источников энергии — это мера, но всеобъемлющая: к 2030 г. их доля, по прогнозам МЭА, будет составлять 19%, что чуть ниже существующих пропорций. Наиболее действенным шагом является энергоэффективность во всем. И нанотехнологии здесь придутся, как нельзя, кстати.

Нанотехнологии не только повысят эффективность всех существующих способов добычи, преобразования и использо-

вания энергии, но и создадут множество новых. Работая в микроскопических масштабах (молекулярный уровень), создается возможность менять свойства материалов. В результате получаются необычные оптические, электрические и другие свойства из-за того, что с их помощью атомы располагаются строго определенным образом. А это, в свою очередь, можно использовать для самых разных целей, в том числе и для развития способов производства, хранения и использования энергии.

Возможности нанотехнологий сейчас осознаются многими, как на уровне государства, так и на уровне частного бизнеса. Так все страны «Большой Восьмерки» имеют программы поддержки развития нанотехнологий (в России подобная программа появилась, к сожалению, позже всех). Компании-мейджоры в энергетике также имеют собственные программы.

Пионером здесь стала «ChevronTexaco», которая создала дочернюю структуру «MolecularDiamond Technologies», целью которой стало налаживание промышленного производства наноалмазов, названных «даймондоидами» (diamondoids), из нефти. Даймондоиды — это углеродные молекулы, имеющие много «подвидов», отличающихся формой и размерами, составленные из десятков (некоторые типы — сотен) атомов, расположенных сходно с кристаллической решёткой алмаза, также способные соединяться с другими атомами и включать их в свою решётку. По сути даймондоиды могут использоваться как строительные блоки для создания более сложных структур.

«Shell» и «BP» имеют программы развития нанокompозитных материалов, которые будут использоваться в буровых инструментах, и нанокатализаторов для увеличения извлекаемости углеводородов из скважины.

«Engelhard», аффилированная компания «BASF», начала испытания системы молекулярных ворот, которая способна отделять молекулы азота от природного газа, а также ведет работы над нанокатализаторами, которые разбивают длинные молекулы углеводородов на более короткие. Эта технология, по внутренним оценкам, способна увеличить выход бензина на НПЗ в среднем на 2% и приносить 10...12 млн дол. дополнительной прибыли.

Интерес развитых государств и транснациональных корпораций к нанотехнологиям очевиден. Нанотехнологии — это вы-

гий или «промоушена». Автомобильные концерны находятся в куда более сложной ситуации, однако и они создают задел для последующей конкурентной борьбы.

Очевидно, что в ближайшее десятилетие за водородный рынок начнется жесткая борьба между крупными игроками. В принципе, можно говорить, что такая борьба уже началась. Предпосылки для этого есть: поддержка водородной энергетике на государственном уровне играет значительную роль. Так в частности ЕС в 2003 г. представил план по развитию водородной энергетике. Согласно плану, уже к 2010 г. должно быть начато серийное производство автомобилей, едущих на водороде (на первом этапе допускается его получение непосредственно на борту). Тогда же намечено появление водородных заправок в отдельных районах. К 2020 г. появятся дешевые топливные элементы, а водородные автомобили станут конкурентоспособными. Местные сети распределения водорода начнут укрупняться и объединяться, существенную долю этого газа станут получать из возобновляемых ресурсов (разложение воды). В 2030 г. появятся устройства длительного хранения водорода, он станет основным топливом для автомобилей, а тепло и электричество для домов будет получаться на месте с помощью топливных элементов. В 2040 г. водородная энергетика станет основной, а весь водород будут получать не из ископаемых углеводородов, а из возобновляемых источников. К 2050 г. появятся водородные самолеты.

Мировая статистика свидетельствует о зарождении водородного рынка, пусть и в субрегиональных масштабах.

В 2006 г. было запущено в эксплуатацию около 100 новых автомобилей, автобусов, мотоциклов и прочих транспортных средств на топливных элементах. К концу 2007 г. в мире эксплуатировалось около 900 транспортных средств.

Разработчики смогли снизить стоимость автомобильных водородных топливных элементов с 275 дол. за кВт, мощности в 2002 г. до 110 дол. за кВт. в 2005 г. Департамент Энергетики США планирует снизить стоимость до 30 дол. за кВт. мощности к 2020 г.

В марте 2006 г. германский проект HyWays опубликовал прогнозы проникновения водородного автотранспорта на европейский рынок (табл. 6.10).

Таблица 6.10. Прогноз проникновения водородного автотранспорта на европейский рынок в % от общего количества автомобилей

Сценарий	2020 г.	2030 г.	2040 г.	2050 г.
Высокое проникновение, %	3,3	23,7	54,4	74,5
Низкое проникновение, %	0,7	7,6	22,6	40,0

Источник: HyWays, A European Hydrogen Roadmap Project, 2006

К концу 2006 г. во всём мире функционировало более 140 водородных автомобильных заправочных станций. Из общего числа заправочных станций, построенных 2004–2005 гг., всего 8 % работают с жидким водородом, остальные с газообразным.

Таблица 6.11. Водородные заправочные станции по регионам мира

Страна	1995–2006 гг.	Построено новых в	
		2005 г.	2006 г.
Северная Америка	46 %	65 %	59%
Япония	14 %	15 %	7%
Германия	13 %	0	7%
Остальная Европа	14 %	15 %	0
Другие страны	13 %	5 %	27%

Источник: HyWays, A European Hydrogen Roadmap Project, 2006

В различных регионах существуют планы по строительству «водородных шоссе», т.е. магистралей с большим количеством водородных заправочных станций. Многие компании внедряют водородные технологии на морском и железнодорожном транспорте. Так, в Германии уже производятся подводные лодки класса U–209 с двумя топливными элементами по 120 кВт каждый производства Siemens AG.

Таким образом, водородный рынок активно развивается. Главная преграда, мешающая повсеместному применению водорода — это высокая стоимость производства и хранения. Однако в ближайшее десятилетие этот параметр будет значительно снижен.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Мировой нефтяной рынок прошел в своем развитии несколько этапов: от рынка производителей к рынку потребителей. Сейчас рынок во многом можно описать философским понятием «вещь в себе», так как отдельные стороны его функционирования становятся мало понятны даже специалистам. Наверное, это и есть высшая ступень эволюции, когда рынок функционирует как независимый организм. Газовый рынок идет по пути своего старшего собрата, хотя его эволюция после формирования трансконтинентального рынка, скорее всего, будет отличаться ввиду его большей чувствительности к рискам.

Нефтегазовый рынок в целом претерпевает серьезные структурные изменения, которые обусловлены переходом на новую модель развития, отвечающую идее устойчивого развития и базирующейся на энергоэффективности и экологической безопасности. Основная тенденция, в рамках этой трансформации, может быть охарактеризована, как переход от торговли сырьем к торговле услугами и товарами с высокой добавленной стоимостью: это сервисные услуги, технологии, квоты на выброс парниковых газов, продукты возобновляемой энергетики.

Новая модель отвечает цели устойчивого развития. Однако в первую очередь, она преследует интересы развитых стран, основных владельцев нематериальных активов. Для мирового сообщества очень важно, чтобы подобная модель развития не привела к формированию однополярной энергетики, преследующей интересы только «золотого миллиарда». Необходимо, чтобы остальные участники энергетической системы смогли бы стать полноправными преемниками подобной модели развития, и в первую очередь это касается бедных стран.

Освещенные в этой книге тенденции важны для понимания механизмов функционирования энергетического рынка и для прогнозирования его развития.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Доклад «Международные механизмы формирования цен на нефть и газ», Секретариат Энергетической хартии, 2007 г.
2. Отчет о научно-исследовательской работе «Анализ конъюнктуры мирового рынка нефти и глобальной энергетической безопасности, аналитическое сопровождение мероприятий «Группы восьми» по проблемам энергобезопасности»; этап 1,2, ЗАО «ГУ ИЭС», 2006 г.
3. Ануфриев В. П., Чазов А. В., Энергоэффективность и проблема изменения климата, 2006 г.
4. Беляев Л.С., Бушуев В.В., Ластовская М.Р., Лебедев А.В., Марченко О.В., Сергеев П.А., Соломин С.В., Филиппов С.В., Мировая энергетика: Состояние, проблемы, перспективы, 2007 г.
5. Беляев Л.С., Лагерева А.В., Посекалин В.В. и др.; Отв. Ред. Вороной Н.И. Энергетика XXI века: условия развития, технологии, прогнозы. 2004 г.
6. Бернанке Б.Ш. Энергоносители и экономика (Из выступления в Экономическом клубе Чикаго 15 июня 2006 г.).
7. Брагинский О.Б. Нефтегазовый комплекс мира. 2006г.
8. Бушуев В.В. Энергетический потенциал и устойчивое развитие, 2006 г.
9. Воробьева М., Шараев А. Обзор ветряной энергетики в мире и в России. 2004 г.
10. Гринспен А. Мировая энергетика №7(31), Цены на нефть регулируют мощные рыночные силы (Из выступления в Конгрессе США 7 июня 2006 г.).
11. Карпов С.А. Актуальные аспекты производства топливного этанола в России и США. Нефтегазовое дело, 2006 г.
12. Кириллов В.И., Туманова Е.В., Финансово-рыночные аспекты поведения нефтяных цен – приложение к журналу «Мировой рынок нефти и газа» - М.: ИАЦ «Энергия», 2007 г.
13. Кобяков А.Б., Хазин М.Л. Закат империи доллара и конец «Рах Americana», 2003 г.
14. Конопляник А.А. Развитие рынков газа, долгосрочные контракты и Договор к Энергетической хартии. 2002 г.

15. Конопляник А.А. Эволюция структуры нефтяного рынка: «От сделок с реальным сырьем — к сделкам с «бумажным» товаром». Журнал «Нефть России» №4, апрель 2000 г.
16. Миловидов К.Н., Калашникова Т.В. Организация и управление сервисным сектором в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений (?????????????) 2005 г.
17. Пайдиев Л.Е. Цены на нефть и российская политика. Реформа государственной службы. 2004 г.
18. Твид Л. Психология финансов. 2002 г.
19. Телегина Е.А. Международные инвестиции в мировую энергетику и роль России на глобальных энергетических рынках. 2005 г.
20. Якимкин В.Н. Конец эпохи дешевой нефти. 2004 г.
21. A. Zervos, Ch. Lius, O. Schrafer. Tomorrow's world, Renewable energy world. 2004.
22. BG Group. Data Book 2007
23. BP, Statistical Review of World Energy 2007
24. Energy Information Administration, The Relationship between Crude Oil and Natural Gas Prices, 2006
25. Energy Information Administration, An analyses of Price Volatility in Natural Gas Markets, 2007
26. Energy Information Administration, International Energy Outlook 2006
27. Energy Star Overview of 2006 Achieverents
28. Environmental and Energy Study Institute, Energy efficiency fact sheet, Automotive efficiency, 2006
29. HyWays, A Euoropean Hydrogen Roadmap Project 2006
30. International Energy Agency, World Energy Outlook 2006
31. International Energy Agency, Natural Gas Market Review 2006
32. International Energy Agency, BIOFUELS FOR TRANSPORT An International Perspective
33. International Energy Agency, Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050
34. International Energy Agency, Transport technologies and policies for energy security and CO2 reductions, 2003
35. Nouredine Krichene. World Crude Oil Markets: Monetary Policy and the Recent Oil Shock. - IMF Working Paper/06/62
36. OPEC's World Oil Outlook 2007
37. Patts, Oil Outlook 2006
38. PricewaterhouseCoopers, Value and Growth in the liquefied gas market
39. Rice University, A Brief Narrative on the International Influences of the Link between U.S. Crude Oil and Natural Gas Prices, 2007
40. Rice University, The Relationship between Crude Oil and Natural Gas Prices, 2007
41. Total, Biomass to energy 2006
42. World Bank, Where is the wealth of nations?, 2006
43. www.bp.com
44. www.eia.doe.gov
45. www.iea.org
46. www.online.wsj.com
47. www.rossibneft.ru
48. www.worldbank.org
49. www.wwindea.org
50. www.dekra.gov.org

Мировой нефтегазовый рынок: инновационные тенденции

Под редакцией д.т.н. В.В. Бушуева,
д.э.н. Е.А. Телегиной и д.э.н. Шафраника Ю.К.

Авторы:

А.В. Агафонов (гл. 1, 2, 4)

У.Ю. Арслангулов (гл. 6)

К.М. Бушусв (гл. 4.3)

М.Е. Волков (гл. 1, 5, 6.4)

Т.Р. Сафиуллин (гл. 1, 3)

А.Я. Цуневский (гл. 2)

Компьютерная верстка Заводнов А.С.

Подписано в печать 28.05.2008 г.

Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная.

Офсетная печать.

Тираж 200 экз. Заказ № 163

Отпечатано с готовых диапозитивов

в ООО "Типография Полимаг"

127242, Москва, Дмитровское шоссе, 107

Издательский Дом «ЭНЕРГИЯ»

107996, г. Москва, ул. Гиляровского, д. 31, стр. 1

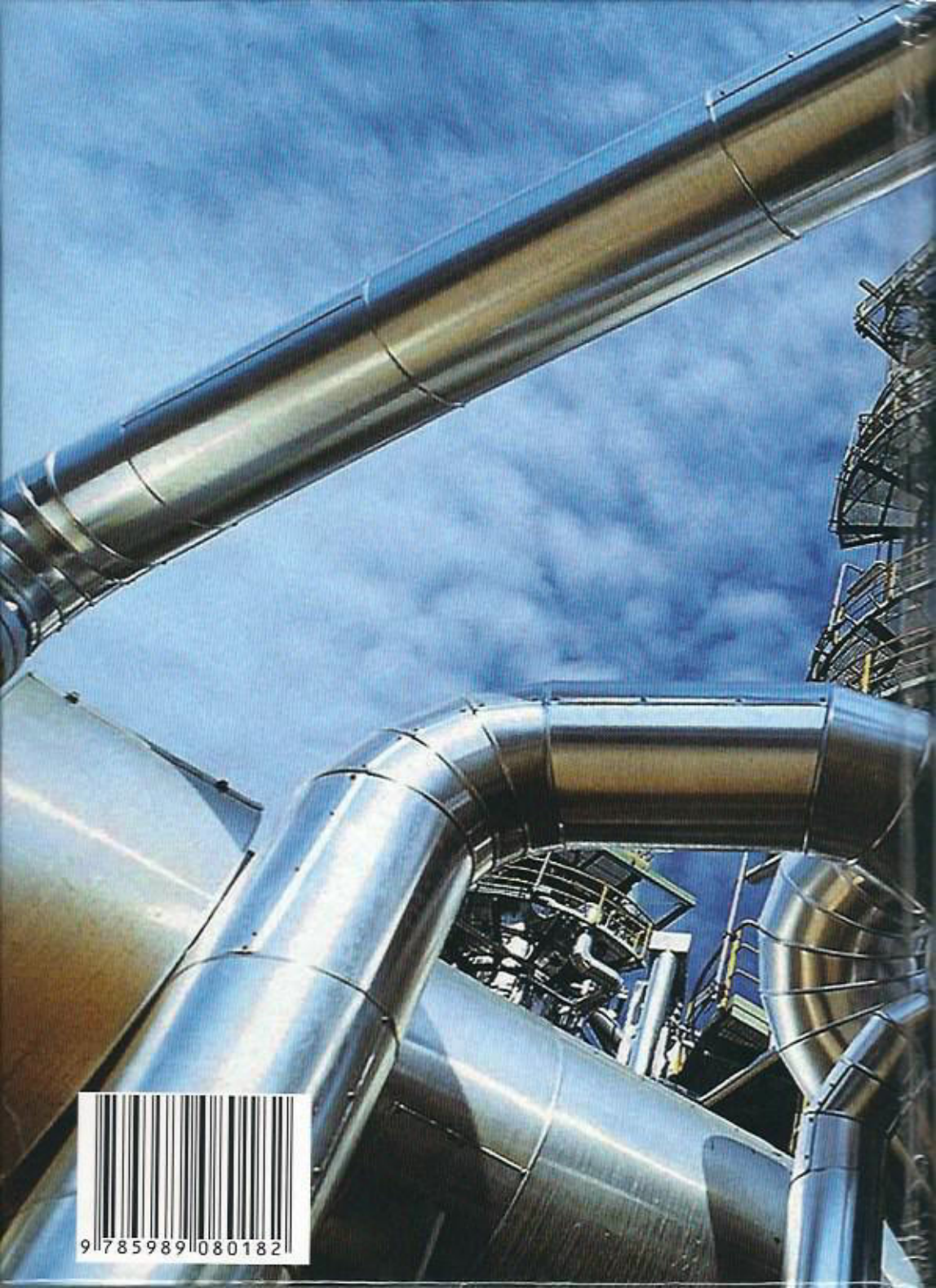
Тел. (495) 411-5338, 681-5300.

Факс: (495) 694-3535, 681-2998

E-mail: iaz-energy@yandex.ru

book@energybook.ru

Интернет-магазин: www.energybook.ru



9 785989 080182