

ЭВОЛЮЦИЯ  
СИСТЕМЫ  
ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ  
НА МИРОВОМ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ  
РЫНКЕ:  
экономические  
последствия  
для России

Под редакцией  
О. И. Маликовой,  
Е. С. Орловой



Экономический  
факультет  
МГУ  
имени  
М.В. Ломоносова

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
имени М. В. Ломоносова  
Экономический факультет



# ЭВОЛЮЦИЯ СИСТЕМЫ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА МИРОВОМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ РЫНКЕ: ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ДЛЯ РОССИИ

*Под редакцией  
О. И. Маликовой, Е. С. Орловой*

Москва  
2017

УДК 338.5  
ББК 65.256-801.8  
Э15

*Исследование выполнено при финансовой поддержке РГНФ  
в рамках проекта «Эволюция системы ценообразования  
на мировом энергетическом рынке: экономические последствия для России»,  
проект № 14-02-00355а*

Авторский коллектив:

Глава 1 — Конопляник А. А.; глава 2 разделы 2.1–2.4 — Конопляник А. А.; глава 2 раздел 2.5 — Конопляник А. А., Орлова Е. С., Ларионова М. С.; глава 3 раздел 3.1 — Конопляник А. А., Сун Джинсок; раздел 3.2 — Конопляник А. А., раздел 3.3 — Гречухина И. А., Кирюшин П. А.; глава 4 раздел 4.1 — Давтян К. Т., разделы 4.2, 4.3 — Ховавко И. Ю.; глава 5 раздел 5.1 — Кудрявцева О. В.; раздел 5.2 — Конопляник А. А., Орлова Е. С., Ларионова М. С.; введение, заключение, раздел 5.3 — Маликова О. И.

Э15 **Эволюция системы ценообразования на мировом энергетическом рынке: экономические последствия для России** / под ред. О. И. Маликовой, Е. С. Орловой. — М: Экономический факультет МГУ имени М. В. Ломоносова, 2017. — 432 с.

ISBN 978-5-906783-84-4

Работа посвящена анализу эволюции системы ценообразования на мировом энергетическом рынке. Рассматриваются основные этапы и закономерности эволюции процесса ценообразования на мировом энергетическом рынке. Раскрывается роль технологических инноваций в глобализации мирового энергетического рынка, расширении предложения энергоносителей и обеспечении перехода к биржевой торговле газом. Показывается роль альтернативной энергетики в создании основ для энергетической независимости европейских стран. В монографии отражен процесс ценообразования на российском рынке нефтепродуктов и обосновывается целесообразность повышения глубины переработки углеводородов на территории Российской Федерации для компенсации потерь, связанных с сокращением экспортных возможностей. Описываются подходы к моделированию процессов ценообразования на мировом энергетическом рынке и оценивается влияние изменений на энергетических рынках на макроэкономическую ситуацию в Российской Федерации.

Работа может быть полезна научным работникам, преподавателям, студентам, аспирантам, занимающимся проблемами экономики энергетических рынков и макроэкономики.

УДК 338.5  
ББК 65.256-801.8

ISBN 978-5-906783-84-4

© Экономический факультет МГУ  
имени М. В. Ломоносова, 2017

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>Введение</b> .....	6
<b>Глава 1. Эволюция механизмов ценообразования на мировом рынке нефти</b> .....	10
1.1. Эволюция мирового рынка нефти и кривые Хабберта.....	12
1.1.1. Кривые Хабберта и структура мирового рынка нефти .....	12
1.1.2. Кривая Хабберта: до пика как минимум два инвестицикла .....	16
1.2. Пять этапов развития мирового рынка нефти после соглашения в Ачнакарри: рынок физической нефти (этапы 1–3) .....	19
1.2.1. Первый этап: однобазовая система цен (1928–1947 гг.) .....	33
1.2.2. Второй этап: двухбазовая система цен (1947–1971 гг.) .....	36
1.2.3. Однобазовая и двухбазовая системы цен: маркетинговый феномен МНК .....	39
1.2.4. Ценообразование на корзину нефтепродуктов: еще один маркетинговый феномен МНК .....	40
1.2.5. Третий этап: ценообразование на базе цен ОПЕК (1971–1986) .....	43
1.3. Пять этапов развития мирового нефтяного рынка после соглашения в Ачнакарри: рынок физической и «бумажной» нефти (четвертый-пятый этапы).....	49
1.3.1. Четвертый этап: формирование системы биржевой торговли нефтью (1986 — середина 2000-х гг.).....	49
1.3.2. Эволюция рынка нефти: объемы торговли — объемы поставок, биржи и маркеры.....	54
1.3.3. Ценообразование и контрактные структуры — общий тренд.....	60
1.3.4. Эволюция рынка нефтяных фьючерсов: хеджеры и спекулянты.....	67
1.3.5. Пятый этап: доминирующая роль ненефтяных игроков (начиная с середины 2000-х гг.) .....	71
1.4. Нефтяной кризис 2008 года: прошлая (разрушающая!) и будущая (заживляющая?) роль США .....	82

1.5. Пределы колебаний нефтяных цен .....	86
1.5.1. Инвестиционные цены: два верхних и два нижних предела .....	86
1.5.2. Нижний предел 1: предельные издержки .....	92
1.5.3. Нижний предел 2: цена бездефицитного бюджета Саудовской Аравии .....	100
1.5.4. Верхний предел 1: предел платежеспособного спроса .....	106
1.5.5. Россия и нефтяные цены: фрирайдер («беспечный ездок?») .....	111
1.5.6. Что дальше? .....	116
1.5.7. Современные правила игры на мировом рынке нефти .....	119
<b>Глава 2. Эволюция механизмов ценообразования на газ в Европе .....</b>	<b>128</b>
2.1. Гронингенская модель долгосрочного экспортного газового контракта как основа формирования европейской системы газоснабжения .....	128
2.1.1. Ресурсная рента при экспорте газа и механизм ее извлечения .....	130
2.1.2. Ресурсная рента и ценообразование на газ в Европе: Гронингенская модель ДСЭГК .....	133
2.2. Контрактная структура поставок и цены .....	141
2.3. Формулы привязки в рамках долгосрочных контрактов и конкуренция «газ — газ» на рынке разовых сделок .....	146
2.3.1. Ликвидность рынков и цены .....	146
2.3.2. Механизм ценообразования: что и как делать? .....	154
2.4. Двухсекторная модель рынка газа ЕС .....	157
2.5. Последствия трансформации ценообразования на европейском рынке газа для России .....	171
2.5.1. Третий энергетический пакет ЕС: риски и неопределенности .....	171
2.5.2. Еврокомиссия против «Газпрома» .....	185
2.5.3. Россия — Украина — ЕС: новый узел противоречий .....	204
<b>Глава 3. Влияние технологических изменений на механизмы ценообразования и динамику цен на энергоносители .....</b>	<b>247</b>
3.1. СПГ и ценообразование на мировом рынке газа .....	247
3.2. Сланцевая революция и ее последствия для энергетических рынков. «Эффекты домино» .....	267
3.3. Альтернативная энергетика и цены на энергоносители .....	283
3.3.1. Альтернативная энергетика перестала быть «альтернативной» .....	283
3.3.2. Стоимость технологий, LCOE .....	284
3.3.3. Влияние ВИЭ на цены на энергетических рынках .....	286

---

<b>Глава 4. Ценообразование на рынках моторных топлив .....</b>	<b>311</b>
4.1. Развитие рынка нефтепродуктов: эволюция механизмов ценообразования на российском рынке нефтепродуктов .....	311
4.2. Экологические требования к моторным топливам как фактор развития нефтеперерабатывающей промышленности .....	331
4.3. Регулирование производства и потребления моторных топлив.....	337
4.3.1. Техническое регулирование рынка моторных топлив в Российской Федерации .....	337
4.3.2. Стимулирование модернизации производства моторных топлив в Российской Федерации.....	340
4.3.3. Оптовый и розничный рынки нефтепродуктов в Российской Федерации .....	343
<b>Глава 5. Цены на энергоносители и макроэкономическая ситуация в российской экономике. Моделирование процессов ценообразования на мировом энергетическом рынке .....</b>	<b>347</b>
5.1. Ценообразование на энергетических рынках: определяющие факторы и модели .....	347
5.1.1. Факторы ценообразования на рынке нефти .....	347
5.1.2. Ценообразование на рынке природного газа и его основные факторы.....	353
5.1.3. Взаимное влияние цен на традиционные энергоносители и стоимость энергии, полученной посредством ВИЭ, и перспективы взаимодействия России со странами ЕАЭС в области ВИЭ.....	359
5.2. Учет фактора прерывания поставок в ценах на газ.....	366
5.3. Влияние изменения цен на энергоносители на макроэкономическую ситуацию и структурные пропорции в российской экономике.....	402
<b>Заключение .....</b>	<b>422</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

Изменения ситуации на энергетических рынках оказывают значительное влияние на экономику Российской Федерации. Богатый природный потенциал в значительной степени определяет место нашей страны как поставщика на мировой рынок именно энергетических ресурсов. Вместе с тем, в последние годы на мировом энергетическом рынке происходят важные изменения, связанные как с трансформацией структуры мирового спроса на энергоносители — ростом спроса на углеводороды со стороны новых индустриальных стран и стабилизацией, а в ряде случаев и сокращением спроса со стороны стран, перешедших к постиндустриальной модели развития, так и с подчас неожиданными изменениями в сфере предложения энергоресурсов. Очевидные успехи в развитии альтернативной энергетики в Европе, резкое расширение предложения углеводородов в результате «сланцевой революции», изменение конфигурации поставок газа за счет роста эффективности производства и транспортировки сжиженного природного газа заметно меняют картину на мировом энергетическом рынке.

Монография посвящена одному из ключевых вопросов функционирования мирового энергетического рынка — эволюции системы ценообразования. Внимание уделяется также вопросу влияния изменений цен на энергоносители на макроэкономическую ситуацию в России.

В главе 1 рассматривается процесс эволюции ценообразования на мировом рынке нефти. Описываются ключевые особенности функционирования современных энергетических рынков, в частности, раскрывается влияние технологических инноваций на проблему достижения пика добычи нефти, влияние инвестиционных циклов на развитие нефтегазового комплекса. Особое внимание уделяется процессам ценообразования на мировом рынке нефти — эволюции мирового рынка нефти от торговли физическими объемами нефти к доминированию рынка «бумажной нефти», предполагающего превращение нефти в один из биржевых товаров и увеличение роли в процессе ценообразования

нефтяных игроков. Очерчиваются верхние и нижние границы колебания рыночных цен нефти. В заключении главы делаются выводы о месте и роли России на современном рынке нефти — являясь в последние годы вторым по величине экспортером нефти в мире, страна оказывается в положении ценополучателя, подстраивающегося под изменения конъюнктуры мирового рынка нефти, оказывающего незначительное влияние на условия конкуренции и механизмы ценообразования на мировом энергетическом рынке. Одновременно уровень цен на нефть, складывающийся на мировом энергетическом рынке, оказывает значительное влияние на макроэкономическую ситуацию в Российской Федерации и структурные пропорции в народном хозяйстве.

Глава 2 посвящена изменению процессов ценообразования на газ в континентальной Европе. Ситуация на газовом рынке с опозданием на несколько десятилетий повторяет тенденции, складывающиеся на мировом рынке нефти. Если практически с момента своего появления на рынке нефть быстро превратилась в товар, свободно перемещающийся между государствами и континентами, а мировой рынок нефти приобрел черты глобального рынка, то процесс глобализации мирового газового рынка начался лишь немногим более двух десятилетий назад. Снижение издержек в сфере производства сжиженного природного газа (СПГ) и развитие морских перевозок газа позволили существенно расширить географию поставок этого энергоносителя и заметно изменили механизмы ценообразования на газ. Развитие рынка сжиженного природного газа стало одной из предпосылок перехода от системы долгосрочных экспортных газовых контрактов, позволявших осуществлять надежное финансирование и окупаемость инвестиций капиталоемких проектов по добыче газа, к биржевой торговле — гибкому механизму, хорошо учитывающему интересы потребителей в условиях избытка энергоносителей. Для России изменения в сфере ценообразования на рынке газа носят исключительно важный характер. Являясь крупнейшим экспортером этого энергоносителя в мире и занимая доминирующее положение в поставках газа в страны Восточной Европы, Российская Федерация сталкивается с серьезным обострением конкуренции на европейском газовом рынке. Стремительное развитие альтернативной энергетики в ряде европейских стран, реализация стратегии диверсификации источников поставок энергоносителей странами Евросоюза, расширение предложения СПГ в результате сланцевой революции, а также ряд других факторов способствуют снижению цен на газ. Дополнительные сложности для экспорта российского газа создает крайне непростая ситуация, складывающаяся вокруг Украины.

В главе 3 рассматриваются некоторые технологические предпосылки изменения условий конкуренции на энергетических рынках. Снижению цен на энергоносители, наблюдавшемуся с конца прошлого десятилетия,



способствовал ряд факторов: замедление темпов роста ряда стран, определяющих глобальные тенденции на мировом энергетическом рынке, прежде всего Китая; успех «сланцевой революции» в США, позволивший сократить импорт нефти на территорию США и превратить эту страну в нетто-экспортера природного газа; открытие серии крупных месторождений газа в разных регионах, прежде всего на Ближнем Востоке и в Центральной Азии; успехи в развитии альтернативной энергетики в Европе и в Китайской Народной Республике. Быстрое развитие добычи углеводородов из сланцевых пород практически перекроило мировой энергетический рынок. Основным последствием сланцевой революции стало не только превращение США в экспортера природного газа, но и возникновение на мировом энергетическом рынке «эффекта домино», влекущего за собой серию цепных изменений, приводящих к избытку предложения углеводородов на мировом рынке.

В заключительной части главы внимание акцентируется на развитии альтернативной энергетики, которая в определенной мере может рассматриваться в качестве подрывной инновации, существенно сокращающей в перспективе использование европейскими потребителями российского газа. Одновременно история успеха развития альтернативной энергетики представляет значительный практический интерес для российских специалистов. Как и в случае с первыми этапами развития технологий добычи сланцевого газа, зарождение и развитие альтернативной энергетики в Европе происходило при значительной государственной поддержке новых компаний и новых технологий. Это в определенной мере доказывает целесообразность распространения мер государственной поддержки в Российской Федерации на передовые наукоемкие виды деятельности, имеющие стратегическое значение для будущего развития государства, тем более что альтернативная энергетика перспективна для обеспечения энергоснабжения в удаленных регионах страны, а также в южных областях России.

Глава 4 посвящена проблемам функционирования рынка нефтепродуктов и изменениям механизмов ценообразования на светлые нефтепродукты, в том числе под влиянием ужесточения экологических норм. Расширение нефтепереработки и рынка нефтепродуктов в современных условиях исключительно важно для Российской Федерации. Развитие внутреннего рынка, нефте- и газохимии, повышение уровня газификации, глубины нефтепереработки и, соответственно, создание базы для развития обрабатывающей промышленности и повышения уровня жизни населения могут быть одним из ответов страны на обострение конкуренции в сфере сбыта нефти и газа.

В заключительной главе 5 раскрываются проблемы моделирования процессов ценообразования на мировом энергетическом рынке. Внимание уделяется таким острыми для Российской Федерации вопросам, как транзит

энергоносителей и влияние фактора прерывания поставок углеводородов на цены на энергоносители. Предлагаемая авторами модель показывает эффективность вертикальной интеграции в отрасли, позволяющей снизить риски прерывания поставок энергоносителей и стабилизировать цены на приемлемом для потребителей уровне. В заключении главы подводятся некоторые итоги влияния механизмов ценообразования на энергоносители на макроэкономическую ситуацию в России.

## ГЛАВА 1

# ЭВОЛЮЦИЯ МЕХАНИЗМОВ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА МИРОВОМ РЫНКЕ НЕФТИ<sup>1</sup>

Совокупная комбинация факторов, определяющих сегодня конкурентоспособность той или иной страны на мировом рынке нефти, для России не столь благоприятна, как может показаться, если исходить исключительно из оценки ресурсной базы страны и уровня добычи жидкого топлива. Россия может продолжать оставаться важной страной — производителем жидкого топлива, но она по существу является государством, не устанавливающим, но принимающим правила игры, определяемые иными участниками рынка, и останется таковой, если речь заходит о мировом рынке нефти. Для того чтобы корректно оценить место России на мировом рынке нефти, необходимо понять закономерности развития этого рынка, в формировании которого наша страна долгое время не принимала участия, находясь и в этой сфере за «железным занавесом», осознать, на какой стадии развития этот рынок находится сегодня, каковы его движущие силы, основные игроки.

Мировой рынок нефти трансформировался по мере своего развития из одно- в двухсегментный рынок. Из рынка, состоящего из единственного сегмента — рынка физической нефти, на котором движение цен отражало поиск равновесия спроса и предложения в рамках баланса физических поставок, он преобразовался в рынок, состоящий из подвижной комбинации двух сегментов: рынка физической и рынка «бумажной» нефти. Последний, с момента своего становления в середине 1980-х гг., развивался опережающими темпами в стоимостном измерении и в итоге многократно превысил по стоимости объемы рынка физических поставок. В настоящее время сегмент рынка «бумажной» нефти доминирует над сегментом физической нефти. Рынок «бумажной» нефти состоит

---

<sup>1</sup> Глава подготовлена преимущественно на материалах главы 2 «Эволюция контрактной структуры на мировом рынке нефти» (с. 80–190) и главы 4 «Пределы колебаний нефтяных цен» (с. 230–273) монографии: *Бушув В. В., Конопляник А. А., Миркин Я. М.* и др. *Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз.* М.: ИД «Энергия», 2013. 344 с.

преимущественно из связанных с нефтяными контрактами производных финансовых инструментов (деривативов). Движение нефтяных цен сегодня, на наш взгляд, отражает поиск равновесия спроса и предложения связанных с нефтью (привязанных к нефти) финансовых инструментов. То есть цена на нефть формируется сегодня на рынке нефтяных финансовых деривативов, а не на рынке физической нефти.

Поэтому России предстоит преодолеть вызовы глобальных финансовых рынков, включая рынки деривативов. Поскольку роль нашей страны на глобальных финансовых рынках близка к уровню статистической погрешности, в рамках сегодняшней конфигурации мирового рынка нефти, состоящего из совокупности менее значимого сегмента физической нефти и более значимого сегмента «бумажной» нефти, роль России на мировом рынке нефти сегодня менее существенна, чем в период существования до середины 1980-х гг. только односекторного рынка физической нефти. Поэтому задача уменьшения моноотварной зависимости страны от нефтяного сектора, а значит и от колебаний цен, определяемых иными, помимо российских, игроками и силами, становится более значимой, чем в прошлом. И, конечно, все спекуляции на тему России как энергетической сверхдержавы должны быть забыты раз и навсегда, поскольку неверная оценка места нашей страны в энергетическом мире формирует ложные цели и обреченные на неудачи линии поведения.

Нашей стране предстоит выбрать иную парадигму генерирования, монетизации, извлечения и распределения горной ренты от своих нефтяных ресурсов, отказавшись от неэффективной модели их освоения (добычи) преимущественно государственными компаниями, которые обременены многочисленными социальными и иными непрофильными обязательствами, плюс резко повысить низкую сегодня эффективность переработки, преобразования и конечного использования жидкого топлива, с одной стороны, и не менее (а может, и более) низкую эффективность использования финансовых доходов государства от работы нефтяной отрасли (нефтяных налоговых и рентных доходов — нефтедолларов). Основной вызов для страны в этой связи в производственной сфере — каким образом снизить высокие и продолжающие расти затраты на разведку и добычу нефти, принимая во внимание продолжающееся ухудшение природных условий вовлекаемых в разработку новых нефтегазоносных провинций России. Эта задача многократно усугубляется предстоящим освоением (по счастью, не сегодня и не завтра) российского арктического шельфа, в том числе глубоководного.

У России нет иной модели поведения, кроме как обеспечить революционные прорывы по многим направлениям действий в рамках нефтяной отрасли, которые должны опираться на привнесение инноваций во все звенья производственно-сбытовой и организационно-управленческой цепочки в российской нефтянке по разнонаправленным векторам действий:

в области технологий, корпоративного управления, государственной энергетической политики, как внешней, так и внутренней, инвестиционного климата и т. д. Поскольку инновации приходят только с капиталом (причем не со спекулятивным, а с производственными инвестициями), поскольку только капиталовложения являются носителями технологических инноваций, то первоочередной задачей является радикальное улучшение внутреннего инвестиционного климата в российском ТЭК. Исключительно важно применение в российском недропользовании системы множественных инвестиционных режимов, обеспечивающих различные комбинации правовой стабильности и налоговой благоприятности для инвесторов-недропользователей, разрабатывающих (претендующих на разработку) различных по своим характеристикам месторождений<sup>1</sup>.

## 1.1. Эволюция мирового рынка нефти и кривые Хабберта

### 1.1.1. Кривые Хабберта и структура мирового рынка нефти

Общие закономерности развития энергетических рынков вообще и рынка нефти в частности могут быть описаны в рамках экономической интерпретации широко известной специалистам кривой Хабберта (Хубберта)<sup>2</sup>. На наш взгляд, что пик кривой Хабберта для любого невозобновляемого энергоресурса, включая нефть и (или) газ, не является фиксированной величиной, имеющей жестко заданные параметры в рамках координатной сетки для этой кривой, а именно: уровень пика производства того или иного энергоресурса (включая его аналоги и (или) заменители) и время достижения этого пика. Именно поэтому в рамках дебатов о «пиковой нефти» мы придерживаемся точки зрения о неправомочности подходов, при котором вывод о достижении пика Хабберта (а значит, и о начале конца эры нефти) делается на основании деления доказанных извлекаемых запасов традиционной нефти (ибо другие категории жидкого топлива пока еще устойчиво не классифицированы в рамках экономических категорий стандартных общепринятых классификаций) на величину ее добычи со всеми вытекающими отсюда алармистскими последствиями.

<sup>1</sup> Конопляник А. А. Шестой инновационный кластер. Таковую роль в российской экономике могут сыграть нефть и газ // Нефть России. 2012. № 4. С. 6–11; № 5. С. 9–15.

<sup>2</sup> Кривая Хабберта — это кривая профиля добычи невозобновляемого энергоресурса с течением времени. Близка к кривой нормального распределения. Кривая Хабберта получила широкое распространение в научных и околонучных кругах для предсказания исчерпания различных природных ресурсов. Эта кривая — основной компонент теории пика нефти, которая нагнетает озабоченность скорым исчерпанием нефтяных ресурсов. Это впоследствии и произошло с предсказанной М. К. Хаббертом точностью с выходом США на пик добычи нефти в стране, что сделало его теорию и модель крайне популярной, но понимаемой и применяемой поэтому иногда слишком буквально.

Мир был расколот на два лагеря — оппонентов и проponentов точки зрения, что эпоха нефти вот-вот закончится, практически с начала промышленной добычи нефти, т. е. почти за 100 лет до того, как в 1956 г. Марион Кинг Хабберт опубликовал в Американском нефтяном институте работу «Ядерная энергия и ископаемые виды топлива»<sup>1</sup>, в которой предсказал достижение пика добычи нефти в США в районе 1970 г. Так, в 1880 г. (спустя всего 21 год после начала промышленной добычи нефти в США и лишь 10 лет спустя после формирования *Standard Oil*) Дж. Арчболд, преемник Дж. Д. Рокфеллера во главе *Standard Oil Trust*, начал продавать свои акции компании, поскольку инженеры сказали ему, что дни Америки как производителя нефти сочтены. После Первой мировой войны один из ведущих американских нефтяных экспертов предсказал надвигающуюся нехватку бензина. Одним из путей решения проблемы было слепить воедино на скорую руку три наиболее удаленные восточные провинции распадающейся Османской империи в новую страну, называемую Ирак, богатую, как ожидалось, нефтяными ресурсами и надежно контролируруемую Британией. После Второй мировой войны опасения нехватки возникли вновь, и промышленность ответила изобретением морского бурения и интенсивным освоением запасов в Саудовской Аравии и Кувейте, открытых непосредственно перед войной. Нефтяные кризисы 1970-х гг. — арабское нефтяное эмбарго 1973 г. и иранская революция 1979—1980 гг. — также рассматривались многими как предвестники «конца» нефти. В 1972 г. международная исследовательская группа, известная как «Римский клуб», написала, что мир вскоре столкнется с проблемой нехватки природных ресурсов<sup>2</sup>.

Однако зловещие предсказания об исчерпании ресурсов нефти натолкнулись на два противостоящих им аргумента. Первый — открытие все новых территорий и участков недр для нефтяных компаний, постоянно ищущих источники возмещения выбытия мощностей разрабатываемых месторождений, т. е. расширение подтвержденной ресурсной (геологической) базы для освоения. Причем в рамках обеих концепций генезиса нефти: как органической, так и минеральной теории ее происхождения. Второй — постоянный прогресс в технологиях освоения этой ресурсной базы, но также и эффективности ее использования. При этом в нефтяной отрасли могут использоваться как специально разработанные для нее технологии, так и специально адаптированные под нее технологии, становящиеся тем

---

<sup>1</sup> *Hubbert M. K. Nuclear energy and the fossil fuels. American Petroleum Institute. Division of Production. Southern District, Shell Development Company. Exploration and Production Research Division, 1956.*

<sup>2</sup> *Donella H. Meadows, Dennis L. Meadows, Jorgen Randers, William W. Behrens III. The Limits to Growth. A Report to The Club of Rome's Project on the Predicament of Mankind. A Potomac Associates Book/Universe Books. New York, 1972. 211 pp. URL: <http://www.clubofrome.org/report/the-limits-to-growth/>.*

самым технологиями двойного назначения. Так, после Первой мировой войны сейсмические технологии, первоначально использовавшиеся для определения местоположения вражеской артиллерии, были адаптированы для разведки нефтяных месторождений<sup>1</sup>. А когда в 1970-х гг. началось интенсивное освоение глубоководных морских месторождений, в качестве палубного энергетического оборудования (газовых турбин) стали широко использоваться адаптированные авиационные двигатели, используемые также в качестве газоперекачивающих агрегатов на газопроводах.

Более того, прогресс в технологиях расширяет рамки понятия «традиционная нефть» или «традиционное жидкое топливо», постоянно дополняя в эту категорию ранее бывшие неизвестные (ограничение по геологии) или неизвлекаемые (ограничение по технологии и/или по экономике — в результате слишком дорогой технологии) ресурсы ископаемого топлива, изначально являющегося «жидким» или могущим быть превращенным в жидкое топливо на разных стадиях производственно-сбытовой цепочки. То есть постоянно смещая границу между «традиционными» ресурсами, разрабатываемыми сегодня, и пока неразрабатываемыми — «нетрадиционными» ресурсами нефти/жидкого топлива. Поэтому, на наш взгляд, пик кривой Хабберта является «движущейся целью», неуклонно перемещаясь вправо вверх с течением времени под воздействием НТП. Более того, этот пик необходимо оценивать не по возможностям поставок первичной энергии (т. е. не по уровню добычи или производственных мощностей по производству традиционных сегодня энергоресурсов), а по уровню возможных поставок конечным потребителям всех видов — традиционных и нетрадиционных энергоресурсов, обеспечивающих потребителю требуемый ему вид подведенной энергии.

Применительно к нефти новые виды жидкого топлива добавляются к экономически обоснованным производственным мощностям по его добыче/производству в результате прогресса:

- в геологии — расширение ресурсной базы отдельных видов жидкого топлива благодаря улучшению знаний о строении недр и в результате — расширение зоны поисково-разведочных работ на нефть и газ и повышение успешности поисково-разведочного бурения;
- в технике и технологиях — увеличение технически извлекаемой части ресурсов различных видов жидкого топлива в результате совершенствования существующих технологий, перевода в категорию «традиционных» видов жидкого топлива (традиционной нефти) тех ее видов и способов (технологий) добычи, которые еще недавно считались «нетрадиционными», а также вследствие расширения возможностей по преобразованию в жидкое топливо иных энергоресурсов;

---

<sup>1</sup> *Yergin D. Imagining a \$7-a-Gallon Future // The New York Times. 2004. April 4.*

- в экономике — снижение затрат на всех стадиях производственно-сбытовых цепочек/инвестиционного производственного цикла, что ведет к увеличению доказанных извлекаемых запасов и (или) располагаемых объемов будущих поставок жидкого топлива конечным потребителям.

Итак, происходит постоянное пополнение ресурсной базы за счет традиционных и нетрадиционных энергоресурсов и перехода ресурсов нетрадиционных, являющихся потенциальной производственной базой будущих периодов, в категорию традиционных, являющихся производственной базой сегодняшнего дня и ближайших лет. В результате ранее считавшиеся «нетрадиционными» (из-за отсутствия технических и (или) экономических возможностей вовлечь их в хозяйственный оборот) энергоресурсы становятся «традиционными», и воспроизводственный цикл «ресурсооборота» — из нетрадиционных в традиционные — многократно повторяется благодаря человеческому интеллекту и вследствие продолжающегося роста спроса на энергию.

Пик Хабберта для жидкого топлива является постоянно перемещающейся вправо вверх целью, поскольку в категорию традиционных видов жидкого топлива, вдобавок к традиционной нефти, во-первых, постоянно переходят также бывшие в разное время нетрадиционными такие виды жидкого топлива, как шельфовые и арктические месторождения традиционной нефти, нефть глубоких горизонтов и слабопроницаемых пород, тяжелая нефть, битуминозные песчаники и горючие сланцы, жидкие углеводороды из природного газа, в том числе из сланцевого газа, и т. п. Во-вторых, в результате освоения технологий перевода в жидкое топливо других энергоресурсов — угля, газа, биомассы (рис. 1.1). В-третьих, что не менее важно, в результате повышения эффективности использования жидкого топлива во всех звеньях производственно-сбытового и воспроизводственного цикла. Это сокращает относительную потребность в жидком топливе, а значит, и потребность во вводе в разработку новых, все более дорогих месторождений, уменьшает инвестиционную нагрузку на компании и на экономику в целом, замедляя движение по кривой Хабберта вправо вверх. В-четвертых, развитие экономики ведет к повышению эффективности государственных и общественных институтов, что повышает эффективность использования общественных ресурсов, в том числе изъятой в пользу государства (общества) части горной ренты. Иначе говоря — к повышению эффективности использования нефтедолларов, что уменьшает относительную потребность государства в их валовом генерировании, т. е. при прочих равных условиях — величине добычи (в данном случае — углеводородов), необходимой для генерирования финансовых поступлений государству для реализации предписанных/делегированных ему обществом задач.





Рис. 1.1. Эволюция рынков нефти и газа: от менее к более конкурентной среде

Источник: Конопляник А. А. От монополии к конкуренции. Об основных закономерностях развития рынков нефти и газа // Нефть и капитал. 2002.

№ 3. С. 16–19; Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии. Брюссель, 2007. С. 58.

Таким образом, движение пика Хабберта вправо вверх с течением времени для жидкого топлива идет по двум линиям:

- преобразования в жидкое топливо нетрадиционных его видов (жидкое в жидкое);
- преобразования в жидкое топливо иных энергоресурсов (нежидкое в жидкое).

Именно поэтому, на наш взгляд, по крайней мере, в течение двух ближайших глобальных инвестиционных/технологических циклов, каждый продолжительностью примерно 15–20 лет, мировая экономика не достигнет пика Хабберта ни по нефти, ни по газу, ни по любому другому невозобновляемому энергоресурсу. То есть дальнейшее эволюционное развитие будет происходить преимущественно внутри традиционной энергетики.

### 1.1.2. Кривая Хабберта: до пика как минимум два инвестицикла

Итак, мы отстаиваем точку зрения, что с момента начала коммерческой добычи нефти в середине XIX в. и вплоть до настоящего времени мы живем (и как минимум в рамках нынешнего и следующего инвестиционных циклов будем продолжать жить) в рамках левой, восходящей ветви кривой Хабберта, динамика которой во многом объясняет закономерности развития рынка нефти от рынков физической к рынку «бумажной» нефти.

Первый из упомянутых инвестиционных циклов соответствует действующим энергетическим технологиям на каждой стадии производственно-сбытовых энергетических цепочек, коммерческое применение которых было уже профинансировано и соответствующие капиталовложения должны окупиться в рамках данного действующего инвестиционного цикла. Второй инвестиционный цикл — это известные сегодня энергетические технологии, которые уже прошли (или как минимум вышли) на стадию НИОКР, но еще не вышли на стадию коммерциализации, т. е. их коммерческое применение еще не было профинансировано. Они придут на смену действующим энерготехнологиям после того, как инвестиции предыдущего (действующего) инвестиционного цикла окупятся. Ведь именно поэтому действующие («старые») энергетические компании (выросшие в рамках предыдущего инвестцикла) обычно активно скупают акции «новых» энергетических компаний (претендующих на формирование нового инвестцикла) после того, как те заявят о своей коммерческой состоятельности (т. е. выйдут со стадии НИОКР на стадию коммерциализации), чтобы обеспечить, по возможности, плавный переход на новые энерготехнологии, дабы преемственность инвестиционных циклов происходила по их завершении, а не в середине инвестцикла, когда предыдущие капвложения еще не окупились.

Именно поэтому, на наш взгляд, примерно в течение следующего полувека (как минимум) энергетическое развитие современного мира будет продолжать происходить в рамках левой (восходящей) ветви кривой Хабберта. В конце концов, как говорил шейх Ахмед Заки Ямани, бывший в 1960–1980 гг. министром нефти и минеральных ресурсов Саудовской Аравии, с легкой руки которого это выражение стало общераспространенным, «каменный век закончился не потому, что закончились камни...». Поэтому и начало конца нефтяной эры произойдет не потому, что кончится нефть, а потому, что появятся более экономически привлекательные альтернативы ей в рамках продолжающей расти конкурентности энергетических рынков.

Эволюция энергетических (нефтяных) рынков в рамках левой (восходящей) ветви кривой Хабберта характеризуется следующими долгосрочными тенденциями (рис. 1.2):

- развитие от менее конкурентных к более конкурентным энергетическим рынкам;
- развитие доминирующих механизмов организации рыночного пространства от вертикальной интеграции к срочным контрактам и к ликвидным торговым площадкам (рис. 1.3);
- развитие контрактных структур от долгосрочных к средне- и краткосрочным контрактам, затем к спотовым (разовым) товарным сделкам, потом к биржевой торговле (финансовыми : нефтяными контрактами и их производными — нефтяными финансовыми деривативами);

- развитие механизмов ценообразования от «кост-плюс» к «нэт-бэк от стоимости замещения у конечного потребителя», затем к биржевым котировкам жидкого топлива и, наконец (в качестве гипотезы), к котировкам привязанных к нефти финансовых деривативов.

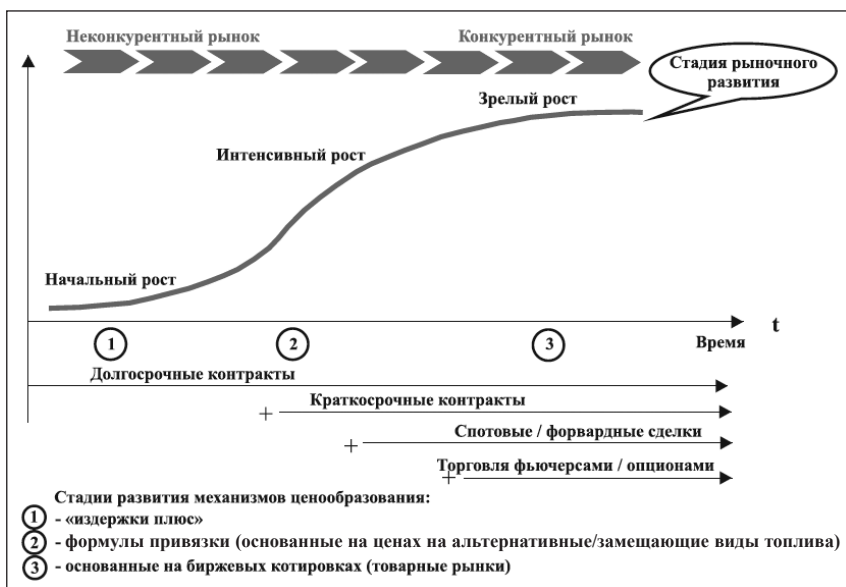


Рис. 1.2. Эволюция рынков нефти и газа: соотношение стадий развития, контрактных структур и механизмов ценообразования на восходящей ветви кривой Хабберта

Источник: Конопляник А. А. От монополии к конкуренции. Об основных закономерностях развития рынков нефти и газа // Нефть и капитал. 2002. № 3. С. 16–19; Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии. Брюссель, 2007. С. 65.

При этом под конкуренцией мы понимаем не только и не столько увеличение числа участников рынка, а многовекторную конкуренцию во всех сферах функционирования/развития рынков, как то:

- более конкурентная структура энергобалансов производства и (или) потребления первичных энергоресурсов/конечной энергии (от одного доминирующего в энергобалансе энергоресурса, как в прошлом, к их конкурентной совокупности в настоящее время и в будущем);
- сосуществование все более расширяющейся совокупности контрактных структур и механизмов ценообразования в рамках одного рыночного пространства (на глобальном, региональном и (или) страновом уровне) и т. п.

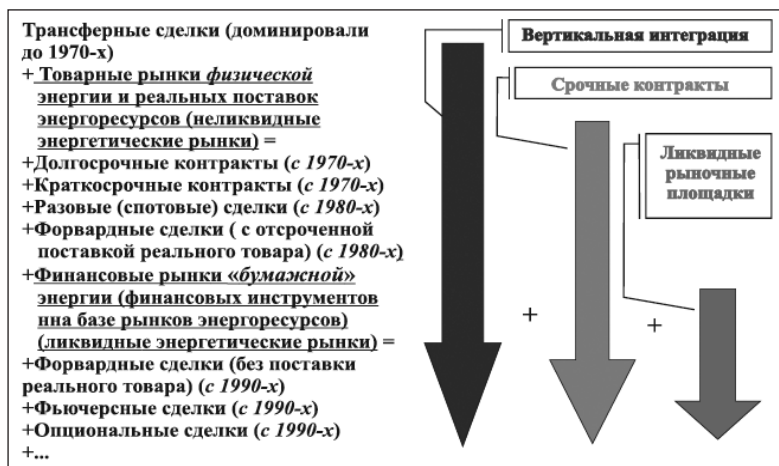


Рис. 1.3. Эволюция контрактной структуры мирового рынка нефти и форм организации рыночного пространства

Источник: Конопляник А. А. Кто определяет цену нефти? Ответ на этот вопрос позволяет прогнозировать будущее рынка «черного золота» // Нефть России. 2009. № 3. С. 7–12; № 4. С. 7–11.

Общая закономерность такова: новые рыночные инструменты и механизмы появляются не вместо, а в дополнение к существовавшим ранее. Это означает, что новое динамическое равновесие должно быть найдено между «старыми» и «новыми» энергоресурсами и рыночными инструментами/механизмами на каждом новом этапе/витке развития рынка, т. е. в рамках все более и более конкурентной рыночной архитектуры.

## 1.2. Пять этапов развития мирового рынка нефти после соглашения в Ачнакарри: рынок физической нефти (этапы 1–3)

Современная контрактная структура мирового рынка нефти и механизмы ценообразования на нем отстраивались на начальных этапах развития организованной международной торговли нефтью (с 1928 г. по середину 1980-х гг.) в рамках монопольной ее структуры со сменой основных монопольных игроков. С середины 1980-х гг. мировой рынок нефти развивается в рамках англосаксонской модели построения открытого, конкурентного, высоколиквидного, саморегулирующегося глобального рынка.

На этом этапе контрактная структура и механизмы ценообразования развивались вместе с эволюцией этой англосаксонской модели организации рыночного пространства. Примерно с середины первого десятилетия нынешнего столетия рынок нефти оказался встроен и стал составной

частью глобального финансового рынка, со всеми присущими этому рынку атрибутами, перенесенными в мир нефтяных сделок<sup>1</sup>.

В соответствии с одним из постулатов институциональной теории, между двумя соседними периодами устойчивого развития с различными качественными характеристиками будет находиться переходный период. Поэтому мы рассматриваем эволюцию нефтяного рынка в контексте этапов как устоявшихся, так и время от времени меняющихся взаимоотношений между государством, обычно собственником разрабатываемых нефтяными компаниями природных ресурсов, и этими компаниями. При таком подходе к периодизации в ней находят отражение как периоды накопления потенциала количественных признаков в рамках единой качественной ступени развития рынка, так и переходные этапы от одной качественной ступени к другой.

В настоящее время мы выделяем пять основных периодов (этапов) эволюции мирового рынка нефти с точки зрения закономерностей изменения контрактных структур, механизмов ценообразования и организации международного рыночного пространства с соответствующими переходными периодами между ними (табл. 1.1)<sup>2</sup>. До наступления пятого этапа в середине прошлого десятилетия в более ранних опубликованных нами работах выделяются четыре таких этапа (табл. 1.2)<sup>3</sup>.

<sup>1</sup> Детальному изложению истории развития мирового рынка нефти со всеми его перипетиями посвящено множество исследований. Автор особо выделяет следующие четыре: *Шевалье Ж.-М.* Нефтяной кризис: пер. с фр. М.: Мысль, 1975; *Тьюгендхэт К., Гамильтон А.* Нефть. Самый большой бизнес: пер. с англ. М.: Прогресс, 1978; *Yergin D.* The Prize. The Epic Quest for Oil, Money and Power. New York: Simon & Shuster, 1991; *Yergin D.* The Quest. Energy, Security and the Remaking of the Modern World. Allen Lane, Great Britain, 2011.

<sup>2</sup> Многие исследователи разделяют предложенную автором этапизацию эволюции организованного международного рынка нефти и отдают ему в этом приоритет (см., например: *Шестов И. Н.* Тенденции институционального развития мирового рынка нефти и перспективы российского экспорта. Диссертация на соискание ученой степени кандидата экономических наук. МГИМО (У) МИД РФ, 2004). Более того, можно считать, что эта классификация стала в настоящее время общераспространенной, поскольку в ряде работ она приводится уже без ссылок на ее источник (см, например: *Брагинский О. Б.* Мировой нефтегазовый комплекс. М.: Наука, 2004; *Нефтегазовый комплекс мира.* М.: Нефть и газ, 2006; *Цены на нефть и структура нефтяного рынка: прошлое, настоящее, будущее / под ред. В. В. Бушуева и Н. К. Куричева.* М.: Энергия, 2009).

<sup>3</sup> Более детальная авторская классификация первых четырех этапов развития мирового рынка нефти представлена в работах: *Конопляник А. А.* Мировой рынок нефти: возврат эпохи низких цен? (последствия для России) / Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса», второе заседание 26 мая 1999 г. М.: Изд-во ИНП РАН, 2000; *Он же.* Россия на формирующемся Евразийском энергетическом пространстве: проблемы конкурентоспособности. М.: Нестор Академик Паблицерз, 2004; *Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ.* Секретариат Энергетической хартии. Брюссель, 2007 (в соавт. с Р. Дикелем, Г. Гунуллом, Т. Гуллом, Дж. Дженсеном, М. Канаи и Ю. Селивановой). В этом издании представлена наиболее полная классификационная таблица в рамках четырехэтапной периодизации эволюции мирового рынка нефти, воспроизведенная здесь как табл. 1.2, а также в серии публикаций, в основном в журнале «Нефть России», в 1999–2004 гг.

Таблица 1.1

**Пять периодов (этапов) развития организованного мирового рынка нефти  
и его основные характеристики (концепция автора)**

Периоды, гг.	Характерные черты периода
1928–1947 (первый период)	<ul style="list-style-type: none"> <li>– неконкурентный рынок физической нефти;</li> <li>– доминирование семи компаний Международного нефтяного картеля (МНК);</li> <li>– трансфертное ценообразование на добываемую компаниями МНК сырую нефть, цены устанавливаются ВИНК МНК в рамках долгосрочных традиционных концессий;</li> <li>– однобазовая система цен в международной торговле нефтью;</li> <li>– ценообразование «кост-плюс»</li> </ul>
1947–1949	<ul style="list-style-type: none"> <li>– вынужденный переход МНК к двухбазовой системе цен, период отладки этой системы в результате и во время которой «нейтральная точка» смещается из района Мальты в Нью-Йорк</li> </ul>
1947–1969 (второй период)	<ul style="list-style-type: none"> <li>– неконкурентный рынок физической нефти;</li> <li>– доминирование семи компаний Международного нефтяного картеля;</li> <li>– двухбазовая система цен в международной торговле сырой нефтью;</li> <li>– ценообразование «кост-плюс» на сырую нефть, «нэт-бэк от стоимости замещения» — на нефтепродукты;</li> <li>– трансфертное ценообразование на добываемую компаниями МНК сырую нефть, цены устанавливаются ВИНК МНК в рамках долгосрочных традиционных и модернизированных концессий и (или) СРП</li> </ul>
1969–1973	<ul style="list-style-type: none"> <li>– переходный период (переговорный — между компаниями МНК и странами ОПЕК — порядок формирования цен)</li> </ul>
1973–1985 (третий период)	<ul style="list-style-type: none"> <li>– поначалу неконкурентный, затем конкурентный рынок физической нефти;</li> <li>– доминирование картеля 13 государств (ОПЕК);</li> <li>– контрактное и спотовое ценообразование/цены;</li> <li>– официальные отпускные цены ОПЕК («нэт-форвард» в рамках срочных контрактов), привязанные к спотовым котировкам;</li> <li>– основные ценообразующие факторы — закономерности развития нефтяной отрасли (баланс спроса-предложения на сырую нефть);</li> <li>– основные игроки — участники физического рынка нефти</li> </ul>
1985–1986	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Саудовская Аравия вводит ценообразование по принципу «нэт-бэк»; отказ от официальных цен реализации ОПЕК;</li> <li>– переходный период от ценообразования «нэт-форвард» к ценообразованию «нэт-бэк» на сырую нефть, поначалу (декабрь 1985 г. — начало 1986 г.) в привязке к ценам нефтепродуктов на бирже NYMEX (Нью-Йорк, США), затем (с 1986 г.) — к фьючерсным котировкам на сырую нефть на ключевых нефтяных мировых торговых площадках (биржах);</li> <li>– переход к биржевому ценообразованию</li> </ul>
1986 — середина 2000-х (примерно до 2004) (четвертый пе- риод)	<ul style="list-style-type: none"> <li>– конкурентное сосуществование развитого рынка физической нефти и формирующегося рынка бумажной нефти;</li> <li>– коммодитизация рынка нефти;</li> <li>– биржевое ценообразование на сырую нефть, цены формируются на специализированных торговых площадках (нефтяных биржах); основные биржевые игроки — нефтяные хеджеры (участники и физического, и «бумажного» (финансового) рынка нефти минимизируют свои ценовые риски на физическом рынке с помощью инструментов финансового рынка), оказывающие основное влияние на поведение цен;</li> </ul>

<i>Окончание табл. 1.1</i>	
Периоды, гг.	Характерные черты периода
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– цена ФОБ пункт отгрузки у поставщика определяется по принципу «нэт-бэк» от фьючерсных нефтяных котировок на рынке потребителя;</li> <li>– формирование глобального рынка «бумажной» нефти и его институтов по образу и подобию и на основе институтов финансовых рынков (инструменты и институты заимствованы/импортированы на рынок «бумажной» нефти менеджерами финансовых рынков, которые и сформировали рынок «бумажной» нефти);</li> <li>– переход от рынка физической нефти к рынку «бумажной» нефти предопределил нестабильный и относительно низкий уровень нефтяных цен и интенсивный характер их изменения, что привело к недоинвестированию мировой нефтяной отрасли, что, в свою очередь, создало материальные предпосылки для последующего роста издержек и цен на нефть;</li> <li>– основные ценообразующие факторы — закономерности развития нефтяной отрасли (баланс спроса-предложения на сырую нефть), скорректированные на ожидания биржевых игроков;</li> <li>– постепенный переход к доминированию рынка «бумажной» нефти в ценообразовании на нефть на физическом рынке</li> </ul>
Середина 2000-х (примерно после 2004) и далее (пятый период)	<ul style="list-style-type: none"> <li>– конкурентное сосуществование развитых рынков физической и «бумажной» нефти;</li> <li>– дальнейшее движение от коммодитизации к финансовализации рынка нефти;</li> <li>– «бумажный» рынок доминирует по объемам нефтяной торговли;</li> <li>– сформированы глобальные институты «бумажного» рынка нефти, обеспечивающие его функционирование в режиме 7×24;</li> <li>– глобализация, расширение применения IT-технологий и спектра финансовых продуктов, трансформировавших сырую нефть из материального товара в глобальный финансовый актив, доступный широким категориям профессиональных и непрофессиональных финансовых инвесторов (эффект «финансового пылесоса»);</li> <li>– превращение рынка «бумажной» нефти в незначительный (несущественный) сегмент глобального финансового рынка;</li> <li>– основные игроки — нефтяные спекулянты, которые организуют рынок и могут манипулировать им (крупнейшие инвестиционные банки и аффилированные с ними нефтетрейдеры);</li> <li>– цены на нефть формируются за пределами собственно нефтяного рынка (на нефтяных финансовых рынках) преимущественно нефтяными спекулянтами;</li> <li>– цена ФОБ на рынке физической нефти формируется по методу «нэт-бэк» от котировок рынка «бумажной нефти» — от фьючерсных нефтяных котировок, определяемых конъюнктурой рынка нефтяных финансовых деривативов;</li> <li>– ключевые факторы ценообразования — в основном ожидания финансовых игроков, баланс спроса-предложения на связанные с нефтью финансовые деривативы в рамках короткого временного горизонта</li> </ul>

Таблица 1.2

**Эволюция основных характеристик рынка нефти и международных механизмов формирования цен на нефть: трансформация четырехэтапной эволюции (картина до середины 2000-х гг.) в пятиэтапную (картина, начиная с середины 2000-х гг.)**

Этапы эволюции рынка нефти (периоды)	Картина до середины 2000-х гг. (этапы первый—четвертый)			Картина после середины 2000-х гг. (этапы четвертый—пятый)	
	первый (1928—1947)	второй (1947—1971)	третий (1971—1986)	четвертый (1986 г. и далее)	пятый (середина 2000-х гг. и далее)
<b>I</b>	2	3	4	5	6
<b>Принцип формирования цены</b>	«Нэт-форвард» (от производителя к потребителю)				
<b>Порядок формирования цены и основные игроки</b>	Цены продажи СИФ, устанавливаемые оligопольем 7 компаний МНК («семь сестер») на основе Соглашения Ачнакарри, в рамках однобазовой (1928—1947) и двухбазовой (1947—1971) системы цен. Цены покупки ФОБ, устанавливаемые компаниями МНК де-факто в одностороннем порядке, как справочные цены в рамках их кон-цессионных соглашений традиционного типа с принимающими (обычно развивающимися) странами			Цены устанавливаются на специализированных нефтяных биржах на основе конкуренции (в основном нефтяными трейдерами)	
	Цены продажи ФОБ, устанавливаемые оligопольем 13 стран ОПЕК, применялись в рамках долгосрочных контрактов и на спотовом рынке (ОПЕК использовал спотовые цены как ориентир для своих официальных отпускных цен)			Цены устанавливаются на спотовых биржах (не спекулянт), доминируют вспомогательный, нефть — основной, доминируют спекулянты, в том числе из нефте-ных секторов глобального финансо-вого рынка, финансовые инструменты — для хед-жирования ценовых рисков на рынке физической нефти, цена формируется на рынке физической нефти	
				Рынок «бумажной» нефти — нефть — основной, доминируют спекулянты, в том числе из нефте-ных секторов глобального финансо-вого рынка, финансовые инструменты — для хед-жирования ценовых рисков на рынке физической нефти, цена формируется на рынке физической нефти	Рынок «бумажной» нефти — нефть — основной, доминируют спекулянты, в том числе из нефте-ных секторов глобального финансо-вого рынка, финансовые инструменты — для формирования цен на нефть
					7



Продолжение табл. 1.2

1	2	3	4	5	6	7
<b>Зоны конкуренции</b>	Только в сфере конечного потребления (в материнских странах МНК)		В сфере конечного потребления и поставок нефти (конкуренция за нефть стран-производителей в условиях опасений дефицита производственных мощностей)	Во всех звеньях производственно-сбытовой цепи (в условиях достаточности производственных мощностей)		
<b>Тенденции спроса на жидкое топливо</b>	Стабильный рост		Начало замедления роста / короткое временное снижение	Замедленный рост		
<b>Динамика издержек разведки и добычи (основной фактор динамики: природный или НТП)</b>	Снижение (природный фактор — «эффект масштаба»: разведка и ввод в разработку более крупных месторождений)		Рост (природный фактор: переход к освоению более мелких месторождений в более сложных условиях добычи (плюс возмещение выбытия крупных за счет более мелких и сложных / снижение (НТП)	Снижение (НТП) / рост с начала 2000-х гг. (недоинвестирование 1990-х гг. плюс инфляция издержек)		
<b>Цены: динамика и уровни (долл./барр., текущие цены)</b>	Относительно стабильны (около 2 долл./барр.)		Рост от 2 до 40 долл./барр. (к 1981 г.), снижение до 30 долл./барр. (к 1985 г.), обвал до 10 долл./барр. (1986 г.)	Колебания в пределах 15–20 долл./барр. (до 1997 г.), падение до 8 долл./барр. (1998 г.), колебания в пределах 10–30 долл./барр. (до 2004 г.), рост до 60–70 долл./барр. (2005–2006), взлет до 147 долл./барр. (2008 г.)		

Система расчета цен СИФ доставки по миру	СИФ = ФОБ Мексиканский залив плюс фактический или виртуальный фрахт: а) либо от Мексиканского залива (в случае расположения пункта доставки к западу от «нейтральной точки»); б) либо от Персидского залива (в случае расположения пункта доставки к востоку от «нейтральной точки») (двухбазовая система цен на основе Соглашения в Ачнакарри)	СИФ = ФОБ Мексиканский залив плюс фактический или виртуальный фрахт: а) либо от Мексиканского залива (в случае расположения пункта доставки к западу от «нейтральной точки»); б) либо от Персидского залива (в случае расположения пункта доставки к востоку от «нейтральной точки») (двухбазовая система цен на основе Соглашения в Ачнакарри)	До конца 1985 г.: СИФ = ФОБ Персидский залив ( <i>Arabian Light</i> ФОБ Рас-Танура) плюс фрахт Конец 1985 – 1986 гг.: <i>Arabian Light</i> ФОБ Рас-Танура = «нэт-бэк» спотовые цены на нефтепродукты ( <i>NYMEX</i> )	ФОБ = Биржевые котировки СИФ «нэт-бэк» до пунктов отгрузки	
Эталонная нефть (маркер)	<i>West Texas Intermediate (WTI)</i>	<i>WTI, Arabian Light</i>	<i>Arabian Light, WTI</i>	<i>WTI (NYMEX), Brent (IPE/ICE), Dubai (SIMEX, до 1999 г.)</i>	
Доминирующие типы торговых контрактов	Долгосрочные (объем и цена)		Долгосрочные (объем) + спотовые (цена)	Спот (объем) + долгосрочные (объем) + биржевые котировки (цена)	
Доминирующие механизмы ценообразования	«Кост-плюс» (цены покупки ФОБ для МНК) — на рынке принимающих стран, «кост-плюс» (в неконкурентных для жидкого топлива секторах) и «стоимость замещения» (в конкурентных для жидкого топлива секторах) — на рынке материнских стран МНК	«Кост-плюс» (цены покупки ФОБ для МНК) — на рынке принимающих стран, «кост-плюс» (в неконкурентных для жидкого топлива секторах) и «стоимость замещения» (в конкурентных для жидкого топлива секторах) — на рынке материнских стран МНК	До конца 1985 г.: СИФ = «кост-плюс» = (фактический «спот-плюс» — официальные отпускные цены ОПЕК) (до конца 1985 г. фактическая привязка ООЦ к ценам спотового рынка). С конца 1985 г.: ФОБ ОПЕК (Рас-Танура) = «нэт-бэк» от биржевых котировок нефтепродуктов ( <i>NYMEX</i> )	«Нэт-бэк» от биржевых котировок	

Окончание табл. 1.2

1	2	3	4	5	6	7
Доминирующие типы цен	Справочные (используются как трансфертные, внутрифирменные) — во взаимоотношениях с принимающими странами. Рыночные — на рынке материнских стран МНК	Официальные отпускные цены ОПЕК — во взаимоотношениях производителей — оптовых покупателей (где добывающие активы МНК национализированы). Справочные (трансфертные) — во взаимоотношениях производителей — оптовых покупателей (где добывающие активы МНК не были национализированы). Рыночные — на рынках стран — потребителей жидкого топлива	Рыночные (во всех звеньях производственно-сбытовой цепи)			
Тип рынка	Только рынок физической нефти (физический поставщик доминирует в международном ценообразовании)		Конкурентное сосуществование рынка физической и рынка «бумажной» нефти (нефтяные финансовые производные инструменты активно развиваются, но пока не доминируют в международном ценообразовании)			

\* Пока для автора остается открытым вопрос, заменует ли падение цен в 2014 г. начало нового — шестого этапа.

*Источники:* составлено на основе: *Копыляник А.А.* Куда исчезли справочные цены? (эволюция механизма ценообразования на нефтяном рынке) // Нефть России. 2000. № 7. С. 76–80; *Копыляник А.А.* Россия на формирующемся Евразийском энергетическом пространстве: проблемы конкурентоспособности. М.: Нестор Академик Паблишерс, 2004. С. 105; Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии. Брюссель, 2007. С. 61.

В классификации автора 1928 г. является начальным (стартовым), поскольку периодизация была начата с появления де-факто первого международного регулятора международной нефтяной торговли и, шире, международного нефтяного бизнеса. А это — Международный нефтяной картель (МНК), организационно-правовой базой которого является именно Соглашение в Ачнакарри 1928 г.<sup>1</sup> Этому Соглашению предшествовали многие знаковые события в развитии нефтяного бизнеса, приведшие в итоге к формированию МНК, как то:

- начало промышленной добычи нефти в США, в Пенсильвании, в 1859 г., зарождение первой биржевой торговли нефтью, формирование неустойчивого, неорганизованного конкурентного (дикая конкуренция) нефтяного рынка;
- формирование в июне 1870 г. в США Рокфеллером компании *Standard Oil of New Jersey*<sup>2</sup> и последующая монополизация на ее основе американского нефтяного рынка, сосуществование вплоть до 1911 г. организованного монопольного рынка (транспортировка и последующие стадии технологического нефтяного цикла) на базе этой компании и неорганизованного нефтяного рынка (разведка и добыча) в США, устойчивое функционирование нефтяного рынка США на основе монополии Рокфеллера;
- принятие антitrustовского закона Шермана в США в 1890 г. и до 1911 г. — период «накапливания» сил американской администрацией для реорганизации нефтяного рынка (его демонополизации);
- раздробление монополии Рокфеллера в 1911 г. и до 1928 г. — период неустойчивого функционирования нефтяного рынка. Уровень столкновения интересов крупнейших игроков на внешних рынках начинает требовать согласованности их действий. Тем самым появляются предпосылки картелизации рынка крупнейшими нефтяными компаниями и заключения между ними соответствующего соглашения, каковым и стало Соглашение в Ачнакарри.

Однако вышеперечисленные ключевые события не позволяют говорить о наличии организованного международного нефтяного бизнеса до заключения соглашения в Ачнакарри и формирования МНК в 1928 г.

Активная интернационализация нефтяной торговли началась на рубеже XIX—XX вв. (на наш взгляд, отправной ее датой на межрегиональном

---

<sup>1</sup> Bamberg J. H. The History of the British Petroleum Company, Volume 2: The Anglo-Iranian Years, 1928–1954. Cambridge University Press, 1994. P. 528–34. URL: <http://www.mtholyoke.edu/acad/intrel/energy/achnacarry.htm>. The 18 August 1928 draft of the Achnacarry Agreement.

<sup>2</sup> Период становления американской нефтяной промышленности через историю Standard Oil of New Jersey подробно описан в книге: Tarbell I. M. The History of the Standard Oil Company, in two volumes. The Macmillan Company, 1904 (оригинальное издание) или в современной сокращенной и адаптированной версии книги: Tarbell I. M. The History of Standard Oil Company, Briefer version. Edited by M. David. Chalmers. Dover Publications, Inc. Mineola, New York, 2003.

уровне следует считать 1901 г., когда была заключена первая заработавшая на практике ближневосточная концессия — концессия Д'Арси). С тех пор в международной торговле нефтью происходила последовательная смена доминировавших на рынке видов сделок (см. рис. 1.3), в соответствии с которой эволюционировала и контрактная структура рынка<sup>1</sup> (рис. 1.4).

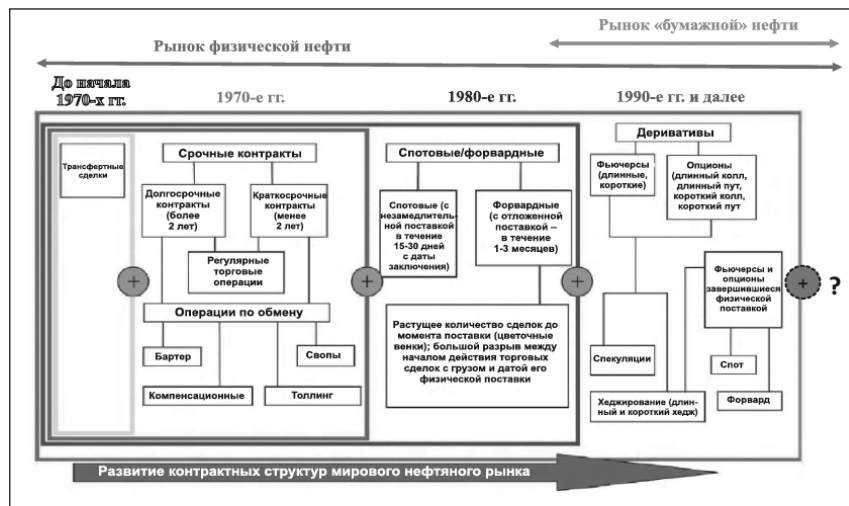


Рис. 1.4. Развитие структуры мирового нефтяного рынка и видов сделок

Источник: Коноплиник А. А. Кто определяет цену нефти?

Ответ на этот вопрос позволяет прогнозировать будущее рынка «черного золота» // Нефть России. 2009. № 3. С. 7–12; № 4. С. 7–11.

<sup>1</sup> Контрактная структура рынка была достаточно подробно описана, особенно применительно к первым четырем этапам развития нефтяного рынка, в том числе в ранних работах автора, в первую очередь выполненных им совместно с Е. М. Хартуковым (Коноплиник А., Хартуков Е. Тенденции развития мирового нефтяного рынка и проблемы нормализации международной торговли жидким топливом. М.: ВНИИОЭНГ, 1988 (серия: Конъюнктурные исследования и конъюнктурно-экономическая информация в нефтяной промышленности); *Они же*. Основные направления и проблемы стабилизации мирового рынка нефти и нормализации международной нефтяной торговли // Некоторые аспекты проблемы стабилизации мирового рынка нефти: сб. М.: ВНИИОЭНГ, 1988 (серия: Конъюнктурные исследования и конъюнктурно-экономическая информация в нефтяной промышленности). С. 1–21) и Н. М. Байковым (Байков Н. М., Коноплиник А. А. Вопросы долгосрочного прогнозирования мирового рынка нефти // Проблемы геолого-экономической оценки ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1989. С. 69–102), а также в работе: Коноплиник А. А. Рынок нефти в конце 80-х годов: неустойчивое равновесие в условиях структурной перестройки? // Экономическое положение капиталистических и развивающихся стран. Обзор за 1989 г. и начало 1990 г. Приложение к журналу «Мировая экономика и международные отношения», 1990. С. 42–50.

Поначалу торговые операции в международной торговле нефтью были составной частью внутрикорпоративных (трансфертных) операций между различными подразделениями вертикально-интегрированных компаний (ВИК), расположенными в различных частях света: между добывающими подразделениями, расположенными в обладающих ресурсами развивающихся странах, и перерабатывающими и сбытовыми подразделениями, расположенными в материнских странах, где были зарегистрированы эти ВИНК и находились их центры прибыли. Это был период доминирования вертикальной интеграции и монополии крупнейших международных нефтяных компаний в международной нефтяной торговле, который продлился до начала 1970-х гг. и период развития рынка физической нефти (стадии 1 и 2). Рынка «бумажной» нефти в то время не существовало и не могло существовать, ибо в тот период еще не сложились необходимые предпосылки для его появления.

Этой контрактной структуре внутрифирменных операций, закрепленной в Ачнакаррском соглашении 1928 г. (которым был сформирован международный картель крупнейших нефтяных компаний, известных как «семь сестер»), соответствовала и структура ценообразования в международных нефтяных операциях, известная как однобазовая и двухбазовая системы цен на нефть<sup>1</sup>. На наш взгляд, механизм однобазовой (1928–1947 гг. — первая стадия) и двухбазовой (1947–1969 гг. — вторая стадия) системы цен на нефть Ачнакаррского соглашения, устанавливающий фактически виртуальные цены на нефть в международной нефтяной торговле, представляет собой гениальное управленческое изобретение крупнейших тогдашних нефтяных компаний, которые смогли преодолеть существовавшую до этого между ними жестокую конкуренцию в международной торговле и перевести ее в эффективное (с их точки зрения) долгосрочное сотрудничество, обеспечившее им доминирование в международной торговле нефтью в течение последующих 40 лет. Понятно, что механизм Ачнакаррского соглашения был и мог быть работоспособен только в тех исторических условиях, на начальном этапе развития рынка, при полном отсутствии на том этапе прозрачности формирующегося нефтяного рынка и его международных операций для всех иных заинтересованных сторон, кроме самих нефтяных компаний — участников картеля, при очень небольшом числе участников международного нефтяного бизнеса.

Рынок нефти до начала 1970-х гг. являлся одним из наиболее монополизированных в мировой торговле. Весь цикл операций на нем от поисково-разведочных работ до сбыта нефтепродуктов различным покупателям практически полностью контролировался вертикально-интегрированными компаниями Международного нефтяного картеля, к поведению которых приспосабливались и аутсайдеры. Компании МНК,

---

<sup>1</sup> Подробнее см.: *Шевалье Ж.-М.* Нефтяной кризис: пер. с фр. М.: Мысль, 1975.

осуществлявшие нефтяные операции по всему миру, получали нефть в основном по концессионным соглашениям, заключенным с принимающими, в основном — развивающимися странами (сформированного в 1960 г. ОПЕК), а экспортировали ее по долгосрочным контрактам либо своим же отделением (а фактически передавали по трансфертным ценам в рамках внутрифирменных операций от добывающих транспортным подразделениям ВИНК МНК — до 70% всего экспорта), либо самостоятельным нефтеперерабатывающим компаниям. Последние относились, как правило, к категории так называемых независимых компаний, т. е. участвовали только в одной-двух последовательных стадиях нефтяной цепочки на территории отдельно взятой страны или региона.

Цены в этот период устанавливались нефтяными монополиями фактически в одностороннем порядке (справочные цены были привязаны к издержкам добычи, при этом компании МНК не допускали к своим бухгалтерским книгам принимающие страны), носили по существу трансфертный характер, были заниженными, что соответствовало стратегии картеля, направленной на занижение налоговых/рентных платежей принимающим странам и на всемерное расширение потребления жидкого топлива, и долгое время в середине XX в. оставались практически неизменными (рис. 1.5).

Тем не менее низкие и стабильные справочные цены обеспечивали компаниям картеля получение растущих сверхприбылей, поскольку опирались на обоснованную Ж.-М. Шевалье на концептуальном уровне<sup>1</sup> (а впоследствии подтвержденную нами расчетным путем) тенденцию снижения до рубежа 1960–1970-х гг. средних и предельных издержек по разведке и добыче нефти, поступающей в каналы международной торговли (см. рис. 1.5).

В этот период указанные издержки были относительно низкими и продолжали снижаться, поскольку новые коммерческие открытия осуществлялись за счет преимущественно крупных и (или) гигантских (обеспечивавших «эффект масштаба») месторождений, расположенных в благоприятных природных условиях на территории стран ОПЕК, вблизи от глубоководных морских экспортных терминалов. Концессионная система и ценообразование по принципу «кост-плюс» обеспечивали низкую цену FOB для добываемой на территории этих стран нефти. Издержки транспортировки этой нефти в основные центры потребления (США, Западная Европа, Япония), особенно из расположенных в центре мировой нефтяной карты ближневосточных месторождений, были низкими (конкурентное преимущество морского транспорта) и также снижались с течением времени, с ростом дедвейта танкеров («эффект масштаба» на транспорте). Все это стимулировало ускоренный рост спроса на жидкое топливо со стороны промышленно развитых стран и обеспечивало

<sup>1</sup> Шевалье Ж.-М. Нефтяной кризис: пер. с фр. М.: Мысль, 1975.

компаниям МНК ускоренное расширение их бизнеса с соответствующим ростом сверхприбылей. Комбинация отмеченной Ж.-М. Шевалье тенденции снижения издержек, с одной стороны, и механизм Ачнакаррского соглашения компаний МНК, с другой, обеспечили, на наш взгляд, энергетический базис быстрого послевоенного восстановления и дальнейшего экономического роста западных стран, достигшего своей кульминации в «золотое десятилетие» 1960-х гг.

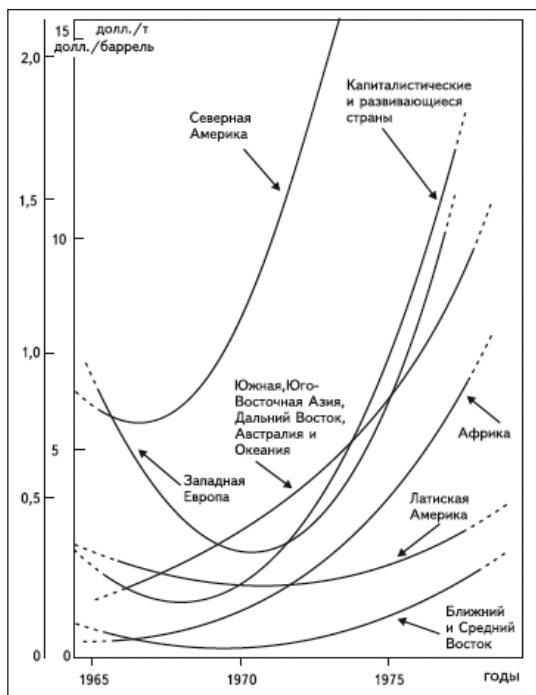


Рис. 1.5. Выровненная динамика издержек добычи углеводородов в мировой нефтегазовой промышленности в период смены тенденций во второй половине XX в.

Источник: Куренков Ю. В., Конопляник А. А. Динамика издержек производства, цен и рентабельности в мировой нефтяной промышленности // Мировая экономика и международные отношения. 1985. № 2. С. 59–73.

Свободный, немонополизированный рынок в этот период играл чисто подчиненную роль (3–5% международной торговли нефтью), которая сводилась к точной подстройке спроса и предложения друг под друга, а уровень цен на спотовом рынке базировался на справочных ценах монополий и был устойчиво ниже их.

На рис. 1.6 и 1.7 показана этапизация, по мнению авторов, развития мирового рынка нефти, наложенная (на первом-третьем этапах) на ди-



намику контрактных и спотовых цен на нефть и (на четвертом-пятом этапах) на динамику объемов торговли маркерными сортами на рынке бумажной нефти на основных нефтяных биржах (*NYMEX* и *IPE/ICE*).

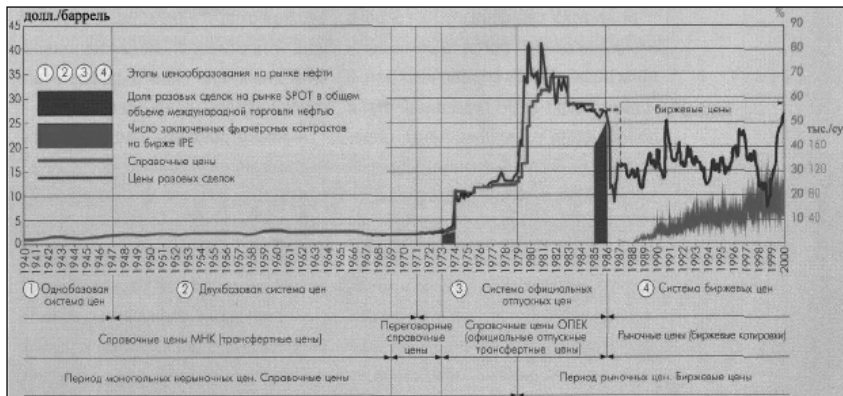


Рис. 1.6. Эволюция систем ценообразования и динамика цен в международной нефтяной торговле (этапы первый-четвертый)

Источник: Коноплияк А. А. От монополии к конкуренции. Об основных закономерностях развития рынков нефти и газа // Нефть России. 2002. № 6. С. 19–22.

Составлено: студентами Государственной академии управления М. Беловой и Е. Мельниковой, 2001.

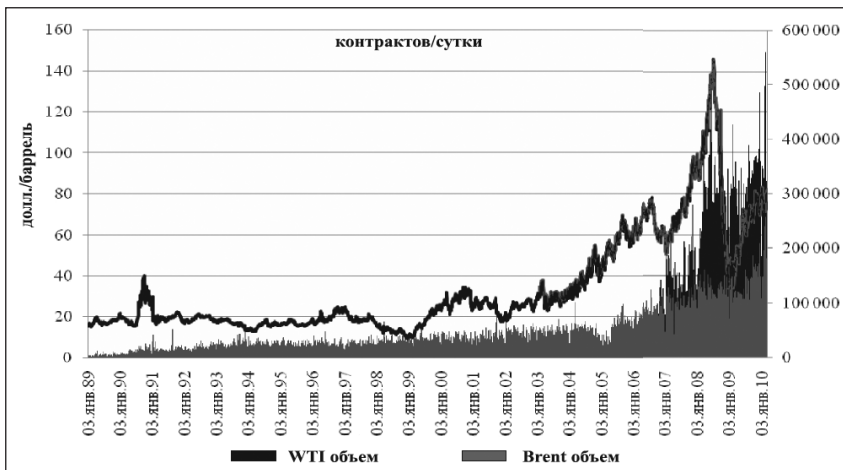


Рис. 1.7. Динамика цен и объемов одномесячных контрактов Brent и WTI (*NYMEX*) (четвертый-пятый этапы развития мирового рынка нефти)

Источник: составлено А. Матвеевым, магистром РГУ нефти и газа, 2008–2010 гг. обучения, по данным *NYMEX* и *ICE*.

### 1.2.1. Первый этап: однобазовая система цен (1928–1947 гг.)

В период с 1928 по 1947 г. в международной нефтяной торговле действовала так называемая однобазовая система цен, при которой цены рассчитывались по формуле «залив плюс фрахт». Если быть более точным, то по формуле «Мексиканский залив плюс реальный или фиктивный фрахт» (табл. 1.3) в соответствии с Ачнакаррским соглашением.

Основные характеристики этого этапа развития рынка представлены в табл. 1.2 и 1.3.

Таблица 1.3

#### Эволюция механизма и формулы ценообразования на мировом рынке нефти

Периоды, кто устанавливает цену	Формула цены
1. 1928–1947 гг., МНК (однобазовая система цен)	$\text{Ц}_{\text{СИФ}} = \text{Ц}_{\text{ФОБ}} (\text{Мексиканский залив}) + \text{Фр. реал./фикт.} (\text{Мексиканский залив})$
2. 1947–19714 гг., МНК (двухбазовая система цен)	К западу от нейтральной точки: $\text{Ц}_{\text{СИФ}} = \text{Ц}_{\text{ФОБ}} (\text{Мекс. зал.}) + \text{Фр. реал.} (\text{Мекс. зал.})$ К востоку от нейтральной точки: $\text{Ц}_{\text{СИФ}} = \text{Ц}_{\text{ФОБ}} (\text{Мекс. зал.}) + \text{Фр. реал.} (\text{Перс. зал.})$
3. 1971–1986 гг., ОПЕК	$\text{Ц}_{\text{СИФ}} = \text{Ц}_{\text{ФОБ}} (\text{ОПЕК ооц}) + \text{Фр. реал.} (\text{ОПЕК})$
4. 1986 — середина 2000-х гг., биржа (хеджеры => нефтяные спекулянты)	$\text{Ц}_{\text{ФОБ}} (\text{встр.}) = \text{Ц}_{\text{СИФ}}/\text{бирж.} - \text{Фр. реал.}$ $\text{Ц}_{\text{СИФ}} = \text{Биржевые котировки} (\text{нефт.})$
5. Середина 2000-х гг. и далее, биржа (ненефтяные спекулянты)	$\text{Ц}_{\text{ФОБ}} (\text{встр.}) = \text{Ц}_{\text{СИФ}}/\text{бирж.} - \text{Фр. реал.}$ $\text{Ц}_{\text{СИФ}} = \text{Биржевые котировки} (\text{не нефт.})$

#### Примечание:

$\text{Ц}_{\text{СИФ}}$  — цена СИФ (у потребителя);

$\text{Ц}_{\text{ФОБ}} (\text{Мекс. зал.})$  — цена ФОБ (у поставщика) в районе Мексиканского залива;

Фр. реал./фикт. (Мекс. зал.) — фрахтовые ставки на реальную/фиктивную доставку нефти из района Мексиканского залива потребителям;

Фр. реал. (Мекс. зал.), Фр. реал. (Перс. зал.) — фрахтовые ставки на реальную доставку нефти из районов Мексиканского и Персидского заливов;

$\text{Ц}_{\text{ФОБ}} (\text{ОПЕК ооц})$  — официальные отпускные цены ФОБ стран ОПЕК;

Фр. реал. (ОПЕК) — фрахтовые ставки на реальную доставку нефти из государств ОПЕК потребителям;

$\text{Ц}_{\text{ФОБ}} (\text{встр.})$  — цена ФОБ, рассчитанная по формуле «встречной» цены (цены СИФ минус затраты, связанные с транспортировкой);

$\text{Ц}_{\text{СИФ}} (\text{бирж.})$  — устанавливаемая на бирже цена СИФ (у потребителя);

Фр. реал. — фрахтовые ставки на реальную доставку нефти потребителям из районов ее добычи

Источник: на основе: Конопляник А. А. От прямого счета к обратному (эволюция формулы ценообразования) // Нефть России. 2000. № 8. С. 78–81.

Ачнакаррское соглашение предусматривало закрепление за каждой компанией определенной квоты продаж на том или ином рынке за преде-

лами США<sup>1</sup>. Центральным элементом этого картельного соглашения был механизм повышения рентабельности нефтяных операций компаний МНК за счет установления единой формулы формирования цены реализации нефти у покупателей за пределами США, определяемой как цена нефти Мексиканского побережья США плюс действующие фрахтовые ставки от этого побережья до порта доставки товара вне зависимости от того, откуда фактически осуществлялись физические поставки нефти. При этом в соответствии с соглашением физические поставки нефти на тот или иной рынок за пределами США должны были осуществляться каждой компанией в пределах выделенной ей квоты из ближайшего к этому рынку района нефтедобычи.

При такой системе ценообразования для покупателя не имело никакого значения, откуда фактически поступала нефть. Если ему можно было поставлять нефть из месторождений, расположенных ближе Мексиканского залива, вся экономия (как на издержках добычи, так и на издержках транспортировки) доставалась компаниям — участникам картеля (рис. 1.8).

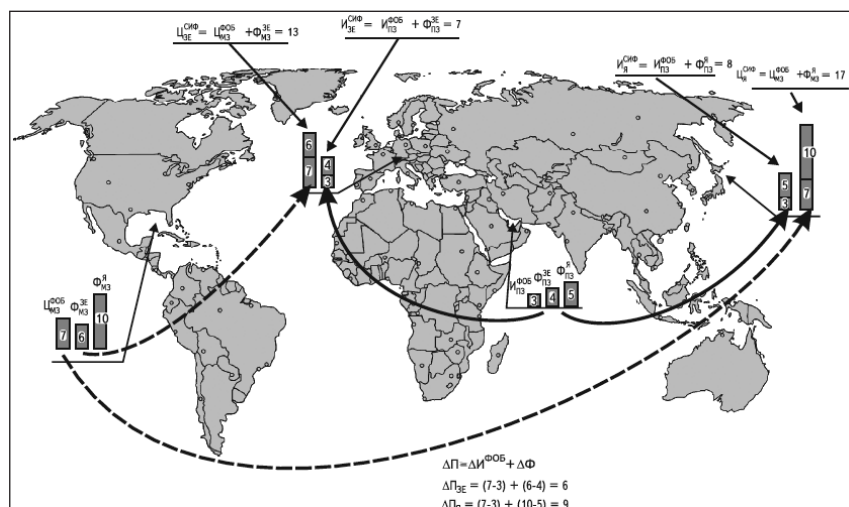


Рис. 1.8. Механизм действия однобазовой системы цен на мировом рынке нефти в период 1928–1947 гг. (первый этап)

Источник: Конопляник А. А. От прямого счета к обратному (эволюция формулы ценообразования) // Нефть России. 2000. № 8. С. 78–81.

<sup>1</sup> Bamberg J. H. The History of the British Petroleum Company, Volume 2: The Anglo-Iranian Years, 1928–1954. Cambridge University Press, 1994. P. 528–534. URL: <http://www.mtholyoke.edu/acad/intrel/energy/achnacarry.htm>. The 18 August 1928 draft of the Achnacarry Agreement.

Иначе говоря, компании МНК при таком механизме определения виртуальной цены СИФ при поставках неамериканской нефти выигрывали дважды:

- на разнице между высокими издержками добычи нефти в США и более низкими издержками добычи нефти за ее пределами;
- на разнице между фактическим (от места фактической добычи) и виртуальным (от побережья США) фрахтом (см. рис. 1.8).

Так, при поставках ближневосточной нефти в Западную Европу в рамках однобазовой системы цен выигрыш компаний МНК составлял (в системе обозначений на рис. 1.8):

- $7 - 3 = 4$  у.е. из-за разницы в уровнях издержек добычи в США и на Ближнем Востоке;
- $6 - 4 = 2$  у.е. за разницы в стоимости фрахта в Западную Европу из США и с Ближнего Востока;
- итого  $4 + 2 = 6$  у.е. за счет разницы между фактической стоимостью добычи и доставки в Западную Европу ближневосточной нефти (7 у.е.) по сравнению с расчетной стоимостью добычи и поставки в Европу нефти американской (13 у.е.).

Действие Ачнакаррского соглашения не распространялось на американский внутренний рынок, дабы избежать нарушения американского антитрестовского законодательства. Однако, в соответствии с законом США Вэбба — Померена от 1918 г., американским компаниям разрешалось действовать за рубежом методами, запрещенными для применения на внутреннем рынке США антимонопольным законодательством.

Заклучив картельное Ачнакаррское соглашение, крупнейшие нефтяные компании заблокировали цены на нефть, обеспечив тем самым постепенное возрастание своей прибыли благодаря открытию в это время новых дешевых месторождений на Ближнем и Среднем Востоке и снижению издержек. Кроме того, они всеми способами препятствовали вступлению на нефтяной рынок новых продавцов, которые в результате снижения издержек оказались бы в очень выгодной позиции и могли бы, сохраняя рентабельность своих операций, проводить демпинговую политику по отношению к компаниям картеля.

Таким образом, цена СИФ в любой точке земного шара определялась в этот период так, как если бы эта нефть была добыта в США и, соответственно, поставлена покупателю из района Мексиканского залива. Так, заправляясь во время Второй мировой войны в Абадане, в глубине Персидского залива, американский и британский флоты должны были платить за бункеровку судов цену, равную цене мазута ФОб Техасские порты США плюс надбавку за ее фиктивную доставку из Мексиканского залива до Абадана.

В это время на долю американского экспорта приходилось около трети всей нефти, потребляемой за пределами США. Поэтому Ачнакаррское

соглашение и закон Вэбба — Померена защищали интересы как крупных, так и мелких американских производителей. В стране действовало множество мелких нефтедобывающих компаний, издержки добычи у которых были маргинально высоки. В стремлении поддерживать уровень конкуренции на внутреннем рынке, американское правительство проводило политику защиты независимых национальных производителей, устанавливая такой уровень внутренних цен, который обеспечивал бы этим мелким компаниям приемлемую рентабельность.

Поэтому компании нефтяного картеля (пять из семи которых были американскими), установив такую однобазовую систему цен с одной единой базой привязки в формуле «кост-плюс», где в качестве базы для определения издержек добычи выступала цена ФОБ на побережье Мексиканского залива на нефть, добытую в США, а в качестве базы для определения издержек транспортировки выступал реальный (если нефть поставлялась из США) или фиктивный (если нефть поставлялась из любой другой точки) фрахт от побережья Мексиканского залива до порта доставки, установили таким образом защитную для своего американского бизнеса цену отсечения (цену привязки), гарантированно выше уровня цены производства американской нефти, обеспечив безубыточную работу американской нефтяной отрасли.

Поэтому закрепление в качестве ценообразующей формулы «залив плюс фрахт» давало возможность мелким и средним независимым американским нефтяным компаниям сохранять свой бизнес, а крупным международным нефтяным корпорациям — получать сверхприбыли как за счет разницы в издержках (между маргинально высокими издержками добычи американской нефти и низкими издержками добычи ближневосточной и других зарубежных нефтей, добываемых американскими компаниями в рамках концессионных соглашений с развивающимися странами и поставляемых на рынки развитых стран), так и за счет разницы в транспортных расходах (между высокими фиктивными издержками транспортировки из района Мексиканского залива и более низкими реальными издержками транспортировки из ближайшего к месту потребления района добычи, см. рис. 1.8).

### **1.2.2. Второй этап: двухбазовая система цен (1947–1971 гг.)**

После войны американские и английские административные расследования заставили изменить систему расчета цен «залив плюс фрахт». В 1947 г. компании МНК признали Персидский залив в качестве второй базы для расчета цен, приравняв таким образом цены ФОБ Мексиканский залив к ценам ФОБ Персидский залив (при том, что издержки добычи в США и на Ближнем Востоке оставались разными) и устранив призрачные затраты на перевозку нефти от Мексиканского залива к Персидскому. В действие вступила так называемая двухбазовая система цен,

при которой фрахтовые ставки рассчитывались или от Мексиканского, или от Персидского залива, но в обоих случаях исходной была цена нефти ФОБ Мексиканский залив (см. табл. 1.3). Основные характеристики этого этапа развития рынка представлены в табл. 1.2.

В этой новой системе ценообразования присваиваемая компания-ми рента уменьшилась на сумму, равную затратам на воображаемую перевозку, но разница между маржинально низкими издержками добычи нефти в районе Персидского залива и маржинально высокими издержками в США, определяющими уровень мировых цен на нефть, сохранилась.

Через механизм трансфертных цен компании выводили эту сверхприбыль из-под налогообложения ближневосточных стран и фиксировали ее в своих центрах прибыли. Действующую в это время формулу ценообразования можно было бы определить как «два залива плюс фрахт», но более точным, на мой взгляд, будет иное: «залив плюс два фрахта».

При двухбазовой системе цен, формирующейся на основе двух центров доставки, появилась так называемая нейтральная точка, в которой цена нефти, доставленной из двух заливов, оказывалась одинаковой. Поначалу эта точка оказалась расположенной в Средиземном море, по соседству с Мальтой. Все страны, расположенные к востоку от нейтральной точки, снабжались из района Ближнего Востока, расположенные к западу от нее — из района Мексиканского залива и Венесуэлы (рис. 1.9).

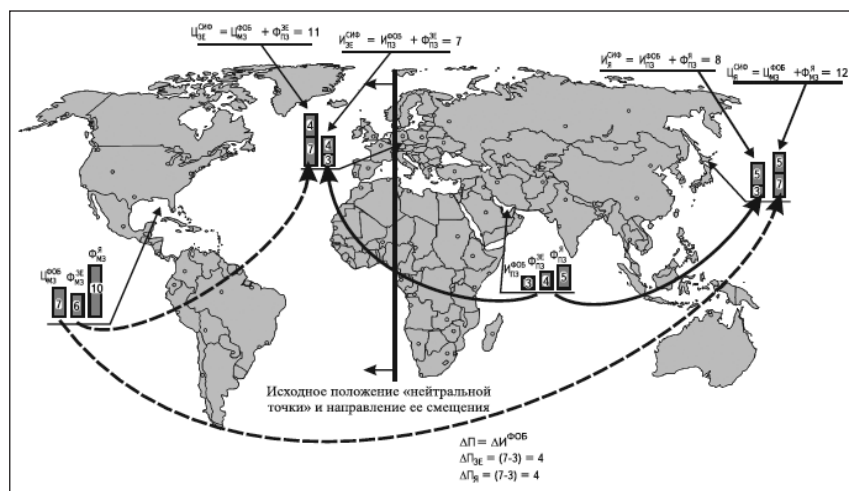


Рис. 1.9. Механизм действия двухбазовой системы цен на мировом рынке нефти в период 1947–1971 гг. (второй этап)

Источник: Конопляник А. А. От прямого счета к обратному (эволюция формулы ценообразования) // Нефть России. 2000. № 8. С. 78–81.

Так, в рамках рассмотренного выше примера с поставками ближневосточной нефти в страны Западной Европы, расположенные к востоку от нейтральной точки, выигрыш компаний МНК составлял (в системе обозначений на рис. 1.9):

- $7 - 3 = 4$  у.е. из-за разницы в уровнях издержек добычи в США и на Ближнем Востоке;
- стоимость фрахта в Западную Европу с Ближнего Востока рассчитывалась по фактическим значениям;
- итого 4 у.е. за счет разницы между фактической стоимостью добычи ближневосточной и американской нефти при поставке в Западную Европу ближневосточной нефти.

Для стран Западной Европы, расположенных к западу от нейтральной точки, выигрыш компаний МНК оказывался нулевым.

Чтобы поднять объем добычи нефти на Ближнем Востоке и увеличить тем самым массу своих прибылей, компании МНК должны были превратить Европу в зону, заинтересованную в нефтеснабжении исключительно с Ближнего Востока. Это удалось сделать, снизив цены на ближневосточную нефть ниже уровня ФОВ Мексиканский залив (что вполне позволяло запас сверхприбыли, равный разнице в издержках добычи в США и на Ближнем Востоке) и тем самым сдвинув нейтральную точку из района Средиземноморья дальше на Запад.

Эти действия вполне вписывались в американскую «Программу восстановления Европы» (известную как «план Маршалла»), озвученную как раз в июне 1947 г. Европа в то время испытывала жесточайший энергетический кризис. В послевоенной, тогда по преимуществу угольной, Европе ощущалась нехватка угледобывающих мощностей, производительность была низкой, дисциплина слабой, во многих профсоюзах горняков доминировали коммунисты. В этих условиях нефть была частью решения проблемы — она должна была вытеснить уголь в промышленности и электроэнергетике. Без нефти «план Маршалла» был бы мертв.

Однако рост поставок нефти в Европу привел к росту затрат на ее импорт. Примерно половина импортируемой нефти поставлялась американскими компаниями и должна была быть оплачена в долларах. Для большинства европейских стран нефть была крупнейшей расходной статьей бюджета. Примерно 20% «плана Маршалла» должно было уйти на оплату нефтяных поставок. Получалось, что американское государство напрямую субсидировало американские нефтяные компании. В этих условиях государственные органы стран-импортеров (т. е. европейских стран) развернули борьбу за снижение цен на ближневосточную нефть в целях сокращения своих бюджетных расходов.

Вектора интересов крупнейших нефтяных компаний и государственных органов Европы и Америки совпали и это привело к прекращению действия Ачнакаррского соглашения.

Снижение для завоевания Европы цен ближневосточной нефти ниже уровня ФОб Мексиканский залив привело к естественному стремлению компаний МНК проникнуть с ближневосточной нефтью на американский рынок для дальнейшего наращивания сверхприбылей. Дальнейшее снижение цен привело в итоге к перемещению нейтральной точки на восточное побережье США. В 1949 г. основные нефтяные компании решили признать Нью-Йорк в качестве единой базы для расчета цен на нефть независимо от места ее добычи. В этом городе и находилась нейтральная точка вплоть до начала 1970-х гг. Это, на наш взгляд, предопределило и дальнейшее местоположение — в Нью-Йорке, а не в какой-то иной точке земного шара — основной и единственной поначалу международной нефтяной биржи.

### **1.2.3. Однобазовая и двухбазовая системы цен: маркетинговый феномен МНК**

В чем заключается, на наш взгляд, феномен сформированной компаниями МНК и закрепленной Ачнакаррским соглашением однобазовой и двухбазовой систем цен в международной торговле? В том, что МНК удалось создать систему ценообразования, которая, с одной стороны, формировала виртуальную цену на нефть, обращающуюся по каналам международной торговли, а с другой стороны, этот механизм оказался на том этапе экономического и политического развития взаимовыгодным для всех участников, вовлеченных в производственно-сбытовые цепочки зарубежной деятельности МНК — для самих компаний МНК, стран-импортеров, в том числе материнских компаний МНК, и принимающих государств (развивающихся стран — собственников нефтяных ресурсов).

- Компании МНК получали сверхприбыли от добычи нефти при поддержании справочных цен на нефть на низком уровне и обеспечивали (но также и сами формировали) растущие потребности мировой экономики в жидком топливе, получив долгосрочный доступ к ресурсам недр принимающих стран посредством концессионной системы<sup>1</sup> (и право собственности на эти ресурсы в рамках традиционных концессий, что давало им право и обеспечивало возможность регулировать по своему усмотрению темпы и масштабы освоения концессионных территорий).
- Материнские страны компаний МНК, на территории которых были расположены центры прибыли компаний МНК, получали налоговые отчисления от их деятельности за рубежом и обильный

---

<sup>1</sup> Ни в коем случае не следует путать концессионную систему тех (начальных) лет ее формирования (первой половины — середины XX в.) и экономико-правовые механизмы нынешних концессионных систем, радикально отличающиеся как от классических первоначальных традиционных концессий (действовавших с 1901 г.), так и пришедших им на смену впоследствии (начиная с 1948 г.) модернизированных концессий.



гарантированный поток жидкого топлива для развития национальных экономик с соответствующими налоговыми и неналоговыми прямыми, косвенными и мультипликативными эффектами. При этом США как материнская страна пяти из семи компаний МНК получали дополнительную важнейшую выгоду: механизм Ачнакаррского соглашения фактически защищал конкурентные позиции американской нефтяной отрасли с ее самым высоким уровнем издержек от более дешевой по издержкам разведки и добычи ближневосточной нефти и нефти других развивающихся стран. Фактически механизм Ачнакаррского соглашения сформировал защитные протекционистские барьеры для американской нефтяной промышленности.

- Принимающие страны получали гарантированные поступления в виде отчислений за право пользования недрами в рамках долгосрочных концессионных соглашений, заключенных с ними компаниями МНК. Конечно, с позиций сегодняшнего дня, тогдашние отчисления концессионеров (компаний МНК) в пользу принимающих стран расцениваются как заниженные. Но, как известно, история не терпит сослагательных наклонений. Поэтому в рамках миропорядка того времени концессионные соглашения отражали, на наш взгляд, тогдашний баланс сил и интересов принимающей страны и концессионера. У принимающей страны на том этапе, как правило, не было альтернативы по освоению ресурсов собственных недр, кроме как в рамках концессионных соглашений того времени, построенных на длительном монопольном доступе иностранного концессионера к территории и недрам концессии и изъятии их из оборота в пользу концессионера, не допуская к ним доступа конкурентов на период концессии, т. е. на несколько десятилетий вперед.

#### **1.2.4. Ценообразование на корзину нефтепродуктов: еще один маркетинговый феномен МНК**

На наш взгляд, вторым гениальным изобретением компаний МНК, действовавших в рамках Ачнакаррского соглашения, была адаптация под Западную Европу и специфику нефтяного бизнеса того времени механизма ценообразования «нэт-бэк от стоимости замещения». Его применение в рамках корзины нефтепродуктов, получаемых на принадлежащих компаниям МНК в Западной Европе НПЗ из добываемой ими на Ближнем Востоке нефти, привело к резкому расширению спроса на жидкое топливо (мазут) и, следовательно, на нефть в Европе.

Когда ближневосточная нефть стала проникать в Западную Европу, у некоторых продуктов ее переработки (легкие фракции) не было конкурентов, а некоторые (мазут) сталкивались с жесткой конкуренцией.

Легкие фракции не имели альтернатив в транспортном секторе: бензин — в автомобильном, дизтопливо — в автомобильном и железнодорожном, керосин — в авиационном и т. д. Послевоенное восстановление Европы и переход к мирной жизни резко увеличили объем транспортной работы производственного и непроизводственного назначения: интенсивно росли и грузо- и пассажироперевозки. Транспортный сектор предъявлял растущий безальтернативный спрос на легкие фракции, что требовало увеличения объемов переработки нефти, а значит, вело к увеличению объемов выхода мазута. В то же время мазут, основной сферой применения которого была промышленность (котельные) и электроэнергетика, испытывал жесткую конкуренцию со стороны местного европейского (в основном германского, английского, шведского) и социально значимого угля. Глубина переработки нефти в то время была относительно низкой. Поэтому увеличение объемов переработки вслед за ростом спроса на легкие фракции вело к опережающему росту выхода мазута, что требовало его обязательной реализации в условиях жесткой конкуренции со стороны главным образом немецкого угля преимущественно шахтной добычи.

И тогда (и в этом видится гениальность этого управленческого изобретения МНК) компании МНК стали формировать в Европе цену на корзину получаемых ими из нефти нефтепродуктов, применяя принцип «нэт-бэк от стоимости замещения» гибко ко всей корзине в целом, при сохранении принципа ценообразования «кост-плюс» на добываемую ими на Ближнем Востоке сырую нефть. Определяющим по определению уровня цены стал мазут, цену которого компании МНК привязали (с дисконтом) к цене конкурирующего с ним немецкого угля. Цены на остальные, не имевшие своих конкурентов в потреблении, продукты переработки нефти устанавливались по монопольному принципу, т. е. могли завышаться, чтобы компенсировать снижение цены на мазут. В итоге доходы от реализации всей корзины получаемых из единицы переработанной нефти нефтепродуктов обеспечивали приемлемую рентабельность компаниям МНК, которые одновременно являлись и собственниками НПЗ, и поставщиками нефти на эти НПЗ (рис. 1.10).

При этом компании МНК имели гораздо большую глубину ценового маневра по мазуту, чем их конкуренты — угольные компании — в промышленности и электроэнергетике. Во-первых, это отражает базисный принцип в экономике: полипродуктовые компании всегда более устойчивы к изменениям конъюнктуры, чем компании монопродуктовые (эффект продуктовой диверсификации). Поэтому глубина снижения цены на мазут у компаний МНК была много выше, чем у угольных компаний по цене на уголь, ибо первые могли компенсировать снижение цены на мазут повышением цен на другие

нефтепродукты, разбросав это повышение на несколько продуктов переработки нефти и тем самым сведя его к незаметному минимуму по каждому продукту. А монопродуктовые угольные компании такой возможности были лишены при поставках энергетического угля (у коксующегося и энергетического угля были две непересекающиеся сферы потребления, исключавшие ценовой межотраслевой маневр для угля, аналогичный мазуту в рамках корзины нефтепродуктов). Во-вторых, снижение цен на уголь наткнулось бы на встречную тенденцию повышения издержек добычи угля, поскольку развитие угольной промышленности в тогдашней Западной Европе опиралось на шахтные разработки с постоянно увеличивающейся глубиной залегания разрабатываемых пластов, что практически линейно увеличивало издержки (затраты и на капитал, и на рабочую силу). Это сужало возможность ценового маневра для угля по удержанию своей конкурентоспособности в балансе котельно-печного топлива электростанций и котельных. А издержки добычи ближневосточной нефти в это время (до начала 1970-х гг.) снижались, как обосновал Ж.-М. Шевалье, что давало возможность компаниям МНК удерживать отпускные цены на сырую нефть (справочные цены) на низком уровне, но при этом продолжать получать сверхприбыль на стадии добычи. Это обеспечивало бы (при необходимости) дополнительную глубину ценового маневра по мазуту в Европе для вытеснения угля из баланса котельно-печного топлива котельных и электростанций.

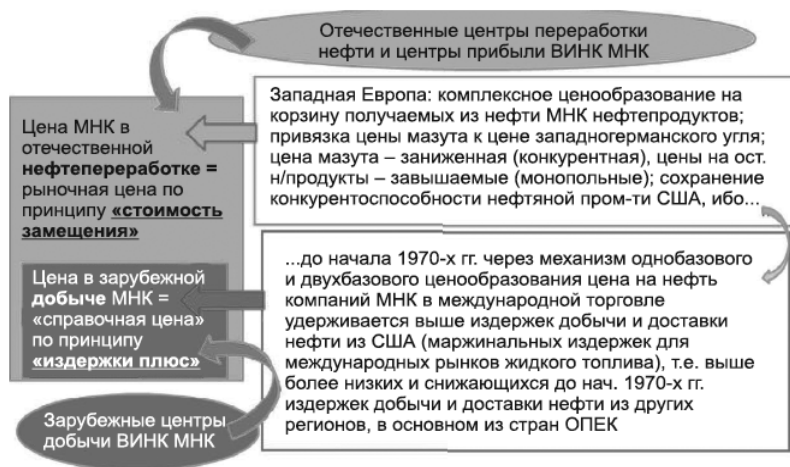


Рис. 1.10. Рынок нефти: применение разных механизмов ценообразования в рамках вертикально-интегрированной производственно-сбытовой цепочки МНК

Источник: Конопляник А. А.

### 1.2.5. Третий этап: ценообразование на базе цен ОПЕК (1971–1986)

В 1971–1986 гг., когда ценообразование осуществлялось на базе официальных отпускных цен ОПЕК, основной ценообразующей формулой стала «Персидский залив плюс реальный фрахт» (см. табл. 1.3). Основные характеристики этого этапа представлены в табл. 1.2.

После относительно безрезультатного первого десятилетия существования ОПЕК Организация выступила инициатором пересмотра в сторону повышения как уровня официальных (справочных) цен на нефть, так и доли в прибылях и собственности в соглашениях с основными международными нефтяными компаниями. Состоявшаяся в декабре 1970 г. Конференция ОПЕК объявила о готовности, в случае неудачи переговоров с компаниями, перейти к установлению цен Организацией в одностороннем порядке. Сначала в 1971 г. (переговоры в Тегеране и Триполи), затем в 1972 г. (переговоры в Женеве) ОПЕК добивалась удовлетворения своих требований за счет нефтяных компаний.

Повышение цен на нефть в 1970–1972 гг. полностью отвечало интересам США, заинтересованным в это время в значительном повышении цен на неамериканскую нефть: в результате действия двухбазовой системы цен цены на импортную нефть уменьшались, в то время как издержки добычи нефти из внутренних месторождений США росли.

В октябре 1973 г. представители арабских нефтеэкспортирующих государств ввели в Вене очередные переговоры с главными международными нефтяными компаниями об уровне цен на нефть. Известие о начале военных действий сделало арабские страны более решительными в своих требованиях на переговорах, но эта решительность натолкнулась на встречную непреклонность нефтяных монополий, и переговоры провалились.

Тогда на заседании в Кувейте 16 октября 1973 г. шесть основных нефтеэкспортирующих государств Персидского залива приняли решение устанавливать впредь цены каждой страной в индивидуальном порядке без консультаций с главными нефтяными компаниями. С этого момента ценовые ориентиры стал устанавливать рынок разовых сделок, движимый поначалу паническими настроениями покупателей, связанными с ожиданиями физической нехватки предложения (см. рис. 1.6).

Арабский бойкот на поставки нефти в США и Нидерланды (где расположен крупнейший Роттердамский порт с его нефтехранилищами — основной перераспределительный центр нефтеснабжения Западной Европы и центр физической торговли ею в этом регионе) подхлестнул возникновение на рынке такого рода панических настроений, что привело к готовности ряда покупателей платить за нефть абсолютно запредельную по тем временам цену. Эта готовность опиралась в значительной степени на резко возросшую к тому времени зависимость импортеров от поставок нефти ОПЕК (в США, вышедших в 1971 г. на пик добычи

в полном соответствии с предсказанием Хабберта двадцатилетней давности, доля импорта нефти достигала 1/3 потребления, причем в основном из арабских стран).

В начале декабря 1973 г. Иран «проверил» рынок, устроив нефтяной аукцион. Несколько сравнительно мелких нефтяных компаний предложили цену 16–18 долл./баррель за нефть с издержками добычи менее 1 долл./баррель, продававшуюся совсем недавно не дороже 5 долл./баррель. Цены на более качественную ливийскую и нигерийскую нефть достигали 20 долл./баррель. При таких совершенно очевидных признаках паники среди покупателей ОПЕК на тегеранском совещании 22–23 декабря 1973 г. установила цену на уровне 11,65 долл./баррель. Эта цена сохранилась даже после отмены арабского нефтяного эмбарго в начале 1974 г.

Вторая волна повышения цен в конце 1970-х гг. развивалась по аналогичному сценарию, когда вслед за революцией в Иране и растущей паникой среди покупателей последовал более чем двукратный рост цен.

Таким образом, на этом этапе развития рынка формула ценообразования «кост-плюс» определялась странами ОПЕК, отчасти воспроизводя в зеркальном отображении ситуацию предыдущих лет, когда цены ФОБ определялись маржинальными техническими издержками добычи в США. На этом (третьем) этапе цена СИФ у покупателя определялась по похожей на период до 1947 г. формуле «залив плюс фрахт», однако на сей раз залив в этой формуле был уже не Мексиканский, а Персидский, фрахт — вполне реальный, а цены ФОБ определялись взлетевшим вверх уровнем официальных отпускных цен ОПЕК, львиную долю в которых составляли не технические издержки (как в случае с США на предыдущих этапах развития рынка), а устанавливаемые странами ОПЕК налоговые отчисления. Устанавливая за счет повышенных налоговых отчислений новые уровни своих официальных отпускных цен, страны ОПЕК ориентировались на оценки маржинальных издержек ее производства: при добыче в труднодоступных районах, при разработке тяжелых и высоковязких нефтей, при получении искусственных ее аналогов из битуминозных песчаников и горючих сланцев. Поэтому поставщики из других, помимо ОПЕК, районов добычи, вычитая из полученной таким образом цены СИФ свои фактические расходы, связанные с транспортировкой, получали величину сверхприбыли, определяемую разницей между официальными отпускными ценами ОПЕК и ценами ФОБ по принципу «кост-плюс» (издержками на устье скважины/в пункте отгрузки) этих поставщиков.

Итак, в 1970-е гг., с переходом контроля над собственным нефтяным хозяйством (ресурсы, добыча, цены) к странам ОПЕК, на нефтяном рынке произошла смена конкуренции с горизонтальной (между отдельными вертикально-интегрированными нефтяными монополиями) на

вертикальную (между хозяйствующими субъектами — представителями отдельных звеньев вертикальной структуры нефтяного бизнеса). Практически вся поступающая на рынок нефть стала закупаться уже не на внутрифирменной, а на коммерческой основе, т. е. по официальным отпускным ценам стран — членов ОПЕК, которые стали играть роль мировых цен на нефть. Это по существу лишило возможности компании МНК влиять на конъюнктуру рынка со стороны предложения, т. е. путем манипулирования уровнями добычи и отпускных цен. Однако, сохранив контроль над транспортировкой, переработкой и сбытом, МНК сохранил возможность влияния на конъюнктуру со стороны спроса, манипулируя, в первую очередь, коммерческими запасами и ценами у потребителей.

На смену внутрикорпоративным (трансфертным) сделкам в рамках вертикально-интегрированных компаний пришли срочные (как правило, долгосрочные) контракты между юридически независимыми субъектами предпринимательской деятельности — добывающими и перерабатывающими компаниями.

Сначала — в результате проникновения на рынки располагающих ресурсами нефти развивающихся стран новых нефтяных компаний из промышленно-развитых стран, помимо компаний МНК, которые ранее эффективно блокировали доступ не входящих в МНК конкурентов на территорию и к ресурсам недр добывающих государств, эксклюзивные права концессионеров на доступ к территории и к недрам принимающих стран эффективно защищала система традиционных концессий<sup>1</sup>.

Эти новые компании представляли две разные группы участников нефтяного рынка: так называемые независимые нефтяные компании, не связанные с картелем «семи сестер» ВИНК, и так называемые неинтегрированные нефтяные компании, не располагающие собственными перерабатывающими или добывающими мощностями (они не являлись ВИНК, ибо не обеспечивали за счет собственных мощностей всю вертикально-интегрированную производственно-сбытовую цепочку «от устья скважины до бензоколонки»).

Затем — в результате национализации добывающих активов ВИНК МНК в этих богатых ресурсами развивающихся государствах и формирования на их основе национальных компаний добывающих стран, не располагающих в то время собственными перерабатывающими активами в своей стране и/или за рубежом.

Эти процессы совпали по времени с крахом Бреттон-Вудской системы, отказом от золотого стандарта и фиксированного курса доллара, началом роста средних и предельных издержек на мировом рынке нефти

---

<sup>1</sup> Конопляник А.А. Основные виды и условия соглашений, действующих в нефтяной промышленности капиталистических государств между ТНК и принимающими странами // Бюллетень иностранной коммерческой информации (БИКИ). 1989. Приложение № 10. С. 3–23.

(в отличие от доминировавшей до начала 1970-х гг. тенденции снижения их предельных и средних значений по разведке и добыче), что в итоге привело и к отказу от удержания фиксированных цен на нефть, и к началу их быстрого скачкообразного роста.

В этих условиях долгосрочные торговые контракты с фиксированными ценами становились явно невыгодными для экспортеров. С другой стороны, национализация добывающих активов ВИНК положила в 1970-е гг. конец существованию традиционных и модернизированных концессионных соглашений (которые должны были иногда, например на Ближнем Востоке, длиться до конца XX в., а иногда и выходить за его пределы — см. табл. 1.4), в рамках которых компании международного картеля как бы покупали добытую ими нефть сами у себя в течение всего срока соглашения, что предопределяло долгосрочный характер торговых сделок между добывающими и перерабатывающими подразделениями компаний<sup>1</sup>. Теперь перерабатывающие подразделения ВИНК вынуждены были покупать нефть, добытую их бывшими добывающими подразделениями, а ныне — национальными нефтяными компаниями развивающихся стран, уже не сами у себя, а у этих вновь образованных национальных компаний (стран ОПЕК), которые и стали диктовать условия на рынке, в том числе и определять срочность контрактов.

Таблица 1.4

**Плановые сроки завершения действия концессионных соглашений в некоторых странах ОПЕК, национализированных в 1970-е гг.**

<b>Ближний и Средний Восток</b>	Абу-Даби	2014–2018 гг.
	Иран	1994 г.
	Ирак	2000–2013 гг.
	Кувейт	2003–2026 гг.
	Катар	2010–2017 гг.
	Саудовская Аравия	1999–2000 гг.
<b>Африка</b>	Ливия	2011–2016 гг.
	Нигерия	1989–1999 гг.

*Источник:* When do the concessions end? // Petroleum Press Service. 1971. December. P. 449–450.

Это привело к сокращению срочности контрактов и замены в них установленных на весь срок контракта фиксированных уровней цен на фиксированные механизмы ценообразования формульного типа, в которых сторонами оговаривалась не цена отгружаемого продукта, а механизм

<sup>1</sup> Представление факта трансфертной передачи добытой нефти в виде операции ее купли-продажи было необходимо для определения справочной цены добытой нефти — виртуальной (номинальной) величины, используемой для расчета налоговых отчислений компаний картеля — точнее, платежей за право пользования недрами в пользу принимающей страны — собственника недр. Именно поэтому я и употребил термин «как бы покупали».

(формула) привязки цены к маркерным его сортам и/или замещающим энергоресурсам. Также в этот период стали применяться и другие типы рыночных сделок, например спотовые. На этой стадии развития рынка физической нефти (третья стадия) доминировала на рынке коллективная монополия 13 государств ОПЕК. В 1970-е гг. драйвером официальных отпускных цен ОПЕК стали спотовые котировки (рис. 1.11).

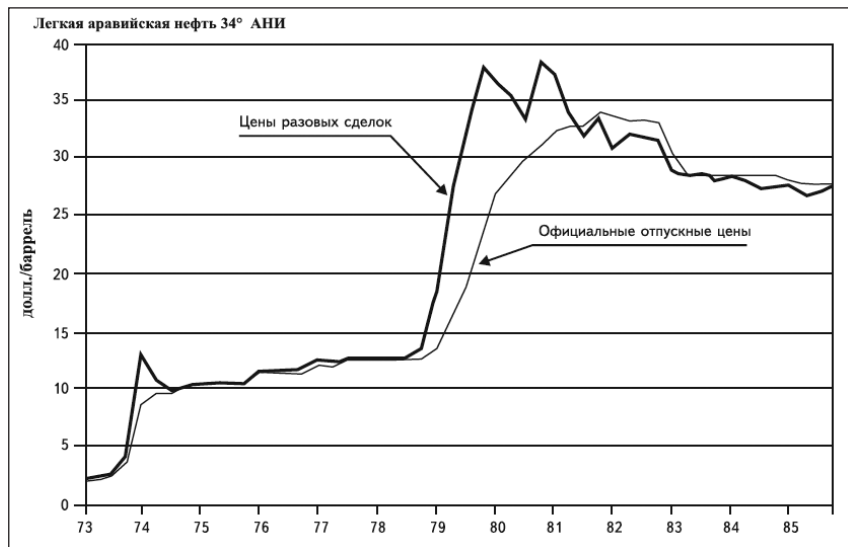


Рис. 1.11. Доминирующая роль цен разовых сделок в международной торговле нефтью в 1970–1980 гг. (третий этап)

Источник: Конопляник А. А. Куда исчезли справочные цены? (эволюция механизма ценообразования на нефтяном рынке) // Нефть России. 2000. № 7. С. 76–80; на основе данных Французского института нефти.

Спотовые цены росли на волне опасений нефтетрейдеров о возможной нехватке производственных мощностей по добыче и о возможной нехватке импортной нефти, в том числе из-за повторения нефтяных эмбарго стран-экспортеров (как в 1973 г.) или революций/военных конфликтов (как в 1979 г.). В это время капиталовложения в наращивание диверсификации мировой нефтедобычи и соответствующей инфраструктуры еще не дали должной отдачи в виде:

- формирования достаточного уровня коммерческих и стратегических запасов нефти/жидкого топлива (для компенсации возможных перебоев в поставках импортной нефти);
- существенного роста добывающих мощностей за пределами ОПЕК (уход от импорта нефти из ОПЕК), в том числе в самих странах-потребителях (уход от любой импортной нефти);



- снижения энергоемкости и нефтеемкости экономик основных стран потребителей и импортеров жидкого топлива (уход от нефти путем повышения эффективности ее использования, замещения нефти другими энергоресурсами и/или замещения нефти/энергии другими производственными ресурсами);
- других материальных результатов капиталоемких и потому затратных по времени мер, нацеленных на уменьшение зависимости от нефти ОПЕК в качестве первоочередного шага.

Международная нефтяная торговля в 1970-е гг. была все еще сильно зависима (высокая инерционность нефтяной отрасли в силу высокой капиталоемкости ее инвестиционных проектов) от сложившейся ранее географической структуры поставок и сформированной под нее тогда же компаниями МНК производственно-сбытовой инфраструктуры, несмотря на то, что в 1970-е гг. компании МНК утратили контроль над своими зарубежными добывающими активами в странах ОПЕК (в рамках сформированной ими международной инфраструктуры поставок), контроль над которыми перешел к добывающим странам, которые сформировали на базе этих активов свои добывающие, поначалу неинтегрированные и преимущественно государственные, нефтяные компании.

В этих условиях 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 функционировать 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, поскольку в 1970-е гг. произошла массовая национализация добывающих активов компаний МНК, расположенных в основных нефтедобывающих странах Ближнего и Среднего Востока, Африки, и создание на базе этих национализированных активов национальных нефтяных компаний стран-экспортеров.

Все это стимулировало появление новых форм торговли нефтью, увеличение множественности видов обменных сделок. Продолжилось сокращение операций на основе регулярных контрактов, где цены начали устанавливаться на базе цен разовых сделок, на рынке которых, наоборот, торговля резко активизировалась и дошла до 40–50% международной торговли нефтью (см. рис. 1.6). Со сменой конкуренции с горизонтальной на вертикальную, в условиях нарастания дестабилизацион-

ных и дезинтеграционных тенденций, именно свободный рынок (рынок «спот», где на условиях разовых или краткосрочных сделок продаются и покупаются излишки нефти вне/сверх заключенных годовых или долгосрочных контрактов) стал индикатором реально складывающегося соотношения спроса и предложения, ориентиром для установления уровней цен как для экспортеров, так и для импортеров.

По мере нарастания амплитуды и частоты колебаний цен, с одной стороны, и сокращения объемов запасов новых коммерческих открытий, начиная с 1970-х гг. (что требовало меньшей продолжительности срочных контрактов для обеспечения окупаемости инвестиций в новые проекты по разведке и добыче), с другой, долгосрочные контракты вытеснялись, в качестве доминировавших на рынке, более краткосрочными контрактами.

Логическим завершением этого процесса стало расширенное применение разовых сделок сначала с немедленной поставкой (спот). А затем (как это обычно бывает в экономике) маятник пошел в обратную сторону — контрактная палитра продолжила свое развитие от спотовых контрактов с немедленной поставкой снова к срочным сделкам, но уже другого типа, нежели первоначальные долгосрочные контракты на рынке физической нефти. Это оказались срочные сделки в рамках рынка «бумажной» нефти.

### **1.3. Пять этапов развития мирового нефтяного рынка после соглашения в Ачнакарри: рынок физической и «бумажной» нефти (четвертый-пятый этапы)**

#### **1.3.1. Четвертый этап: формирование системы биржевой торговли нефтью (1986 — середина 2000-х гг.)**

В конце 1970-х гг. возникли и впоследствии резко расширились биржевые операции с жидким топливом, сначала на Нью-Йоркской товарной (не потому ли, что именно там была с 1949 г. расположена нейтральная точка в рамках двухбазовой системы цен?) и затем (с середины 1980-х гг.) на Лондонской международной нефтяной биржах, которые являются сегодня основными центрами торговли фьючерсными нефтяными контрактами в Западном и Восточном полушариях.

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

К концу 1980-х гг. произошла практически полная перестройка структуры мирового нефтяного рынка, обеспечившая существенное повышение его диверсифицированности и увеличение многообразия и гибкости его механизмов. Трансформация рынка шла в направлении расширения видов товарообменных сделок, добавления новых сегментов рынка к уже существующим (расширения в направлении слева направо, если рассматривать структуру рынка, представленную на рис. 1.4): от долгосрочных контрактов к разовым сделкам с наличной нефтью (рынок «спот»), далее к форвардным и далее — к фьючерсным сделкам, т. е. доминанта рынка смещалась от сделок в основном с реальной (физической) нефтью к сделкам преимущественно с «бумажной» нефтью. При этом срочность сделок с «бумажной» нефтью возрастала по мере становления рынка «бумажной» нефти (рис. 1.12).

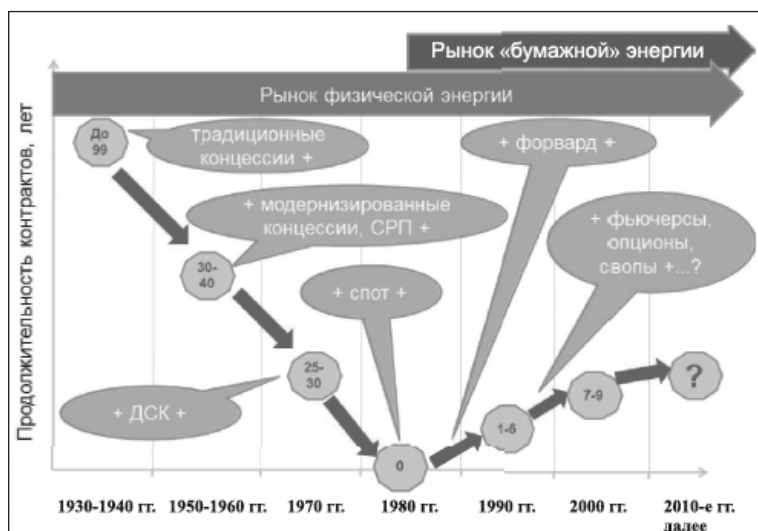


Рис. 1.12. Эволюция срочности нефтяных контрактов с течением времени

Источник: Конопляник А. А.

На этом этапе расширение контрактного горизонта уже не означало привязку «намертво» одного производителя к одному потребителю (в рамках одной вертикально-интегрированной структуры или между независимыми экономическими субъектами в рамках срочных контрактных отношений), как это обыкновенно имело место на предыдущих этапах развития рынка в рамках концессионных отношений и/или долгосрочных контрактов и предопределялось, среди прочего, отсутствием диверсифицированной инфраструктуры международного нефтеснабжения. Теперь расширение горизонта срочности контрактных обязательств (на

рынке «бумажной» нефти) опиралось на разветвленную инфраструктуру поставок. Это обеспечивало возможность покупателям рассчитывать на гарантированное получение необходимых товарных объемов в будущем, не имея собственных добывающих и (или) складских мощностей, но полагаясь на сложившуюся международную систему нефтеснабжения. Последняя к этому времени представляла собой не совокупность вертикально-интегрированных цепочек в рамках одного экономического агента и (или) одной юрисдикции, как это было до начала 1970-х гг., а сегментированные международные цепочки нефтеснабжения, где контроль над отдельными их звеньями принадлежал различным агентам и юрисдикциям, а не компаниям МНК, как было до начала 1970-х гг.

На этапе перехода к биржевой торговле сначала появились спотовые контракты с отложенной поставкой реального товара, обеспеченной его товарными запасами (форвард-1)<sup>1</sup>, а затем форвардные сделки, но уже выходящие по срокам поставки физического товара за пределы обеспеченности поставок накопленными товарными запасами (форвард-2)<sup>2</sup>. Последний вид сделок предопределил появление фьючерсов и опционов, которые уже являются не продажей товара, а торговлей обязательствами по его продаже (стандартизированными контрактами на продажу/поставку нефти<sup>3</sup>). При этом новые виды сделок не заменяли, а дополняли собой доминировавшие на предыдущем этапе, поэтому контрактная структура международной торговли нефтью постоянно изменяется и усложняется (см. рис. 1.4). Переход от торговли неунифицированными товарными партиями физического товара (танкеры разного класса — см. табл. 1.5) к торговле обязательствами по его продаже потребовал обеспечить стандартизированные торговые процедуры и определить удобные для пользователей товарные партии, т. е. перейти на качественно иной

---

<sup>1</sup> В 1974 г. была сформулирована официальная политика накопления товарных запасов нефти в промышленно-развитых странах-импортерах (что, в частности, послужило системообразующим фактором для образования Международного энергетического агентства, одной из функций которого является мониторинг и поддержание на законодательно определенном уровне странами МЭА уровня товарных запасов нефти). Это явилось коммерческим основанием для развития форвардных сделок, горизонт которых расширился по мере наращивания странами ОЭСР/МЭА накопленных (как государственных, так и коммерческих) товарных запасов нефти.

<sup>2</sup> Развитию этих сделок способствовало интенсивное развитие широко диверсифицированной инфраструктуры нефтяного рынка (трубопроводы, приемные терминалы, взаимозамещаемость поставок и поставщиков) и ее устойчивое функционирование, позволявшее рассчитывать не только на наличные объемы накопленных товарных запасов, но и на бесперебойное поступление нефти в сроки за пределами обеспечиваемых наличными объемами этих запасов, в рамках допустимых рисков.

<sup>3</sup> Форвардные контракты были привязаны обычно к объему товарной партии, что, например, при танкерных поставках, означало дискретный ряд типоразмеров танкеров различного класса (*Aframax*, *Suezmax*, *VLCC*, *ULCC* и т. д. — см. табл. 1.5), что создавало определенные неудобства с точки зрения ликвидности операций.

уровень организации нефтяной торговли — по типу (образу и подобию) финансового рынка.

Таблица 1.5

### Линейка типоразмеров судов танкерного флота

Класс танкера	Дедвейд, тыс. т
Мини-балкер	До 10
<i>Handysize</i>	10–35
<i>Handymax</i>	стандарт — 35–60, современные — 52–58
Панамакс	стандарт — 50–80, современные — 65
Афрамакс	80–120
Суэцмакс	До 150
Балтмакс	115–165
<i>Capesize-VLCC</i>	160–320
<i>Capesize-ULCC</i>	320–550

Источник: Конопляник А. А. по разным данным.

Так зародился и стал развиваться рынок бумажной нефти. После более чем 100-летнего перерыва (после периода начальной, дикой биржевой торговли в США на заре нефтяной эры в 1860-е гг.<sup>1</sup>) первые биржевые торги с жидким топливом современной нефтяной эры стали проводиться на Нью-Йоркской товарно-сырьевой бирже (*NYMEX*): с 1978 г. — с котельно-печным топливом, с 1983 г. — с сырой нефтью (маркерный сорт *WTI* — западно-техасская средняя смесь). При этом в динамике торговли нефтью *WTI* на *NYMEX* можно выделить два различающихся по динамике периода роста объемов торговли: период устойчивого роста (с 1983 г. по примерно 2003–2004 гг.) и период ускоренного роста после 2003–2004 гг. с всплеском в 2007–2008 гг. (см. рис. 1.7). Торговля нефтью *Brent* на *IPE* началась с 1988 г. (см. рис. 1.6).

Отмечу еще раз общее важное правило: новые виды контрактных сделок не отменяют предыдущие, доминировавшие на предшествовавших этапах развития рынка, но вступают в конкуренцию с ними и отвоевывают для себя конкурентные ниши. Поэтому на рынке работает не принцип «новое вместо старого», а принцип «новое вместе со старым», что ведет к усилению многофакторной/многовекторной конкуренции, постоянной борьбе за новое динамическое равновесие между различными участниками рынка, контрактными структурами, механизмами ценообразования и т. п.

В итоге, уже к концу 1980-х гг. сформировалась мировая система биржевой торговли нефтью и нефтепродуктами, обслуживаемая в основном тремя центрами (Нью-Йорк — *NYMEX*, Лондон — *IPE*, Синга-

<sup>1</sup> *Tarbell I.* The History of The Standard Oil Company. McClure, Phillips and Co, 1904.

пур — *SIMEX*) и работающая в 24-часовом режиме реального времени (когда закрывается биржа в Сингапуре — открывается в Лондоне, после закрытия которой открывается биржа в Нью-Йорке).

Таким образом, мировой рынок нефти постепенно трансформировался из рынка преимущественно физического (торговля наличной нефтью — первый-третий этапы) в рынок преимущественно финансовый (торговля нефтяными контрактами — четвертый-пятый этапы), что, по сути, исключает повторение нефтяных кризисов, аналогичных нефтяным «шокам» 1970-х гг. (кризисы физической нехватки или опасений нехватки/перебоев с поставками нефти), поскольку сегодняшний нефтяной рынок (начиная с четвертого этапа его развития) предлагает его участникам:

- широко диверсифицированную инфраструктуру мировой торговли физической нефтью;
- широкий спектр инструментов страхования ценовых рисков на рынке «бумажной» нефти, выработанных на различных сегментах рынка ценных бумаг и их производных.

Характерный пример тому — быстрота, с какой был погашен уже в начале четвертого этапа ценовой всплеск на рынке нефти, явившийся результатом ирако-кувейтской войны.

Однако трансформация рынка нефти из рынка исключительно физической нефти в комбинацию, взаимозависимое сосуществование рынков физической и «бумажной» нефти предопределяет появление кризисов другого рода — финансовых по своей природе, таких как кризис 2008 г. (о чем будет сказано далее).

Происходит постоянное конкурентное перераспределение контрактной структуры рынка по мере появления новых инструментов купли-продажи нефти. Контрактная структура рынка становится более сложной и более конкурентной. При этом по мере развития рынка физической нефти срочность последующих видов контрактных сделок была, как правило, короче предыдущих: эволюция от трансфертных поставок нефти ВИНК в рамках традиционных концессий (сроком до 99 лет) к срочным контрактам (от начальных сроков 15–20–30 лет к теперешним более распространенным два-три года) к спотовым/разовым сделкам с немедленной поставкой (поставка и (или) оплата в течение месяца). Но формирование рынка «бумажной» нефти шло, напротив, по пути удлинения, с течением времени, срочности фьючерсных контрактов, которая сейчас, например, для основных международных маркерных сортов нефти (*WTI* на бирже *NYMEX* и *Brent* на бирже *ICE*) достигает девяти лет или 108 месяцев, а по нефтепродуктам — три-пять лет (табл. 1.6).

Таким образом, с течением времени происходило расширение географии и пополнение набора инструментов организации международного рыночного пространства: от внутрикорпоративных сделок через

срочные контракты к ликвидным рыночным площадкам (см. рис. 1.3). При этом эволюция инструментов международной торговли нефтью происходила в полном соответствии со всеми тремя законами диалектики (единства и борьбы противоположностей, перехода количества в качество, отрицания отрицания) в рамках марковского развития по спирали. А если в двухмерном измерении — то по гиперболе, обращенной вершиной вниз, если говорить о динамике срочности контрактных структур по мере движения от доминирования рынка физической нефти к периоду конкурентного сосуществования рынков физической и «бумажной» нефти (см. рис. 1.12).

Таблица 1.6

### Нефть и нефтепродукты: фьючерсные контракты (спецификации)

	Нефть <i>WTI</i>	Нефть <i>Brent</i>	Бензин	Котельно-печное топливо № 2	Газойль (дизтопливо)
Биржа	NYMEX	ICE	NYMEX	NYMEX	ICE
Цена	долл./барр.	долл./барр.	долл./галлон	долл./галлон	долл./т
Размер контракта (объем товарной партии)	1000 баррелей (42 000 галлонов)				100 т
Даты поставки	Первых 72 последовательных месяца (6 лет), затем июнь и декабрь последующие три года (итого: 9 лет)		36 последовательных месяцев (итого: три года)		Первых 36 последовательных месяцев, затем поквартально до 48 месяцев, затем по полугодиям до 60 месяцев (итого: пять лет)
Объем торговли (количество контрактов, 2008 г.)	134 674 264	68 368 208	20 522 571	19 583 052	28 805 192

Источник: Конопляник А.А. по данным: Energy & Metals Consensus Forecasts, Consensus Economics Ltd., October 25, 2010.

### 1.3.2. Эволюция рынка нефти: объемы торговли — объемы поставок, биржи и маркеры

С развитием международной нефтяной торговли, по мере удлинения горизонта срочности фьючерсных/опционных контрактов и опережающего наращивания объема операций на этом сегменте рынка (по сравнению с ростом физических объемов нефтяной торговли), расширился разрыв между объемами торговли и объемами поставок (рис. 1.13).



Рис. 1.13. Эволюция рынка нефти: объемы торговли — объемы поставок  
 Источник: Коноплинник А. А. Кто определяет цену нефти? Ответ на этот вопрос позволяет прогнозировать будущее рынка «черного золота» // Нефть России. 2009. № 3. С. 7–12; № 4. С. 7–11.

На рынке физической нефти, в рамках срочных контрактов, объем продаж (торговли) соответствовал физическому объему поставок (с учетом поправок на допускаемые в контрактах возможности неполной выборки законтрактованных объемов — оговорки типа «бери и (или) плати»).

При переходе к разовым сделкам и к отказу от присутствовавших в долгосрочных контрактах запретов на арбитражные операции (типа «оговорок о пунктах конечного назначения») у покупателей появилась возможность арбитражных сделок, т. е. перепродажи отдельных товарных партий, закупаемых на первичном рынке, что привело к появлению такого феномена, как «маргариточные гирлянды» (*daisy chains*), в рамках которых один и тот же танкер по пути следования из порта загрузки (скажем, в Персидском заливе) в порт выгрузки (скажем, в порты Атлантического бассейна — на американском или европейском побережье) мог (юридически) неоднократно (иногда — десятки раз) переходить из рук в руки и даже менять конечный пункт следования. Поэтому на рынке наличного товара образовался (и по мере развития форвардных сделок стал расширяться) разрыв между объемами торговли и физическими объемами поставок торгуемого товара. Нарастание ликвидности международной торговли стало сдерживаться короткой линейкой типоразмеров нефтетанкеров (см. табл. 1.5). Возникла потребность в более стандартизированных — универсальных инструментах торговли, нежели этот ко-



роткий дискретный ряд типоразмеров нефтетанкеров. Так настал период формирования и последующего доминирования стандартизированных контрактов на продажу/поставку нефти.

В рамках основного инструментария нефтяной торговли произошел переход от последовательных перепродаж неунифицированных товарных партий («маргариточные гирлянды») на неорганизованном внебиржевом рынке к разнонаправленным перепродажам унифицированных обязательств по поставкам на высокоорганизованных рыночных биржевых площадках, на которых объемы торговли многократно превышают объемы поставок (см. рис. 1.13).

В настоящее время основные центры спотовой торговли нефтью (где сосредоточены основные центры хранения коммерческих ее запасов, что обеспечивает как немедленную, так и отложенную поставку по разовым сделкам) — это так называемый «треугольник АРА» (Амстердам — Роттердам — Антверпен) в Европе (маркерный сорт нефти — *Brent*), Сингапур в Азии (маркерные сорта нефти — Дубай и Оман), Нью-Йорк и зона Мексиканского залива в США (маркерный сорт — западно-техасская средняя смесь (*WTI*)) (рис. 1.14).

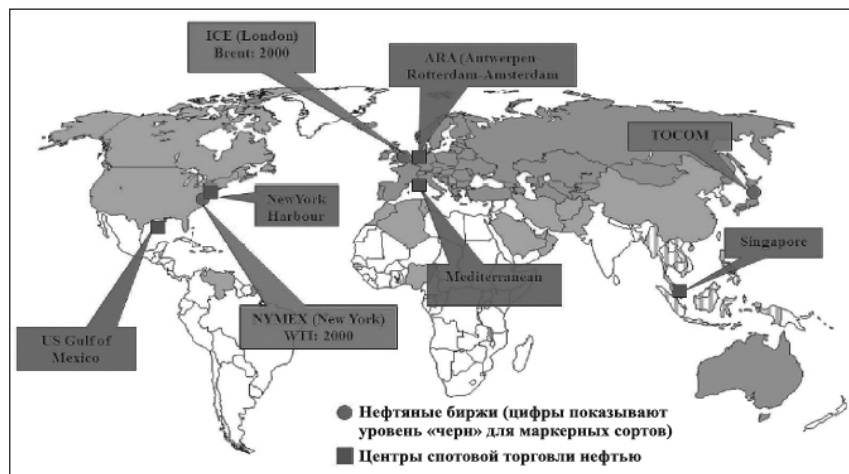


Рис. 1.14. Основные мировые нефтяные биржи и центры спотовой торговли нефтью

Источник: Конопляник А. А. Кто определяет цену нефти? Ответ на этот вопрос позволяет прогнозировать будущее рынка «черного золота» // Нефть России. 2009. № 3. С. 7–12; № 4. С. 7–11.

Сегодня двумя основными мировыми торговыми биржевыми площадками на рынке нефти остались Нью-Йоркская товарно-сырьевая биржа (*NYMEX*) и Международная нефтяная биржа (*IPE*) в Лондоне. На *NYMEX* торговля ведется на «торговом полу» в голосовом режиме.

С 2005 г. на *IPE* (ныне *ICE Futures*)<sup>1</sup> ведутся только электронные торги. Клиенты торгуют через мониторы *ICE* в 70 странах мира, действует также пять клиринговых палат биржи для проведения расчетных операций — в США, Европе, Канаде.

В середине первого десятилетия нынешнего столетия торгуемый на *NYMEX* сорт нефти *WTI* (западно-техасская легкая смесь) являлся самым ликвидным энергосырьевым товаром в мире. Используемый для оценки уровня ликвидности показатель «чёрн» (отношение суммарного объема открытых биржевых позиций к объему физической поставки реального товара) составлял в то время для *WTI* порядка 700 (против 40 для бензина и 10 для котельно-печного топлива там же на *NYMEX*). Уровни «чёрн» для нефти (маркера на *ICE Futures*) *Brent* в то время были ниже уровня «чёрн» для *WTI*. К концу десятилетия значения «чёрн» для *Brent* и *WTI* достигли зоны на уровне 2000 и примерно сравнялись. Таким образом, на биржевых площадках (на рынке «бумажной» нефти) объем торговли уже на три порядка превышает лежащие в его основе объемы физических поставок. Это значит, что на долю операций с фактической поставкой нефти и нефтепродуктов приходится много менее 1% общего числа совершаемых на бирже сделок. Остальная часть (более 99%) — биржевые операции с фиктивным товаром, т. е. сделки по хеджированию (страхованию от ценовых рисков) и широко распространенные спекулятивные операции с жидким топливом.

По мере эволюции рынка менялись основные маркерные сорта, т. е. такие, к ценам которых через систему дифференциалов, учитывающих разницу в основных качественных характеристиках разных нефтей (преимущественно по двум показателям — плотности и содержанию серы), привязывались цены других сортов нефти, поступавших в систему международной торговли ею. На первом этапе, когда США были крупнейшим экспортером нефти и привязка международного ценообразования (в рамках однобазовой системы цен) производилась к ценам ФОб Мексиканский залив, это была американская нефть. На втором этапе (двухбазовая система цен) разошлась на две зоны лишь оценка стоимости транспортировки нефти, но привязка к ценам ФОб Мексиканский залив (т. е. к американской нефти) сохранилась. Это был период абсолютного доминирования нефти *WTI* в качестве международного маркера. На третьем этапе (ценообразование ОПЕК) основным маркерным сортом стала легкая саудовская нефть Саудовской Аравии (основная экспортная нефть основного мирового экспортера). На четвертом-пятом этапах, с формированием системы мировых бирж, возобладала система нескольких региональных маркеров при абсолютном доминировании двух международных сортов: *WTI* и *Brent* (см. рис. 1.14).

---

<sup>1</sup> В 2001 г. Международная нефтяная биржа была куплена американской *Intercontinental Exchange Ltd.* и в 2005 г. переименована.

Сегодня основным маркерным сортом на мировом рынке нефти стал *Brent*. Потоки нефти с североморских месторождений, из которых складывается корзина *Brent*, составляют примерно 1,2 млн барр./сутки (менее 2% мировой добычи). Однако около 65% сортов нефти торгуются со скидкой или премией относительно этого североморского сорта. Это, традиционно, нефть, добываемая на шельфе Европы, в странах бывшего СССР — *Urals*, *Siberian Light*, *Azeri Light*. Это также нефть Персидского залива и Средиземноморья. В последнее время к *Brent* стали привязываться по ценам сорта стран Азиатско-Тихоокеанского региона (малазийские и вьетнамские) и даже Южной Америки, в частности Бразилии<sup>1</sup>. Одна из основных причин, почему *Brent* стал маркером — открытая инфраструктура его отгрузок: *Brent* можно эффективно экспортировать в различные регионы мира — североморская нефть вывозится непосредственно танкерами, не требуя дополнительно транспортной инфраструктуры. С начала освоения нефти Северного моря в середине 1970-х гг. значительная часть ее добычи (примерно треть) напрямую экспортировалась в США (высокое качество плюс удобство транспортировки плюс высокая доля американских компаний в освоении нефти Северного моря, получавших свою долевую нефть от участия в консорциумах по разведке и разработке североморских месторождений). Это привлекло игроков не только физического, но и финансового рынка (в случае последних сработал также фактор близости Лондона — одного из крупнейших мировых финансовых центров).

У другого международного маркерного сорта *WTI* зона его распространения в качестве маркера постепенно сужается, и он постепенно становится преимущественно локальным североамериканским маркером. Причина — *WTI* имеет базисную проблему: хранилища этой нефти находятся в Кушинге, штат Оклахома, и ограниченность трубопроводных мощностей, идущих из этого пункта, затрудняет поставку нефти на юг страны, где на побережье Мексиканского залива расположены крупные НПЗ. А в регионе хранения, где тоже есть НПЗ, создается тем самым избыток предложения. В этом одна из причин смены знака исторически существовавшего спреда между сортами в пользу *WTI* и увеличения разрыва между теперь более дорогим *Brent* и более дешевым *WTI* после 2008 г. в пользу *Brent* (рис. 1.15).

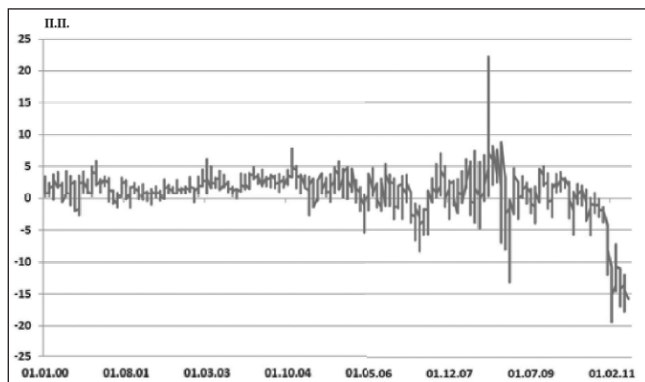
Это же, с нашей точки зрения, является фактором, объясняющим, почему в Западном полушарии набирает вес такая региональная котировка, как *ASCI*, образованная на основании цен нескольких сортов, добываемых в Мексиканском заливе, инфраструктура отгрузок которых является открытой и свободной от технических ограничений (трубопроводных

---

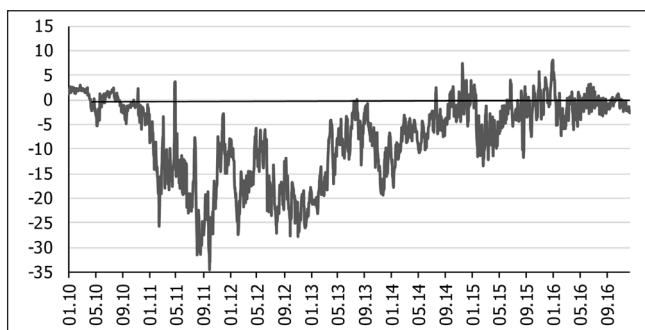
<sup>1</sup> «Мы воодушевлены растущей ликвидностью операций с ESPO». Интервью с директором по развитию рынков биржи ICE Майком Дэвисом // *Oil & Gas Journal Russia*. 2012. Январь-февраль. С. 16–19.

мощностей и емкостей складских запасов), которые стали оказывать влияние на котировки *WTI*.

Однако есть и еще одна причина, связанная с характеристиками организации фьючерсной торговли контрактами *WTI* и *Brent*, объясняющая, почему менее качественный, чем *WTI*, сорт *Brent* остается более дорогим<sup>1</sup>.



а) период — 2000–2010 гг.



б) период — 2010–2016 гг.

Рис. 1.15. Динамика спреда спотовых цен *WTI* и *Brent*

Источник: (а) Копытин И. Перспективы волатильности нефтяных цен.

Выступление на Форуме «Нефтегазовый диалог», ИМЭМО РАН, 22.06.2011;

(б) Орлова Е., старший эксперт Энергетического департамента ФИЭФ / аспирантка

РГУ нефти и газа кафедры «Международного нефтегазового бизнеса» (МНГБ)

по данным *Bloomberg*.

*Brent* торгуется на европейской бирже *ICE Future Europe* с полностью компьютеризированными торгами, а *WTI* — на входящей в *CME Group*

<sup>1</sup> Характеристики фьючерсных контрактов на сорта *Brent* и *WTI* и механизм *rollover* подготовлены магистрами РГУ нефти и газа им. Губкина 2012–2014 гг. обучения (кафедра «Международный нефтегазовый бизнес») А. Королевой и А. Постновым.

американской *NYMEX* с голосовыми торгами. Ключевое различие между фьючерсом *CL* (*Light Sweet Crude Oil Futures*) и фьючерсом *B* (*The ICE Brent Crude futures*) заключается в том, что, согласно спецификациям этих контрактов, фьючерс *Brent* является беспоставочным, тогда как поставки по *WTI* осуществляются, хотя и занимают небольшую долю от объема торгуемых фьючерсов *WTI* (3–4%). Это означает, что *WTI* имеет прямую связь с физическим рынком нефти, тогда как *Brent* является чисто спекулятивным инструментом.

Это означает важность не только характеристик товаров, лежащих в основе фьючерсных контрактов, но и чисто технических аспектов, особенностей торговли ими. Важнейшим таким аспектом, на наш взгляд, является отличие в проведении операции *rollover* — перевод из контракта текущего месяца в контракт следующего — для *Brent* и *WTI*. Основные объемы торговли приходится на фьючерс с поставкой в следующем месяце. Поскольку большинство сделок не предполагает поставки физической нефти, трейдерам в определенный момент приходится переходить из контракта одного месяца в контракты следующего: необходимо закрыть сделки по старым фьючерсам и открыть по новым — провести *rollover*. На нефть *Brent* данный процесс может производиться автоматически, тогда как сделки с *Light* необходимо проводить вручную, что может привести к дополнительным расходам: за время между закрытием одной сделки и открытием следующей цена может измениться.

К тому же, не закрыв фьючерс вовремя, можно столкнуться с рядом проблем: от необходимости закрывать фьючерс на неликвидном рынке по невыгодной цене до возможности (необходимости) физической поставки. Естественно, финансовым спекулянтам значительно удобнее торговать сортом *Brent*. Вероятно, удобство использования также объясняет стабильное увеличение объема торговли фьючерсом на *Brent*, в дополнение к изложенным выше, тогда как объемы торговли *WTI* в последние годы показывают снижение, уступая лидирующую позицию сорту *Brent* в качестве основного и, возможно, в перспективе единственного маркера мировой нефтяной торговли.

### 1.3.3. Ценообразование и контрактные структуры — общий тренд

Итак, доминировавшая на рынке система ценообразования менялась параллельно с эволюцией контрактной структуры нефтяного рынка. На смену виртуальным «справочным» ценам МНК, доминировавшим в ходе первого и второго этапов, сначала пришли официальные отпускные цены стран ОПЕК, доминировавшие в ходе третьего этапа, а затем биржевые котировки, доминирующие на рынке, начиная с четвертого этапа. При этом каждой стадии, которые были описаны выше (см. табл. 1.2), эволюции рынка соответствуют свои доминирующие контрактные структуры и механизмы ценообразования.

На начальной стадии развития рынков (стадии начального роста) формируется поначалу неконкурентный рынок физической энергии. Существование рынка «бумажной» энергии на этой стадии развития рынка невозможно — отсутствуют экономические предпосылки (конкуренция между энергоресурсами и источниками их поставок). Поэтому доминирующими контрактными инструментами являются срочные (как правило, долгосрочные) контракты, а механизмы ценообразования — это механизмы «кост-плюс».

На следующей стадии рыночной динамики (интенсивного роста) формируется конкурентный рынок физической энергии. Появление рынка «бумажной» энергии на этой стадии технически возможно (происходит интенсивное сращивание рынков), но до выхода многовекторной конкуренции на критический уровень диверсификации поставок, поставщиков, путей доставки, рынков отсутствуют экономические предпосылки для формирования рынка «бумажной» энергии. Доминирующим механизмом ценообразования является «нэт-бэк» от стоимости замещения в рамках срочных (преимущественно долгосрочных) контрактов.

Выход на стадию насыщенного (развитого) рынка означает сосуществование конкурентных рынков физической и «бумажной» энергии. На рынке физической энергии в дополнение к срочным контрактам активно развивается (внебиржевой) рынок разовых сделок, на рынке «бумажной» энергии — торговля фьючерсами-опционами как в рамках биржевых операций, так и на внебиржевом рынке (табл. 1.7).

Таблица 1.7

### Стадии развития рынка и механизмы ценообразования

Стадия развития энергетического рынка	Рынок физической энергии	Рынок «бумажной» энергии
Начальный рост: неконкурентный рынок физической энергии, существование рынка «бумажной» энергии невозможно	«Кост-плюс» (долгосрочные контракты)	
Интенсивный рост: конкурентный рынок физической энергии, рынок «бумажной» энергии отсутствует	+ «Нэт-бэк от стоимости замещения» (долгосрочные контракты)	
Насыщенный (развитый) рынок: конкурентные рынки физической и «бумажной» энергии	+ Спот (внебиржевой рынок)	+ Фьючерсы-опционы (биржа и внебиржевой рынок)

Источник: Конопляник А. А.

Доминировавшие в международной торговле до начала 1970-х гг. справочные цены МНК являлись ключевым элементом трансфертного внутрифирменного ценообразования ВИНК Международного нефтяного картеля в рамках системы концессионных соглашений компаний

МНК с принимающими странами. Справочные цены были необходимы для оптимизации налогообложения в рамках международных операций компаний картеля и перевода центров прибыли в материнские страны этих компаний<sup>1</sup>.

Пришедшие им на смену в начале 1970-х гг. официальные продажные/отпускные цены (официальные цены реализации) стран ОПЕК имели целью оставлять большую часть экономической (ценовой) ренты в странах-производителях. Поначалу они были фиксированными, а затем стали привязываться к галопирующим в 1970-е гг. спотовым котировкам. После этого официальные отпускные цены стран ОПЕК уже не привязывались более к издержкам добычи, как ранее к ним привязывались справочные цены МНК. В формуле «кост-плюс» для ценообразования стран ОПЕК на третьем этапе их место заменили растущие спотовые котировки. Так что можно переформулировать модель ценообразования на третьем этапе (по аналогии с «кост-плюс») как «спот-плюс».

Рост отпускных цен ОПЕК преследовал цель компенсировать странам ОПЕК часть утраченной ими ресурсной ренты за предыдущие годы освоения (за период с начала века — с начала применения традиционных концессий) принадлежащих им невозобновляемых природных ресурсов компаниями МНК.

Через механизмы трансфертного ценообразования в рамках ВИНК МНК и поддержание заниженных справочных цен в ходе первых двух этапов развития рынка нефти эта рента (которую в ходе третьего этапа страны — члены ОПЕК пытались компенсировать) репатрировалась компаниями МНК в их центры прибыли, расположенные в их материнских странах, и там же и использовалась.

В ходе третьего этапа спотовые котировки (цены продаж на рынке разовых сделок) стали по сути единственным и определяющим ценовым ориентиром на нефтяном рынке. А с приходом на нефтяной рынок менеджеров финансового рынка и с формированием ими финансовой инфраструктуры нефтяных операций (т. е. рынка «бумажной» нефти) по образу и подобию операций в различных сегментах финансового рынка, фьючерсные котировки с основных нефтяных бирж прочно заняли место ценового ориентира для всех видов операций на рынке нефти — как в физическом, так и в «бумажном» его сегментах.

Сегодня ценообразование в рамках всех видов контрактных сделок на рынке нефти привязано к биржевому ценообразованию — к котировкам нефтяных фьючерсов на маркерные сорта нефти, которые через системы дифференциалов/спрэдов (учитывающих разницу в качестве разных со-

---

<sup>1</sup> Использование механизма трансфертного ценообразования для оптимизации налогообложения в рамках федеративной структуры российского государства (для уменьшения базы обложения рентными платежами по месту добычи нефти) было хорошо освоено российскими нефтяными компаниями в 1990-е гг.

ров нефти — обычно это плотность и содержание серы) дают цены на другие сорта. Фьючерсные котировки на основных торговых площадках являются базой для определения конкурентной отпускной цены производителя на устье скважины или в пункте сдачи-приемки.

Эта привязка к фьючерсам применяется как в долгосрочных контрактах, широко используемых при поставках нефти по трубопроводам на НПЗ, или при поставках нефти странами ОПЕК по трубопроводам и танкерами, так и в разовых сделках, обычно осуществляемых танкерными поставками. И у этой системы есть свои существенные издержки. В первую очередь потому, что она опирается не на собственно нефтяную экономику и ее связь с макроэкономикой, а на глобальные ожидания (зачастую никак, даже опосредованно, не связанные с нефтью) биржевых игроков. В рамках глобального ликвидного конкурентного нефтяного рынка цены не столько отражают нефтяную экономику, сколько являются инструментом обратного влияния на конкретные нефтяные процессы. При этом в рамках такого рынка нефтяные цены оторвались от стоимости и включают не только такие экономические и калькулируемые составляющие, как технические и финансовые издержки с учетом рисков, налоговые компоненты, но и такие виртуальные (хотя и моделируемые) параметры, как субъективные ожидания огромной и непостоянной совокупности биржевых игроков, работающих в рамках совокупности мировых биржевых площадок (особенно с переходом к электронным торгам) в режиме реального времени по формуле 24/7 (24 часа в сутки 7 дней в неделю).

Существование сначала трех мировых нефтяных бирж, действующих в разных часовых поясах (необходимых при голосовых торгах для обеспечения работы в режиме 24 часа в сутки), потом (с развитием электронификации торгов) сокращение их числа до двух 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. На наш взгляд, именно развитие телекоммуникаций и отсутствие необходимости в голосовых площадках для проведения торговых сессий, переход к электронной торговле создали предпосылки для сохранения с начала XXI в. только двух основных центров биржевой торговли нефтью в мире — Нью-Йорка и Лондона, под котировки которых подстраивается вся остальная торговля нефтью и нефтепродуктами.

Формирование по сути единого информационного пространства мировой нефтяной промышленности и его насыщенность электронной техникой, открывающей новые возможности для торговли, позволило увеличивать временные горизонты фьючерсных торгов. Если на началь-



ных этапах биржевой торговли фьючерсные котировки выставлялись на период от трех до шести месяцев, то сегодня, как отмечалось выше, горизонты фьючерсной торговли на рынке жидкого топлива расширились по сырой нефти до девяти лет или 108 месяцев (нефть *WTI* на *NYMEX*, нефть *Brent* на *ICE*), по нефтепродуктам — до трех-пяти лет (см. табл. 1.6). Это дает возможность заблаговременно формировать ожидания субъектов рынка в отношении движения цен на нефть и продукты ее переработки и тем самым уменьшать риски непредсказуемых ценовых колебаний, увеличивать стабильность нефтяных операций, повышать их надежность, уменьшать цену их финансирования и т. п.

Правда, 50% объема всех открытых фьючерсных позиций, например по сырой нефти *WTI* на бирже *NYMEX*, приходится на первые шесть из этих 108 месяцев, еще четверть — на следующие шесть месяцев, т. е. 3/4 торговли в рамках девятилетнего «окна возможностей» приходится только на первый год в этом окне. Еще около 1/5 открытых позиций приходится на второй год из девяти возможных. Таким образом, 90% торговли нефтяными фьючерсами сконцентрировано в пределах первых двух лет из девяти возможных, разрешенных правилами биржевой торговли (рис. 1.16). Это объясняет, почему форвардные кривые на нефтяных биржах (ценовые ожидания биржевых игроков) обычно устанавливаются только на двухлетний период. Но это также и означает, что даже в рамках двухлетнего периода, на который строятся форвардные кривые, только первые шесть месяцев представляют статистически значимую массу наблюдений (превышающую 1/3 от общей совокупности). Три четверти периода, покрываемого форвардной кривой биржевых котировок, являются статистически недостаточно надежными.

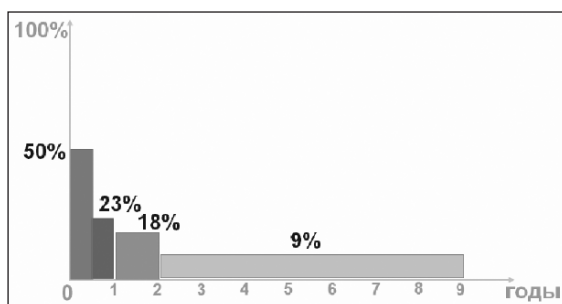


Рис. 1.16. Зависимость объемов открытых фьючерсных контрактов на *NYMEX* (*WTI*, I кв. 2012 г.) от сроков их исполнения

Источник: расчет выполнен Алиевым Н., магистром РГУ нефти и газа, июнь 2012 г., по данным *NYMEX*.

Ценовые ожидания других участников и/или аналитиков рынка на тот же двухлетний форвардный период, как правило, совпадают или близки

к ожиданиям биржевых игроков, выраженным форвардной кривой. Так, из приведенного на рис. 1.17 примера (по состоянию на конец 2010 г.) видно, что расхождения в ценовых ожиданиях между консенсус-прогнозом (25 инвестиционных банков, консалтинговых компаний и др. аналитических структур, включенных в список *Consensus Economics Ltd*), прогнозом Администрации по энергетической информации Министерства энергетики США и форвардной кривой биржи *NYMEX* расходятся примерно на 5% на коротком (на квартал вперед) временном плече, но сходятся ближе к концу форвардной кривой. Поэтому форвардная кривая биржевых ожиданий, не будучи статистически устойчивой на трех четвертях своей протяженности, фактически ретранслирует эти ожидания в оценки других участников рынка.

Из-за неустойчивости форвардной кривой настроения участников рынка могут оказаться (и обычно оказываются) весьма быстроизменяемыми, что не способствует созданию должных ценовых ориентиров для участников проектного финансирования инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе.



Рис. 1.17. Пример расхождения ценовых ожиданий различных участников рынка с форвардной кривой на нефть *WTI* на бирже *NYMEX*  
 Источник: Energy & Metals Consensus Forecasts, Consensus Economics Ltd., October 25, 2010.

Пример того, насколько спекулятивный мир быстроизменчив, насколько быстро в его рамках меняются ценовые ожидания основных игроков вплоть до смены вектора изменений цен на противоположный, приведен на рис. 1.18, данные которого лишний раз подтверждают, что любой прогноз, особенно краткосрочный, отражает, в первую очередь, текущее (на момент составления прогноза) состояние рыночной конъю-

конъюнктуры. На этом рисунке приведена относительная динамика форвардных кривых в декабре 2007 г., июне и декабре 2008 г., т. е. за полгода до, почти на пике, и спустя полгода после пика нефтяных цен (самый пик, 147 долл./баррель на нефть *WTI* на *NYMEX*, пришелся на середину июля 2008 г.).

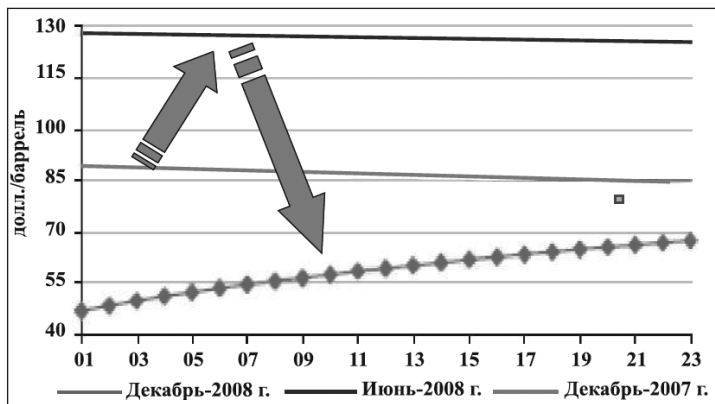


Рис. 1.18. Спекулятивный мир быстроизменчив: *NYMEX* — форвардные двухлетние кривые на нефть *WTI* (декабрь 2007 г., июль и декабрь 2008 г.)

Источник: на основе: Коноплиник А. А. Кто определяет цену нефти?

Ответ на этот вопрос позволяет прогнозировать будущее рынка «черного золота» // Нефть России. 2009. № 3. С. 7–12; № 4. С. 7–11 и по данным: Deutsche Bank, Global Commodities Daily, 4 December 2008. P. 1.

Во-первых, в момент составления форвардных кривых они располагались на уровне нефтяных цен, сложившихся на тот момент, т. е. отражали сложившуюся на момент формирования форвардной кривой конъюнктуру. Во-вторых, форвардная кривая, соответствующая декабрю 2007 г. (на следующие 24 месяца), располагается на уровне примерно 85–90 долл./баррель (почти плоская с течением времени), соответствующая июню 2008 г. — на уровне порядка 125–130 долл./баррель (также почти плоская), а соответствующая декабрю 2008 г. — на уровне 50–70 долл./баррель (рост цен с течением времени отражает состояние рыночных ожиданий «контанго»). Это значит, что в течение года размах колебаний стартовых ценовых ожиданий участников биржевых операций составил плюс-минус 50%, и плюс к этому имел разную динамику форвардных ценовых ожиданий. Такая интенсивность и амплитуда колебаний уровней цен и динамики ценовых ожиданий является неприемлемой для принятия долгосрочных капиталоемких инвестиционных решений в нефтяной отрасли (т. е. неприемлема для проектных инвесторов).

Поэтому, начиная с четвертого этапа эволюции нефтяных рынков, цена нефти, измеряемая фьючерсными ее котировками, более не являет-

ся ориентиром для долгосрочного развития нефтяной отрасли. Фьючерсные котировки доминируют на нефтяном рынке, но они не используются нефтяными компаниями в качестве ценовых ориентиров для проектного финансирования.

#### 1.3.4. Эволюция рынка нефтяных фьючерсов: хеджеры и спекулянты

С конца 1980-х гг. мировой рынок нефти является уже не столько исключительно рынком товарным, сколько, по сути, преимущественно рынком финансовым (рынком нефтяных фьючерсов и нефтяных финансовых деривативов — производных от нефтяных фьючерсов финансовых инструментов)<sup>1</sup>.

Таблица 1.8

#### Рынок бумажной нефти: основные игроки

<b>Хеджеры</b> (с 1980-х гг.)	Обычно производители/потребители физического товара используют фьючерсные рынки для снижения ценовых рисков <i>NYMEX</i> : с 1978 г. — котельно-печное топливо, с 1983 г. — <i>WTI</i> <i>IPE/ICE</i> : с 1986 г. — <i>Brent</i>
<b>Нефтяные спекулянты</b> (с 1990-х гг.)	Игроки, нацеленные на извлечение прибыли из колебаний цен без поставок/приобретения физического товара — работают преимущественно внутри рынка бумажной нефти
<b>Ненефтяные спекулянты</b> (с середины 2000-х гг.)	То же, но работают по всему спектру глобальных финансовых рынков

Источник: Конопляник А. А.

Основную роль на этом рынке играют две группы игроков с противоположно направленными интересами: хеджеры и спекулянты (табл. 1.8).

Хеджеры — это обычно производители и торговцы реальным товаром, т. е. участники рынка физической нефти. К их числу относятся нефтедобывающие компании, в том числе крупнейшие нефтяные мейджоры, НПЗ, компании-трейдеры, потребители нефтепродуктов, зарабатывающие свою прибыль на марксовой метаморфозе «деньги — товар — деньги». Хеджеры используют фьючерсы и другие производные финансовые инструменты для снижения риска, который они несут в связи с потенци-

<sup>1</sup> Хотя до сих пор существуют авторы, стоящие на позициях, что динамика цен определяется исключительно уровнями потребления жидкого топлива и технологического развития отрасли (т. е. исключительно характеристиками рынка физической нефти), но полностью игнорирующие наличие финансового компонента в динамике цен (трансформацию нефти из физического товара сначала в товар биржевой, а затем и в финансовый актив), отрицающие тем самым процессы коммодитизации и финансовализации рынка нефти и возрастающую роль именно этих факторов в формировании цен на нефть (см., например: *Плакаткин Ю. А.* Мировая экономика: снижение цен на нефть возможно // Нефтегазовая Вертикаль. 2012. № 21. С. 64–69).

альными будущими колебаниями нефтяных цен, т. е. для страхования от роста или падения цены на товар (нефть и (или) нефтепродукты) в будущем. Нефтяные компании страхуют нефть новых месторождений от падения цен на несколько лет вперед (правда, конечно, не могут технически сделать это сразу на весь, измеряемый десятилетиями, срок разработки месторождения). Крупные потребители нефтепродуктов, например авиакомпании, защищаются от роста цен на покупаемое топливо и т. п.

Хеджеры заинтересованы в стабилизации ценовых колебаний, в установлении предсказуемых на долгосрочную перспективу цен на нефть, поскольку эти участники рынка (особенно производители) зарабатывают свою прибыль на длинном инвестиционном плече финансирования инвестиционных проектов с жизненным циклом порядка 30–40–50 лет и периодом окупаемости капиталовложений в проект (измеряемых, как правило, миллиардами долларов) порядка пять-семь лет. Будучи участниками рынка физической нефти, нефтяные хеджеры обычно привязаны к рынку «бумажной» нефти (к рынку нефтяных деривативов, посредством которых они минимизируют свои ценовые риски), они обладают малой мобильностью и склонностью к миграции за пределы нефтяного рынка, куда они обращаются обычно в целевых случаях привлечения долгового (проектного) финансирования. Работа в сегменте нефтяных деривативов (на рынке «бумажной» нефти) имеет для них подчиненное (второстепенное) значение по сравнению с работой на рынке физической нефти.

Спекулянты на рынке нефти — это торговцы нефтяными контрактами («бумажной» нефтью) и их производными (нефтяными деривативами, т. е. производными финансовыми инструментами на нефтяные контракты, которые обычно не предусматривают поставку реального товара — см. табл. 1.9). К этой категории игроков относятся обычно инвестиционные банки и другие категории финансовых инвесторов, зарабатывающие свою прибыль на марксовой метаморфозе «деньги — деньги». Спекулянты зарабатывают свою прибыль на коротком плече финансовых операций. В отличие от хеджеров, желающих избежать ценовых рисков, спекулянты открывают свою позицию на рынке, ставя на то, что цена будет повышаться или понижаться. Спекулянт не покупает и не продает реальный товар, но принимает на себя риск в надежде получить прибыль на фьючерсном рынке. Деньги спекулянтов — это обычно высоколиквидные финансовые ресурсы, обладающие высокой мобильностью и склонностью к оперативной миграции в те сегменты мировых валютно-финансовых рынков, где им сегодня обеспечена наивысшая отдача на коротком временном плече. Для специализированных нефтяных спекулянтов работа на «бумажном» сегменте нефтяного рынка имеет первостепенное значение. Они не работают на рынке физической нефти, но могут работать за пределами нефтяного рынка — на рынках

финансовых инструментов в различных сегментах мирового валютно-финансового рынка.

Таблица 1.9

### Характеристики контрактов: спот, форвард, фьючерс, опцион

Контракт	Спот	Форвардные контракты	Фьючерсы	Опционы
Торги	Внебиржевые	Внебиржевые	Биржевые	Внебиржевые/ биржевые
Производные финансовые инструменты	Нет	Да	Да*	Да*
Физические поставки	Да	Да	Нет*	Нет*

\* Нет обязательств физической поставки при наличии производных финансовых инструментов.

Источник: Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии. Брюссель, 2007. С. 88.

Хеджеры — это относительно устойчивая группа по численности и структуре своего состава. Спекулянты же — это группа с меняющейся и весьма подвижной численностью и структурой игроков в зависимости от изменения нефтяной и макроэкономической конъюнктуры. Обычно, в периоды относительно спокойной нефтяной конъюнктуры, соотношение долей спекулянтов/хеджеров составляет 25–30/70–75. Однако при росте конъюнктуры их доля может возрасти — динамика этой доли носит волновой характер, особенно в последние годы, в зависимости от притока и оттока на рынок «бумажной» нефти новых игроков извне обоих сегментов нефтяного рынка. При этом и приток, и отток спекулятивного капитала может носить взрывной характер.

Так, по данным Комиссии по торговле товарно-сырьевыми фьючерсами (CFTC) США, в феврале 2007 г. доля спекулянтов на NYMEX составила 30%, в июне 2008 г. — уже 70%. По результатам неформальных опросов европейских нефтяных брокеров, доля спекулянтов на нефтяном рынке на пике нефтяных цен в середине 2008 г. составила 70–80%. А на ICE, по данным самой биржи, доля хеджеров (компаний товарного сектора) составляет в настоящее время снова примерно 2/3. Очевидна жесткая корреляция между активностью биржевых спекулянтов на рынке нефти и ценой на нефть. Некоторые эксперты<sup>1</sup> возлагают на деятельность нефтяных (биржевых) спекулянтов ответственность примерно за 25–30% цены на нефть на пике нефтяных котировок летом 2008 г. (или за дополнительные 30–40 долл./баррель в цене нефти 125 долл./баррель, существовавшей в июне 2008 г.).

<sup>1</sup> Pedare O. O. Global Petroleum Supply & Pricing: Economic Characterization of Key Players. Presentation at the 31st IAEE Annual Conference, Istanbul, Turkey, June 16–20, 2008.

В рамках биржевой торговли следует различать регулируемые (собственно биржевой) и нерегулируемые (внебиржевой — ОТС) сегменты рынка. На регулируемых нефтяных фьючерсных рынках (*NYMEX*, *ICE*) контракты стандартизированы по качеству и объему, дате и месту поставки, доступна детальная информация, деятельность участников рынка регулируется правилами *CFTC*. Нерегулируемые внебиржевые рынки (ОТС) предлагают нестандартизированные двусторонние контракты (например, привязанные к типоразмеру танкеров — см. табл. 1.5). Правила *CFTC* не применяются в рамках внебиржевых операций. Их объем очень трудно измерить, но считается, что внебиржевой рынок во много раз превышает объем регулируемых нефтяных рынков, хотя существуют и иные точки зрения<sup>1</sup>. Отсутствует достоверная статистика о нерегулируемых рынках (т. е. об объемах двусторонней торговли за пределами регулируемых рынков). Но трейдеры обычно стремятся мигрировать на менее регулируемые рынки, когда это возможно, чтобы воспользоваться необоснованными преимуществами отсутствия ограничительного регулирования торговых операций (в то время как последнее является средством защиты от избыточного риска в таких операциях).

Итак, эволюция рынка нефтяных фьючерсов с начала четвертого этапа развития мирового рынка нефти происходила по следующей траектории. В течение двух десятилетий (с середины 1980-х до середины 2000-х гг.) рынок нефтяных фьючерсов был площадкой для участников рынка физической нефти: компаний — производителей нефти и нефтепродуктов, основных потребителей жидкого топлива (авиакомпаний и морских перевозчиков, электро- и теплоэнергетических компаний). Они хеджировали ценовые риски своих физических поставок/закупок (товарный хедж). С середины 2000-х гг. этот рынок стал привлекать растущее число участников рынка финансовых инструментов: банки, инвестиционные, пенсионные, хедж-фонды. Они в массе своей абсолютно чужды операциям на рынке физической нефти (кроме инвестбанков, имеющих обычно свои нефтеторговые фирмы). Они хеджировали ценовые риски своих финансовых операций (финансовый хедж).

---

<sup>1</sup> Так, по мнению специалистов ИМЭМО РАН, номинальный объем внебиржевого рынка нефтяных деривативов (2,5 трлн долл.) примерно в 10 раз меньше оборота биржевого рынка нефтяных деривативов (25,5 трлн долл.) (см.: *Копытин И. А.* Перспективы волатильности нефтяных цен. Форум «Нефтегазовый диалог». Семинар: «Волатильность цен на нефть — угроза бюджетному процессу». ИМЭМО РАН, 22 июня 2011 г.; *Жуков С. В.* Нефть как финансовый актив. Материалы научно-практической конференции Газпромбанк-ИМЭМО РАН «Нефть как особый класс активов — современные тенденции и риски», Москва, ГПБ, 12.12.2011; *Жуков С. В., Копытин И. А., Масленников А. О.* Интеграция нефтяного и финансового рынков и сдвиги в ценообразовании на нефть. Сто двадцатое заседание постоянно действующего открытого семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса» (семинар А. С. Некрасова), 27.03.2012, ИПП РАН).

Соотношение хеджеров (коммерческие игроки/*commercial*) и спекулянтов (некоммерческие игроки/*non commercial*) на разных этапах развития рынка *CFTC* оценивает так: 2000 г. (стационарное состояние рынка) — 75/15, 2007 г. (предкризисное — возбужденное — состояние) — 55/40. По данным самой биржи, эволюция соотношения «хеджеры — спекулянты» получается довольно близкой: в структуре открытых позиций по нефти *WTI* на *NYMEX* за период 1998—2008 гг. доля хеджеров сократилась вдвое (с 84 до 43%), доля традиционных спекулянтов выросла в 8 раз (с 3,5 до 29%), а доля индексных спекулянтов — в 2,5 раза (с 12 до 29%).

Поэтому, на наш взгляд, в результате сначала интенсивной коммодитизации, а затем и финансиализации мирового рынка нефти<sup>1</sup>, в ходе четвертого этапа произошло существенное качественное изменение экономического содержания понятия «цена нефти». Начиная с четвертого этапа, биржевая «цена нефти» более не является ориентиром для долгосрочного развития нефтяной отрасли. Фьючерсные котировки доминируют на нефтяном рынке, но они не используются нефтяными компаниями в качестве ценовых ориентиров для проектного финансирования. Более того, если в конце третьего этапа ценообразование на рынке нефти ушло из сегмента физической в сегмент «бумажной» нефти, то в конце четвертого этапа оно ушло с рынка «бумажной» нефти в нефтяные сектора глобального финансового рынка. Это и предопределило, на наш взгляд, формирование пятого этапа в эволюции мирового рынка нефти, наиболее характерной чертой которого является то, что цена нефти стала определяться за пределами собственно нефтяного рынка.

### **1.3.5. Пятый этап: доминирующая роль нефтяных игроков (начиная с середины 2000-х гг.)**

Почему, на наш взгляд, обоснованно разделять современный, начавшийся в середине 1980-х гг., период доминирования биржевой торговли жидким топливом на мировом рынке нефти на два самостоятельных периода (этапа) и выделять в качестве самостоятельного этапа период примерно с середины прошлого десятилетия? На мой взгляд, причина в следующем:

- с 1986 г. до середины 2000-х гг. рынок «бумажной» нефти носил вспомогательный (подчиненный, инструментальный) характер в вопросах ценообразования по отношению к рынку физической

---

<sup>1</sup> См. также: Кириллов В. И., Туманова Е. В. Финансово-рыночные аспекты поведения нефтяных цен. Приложение № 1 к журналу «Мировой рынок нефти и газа». М.: Энергия, 2007; Мировой нефтегазовый рынок: инновационные тенденции / под ред. В. В. Бушуева, Е. А. Телегиной, Ю. К. Шафраника. М.: Энергия, 2008; Цены на нефть и структура нефтяного рынка: прошлое, настоящее, будущее / под ред. В. В. Бушуева, Н. К. Куричева. М.: Энергия, 2009 и др.



нефти. На рынке «бумажной» нефти доминировали не спекулянты, а хеджеры, которые использовали финансовые инструменты рынка «бумажной» нефти (организованные по образу и подобию финансовых инструментов ненефтяных секторов международных финансовых рынков, еще не слившихся в единый глобальный финансовый рынок) для минимизации (хеджирования) ценовых рисков на рынке физической нефти, перенося эти риски с помощью финансовых инструментов на будущие периоды. Сформировался воспроизводственный цикл товарного хеджирования, постоянно передвигающего сегодняшние риски ценовых ожиданий на рынке физического товара на будущие периоды (механизм *rollover*). Поэтому и цена нефти в тот период формировалась на рынке физической нефти;

- с середины 2000-х гг. рынок «бумажной» нефти становится основным по отношению к рынку физической нефти, на нем доминирующими становятся спекулянты, в том числе (в первую очередь) из ненефтяных секторов глобального финансового рынка. Финансовые инструменты на рынке «бумажной» нефти становятся не средством минимизации рисков операций на рынке физической нефти (постоянно сдвигающими риски неверных ценовых ожиданий на перспективу), а средством минимизации рисков финансовых операций на ставшем глобальным финансовом рынке и максимизации прибыльности глобальных полипродуктовых (по набору финансовых продуктов) финансовых портфелей глобальных же финансовых игроков. Финансовые инструменты стали нужны не для переноса ценовых рисков участников рынка физической нефти на отдаленные будущие периоды в рамках пары «рынок физической нефти — рынок “бумажной” нефти», а для зарабатывания участниками глобальных финансовых операций сегодня, на коротком временном плече, на этих ценовых рисках в сегменте «бумажной» нефти в рамках глобального финансового рынка, т. е. в рамках пары «рынок “бумажной” нефти — глобальный финансовый рынок». Таким образом, на формирование цен на нефть стала оказывать основное влияние работа с финансовыми продуктами глобальных финансовых инвесторов (см. табл. 1.2).

Почему такое стало возможным? Многие аналитики склонны связывать резкий рост цен на нефть в конце 2007 г. — первой половине 2008 г. именно с деятельностью нефтяных спекулянтов, т. е. тех, кто специализируется на работе с нефтяными деривативами<sup>1</sup>. На наш взгляд, это не совсем так.

---

<sup>1</sup> Этот вопрос даже стал предметом специального разбирательства в Сенате США в июне 2008 г.

В 2000-е гг. стал формироваться новый этап ценообразования на нефть. Неустойчивая и разнонаправленная динамика цен на нефть на относительно низком уровне в 1990-е гг. (преимущественно 15–20 долл./баррель, см. табл. 1.2 и рис. 1.6) привела к недоинвестированию отрасли — нефтяные компании утратили в тот период долгосрочные ценовые ориентиры (ценовые тренды), в рамках которых проходило развитие рынка на предыдущих временных этапах. Как мы уже говорили ранее, фьючерсные котировки стали доминировать на нефтяном рынке со второй половины 1980-х гг., но они не могли использоваться нефтяными компаниями в качестве ценовых ориентиров для проектного финансирования. Поэтому, начиная с четвертого этапа, цена нефти более не является ориентиром для долгосрочного развития нефтяной отрасли.

Недоинвестирование 1990-х гг. привело к недостаточному вводу мощностей, росту издержек с начала 2000-х гг. (сказались также азиатский финансовый кризис конца 1990-х гг. и инфляция издержек) и к сокращению резервных мощностей по добыче, которые в основном оказались сконцентрированы в одной стране — Саудовской Аравии. На пике их сжатия их величина приближалась к 1 млн баррелей/сутки, т. е. сокращалась примерно до 1% от мировой добычи. В то же время для устойчивого функционирования любой производственной системы необходим резерв производственных мощностей в пределах 10–15% от ее установленной мощности. Мировая нефтяная промышленность нормально развивается при уровне резерва добывающих мощностей 5–7%. При сокращении резерва мощности ниже этого уровня цены начинают стремительно расти на ожиданиях (иногда панических) дефицита поставок.

В зоне же использования производственных мощностей по добыче, близкого (практически на уровне) к 100%, цена на нефть начинает изменяться почти по вертикальной траектории. Поэтому первый толчок росту нефтяных цен в 2000-е гг. пришел со стороны предложения (с рынка физической нефти) — в результате недоинвестирования отрасли<sup>1</sup>. Вторжение США в Ирак привнесло в цену нефти дополнительную «военную премию». Ожидание скорого и существенного избытка спроса над предложением привело к началу роста мировых цен на нефть.

Следующий импульс пришел также с рынка физической нефти — на сей раз со стороны спроса. Акселерация экономического роста в Азии вылилась в ускоренный рост спроса на жидкое топливо со стороны крупнейших государств региона. В 2004 г. резко возрос спрос на нефть в мире, в основном за счет Китая и Индии (которые на пару обеспечили половину прироста мирового спроса на жидкое топливо в том году), что

---

<sup>1</sup> См. подробнее: Белова М., Конопляник А. Почем и почему? Некоторые причины роста цен на нефть и прогнозы дальнейшего развития событий // Нефть России. 2004. № 8. С. 106–109; Они же. Неудержимые издержки. Мировые цены на нефть идут на поводу у научно-технического прогресса // Нефть России. 2004. № 9. С. 80–83.

породило прогнозы высоких и устойчивых темпов роста спроса на нефть и в последующие годы. В это же примерно время, на волне начавших расти ценовых ожиданий, США объявляют о долгосрочной программе накопления своих стратегических нефтяных резервов. Начинает формировать свой стратегический нефтяной резерв и Китай. Фактический рост спроса и заявленные программы импортных закупок (для расширения резервов) увеличили ожидаемый разрыв между спросом и предложением на рынке физической нефти и еще более толкнули вверх цены со стороны рынка физической нефти.

На следующем этапе к подталкиванию нефтяных цен вверх подключился рынок «бумажной» нефти, подхватив динамику роста, заданную физическим рынком. В начале века создались предпосылки для появления на рынке «бумажной» нефти новой группы спекулятивных игроков (т. е. тех, кто зарабатывает прибыль в рамках марксовой метаморфозы «деньги — деньги») с большими и длинными деньгами, а именно: американских пенсионных фондов и страховых компаний, финансовые ресурсы которых кратно превосходят ресурсы других игроков на этом сегменте рынка. Ключевую роль в этом, на наш взгляд, сыграли США, приняв на рубеже веков ряд законов, стимулирующих формирование финансовых «пузырей».

В 1999 г. был отменен закон Гласса — Стигалла, который был принят во время Великой депрессии и запрещал финансовым организациям совмещать функции коммерческого и инвестиционного банка. А в 2000 г. был принят *Commodity Futures Modernization Act (CFMA)*, снимающий запрет для институциональных инвесторов (пенсионных фондов, страховых компаний — крупнейших держателей длинных дешевых денег) по вложениям в рискованные активы.

Именно в этих условиях на рынок «бумажной» нефти хлынули длинные деньги американских институциональных инвесторов, что создало дополнительный спрос на нефтяные деривативы и спровоцировало разработку нового класса финансовых инструментов (деривативы на деривативы) для покрытия этого спроса. Это еще больше подхлестнуло ценовую спираль. По данным *CFTC*, с января 2004 г. по июнь 2008 г. число открытых позиций спекулянтами на *NYMEX* увеличилось с 900 тыс. до 2,9 млн. В течение того же периода число крупных игроков также возросло с 220 до порядка 400. Число чистых (нетто) открытых длинных позиций, хотя и при большом размахе колебаний, имело тенденцию к устойчивому росту с начала века до второй половины 2008 г., очень хорошо коррелируя с динамикой цен на нефть, и подстегивало их повышение. Эти спекулятивные деньги вливались в значительной степени через так называемые товарно-индексные фонды — финансовые инструменты, привязанные к динамике биржевых котировок товаров сырьевой группы: энергоресурсы, черные и цветные металлы, сельхозпродукты и др. Прибыль по ним рассчитывается на основе комбинированных контрольных показателей по

рынкам этих товаров. Поскольку вес нефти в такой комбинации довольно велик, динамика индекса хорошо коррелирует с динамикой нефтяных цен. По некоторым оценкам, на долю товарно-индексных фондов приходится порядка 20% всего фьючерсного рынка нефти. Однако все эти деривативные индексы (да и вся, пожалуй, биржевая торговля) построены не столько на реальной долгосрочной нефтяной экономике, сколько на биржевых ожиданиях (чаще — краткосрочных) биржевых игроков, цель которых — извлечение прибыли из краткосрочных колебаний цен.

Такое расширение возможностей было результатом эволюции самой биржевой торговли. Развитие Интернета и IT-технологий привело к развитию электронных торговых площадок (наиболее яркий пример — отказ от голосовых торгов на *IPE/ICE*) с последующей роботизацией электронных торгов. В результате увеличилось число биржевых игроков и облегчился их вход на рынок.

Глобализация финансовых операций привела к облегчению горизонтальных перетоков финансовых ресурсов из финансовых (ненефтяных) секторов на рынок «бумажной» нефти. Рост нефтяного импорта усугублял рост торгового и бюджетного дефицита страны, это вело к падению курса доллара США и привело к появлению нефтяных индексных фондов, которые расширяли возможности для финансовых вложений в нефть с целью хеджирования против падения доллара<sup>1</sup>.

Итак, в 2000-е гг. на финансовые рынки были выброшены огромные объемы длинных дешевых денег, ищущих наиболее выгодные сферы своего применения в рамках более широкой (чем ранее) сферы возможностей по финансовому инвестированию. На рынок вышла большая группа крупных институциональных квалифицированных финансовых игроков. Это с одной стороны. С другой стороны, упрощение финансового инвестирования на рынке нефти (предложение инвестиционными банками и другими финансовыми институтами расширяющегося спектра производных финансовых инструментов — «деривативы на деривативы») облегчило выход на рынок большому числу мелких неинституциональных и непрофессиональных (неквалифицированных) инвесторов. Важным финансовым инвестором на рынке «бумажной» нефти стал так называемый «бельгийский стоматолог» — представитель среднего класса с пусть незначительными, но свободными и пригодными для финансового инвестирования на регулярной основе средствами. В качестве «финансового пылесоса», аккумулирующего деньги мелких вкладчиков, работают индексные нефтяные фонды и прочие сходные, привязанные к нефтяным фьючерсным контрактам, финансовые инструменты.

---

<sup>1</sup> Этим вопросам также посвящены работы: *Кириллов В. И., Туманова Е. В.* Финансово-рыночные аспекты поведения нефтяных цен. — Приложение № 1 к журналу «Мировой рынок нефти и газа». М.: Энергия, 2007; *Цены на нефть и структура нефтяного рынка: прошлое, настоящее, будущее* / под ред. В. В. Бушуева, Н. К. Куричева. М.: Энергия, 2009 и др.

Привязанные к нефти бумаги индексных фондов становятся новым классом глобальных финансовых активов, призванным в том числе компенсировать падение курса доллара. Происходит переход ценообразования на нефть с физического рынка (где ключевой фактор — баланс спроса-предложения на нефть) на рынок «бумажный» (где ключевой фактор — баланс спроса-предложения на нефтяные финансовые деривативы). А на «бумажном» рынке центр принятия решений о финансовом инвестировании в нефтяные бумаги смещается с рынка «бумажной» нефти в нефтяные сектора глобального финансового рынка.

Новые деривативные инструменты (в том числе «деривативы на деривативы») делали процесс финансового инвестирования в нефть (биржевых спекуляций на рынке нефти) привлекательным для непрофессионалов нефтяного рынка и стимулировали вложения в нефтяные деривативы из нефтяных сегментов глобального финансового рынка, емкость которых кратно превосходит и «бумажный», и тем более физический сегменты собственно нефтяного рынка. Если говорить о соотношении масштабов рынков (порядок цифр), то приняв объем рынка физической нефти за единицу, рынок «бумажной» нефти можно, по минимуму, оценить как превышающий 3, рынок сырьевых товаров — как превышающий 10, а объем валютно-финансового рынка (всех его сегментов — денежного, валютного, акций, облигаций и т. п.) — как превышающий 100 (рис. 1.19).



Рис. 1.19. Мировые рынки: соотношение масштабов операций (порядок цифр)

Источник: на основе: Коноплиник А. А. Кто определяет цену нефти?

Ответ на этот вопрос позволяет прогнозировать будущее рынка «черного золота» // Нефть России. 2009. № 3. С. 7–12; № 4. С. 7–11.

При этом есть и более радикальные оценки разрывов емкости товарных и финансовых сегментов нефтяного рынка и, в свою очередь, их разрыва с глобальными финансовыми рынками. Так, И. А. Копытин (ИМЭМО РАН) полагает, что объем рынка «бумажной» нефти превышает его физический сегмент как минимум в 10 раз. А заместитель исполнительного директора МЭА Р. Джонс в публичной дискуссии с автором в рамках Глобального форума биржевых товаров (Женева, январь 2011 г.) оценил разрыв между совокупной емкостью мировых валютно-финансовых рынков и биржевых рынков сырьевых товаров в 100 раз до взлета нефтяных цен в 2007–2008 гг. и в 50 раз на пике нефтяных цен в середине 2008 г. (уменьшение разрыва в результате перетока ликвидности на рынок нефтяных финансовых деривативов).

Итак, наращивание притока так называемых финансовых инвесторов (спекулянтов) из других сегментов мирового валютно-финансового рынка на рынок «бумажной» нефти было вызвано сложившейся после 2004 г. относительной привлекательностью (ожидание продолжающегося роста цен на нефть) и относительной простотой инвестирования в нефтяные деривативы (через товарные индексные и хедж-фонды). За 2000–2008 гг. объем рынка «бумажной» нефти вырос десятикратно и после кризисного снижения в 2009 г. продолжил свой рост, превысив в начале текущего десятилетия предкризисный уровень (рис. 1.20).



Рис. 1.20. Биржевой рынок «бумажной» нефти продолжает быстро расти

Источник: Копытин И. А. Перспективы волатильности нефтяных цен.

Выступление на Форуме «Нефтегазовый диалог». ИМЭМО РАН, 22.06.2011.

С учетом высокой ликвидности как мирового валютно-финансового рынка (разных его сегментов), так и мирового рынка «бумажной» нефти и соотношения масштабов этих рынков, объем спекулятивных капита-

лов, хлынувших на рынок «бумажной» нефти извне, кратно превосходил их притоки и оттоки, существовавшие на рынке нефти до 2003 г., и мог осуществляться быстро и в обоих направлениях. Это, на наш взгляд, и предопределило быстрый взлет цен на нефть в конце 2007 г. — первой половине 2008 г., но столь же быстрое их падение сразу с началом кризиса ликвидности, переросшим в экономический кризис (рис. 1.21).

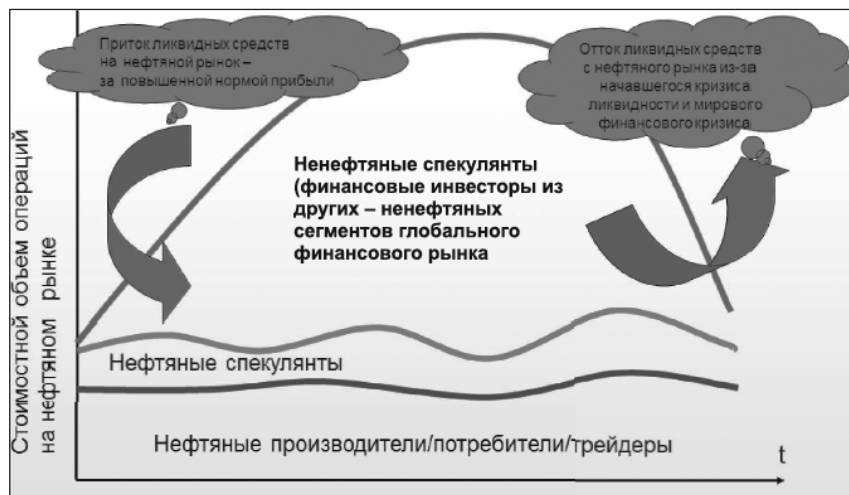


Рис. 1.21. Роль нефтяных спекулянтов (глобальных финансовых инвесторов) в формировании ценового пузыря на мировом рынке нефти в 2007–2008 гг. (принципиальная схема — «запуск» пятого этапа)

Источник: Коноплиник А. А. Кто определяет цену нефти? Ответ на этот вопрос позволяет прогнозировать будущее рынка «черного золота» // Нефть России. 2009. № 3. С. 7–12; № 4. С. 7–11.

Такие быстрые миграции капиталов на рынок «бумажной» нефти извне (с валютно-финансового рынка) и обратно, на наш взгляд, свидетельствуют о том, что в настоящее время устанавливаемая в рамках фьючерсной торговли (при современной контрактной структуре рынка «бумажной» нефти и структуре игроков на нем) мировая цена на нефть не определяется более экономическими тенденциями (фундаментальными факторами развития) собственно нефтяной отрасли. Не является она и результатом действий нефтяных спекулянтов и арбитражеров на рынке «бумажной» нефти. Сегодня мировая цена на нефть устанавливается за пределами нефтяного рынка нефтяными финансовыми инвесторами, для которых нефтяные деривативы не являются системообразующими ценными бумагами.

При этом соотношение масштабов рынка «бумажной» нефти и нефтяных сегментов мирового финансового рынка таково, что переток

финансовых средств из нефтяных в ненефтяные сектора финансового рынка не оказывает на последний сколь-либо заметного влияния, в то время как обратный переток средств (из ненефтяных секторов на рынок «бумажной» нефти и (или) обратно) может приводить к системным возмущениям на рынке «бумажной» нефти и немедленно ретранслироваться, передавать эти возмущения на товарный рынок.

Этот тезис был, в частности, предметом дискуссии А. А. Конопляника с заместителем гендиректора МЭА Р. Джонсом в рамках Глобального форума биржевых товаров (Женева, январь 2011 г.). Р. Джонс доказывал, что нефтяные спекулянты не могли оказать существенного влияния на цену нефти, ибо их доля на рынке биржевых товаров очень незначительна (соответственно 1% в докризисный период и 2% на пике кризиса — см. рис. 1.19). Для А. А. Конопляника эти цифры были подтверждением правильности отстаиваемого им тезиса: действительно, изменение на 1%-ный пункт емкости мирового финансового рынка из-за притока-оттока на этот рынок нефтяных спекулянтов с рынка сырьевых товаров — величина практически незаметная для мирового финансового рынка (было 100%, стало 99% или 101%). Зато обратное влияние оказывается очень заметным: тот же 1%-ный пункт перетока, но в обратном направлении, увеличивает/уменьшает емкость рынка сырьевых товаров вдвое, либо предьявляя дополнительный спрос на привязанные к нефти ценные бумаги, возгоняя, таким образом, цену нефти, либо, наоборот, резко уменьшает спрос на такие бумаги, сбрасывая цену нефти резко вниз (см. рис. 1.21), что и произошло в 2007–2008 гг.

Для хеджеров и нефтяных спекулянтов (двух групп игроков собственно нефтяного рынка) нефтяная цена была и остается предметом целенаправленного воздействия (предметом оптимизации). Для финансовых инвесторов (спекулянтов) с глобального валютно-финансового рынка, далеких от нефтяной отрасли, нефтяная цена предметом целенаправленного воздействия (предметом оптимизации) более не является. Нефтяные деривативы, причем уже не первые, а вторые-третьи производные от нефти (фьючерсных контрактов), являются, возможно, лишь относительно небольшой частью диверсифицированного пакета ценных бумаг у этих финансовых инвесторов, которые они собирают в рамках всей широкой совокупности глобальных валютно-финансовых рынков. На долю нефти в структуре их пакета финансовых инструментов может приходиться весьма незначительная величина. Задача этих инвесторов — оптимизировать возврат на свои финансовые инвестиции в рамках всего собранного ими широко диверсифицированного пакета ценных бумаг.

Исходя из изложенного, эволюцию механизмов ценообразования в международной торговле нефтью можно представить следующим образом. На более ранних этапах цена на нефть определяется в рамках



применения принципов «издержки-плюс» и «стоимость замещения» на рынке физической нефти. Эти принципы ценообразования реализуются как в рамках трансфертного (внутрифирменного) ценообразования (обычно при взаимоотношениях вертикально-интегрированной компании с принимающей страной), так и в рамках контрактных отношений между независимыми рыночными субъектами.

На более позднем этапе — цена на нефть определяется в рамках конкуренции «нефть — нефть» сначала на рынке физической, а затем и «бумажной» нефти.

Сегодня цена на нефть определяется в рамках конкуренции на глобальном рынке финансовых инструментов между нефтяными (в меньшей степени) и ненефтяными (в большей степени) деривативами. Таким образом, сегодня цена на нефть определяется за пределами нефтяного рынка путем установления масштабов притока/оттока спекулятивного финансового капитала на рынок «бумажной» нефти. Вектор противоборства, результирующей которого была цена на нефть, сместился в период биржевого ценообразования<sup>1</sup> от противоборства нефтяных хеджеров и спекулянтов (и для тех, и для других нефтяная цена есть цель) к борьбе глобальных финансовых игроков за максимальную отдачу от своих глобальных финансовых инвестиций по всему спектру глобальных финансовых инструментов (для них нефтяная цена есть следствие, побочный результат, частный компонент обеспечения оптимальной структуры их инвестиционного пакета).

Сегодняшняя цена нефти — результат нового (в основном ненефтяного) механизма ее ценообразования, что, в свою очередь, есть отражение нового этапа глобализации, характеризующегося высокой неустойчивостью высоколиквидных глобальных финансовых рынков, построенных на торговле деривативами сложных производных (т. е. производных от производных), оторванными от рынков реального товара. Цена на нефть стала «заложницей» миграций спекулятивных ненефтяных капиталов.

На мировом рынке нефти к середине 2010-х была сформирована финансовая пирамида ожиданий роста ее цен. Началось построение этой пирамиды с объективных процессов — роста издержек добычи и объемов спроса при ожидании временной абсолютной нехватки добывающих и структурной нехватки перерабатывающих мощностей в результате недоинвестирования этих отраслей. Но, как писал Авиценна, «все есть яд, и все есть лекарство, и только мера превращает одно в другое». Обширные вливания спекулятивного (преимущественно американского)

---

<sup>1</sup> На этапе добиржевого ценообразования (до середины 1980-х гг.) такая конкурентная борьба велась между реальными производителями/экспортерами и покупателями/импортерами как между компаниями, так и государствами.

капитала на рынок «бумажной» нефти подстегнули начавшийся рост цен и еще больше разогрели рынок. Это раскрутило ценовую спираль на рынке нефти, еще больше увеличило приток спекулятивного капитала на этот рынок. Однако начавшийся мировой финансовый кризис, проблемы с ликвидностью у американских инвестиционных банков (которые являются важной и крупной группой игроков на нефтяном рынке и которые сами разрабатывали многие производные нефтяные инструменты: по оценкам ИМЭМО РАН, на долю четырех крупнейших американских банков — *JP Morgan Chase*, *Citibank*, *Bank of America*, *Goldman Sachs* приходится 95% рынка деривативов<sup>1</sup>) заставили спекулянтов вывести свои деньги с нефтяного рынка. Это произошло быстро и дало обвальный результат — естественный конец любого «пузыря», который обычно не сдувается, а схлопывается.

Никакой реальной нефтяной экономикой не может быть объяснено, почему динамика фактических (действующих) цен (в рамках существующих механизмов их определения) и вектор ценовых ожиданий в течение года поменяли свой знак на противоположный. Ничем иным, кроме как спекулятивными ненефтяными факторами, не может быть объяснен размах колебаний нефтяных цен последних лет: ни трехкратный диапазон колебаний цен наличного товара (от 50 до 140 и снова до 50 долл./баррель в течение года), ни разнонаправленное ожидание будущих цен: по состоянию на начало декабря 2008 г., 24-месячная форвардная кривая нефтяных цен на *NYMEX* располагалась на отметке примерно в полтора-два раза ниже аналогичной кривой годовой давности, хотя полугодом ранее (в июне 2008 г.) — на отметке примерно в полтора-два раза выше той же самой форвардной кривой конца 2007 г. (см. рис. 1.18).

В 2009 г. произошло быстрое возвращение спекулянтов. По мнению *UNCTAD*<sup>2</sup>, рост цен на товарных и фондовых биржах вызван именно возвращением спекулянтов. Рост цен на сырьевых площадках может быть элементом игры: товарная торговля перенасыщена финансовыми продуктами, и «индексные трейдеры», которые предпочитают длинные позиции, диктуют долгосрочный рост цен. Средние размеры позиций таких трейдеров настолько велики, что они могут оказывать значительное влияние на цены и создавать спекулятивные «пузыри».

Огромная часть ликвидности вкладывается в финансовые инструменты, в результате «пузыри» надуваются на финансовых и сырьевых рынках. Реальный сектор не сможет абсорбировать столь большое количество денег.

---

<sup>1</sup> Жуков С. В. Нефть как финансовый актив. Материалы научно-практической конференции Газпромбанк-ИМЭМО РАН «Нефть как особый класс активов — современные тенденции и риски». Москва, ГПБ, 12.12.2011.

<sup>2</sup> UNCTAD Trade & Development Report 2009 (цит. по: Ведомости. 2009. 11.09).

#### **1.4. Нефтяной кризис 2008 года: прошлая (разрушающая!) и будущая (заживляющая?) роль США**

Итак, в течение двух десятилетий (с середины 1980-х до середины 2000-х гг.) рынок нефтяных фьючерсов был площадкой для участников рынка физической нефти: компаний — производителей нефти и нефтепродуктов, основных потребителей жидкого топлива (авиакомпаний и морских перевозчиков, электро- и теплоэнергетических компаний). Они хеджировали ценовые риски своих физических поставок/закупок (товарный хедж). С середины 2000-х гг. этот рынок стал привлекать растущее число участников рынка финансовых инструментов: банки, инвестиционные, пенсионные, хедж-фонды. Они в массе своей абсолютно чужды операциям на рынке физической нефти (кроме инвестбанков, имеющих свои нефтеторговые фирмы). Они хеджировали ценовые риски своих финансовых операций (финансовый хедж).

Поэтому сегодня, на этапе сосуществования двух сегментов нефтяного рынка — рынка физической и рынка «бумажной» нефти, на мой взгляд, две страны — Саудовская Аравия и США — реально влияют на мировой рынок нефти. Саудовская Аравия реально влияет на рынок физической нефти посредством своего уровня доказанных запасов, добычи (крупнейшего в мире), техническими возможностями по маневрированию этим уровнем, плюс уровнем резервных мощностей, плюс низким уровнем издержек (что означает возможность глубины ценового маневра). Плюс к этому, как будет показано далее, стране удалось навязать нефтяному миру философию так называемой «справедливой цены на нефть» на уровне (не ниже) цены нефти бездефицитного бюджета Саудовской Аравии.

США реально влияют на рынок бумажной нефти как страна, на долю финансовых институтов которой приходится основной объем финансовых нефтяных деривативов. Более того, ценообразование на нефть (после трехстороннего соглашения США — Великобритании — Франции от 1936 г.) и на нефтяные финансовые деривативы ведется в долларах, эмиссию которых контролирует ФРС США. Нынешнее рециклирование нефтедолларов завязано фактически на финансовую систему США. В период высоких цен 1970—1980 гг. рециклирование осуществлялось преимущественно в материальную сферу промышленно развитых стран, в первую очередь США, как крупнейшей из них (закупка странами-экспортерами производственных, в том числе военных и потребительских товаров в промышленно развитых странах). В период высоких цен 2000—2010 гг. рециклирование происходит в основном в финансовую систему промышленно развитых стран, в которой также доминируют США. На долю США приходится четверть мирового ВВП, 30% глобальных финансовых активов, 2/3 в мировом биржевом обороте по акциям, 40% в суммарной капитализации мировых рынков долговых ценных бумаг, 50% на рынках биржевых деривативов. На долю доллара США приходится

1/3 внебиржевых процентных одновалютных деривативов, 85% внебиржевых валютных деривативов, 2/3 распределенных валютных резервов стран мира<sup>1</sup>. По оценке ИМЭМО РАН, 95% рынка деривативов контролируются четырьмя крупнейшими американскими инвестиционными банками: *JP Morgan Chase*, *Citibank*, *Bank of America*, *Goldman Sachs*<sup>2</sup>. Более того, специалисты ИМЭМО РАН доказали расчетами, что США выигрывают от высоких цен (на рынке «бумажной» нефти как финансовый оператор операций с финансовыми деривативами, плюс как растущий производитель, а теперь и экспортер, сланцевой нефти) более, чем от низких (на рынке физической нефти как страна импортер жидкого топлива)<sup>3</sup>.

Именно поэтому обе страны — два ключевых игрока на мировом нефтяном рынке (в его физическом и «бумажном» сегментах) — заинтересованы, скорее, в разумно высоких, нежели в низких ценах на нефть.

Поэтому так же как приток-отток финансовых средств из нефтяных сегментов мирового финансового рынка на рынок бумажной нефти оказывает на последний системные возмущения, так и изменения в системе регулирования финансового рынка США оказывают системное влияние на мировой финансовый рынок, а значит — могут оказать системный «эффект домино» и на нефтяной рынок (эффект «слона в посудной лавке»). Что и произошло, на наш взгляд, в 2000-е гг., оказав эффект в негативном для рынка нефти направлении. И может оказать противоположно направленный эффект в будущем, вызванный стремлением органов регулирования США «загнать часть пасты обратно в тубик».

На наш взгляд, можно говорить о произошедшем «эффекте разрушения» и ожидаемом «эффекте заживления» мировой системы нефтяных фьючерсов/биржевых сырьевых товаров в результате изменений в системе регулирования финансового рынка США.

«Разрушающая» роль США в прошлом, на наш взгляд, заключается в следующем. Отмена закона Гласса — Стигалла в 1999 г. ликвидировала «китайскую стену» между коммерческими и инвестиционными банками в части возможности использования последними средств вкладчиков в операциях с повышенным риском. Принятие Закона о модернизации сырьевых фьючерсов (*Commodities Futures Modernization Act, CFMA*) в 2000 г. понизило барьеры, препятствующие выходу институциональных

---

<sup>1</sup> Миркин Я. М. Финансовый механизм формирования цен на нефть. Презентация на семинаре «Нефтегазовый диалог», ИМЭМО РАН, 22.06.2011.

<sup>2</sup> Жуков С. В. Нефть как финансовый актив. Материалы научно-практической конференции Газпромбанк-ИМЭМО РАН «Нефть как особый класс активов — современные тенденции и риски». Москва, ГПБ, 13.12.2011.

<sup>3</sup> Жуков С. В., Копытин И. А., Масленников А. О. Интеграция нефтяного и финансового рынков и сдвиги в ценообразовании на нефть. Сто двадцать восьмое заседание постоянно действующего открытого семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса» (семинар А. С. Некрасова), 27.03.2012, ИНП РАН.

инвесторов на рынки операций с рискованными активами. Это привело к повышению лимитов (расширению возможностей) для финансовых инвесторов по операциям на товарно-сырьевых рынках. *CFMA* также вывел сделки с сырьевыми фьючерсами из-под контроля *CFTC*. Все это, в итоге, снизило до минимума регуляторный надзор за слишком рискованными финансовыми операциями компаний.

Ожидаемая «заживляющая» роль США в будущем, на мой взгляд, связана с принятием закона Додда — Фрэнка — *Wall Street Transparency and Accountability Act* — закон о прозрачности и подотчетности операций на Уолл-Стрит, известный как закон Додда — Фрэнка (*Dodd — Frank Act*), принят Конгрессом США 21.07.2010 г. и вступил в силу 14.07.2011 г. Этот закон должен эффективно заменить *CFMA*, ибо делает незаконным для производителей ведение торговых операций вне грядущих и ужесточающихся правил *CFTC*.

В чем именно проявились последствия принятия США *Commodity Future Modernization Act (CFMA, 15/21 дек. 2000 г.)*? Произошло снижение порога «избыточной» спекулятивной деятельности и манипулирования ценами в обход *CFTC* по двум направлениям. Во-первых, в результате увеличилось число спекулянтов на рынке нефти (с 20 до 50–80%) против хеджеров. Во-вторых, увеличилось число контрактов, не подпадающих под антиспекулятивные ограничения *CFTC*: под изъятия из-под юрисдикции *CEA* и *CFTC* попадали как американские контракты на зарубежных торговых площадках (так называемая «лондонская лазейка»), так и свопы (так называемая «своповская лазейка» — контракты на ценовую разницу). Принятие *CFMA* в декабре 2000 г. повысило уровень «избыточной» спекулятивной активности. По некоторым оценкам, одно это могло взметнуть цены почти на 30%. В итоге произошел рост внебиржевой торговли нефтяными деривативами — вне сферы контроля *CFTC*.

В этом, на наш взгляд, заключается одна из причин, почему многочисленные исследования, проводившиеся исключительно в рамках биржевого сектора, не показали усиления влияния биржевых спекулянтов на динамику цен на нефть<sup>1</sup> — именно потому, что этот прирост произошел преимущественно за пределами биржевой торговли, в непрозрачной «серой зоне» внебиржевой торговли (как говорится, «искали ключи не там, где потеряли, а под фонарем — там, где светло и удобней искать»). Снятие ограничений (в том числе для крупных держателей длинных денег — страховых, пенсионных фондов и др.) по инвестированию в ри-

---

<sup>1</sup> Такого рода исследования были представлены, например, в ряде докладов на конференции “Understanding the New Dynamic: How do the Physical and Financial Markets for Energy Interact?”, A joint IEA-IEF-OPEC event, November 22–23, 2012, London, а также в презентации Жукова С. В. «Интеграция нефтяного и финансового рынков» в рамках сто двадцать восьмого заседания постоянно действующего открытого семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса» (семинар А. С. Некрасова). Москва, ИНП РАН, 27.03.2012.

скованные финансовые инструменты привело к мультипликативному (эффект перемножения) росту числа спекулянтов: «количество игроков» умножить на «количество спекулятивных инструментов». Все это и перевело спекулянтов из разряда *price-takers* (на четвертом этапе) в *price-makers* (на нынешнем пятом этапе).

Каковы ожидаемые последствия принятия закона Додда — Фрэнка? Каждая торговая операция должна подпадать под юрисдикцию *CFTC* и быть проверена на необходимость соответствия требованиям закона Додда — Фрэнка. Все сделки «своп» должны быть прозрачными за редкими исключениями, в то время как определение сделок «своп» по закону Додда — Фрэнка становится расширительным. В общем виде «свопы» — финансовые продукты, обменивающие фиксированные на плавающие цены, и наоборот, но *CFTC* имеет более широкий взгляд на «свопы», включая в них практически любую сделку, в которой присутствует цена или «гонорар успеха» при наступлении того или иного события. В соответствии с законом Додда — Фрэнка, если поставщик не смог в реальности поставить товар, сделка учитывается как «своп» и должна быть согласована. Любая торговая операция, в которую входят рыночные игроки, может иметь последствия по закону Додда — Фрэнка, в соответствии с которым поставщики подлежат регулированию (более детальная классификация *CFTC*). Это означает, что каждый игрок будет тратить большую часть своей маржи, включая поставщиков.

Предлагаемые меры, естественно, не вызвали энтузиазма у участников рынка. Как заявил бывший сенатор США Крис Додд (один из авторов закона), «необходима прозрачность на внебиржевом рынке деривативов, чтобы восстановить уверенность потребителей и инвесторов... Если бы мы постарались провести этот закон сегодня, он бы не прошел. Были нужны события 2007–2008 гг., чтобы он прошел. В отсутствие такого кризиса закон не прошел бы»<sup>1</sup>.

Ужесточение регулирования рынка нефтяных деривативов в законе Додда — Фрэнка реализуется по трем направлениям: ужесточение лимитов на позиции участников рынка, усиление контроля над рынком внебиржевых деривативов (ОТС), запрет на операции банков с деривативами за счет собственных средств («правило Волкера») и средств вкладчиков. Однако, по мнению, например, специалистов ИМЭМО РАН, ужесточение лимитов на позиции не создает серьезного риска для рынка нефтяных деривативов, поскольку: во-первых, распространяются не на все нефтяные деривативы («лондонское окно»), во-вторых, лимиты на контракты со сроком более одного месяца (а это не менее

---

<sup>1</sup> *Stowers D. Dodd-Frank to impact producers // Oil & Gas Financial Journal*, June 2011. P. 54; *Allott G. Welcome to Wall Street's briar patch // Oil & Gas Financial Journal*. 2011. June. P. 6, 8–9.

3/4 объема торговли нефтяными фьючерсами — см. рис. 1.16) регулируются менее жестко, в-третьих, в полном объеме лимиты заработают не ранее конца 2013 г.<sup>1</sup>

На наш взгляд, важнейшим «окном», выводящим из-под действия закона Додда — Фрэнка большую часть операций на рынке «бумажной» нефти, является то, что он не распространяется на контракты на *Brent*, корзину различных сырьевых товаров и сырьевые индексы. Как уже отмечалось выше, *Brent* сегодня является основным мировым маркером (к нему привязаны котировки примерно 2/3 мировых сортов). Поэтому больший риск, чем лимиты, для рынка нефтяных деривативов представляет усиление регулирования внебиржевых инструментов (ОТС). Основной же риск для рынка нефтяных деривативов представляет «правило Волкера», запрещающее банкам, участвующим в системе страхования депозитов или пользующихся финансовой помощью государства, а также их аффилированным структурам, совершать операции с деривативами за свой счет, инвестировать средства в хедж-фонды и фонды частных инвестиций<sup>2</sup>. Таким образом, «правило Волкера» отчасти нейтрализует действие *CFMA*. Поэтому закон Додда — Фрэнка, за счет обязательного клиринга внебиржевых инструментов и «правила Волкера», неизбежно приведет к некоторой корректировке рынка нефтяных деривативов. Но сам этот рынок сохранится, на наш взгляд, в рамках его модели, сложившейся на пятом этапе эволюции мирового рынка нефти.

## 1.5. Пределы колебаний нефтяных цен

### 1.5.1. Инвестиционные цены: два верхних и два нижних предела

В последнее время активизировалась дискуссия по вопросу о так называемый «справедливой» или «обоснованной» цене на нефть. Дополнительный импульс этой дискуссии придали события 2008 г., когда цены на нефть в результате долгого подъема с начала десятилетия «нулевых» взлетели до своего исторического максимума 147 долл./баррель (в текущих ценах), потом упали до 35, потом снова скакнули до 70 и продолжили затем свой рост до сохранявшихся до середины 2014 г. уровней в диапазоне 100–120 долл./баррель. Такая разнонаправленная и скачкообразная в столь короткий промежуток времени динамика нефтяных цен еще раз поставила вопрос как о диапазоне их возможных колебаний, так и о наличии (о возможности существования) некоей «справедливой» или «обоснованной» цены на нефть.

---

<sup>1</sup> Масленников А. Регулятивный риск (закон Додда — Фрэнка). Материалы научно-практической конференции Газпромбанк-ИМЭМО РАН «Нефть как особый класс активов — современные тенденции и риски». Москва, ГПБ, 12.12.2011.

<sup>2</sup> Там же.

Автор неоднократно обосновывал свои представления о закономерностях эволюции мирового рынка нефти, его контрактной структуре, механизмов ценообразования. Этим вопросам посвящены разделы 1.1–1.4. Основной вывод автора: мировой рынок нефти в настоящее время является преимущественно рынком «бумажной» нефти, где цена на нефть формируется в результате баланса спроса-предложения не на рынке физических поставок, а на рынке нефтяных деривативов (нефтяных контрактов и привязанных к ним финансовых инструментов). Поэтому основными игроками на рынке нефти примерно с середины десятилетия «нулевых» стали ненефтяные спекулянты, т. е. биржевые игроки из-за пределов собственно нефтяного рынка (глобальные финансовые инвесторы), а рынок нефти превратился в незначительный сегмент глобального финансового рынка. Эту точку зрения разделяют как другие авторы настоящей монографии, так и иные специалисты<sup>1</sup>. Однако есть и исследователи, придерживающиеся прямо противоположной точки зрения, например, связывающие динамику цен лишь с уровнями ее потребления<sup>2</sup>.

Сразу же возникает естественный вопрос: существуют ли в таком случае вообще верхние и нижние ограничители динамики мировых цен и если да, то каковы они в настоящее время. Ответ очевиден: такие экономические ограничители, безусловно, существуют. Внизу — это цена «кост-плюс», обеспечивающая проектным инвесторам приемлемый возврат на их инвестиции. Вверху — это стоимость замещения жидкого топлива в конечном потреблении другими энергоресурсами и (или) способность мировой экономики «переварить» в долгосрочной перспективе тот или иной уровень цен на нефть (еще раз вспомним А. З. Ямани с его ставшей крылатой фразой, что нефтяная эра кончится не потому, что кончится нефть).

Следует различать три основных механизма ценообразования в международном нефтегазовом бизнесе (рис. 1.22):

- «кост-плюс» (или «издержки-плюс», или «нэт-форвард»): привязка к издержкам добычи и доставки нефти/газа потребителю (плюс приемлемая норма прибыли). Применяется на неконкурентных рынках физической нефти (газа/энергии) и определяет нижний

---

<sup>1</sup> См., например, материалы семинара «Волатильность мировых цен на нефть — угроза бюджетному процессу», организованного в рамках Форума «Нефтегазовый диалог» ИМЭМО РАН 22 июня 2011 г., в частности выступления Я. М. Миркина «Финансовый механизм формирования цен на нефть», В. В. Бушуева и А. С. Молачиева «Мировой рынок нефти в среднесрочной и долгосрочной перспективе», И. Копытина «Перспективы волатильности нефтяных цен» (URL: [http://www.imemo.ru/ru/conf/2011/22062011/22062011\\_st.pdf](http://www.imemo.ru/ru/conf/2011/22062011/22062011_st.pdf)).

<sup>2</sup> *Плаkitкин Ю. А.* Мировая экономика: снижение цен на нефть возможно // Нефтегазовая Вертикаль. 2012. Ноябрь. № 21. С. 64–69.



предел цены для производителя. Это — инвестиционная цена, ибо обеспечивает производителю рентабельное осуществление инвестиционного проекта по разведке и добыче. Ее можно назвать приемлемой, «справедливой» ценой для производителя. Если цена будет ниже уровня «кост-плюс» — у производителя не будет склонности к инвестированию;

- «стоимость замещения у потребителя» (плюс «нэт-бэк», если пункт сдачи-приемки расположен не у потребителя, а на полпути между ним и производителем): привязка (минус дисконт) к ценам конкурирующих с нефтепродуктами/газом энергоресурсов у конечного потребителя. Применяется на конкурентных рынках физической нефти (газа/энергии) и определяет верхний долгосрочный предел цены для данного производителя, ибо соответствует нижней из конкурентного набора цен на взаимозамещаемые энергоресурсы у потребителя (потребитель, при прочих равных условиях, выберет энергоресурс с наименьшей ценой). Это — также инвестиционная цена, ибо она обеспечивает производителю возможность реализации произведенной им продукции и в то же время предлагает потребителю конкурентоспособную (наименьшую) цену. Если установленная производителем цена реализации его продукции будет выше стоимости замещения, продукция не будет реализована. Эту цену можно назвать приемлемой, «справедливой» ценой для потребителя;
- спотовое/биржевое ценообразование: цена, балансирующая спрос/предложение на конкурентных рынках физической (спот/форвард) и (или) «бумажной» (финансовые деривативы, привязанные к фьючерсным контрактам) нефти/газа/энергии. Это — разновидности торговых цен, являющиеся приемлемыми для спекулянтов, трудно назвать эти цены «справедливыми» в долгосрочном плане.

Поэтому текущие колебания цен следует рассматривать в пределах инвестиционных «цен отсечения», т. е. приемлемых цен для производителя и потребителя (см. рис. 1.22). Для потребителя приемлемы цены от уровня стоимости замещения и ниже, для производителя — от уровня «кост-плюс» и выше.

Зона наложения цен (выделена желтым цветом, см. на рис. 1.22) — это зона взаимоприемлемых их значений для обеих сторон. Уровни цен отсечения (верхних и нижних инвестиционных цен) имеют тенденцию к изменению, только гораздо более плавную, чем быстроизменяемые (по причинам, изложенным выше) конъюнктурные колебания торговых цен, будь то цены на рынке физической или «бумажной» нефти. На наш взгляд, верхняя и нижняя инвестиционная цена жидкого топлива могут с течением времени изменяться в обоих направлениях (результат взаимодействия природного фактора и НТП). На наш взгляд, следует различать

на качественном уровне разницу между верхним и нижним пределами (пределами) изменения нефтяных цен, существовавшую раньше, и теперь.



Рис. 1.22. Текущие колебания цен в пределах инвестиционных «цен отсечения» (приемлемых цен для производителя и потребителя)

Источник: Konoplyanik A.A. “Fair price” of energy resources: whether it does/can exist in international energy? // Presentation at the Fifth International conference “ENERGETIKA-XXI: Economy, Policy, Ecology” on “New Challenges for Energy Security: growing energy demand vs. environmental constraints”. Saint-Petersburg, 17–18 October 2012.

Раньше, когда нефть входила на рынок, существовало, как было показано ранее (см. разделы 1.1–1.4), два нижних предела цены: виртуальный и реальный «кост-плюс». В качестве нижнего виртуального предела цены выступали текущие издержки по добыче нефти («кост-плюс») в США (первый и второй этапы эволюции рынка нефти — периоды доминирования однобазовой и двухбазовой цен на нефть), но в качестве реального предела «кост-плюс» — текущие издержки разведки и добычи в странах (впоследствии ставших) ОПЕК. Эти реальные издержки снижались до начала 1970-х гг. и росли, начиная с этого времени. Возможность одновременного сосуществования реального (более низкого) и виртуального (более высокого) пределов снижения цен была обусловлена информационной закрытостью, непрозрачностью тогдашнего международного нефтяного бизнеса для внешних участников в условиях его организации в рамках Ачнакаррского соглашения и под контролем МНК.

В качестве верхнего предела цены нефти выступали в тот период два параметра (по принципу: какой из них ниже):

- 1) стоимость замещения жидкого топлива (для стран-импортеров и (или) потребителей — разная в разных регионах в разные периоды времени; например в электроэнергетике Западной Европы до начала 1970-х гг., определяемая конкуренцией угля ФРГ против мазута, произведенного здесь же в Европе из ближневосточной нефти);
- 2) уровень платежеспособного спроса мировой экономики на жидкое топливо. На том раннем этапе вхождения нефти в мировой энергобаланс (до начала 1970-х гг.) запасы «традиционной» нефти были достаточны для того, чтобы ресурсы «нетрадиционной» тогда нефти/жидкого топлива не становились ценообразующим фактором.

Теперь, когда нефть удерживает свою долю на рынке, в качестве нижнего предела выступают, на наш взгляд, уже два других параметра:

- 1) текущие издержки добычи («кост-плюс») традиционной сегодня нефти;
- 2) и (или) цена бездефицитного бюджета Саудовской Аравии.

А в качестве верхнего предела — три параметра (по принципу: какой из трех ниже):

- 1) стоимость замещения жидкого топлива другими энергоресурсами (при этом в качестве конкурирующих с жидким топливом энергоресурсов может выступать уже другой, чем ранее, их набор);
- 2) долгосрочные маржинальные издержки производства нетрадиционного жидкого топлива (как из жидких, так и из «нежидких» энергоресурсов — газа, угля, биомассы и др.);
- 3) платежеспособный спрос мировой экономики на жидкое топливо (иначе говоря, конкурентоспособность энергоресурсов/жидкого топлива с другими производственными ресурсами — трудом, капиталом, неэнергетическими материалами).

В настоящее время (на верхней половине левой восходящей ветви кривой Хабберта, т. е. на фазе затухающего (замедляющихся темпов) роста мировой добычи жидкого топлива) различные виды нетрадиционного жидкого топлива на разных временных этапах (если рассматривать как минимум среднесрочный временной интервал) выступают в разном качестве: сначала в качестве одного из верхних пределов цен, когда речь идет о перспективах их освоения (скажем, на стадии НИОКР), а затем, когда начинается их широкомасштабная коммерческая разработка, становятся одним из ее нижних пределов (рис. 1.23).

На данном этапе развития «кост-плюс» традиционного энергоресурса меньше стоимости замещения для этого традиционного энергоресурса. Но «кост-плюс» нетрадиционного энергоресурса, идущего на смену/в дополнение к данному традиционному энергоресурсу, превышает стоимость замещения для данного традиционного энергоресурса.

Революционный НТП, во-первых, переводит нетрадиционный энергоресурс в разряд традиционных, во-вторых, опускает (сбрасывает) уровень издержек этого (ранее: «кост-плюс» нетрадиционного), ставшего теперь традиционным, энергоресурса ниже уровня стоимости его замещения.

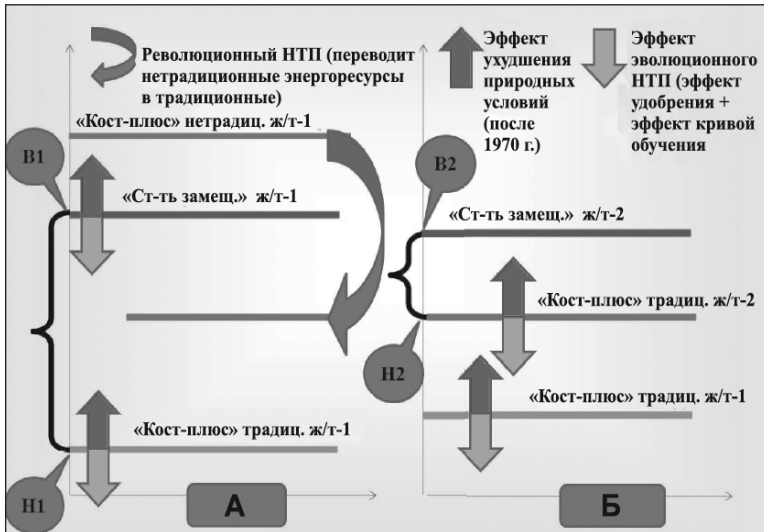


Рис. 1.23. Текущие колебания цен в пределах инвестиционных «цен отсечения» (приемлемых цен для производителя и потребителя)

Источник: Конопляник А. А.

Поначалу долгосрочные предельные издержки новых видов нетрадиционного жидкого топлива («кост-плюс нетрадиц. ж/т-1» на рис. 1.23-А) находятся на запредельно высоком уровне, неконкурентоспособном для их коммерческого освоения и более высоком, чем стоимость замещения традиционного жидкого топлива альтернативными (нежидкими) энергоресурсами («ст-ть замещ. ж/т-1» на рис. 1.23-А) или способность мировой экономики переварить такой уровень цен (покупательная способность мировой экономики). Впоследствии эти новые виды жидкого топлива переходят под воздействием революционного НТП из разряда «нетрадиционного» в разряд «традиционного» жидкого топлива, и после выхода на стадию коммерческого освоения формируют тем самым новый уровень нового нижнего предела цены («кост-плюс традиц. ж/т-2» на рис. 1.23-Б). Однако (начиная с 1970-х гг.) более высокий, чем бывший ранее нижним пределом уровень текущих издержек старого традиционного жидкого топлива («кост-плюс традиц. ж/т-1» на рис. 1.23-А и 1.23-Б). Под воздействием эволюционного НТП («кривые обучения») уровень издержек нового традиционного жидкого топлива («кост-плюс традиц. ж/т-2» на

рис. 1.23-Б) будет продолжать какое-то время снижаться, правда, все с большим замедлением. Однако при этом и уровень стоимости замещения жидкого топлива («ст-ть замещ. ж/т-2» на рис. 1.23-Б) не будет стоять на месте, также под влиянием противоположно направленной пары факторов: НТП и природного фактора (правда, в сфере других, конкурирующих с жидким топливом, энергоресурсов). При этом и корзина конкурирующих с жидким топливом энергоресурсов может претерпеть изменение за время вхождения в текущий баланс жидкого топлива нового, недавно еще «нетрадиционного» его вида.

### 1.5.2. Нижний предел 1: предельные издержки

Существует довольно много исследований, определяющих уровни текущих издержек по добыче нефти в мире<sup>1</sup>. Однако, исходя из вышеизложенного, наибольший интерес, на наш взгляд, представляют не столько уровни текущих издержек по добыче нефти, сколько сегодняшние уровни предельных издержек, определяющие экономическую глубину возможного падения цен в перспективе (перспективный нижний технический предел падения цен).

В отношении будущего нижнего предела (дна падения) цен теоретическая картина довольно ясна. Однако ее практическое воплощение вызывает вопросы. В теории цены на нефть не должны падать ниже долгосрочных предельных издержек по добыче. В условиях сформированного мирового открытого рынка нефти это означает, что предельные издержки по добыче нефти определяются не в рамках отдельно взятой страны, а по миру в целом. Однако поскольку многие страны, располагая ресурсами углеводородов более дешевых по издержкам добычи стоимостных категорий, выбрали политику ограничения доступа к своим ресурсам (на что, кстати, имеют полное право в соответствии с нормами международного права о суверенитете государств над своими природными ресурсами), это вызывает необходимость вводить в эксплуатацию более дорогие месторождения при наличии неосвоенных более дешевых.

Как в свое время обосновал Ж.-М. Шевалье<sup>2</sup>, на которого я уже неоднократно ссылался в своих разделах книги и в более ранних работах, общей тенденцией с рубежа 1960–1970-х гг. является тенденция роста предельных и средних издержек по разведке и добыче углеводородов в мире. Поэтому, в качестве общей тенденции, нижний предел снижения цен, определяемый как уровень будущих текущих издержек «кост-плюс» (уровень цен, обеспечивающий безубыточную добычу) или сегодняшних предельных издержек, имеет с течением времени тенденцию к росту. Но в вечном противоборстве природного фактора и НТП этот рост имеет синусоидальную (волнообраз-

<sup>1</sup> Takin Manouchehr. Upstream costs and the price of oil. CGES, 11 November 2008.

<sup>2</sup> Шевалье Ж.-М. Нефтяной кризис: пер. с фр. М.: Мысль, 1975.

ную) траекторию: эволюционный НТП лишь замедляет (сдерживает) рост издержек, в то время как революционный НТП может на какое-то время переломить повышательную динамику издержек<sup>1</sup> (рис. 1.24).

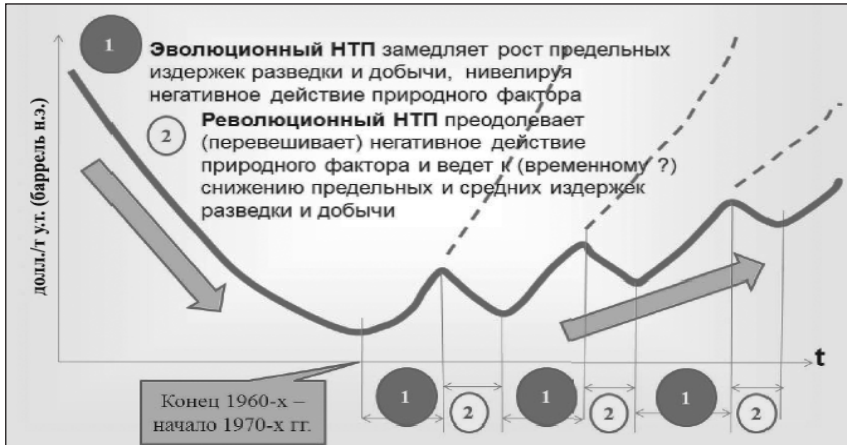


Рис. 1.24. Влияние эволюционного и революционного НТП на динамику издержек разведки и добычи углеводородов на этапе роста предельных издержек (после рубежа 1960–1970 гг.)

Источник: Конопляник А. А. Шестой инновационный кластер. Такую роль в российской экономике могут сыграть нефть и газ // Нефть России. 2012. № 4. С. 6–11 (ч. 1); № 5. С. 9–15 (ч. 2).

Итак, «допустимое» дно падения нефтяных цен (среднее за срок окупаемости инвестиций в добывающие проекты) не должно быть ниже долгосрочных (предельных) издержек производства по текущим и перспективным запасам. Но в отношении существующих оценок как числителя, так и знаменателя этой дроби существует многократный разброс оценок, которые зачастую вступают в прямое противоречие друг с другом. Про-

<sup>1</sup> Более подробно см., например: Конопляник А. А. Мировой рынок нефти: возврат эпохи низких цен? (последствия для России). М.: Изд-во ИНП РАН, 2000, 124 с.; *Он же*. Россия на формирующемся Евразийском энергетическом пространстве: проблемы конкурентоспособности. М.: Нефть Академик Паблишерз, 2004, 655 с.; *Он же*. И при низких ценах можно остаться с прибылью (уровни издержек при нефтедобыче, динамика и факторы их изменения) // Нефть России. 2000. № 9. С. 84–87; *Он же*. Новые роли открытий и переоценки запасов (научно-технический прогресс и снижение издержек) // Нефть России. 2000. № 11. С. 75–77; *Он же*. Когда спрос опережает предложение (стимулы и слагаемые процесса снижения издержек) // Нефть России. 2001. № 1. С. 64–67; *Он же*. Почему и почему? Некоторые причины роста цен на нефть и прогнозы дальнейшего развития событий // Нефть России. 2004. № 8. С. 106–109; Неудержимые издержки. Мировые цены на нефть идут на поводу у научно-технического прогресса // Нефть России. 2004. № 9. С. 80–83 (две последние — совместно с М. Беловой) и др.

должая обсуждение этого вопроса, начатое автором ранее<sup>1</sup>, в табл. 1.10 приведем обобщающие результаты только трех исследований, считающихся авторитетными, исследовательских центров, каждый из которых обчислил свою «кривую предложения» жидкого топлива по миру в целом:

- Международного энергетического агентства (рис. 1.25)<sup>2</sup>;
- Энергетического исследовательского центра Великобритании (рис. 1.26)<sup>3</sup>;
- Горной школы Колорадо (США), в сотрудничестве с Понтийским католическим университетом в Сантьяго (Чили) и Международным институтом прикладного системного анализа (Австрия) (рис. 1.27)<sup>4</sup>.

Таблица 1.10

### Дно падения нефтяных цен: где оно?

Расчетный прогнозный уровень предельных издержек, база расчетов и накопленный объем запасов, соответствующий расчетному уровню предельных издержек		
Международного энергетического агентства (2008 г.)	Горной школы Колорадо (2008 г.)	Энергетического исследовательского центра Великобритании (2006 г.)
110 долл./баррель (долл. 2008 г.)	35 долл./баррель (долл. 2006 г.)	90 долл./баррель (долл. 2000 г.)
По 580 крупнейшим месторождениям	По 937 открытым и не разведанным нефтегазоносным провинциям	
9 трлн баррелей	30 трлн баррелей	19 трлн баррелей
Взаимоисключающие результаты?		

*Источник: Конопляник А.А. В поисках «справедливости». Существует ли обоснованная цена на «черное золото» и каков может быть ее уровень? // Нефть России. 2011. № 10. С. 42–45; № 11. С. 11–16.*

Ссылка на большую или меньшую авторитетность или известность того или иного исследовательского центра, естественно, не может служить основанием для вывода о большей или меньшей обоснованности их оценок. Не имея доступа к «кухне» исследователей, различный уровень предельных издержек в оценке разных авторов в принципе можно объяснить неодинаковым учетом разных факторов, влияющих на их величину.

<sup>1</sup> См.: Конопляник А.А. Кто определяет цену нефти? Ответ на этот вопрос позволяет прогнозировать будущее рынка «черного золота» // Нефть России. 2009. № 3. С. 7–12; № 4. С. 7–11.

<sup>2</sup> International Energy Agency. World Energy Outlook, 2008. P. 218.

<sup>3</sup> Sorrell S., Speirs J., Bentley R., Brandt A., Miller R. Global Oil Depletion: An Assessment of the Evidence for a Near-Term Peak in Global Oil Production, UK Energy Research Center, August 2009. P. 3.

<sup>4</sup> Aguilera R. F., Eggert R. G., Lagos G. C. C., Tilton J. E. Depletion and the Future Availability of Petroleum Resources. Colorado School of Mines/Pontificia Universidad Catolica de Chile. Version 20 May, 2008. P. 20.

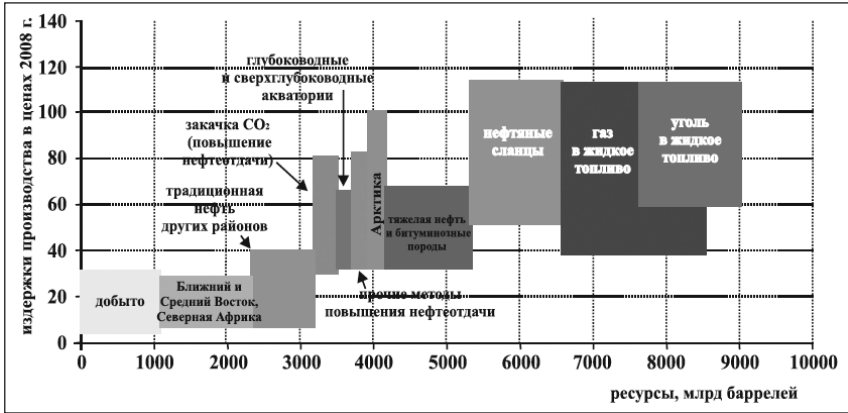


Рис. 1.25. Пределные издержки по добыче углеводородов из традиционных и нетрадиционных источников (МЭА)  
 Источник: International Energy Agency. World Energy Outlook, 2008.

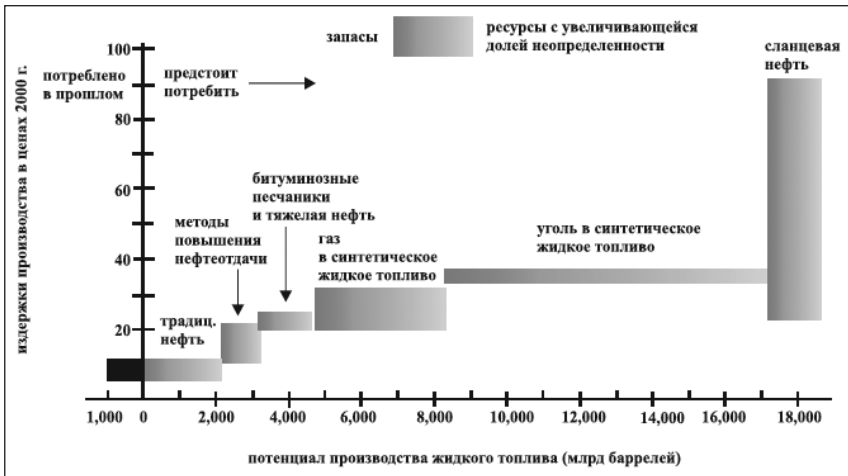


Рис. 1.26. Пределные издержки по добыче углеводородного топлива из традиционных и нетрадиционных источников (Энергетический исследовательский центр Великобритании)  
 Источник: Sorrell S., Speirs J., Bentley R., Brandt A., Miller R. Global Oil Depletion: An Assessment of the Evidence for a Near-Term Peak in Global Oil Production, UK Energy Research Center, August 2009.

Так, объем текущих и перспективных запасов (не ресурсов!), учитываемых при оценке предельных издержек, должен перекрывать перспективный спрос. Поэтому для их расчета необходимы как минимум следующие компоненты.



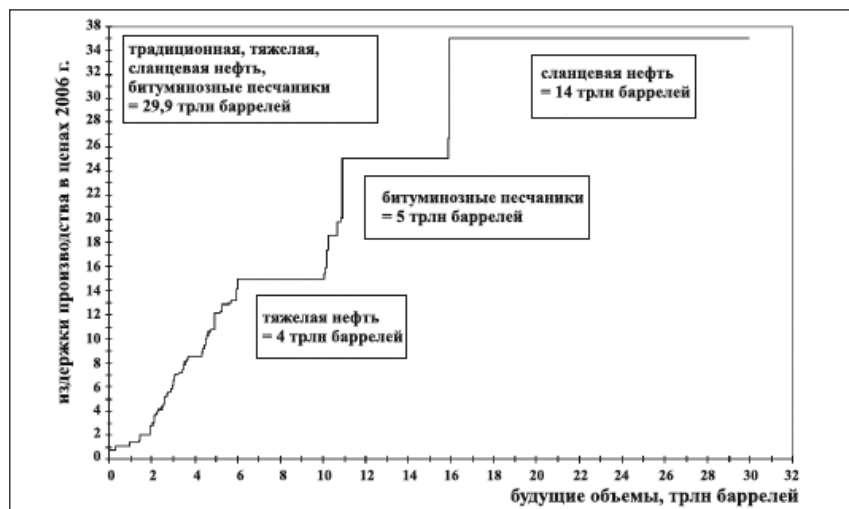


Рис. 1.27. Кривая долгосрочного предложения (накопленным итогом по 937 нефтегазоносным провинциям) по ресурсам традиционной нефти и нетрадиционным источникам жидких углеводородов (Горная школа Колорадо и др.)

Источник: Aguilera R. F., Eggert R. G. G. Lagos C. C., Tilton J. E. Depletion and the Future Availability of Petroleum Resources. Colorado School of Mines // Pontificia Universidad Catolica de Chile. Version 20 May, 2008.

*Первое.* Необходим прогноз спроса, который разными авторами может оцениваться по-разному. Закладывали ли вышеприведенные авторы в основу своих расчетов свои собственные или чужие прогнозы спроса на энергоресурсы? И какие параметры закладывали в основу своего прогнозирования? Специалисты МЭА — известного прогностического международного центра, выпускающие раз в два года «Прогнозы развития мировой энергетики», которые неизменно становятся профессиональными бестселлерами и источниками для использования в других исследованиях, — наверняка закладывали в основу расчетов свои же прогнозы спроса. А другие организации?

*Второе.* Требуется расчет «подушки безопасности», т. е. того объема дополнительно вовлекаемых в хозяйственный оборот «резервных» мощностей по добыче, который должен перекрывать уровень прогнозируемого спроса и который нужен в качестве запаса прочности для эффективного функционирования мировой системы нефтеснабжения. Понятно, что с течением времени, по мере роста степени диверсифицированности мировой системы нефтеснабжения, величина подушки безопасности имеет тенденцию к снижению. Какой объем резервных мощностей учитывали (и учитывали ли вообще) специалисты разных ис-

следовательских центров? Так, по расчетам инвестиционного банка ВТБ «Капитал», уровень резервных мощностей по добыче нефти колеблется в последние 10 лет в диапазоне от 2 до 7,5%<sup>1</sup>. Дополнительные 5%-ные пункты в правой части кривой предложения могут резко «задрать вверх» кривую предельных издержек.

*Третье.* Не все известные «предельные» ресурсы должны учитываться при расчете предельных издержек (возможность доступа к ресурсам разных стоимостных категорий на кривой предложения). Поскольку часть государств, располагающих ресурсами более низких стоимостных категорий, проводит политику ограничения<sup>2</sup> или избирательного<sup>3</sup> доступа к своим энергоресурсам, для покрытия перспективного мирового спроса на нефть потребуются дополнительное вовлечение в хозяйственный оборот ресурсов более дорогих категорий, чего не потребовалось бы в случае проведения всеми странами политики открытого доступа к своим природным ресурсам. Однако международное право предоставляет обоснованное право суверенным государствам проводить политику суверенитета по отношению к своим природным ресурсам и самим определять, какую степень открытости/закрытости объявлять в отношении доступа к ним «в интересах их национального развития и благосостояния населения соответствующих государств».

Об этом говорят Резолюция 1803 «Неотъемлемый суверенитет над естественными ресурсами» 17-й сессии Генеральной Ассамблеи ООН от 14 декабря 1962 г. и ст. 18 «Суверенитет над энергетическими ресурсами» договора к Энергетической хартии, вступившего в силу 16 апреля 1998 г. и ставшего неотъемлемой частью системы международного права. С нашей точки зрения, не вполне обоснованно характеризовать такую политику как «ресурсный национализм», поскольку этот термин создает негативные коннотации. Правильным, на наш взгляд, называть ее политикой «ресурсного рационализма» при том, что каждая страна вправе сама определять уровень рациональной, с ее точки зрения, открытости в предоставлении доступа к своим национальным энергоресурсам.

*Четвертое.* После 1970 г., как известно, в мировой нефтяной отрасли происходит рост предельных издержек по разведке и добыче нефти. Поэтому, чем больший объем запасов вовлекается в хозяйственный оборот, тем выше должны быть предельные издержки. Таким образом, и формирование подушки безопасности, и политика «закрытости» или «ограничения доступа» ведут к дополнительному ускоренному росту предельных

<sup>1</sup> VTB Capital, Industry Comment, Global Markets, Commodities, 8 July 2011.

<sup>2</sup> То есть полного закрытия или лимитирования доступа к своим ресурсам для всех или определенных групп инвесторов.

<sup>3</sup> То есть не обязательно предоставляя первоначально доступ к ресурсам или районам залегающих ресурсов наиболее дешевых категорий.

издержек по добыче. Однако только «при прочих равных условиях», т. е. без учета фактора научно-технического прогресса (НТП). В прогнозных расчетах предельных издержек важно понимать, как учитывалось (и учитывалось ли) соотношение «эволюционного» и «революционного» НТП, а также эффект «кривой обучения» (*learning curve*) для предельных издержек в рамках эволюционного НТП разных этапов. Как известно, на каждом этапе эволюции рынков, на уровень средних и предельных издержек влияет соотношение природного фактора и НТП. Результатом их извечного противоборства в период после начала 1970-х гг. является временное замедление роста или даже снижение предельных издержек<sup>1</sup>. Поэтому оценка перспектив НТП на перспективу одного-двух инвестиционных циклов выступает важным фактором, влияющим на величину оценки предельных издержек.

Понятно, что для оценки предельных издержек необходима, насколько это возможно, примерная экономическая оценка запасов углеводородов, вовлекаемых в хозяйственный оборот на перспективном временном горизонте. Оценить предельные издержки можно только как издержки производства маргинальных, т. е. «закрывающих» баланс производственных мощностей, проектов по добыче, а значит, как величину издержек, среднюю за срок жизни «маргинальных» проектов. Таким образом, понятно, что сегодняшние предельные издержки охватывают горизонт прогнозирования в рамках полного срока разработки месторождений, т. е. порядка 20–30 лет. Именно на этот упреждающий период необходима оценка всех ингредиентов расчета предельных издержек.

Отсюда *пятое*. Экономическая оценка издержек подразумевает финансирование их освоения. Это значит, в расчет предельных издержек необходимо включать оценку стоимости заемного капитала, поскольку большая часть капиталовложений в проекты по добыче углеводородов осуществляется на принципах так называемого «проектного» или «долгового» финансирования. То есть надо учитывать не только технические компоненты предельных издержек, но и их финансовые компоненты, которые для разных энергоресурсов и для разных стран будут разными, так же, как и для компаний, занимающихся их освоением (различные кредитные рейтинги для стран, компаний и проектов). Учитывается ли этот фактор авторами прогнозных оценок предельных издержек?

Исходя из вышеизложенного, следует, что результаты расчетов предельных издержек у различных авторов могут не совпадать, и довольно значительно, если они по-разному учитывали все (или некоторые) вышеприведенные факторы, влияющие на величину предельных издержек.

---

<sup>1</sup> См.: Конопляник А.А. И при низких ценах можно остаться с прибылью (уровни издержек при нефтедобыче, динамика и факторы их изменения) // Нефть России. 2000. № 9. С. 84–87; *Он же*. Когда спрос опережает предложение (стимулы и слагаемые процесса снижения издержек) // Нефть России. 2001. № 1. С. 64–67.

Однако результаты расчетов приведенных авторов не только не совпадают, но показывают в табл. 1.10 взаимоисключающую картину. Так, если расположить прогнозы, приведенные в табл. 1.10 в порядке нарастания вовлеченной в экономическую оценку ресурсной базы углеводородов, и принять за точку отсчета уровень предельных издержек прогноза МЭА (их оценка запасов углеводородов, учитываемых при расчете предельных издержек, минимальна среди приведенных в таблице оценок), то получим, что:

- оценка предельных издержек в прогнозе Энергетического исследовательского центра Великобритании должна быть не на 20% ниже, чем у МЭА, а примерно (или более чем) вдвое выше, чем у МЭА;
- оценка предельных издержек в прогнозе Горной школы Колорадо и др. должна быть не втрое ниже, а втрое или более чем втрое выше, чем у МЭА.

Если брать за точку отсчета иные прогнозы в рамках приведенной триады, то расчетная величина предельных издержек в оставшихся двух других прогнозах должна меняться также разнонаправленно. Это означает, что в расчете предельных издержек не существует сегодня методологического единства мнений.

Видимо, необходимо провести непредвзятую оценку долгосрочных предельных издержек производства для углеводородов по миру в целом на базе единой согласованной на международном уровне методологии. В этом видится обоснованная конкурентная ниша международных энергетических организаций. Некоторое время назад было предложено распространить на газовую сферу известный проект *JODI (Joint Oil Development Initiative* — Совместная инициатива в отношении данных о нефти), реализуемый тремя международными организациями: Международным энергетическим форумом, Международным энергетическим агентством и Организацией стран — экспортеров нефти. Проект *JODI* находится пока на начальной стадии реализации — на стадии сбора систематической информации по натуральным показателям, характеризующим функционирование мировой нефтяной отрасли (запасы, добыча, потребление). Выход на экономические показатели ее функционирования, в частности на подготовку регулярной статистики издержек (как средних, так и предельных) добычи углеводородов, является, на наш взгляд, важнейшей, но пока лишь перспективной задачей. На пути ее реализации, однако, лежит множество препятствий. Но только решение этой задачи поможет корректно и непротиворечиво оценивать меняющийся с течением времени уровень предельных издержек разведки и добычи углеводородов в качестве дна возможного падения цен на нефть в рамках неустойчивой их динамики, являющейся, увы, закономерным результатом построения архитектуры мирового рынка нефти по англосаксонской модели.

### 1.5.3. Нижний предел 2: цена бездефицитного бюджета Саудовской Аравии

Допустимый порог снижения (глубина падения) нефтяных цен для государства и нефтяных компаний различна: для компаний — не ниже долгосрочных предельных издержек, для государства — не ниже цены бездефицитного бюджета. Последнее является желательным, но не обязательным требованием, ибо существуют общепризнанные долговые инструменты, дающие возможность осуществлять политику бюджетного дефицита. При этом цена бездефицитного бюджета может быть (в зависимости от уровня и эффективности государственных расходов) существенно выше уровня долгосрочных предельных издержек.

Своей политикой в области государственных расходов любое государство может повлиять на уровень цены бездефицитного бюджета — как задирая ее вверх (увеличивая номенклатуру государственных расходов, наращивая присутствие государства в экономике и повышая неэффективность использования полученных нефтедолларов, в первую очередь, за счет «коррупционного налога»), так и опуская вниз (сокращая государственные расходы за счет, в первую очередь, уменьшения присутствия государства в экономике и повышая эффективность расходования государственных средств, в том числе за счет снижения уровня коррупции).

Своей выверенной инвестиционной политикой принимающее государство может повлиять на уровень предельных издержек, стимулируя инвестиционную деятельность производственных компаний. Носителями инноваций является капитал. Поэтому только прямые инвестиции (применение более современных и более эффективных технологий) могут обеспечить сдерживание роста и (или) снижение текущих и предельных издержек в долгосрочном плане. Это делает допустимым для компаний более глубокое — и главное, безубыточное для них — снижение (падение) цен, поскольку при разумной налоговой политике (в первую очередь это означает, что она должна быть гибкой) производственные компании при любых ценах выше уровня дна их допустимого падения будут оставаться с прибылью, что не будет прерывать процесс расширенного воспроизводства.

В краткосрочном плане возможность повлиять на уровень цен вне связи с уровнем издержек есть далеко не у всех государств и компаний, а лишь у некоторых государственных компаний (являющихся, по сути, инструментом осуществления государственной экспортной политики, проводимой государством-акционером и собственником ресурсов углеводородов) и у единичных государств-экспортеров за счет маневра резервом производственных мощностей по добыче нефти.

И это те немногие государства (или даже то единственное государство — Саудовская Аравия), у кого предельные издержки минимальны, а цена бездефицитного бюджета (в силу, например, социально-демо-

графической ситуации в стране) заметно ниже уровня текущих цен на нефть. Существуют также ограниченные возможности краткосрочного влияния на цены вне связи с предельными издержками у государств как импортеров, так и экспортеров за счет маневра накопленными товарными запасами.

После падения цен на нефть в конце 2008 г. до уровня 35 долл./баррель с достигнутого ими ранее в том же году исторического максимума 147 долл./баррель активизация разговоров о «справедливой» цене на нефть стала наблюдаться, в первую очередь, со стороны нефтедобывающих государств. Это, на первый взгляд, удивительно, наиболее активно об этом говорили те страны, в которых наиболее низкий уровень издержек по добыче нефти, в первую очередь — Саудовская Аравия.

Так, в начале декабря 2008 г. в прессе отмечалось, что министр нефти и минеральных ресурсов Саудовской Аравии Аль-Наими ранее назвал 75 долл./баррель «справедливой ценой» за черное золото. Комментируя его слова, министр нефти Нигерии Одейн Аджумогобиа заявил, что его страна будет «счастлива», если стоимость нефти будет составлять 75 долл./баррель. В то же время О. Аджумогобиа выразил неуверенность, что рынок может «достичь ее»<sup>1</sup>. Однако, как справедливо заметил тогдашний Генеральный секретарь Международного энергетического форума Ное ван Ульст в ходе заседания Глобального форума по сырьевым биржевым товарам в Женеве 31 января 2011 г., «когда Саудовская Аравия говорит — рынок слушает». И не только слушает, но и многократно ретранслирует услышанное, повторяет сказанное, создавая тем самым эффект многократного повторения «авторитетного мнения», поначалу со ссылкой на него, а затем и в качестве уже общего места, как бы общепризнанной истины, не требующей доказательства или объяснения. То же произошло и с оценкой, высказанной и впоследствии неоднократно повторяемой саудовским министром нефти Аль-Наими.

В том же декабре 2008 г. влиятельная арабская газета «аш-Шарк аль-Авсат» сообщает, что большинство членов ОПЕК считают «справедливой ценой» цену не менее 70 долл. за баррель. «Справедливая цена нефти — 75 долл.», — заявил на днях король Саудовской Аравии, крупнейшего экспортера черного золота, Абдалла. Такой же позиции придерживаются Нигерия и Ирак, писали в газете<sup>2</sup>. В последующий период Аль-Наими, члены королевской семьи и представители нефтяных кругов Саудовской Аравии неоднократно озвучивали цифры в диапазоне от 60–70 до 70–80 долл./баррель как уровень справедливых цен на нефть. В итоге, сходные цифры стали указывать должностные лица или специалисты и других стран, не исключая и Россию.

<sup>1</sup> Служба новостей «Нефтегазовой Вертикали», 01.12.2008.

<sup>2</sup> Право ТЭК, 01.12.2008 (со ссылкой на «Время новостей»).

Так, 18 ноября 2008 г. председатель Союза нефтегазопромышленников РФ Ю. К. Шафраник сообщил на пресс-конференции в Москве, что «65 долл./барр. — минимальная цена, которая может обеспечить добывающим странам, добывающим компаниям с минимальной рентабельностью жизнь и работу»<sup>1</sup>. А тогдашний министр энергетики РФ С. И. Шматко 18 ноября 2008 г. назвал «справедливой» ценой нефти уровень более 60 долл./баррель<sup>2</sup>. В ходе очередного ежегодного Санкт-Петербургского экономического форума (июнь 2009 г.) организаторами его энергетической сессии был проведен опрос присутствовавших на этой сессии менеджеров крупнейших российских и зарубежных нефтяных компаний (в присутствии Президента России) об уровне «справедливой цены на нефть». Большинство ответов распределилось в том же диапазоне от 60—70 до 70—80 долл./баррель. И вот уже тогдашний вице-премьер Правительства РФ Игорь Сечин сообщает журналистам в рамках XIII Санкт-Петербургского экономического форума, что он считает комфортной для российской экономики цену на нефть не ниже 75 долл./баррель<sup>3</sup>. Факт наличия «справедливой» цены нефти и его уровень выше 60 долл./баррель отстаивал в телевизионной полемике с автором этих строк некий «эксперт ООН» в феврале 2011 г.<sup>4</sup> и т. д. Цитатный ряд можно продолжать. Ясно одно: позиция, озвученная Саудовской Аравией, стала постепенно «общим местом» или общепринятой позицией большинства нефтяного сообщества.

Что же лежит в основе позиции Саудовской Аравии в отношении уровня «справедливой» цены на нефть? На наш взгляд, только одно: желание обеспечить цену, гарантирующую бездефицитный бюджет Королевства. При этом у страны имеются механизмы обеспечения этого уровня «справедливой», по ее мнению, цены.

Понятно, почему именно в конце 2008 г. и в 2009 г. происходила наиболее активная обработка мирового общественного мнения Саудовской Аравией в отношении необходимости обеспечения «справедливого» уровня мировой цены на нефть. С 2003 г. (начало роста мировых цен в десятилетие «нулевых») по 2008 г. (год исторического максимума нефтяных цен) фактическая цена на нефть ОПЕК существенно превышала цену, обеспечивающую Саудовской Аравии сведение бездефицитного бюджета. Однако в 2009 г. фактическая цена на нефть ОПЕК оказалась примерно на 1/8 ниже цены бездефицитного бюджета (рис. 1.28), что и вызвало, на наш взгляд, активизацию кампании представителями Саудовской Аравии по обоснованию уровня «справедливой» цены на нефть выше пороговой

<sup>1</sup> Право ТЭК, 18.11.2008 (со ссылкой на Прайм-ТАСС).

<sup>2</sup> Служба новостей «Нефтегазовой Вертикали», 01.12.2008.

<sup>3</sup> Право ТЭК, 05.06.2009 (со ссылкой на РБК).

<sup>4</sup> См.: URL: [www.konoplyanik.ru/interviews/04.02.11](http://www.konoplyanik.ru/interviews/04.02.11).

«цены бездефицитного бюджета» Королевства. Последний раз министр Аль-Наими указывал ценовой диапазон 70–80 долл./баррель в качестве уровня «справедливой» цены на нефть и «оптимального диапазона», отвечая на вопрос автора о приемлемом для его страны уровне цен в конце января 2011 г. в Женеве в ходе заседания Глобального форума по сырьевым биржевым товарам.

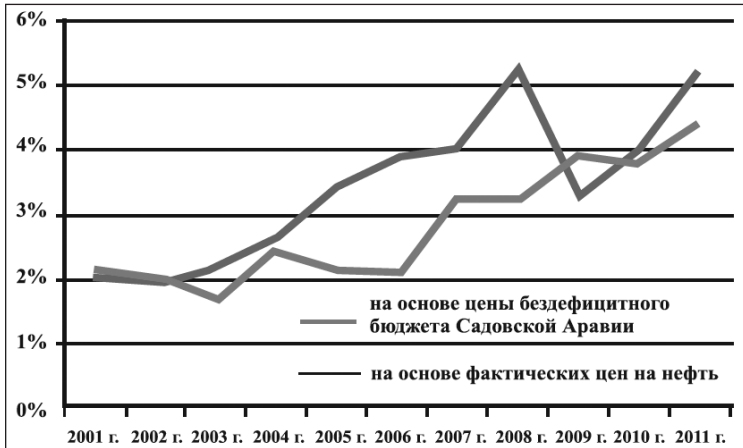


Рис. 1.28. Доля затрат на потребление нефти в мировом ВВП: по фактическим ценам и по цене бездефицитного бюджета Саудовской Аравии

Источник: Arab Spring will impact oil prices in the long term. CGES, Monthly Oil Report, August 2011.

Этот ценовой диапазон становится понятен, если рассмотреть расчетную структуру цены нефти ОПЕК, необходимой Саудовской Аравии для сведения бездефицитного бюджета. Не вызывает сомнений компетенция в этом вопросе специалистов Центра глобальных энергетических исследований (ЦГЭИ, на расчеты которого идет отсылка), возглавляемого шейхом Ахмедом Заки Ямани, который с 1962 по 1986 г. был министром нефти и минеральных ресурсов Саудовской Аравии и знает саудовскую «кухню» изнутри. По расчетам ЦГЭИ, диапазон цен 70–80 долл./баррель обеспечивает стране как минимум покрытие текущих расходов бюджета, обслуживание госдолга и финансирование большей части инвестиционной программы, а по максимуму — то же самое, только финансирование уже всей инвестиционной программы и формирование резерва на непредвиденные расходы.

По мнению специалистов ЦГЭИ, обнародованному в начале 2011 г.<sup>1</sup>, для покрытия своих текущих бюджетных расходов в 2011 г., после вы-

<sup>1</sup> Drollas L. Saudi Arabia's target oil price in 2011. CGES, Global Oil Insight, March 2011.



чета планируемых ненефтяных и инвестиционных доходов, Саудовской Аравии была необходима цена корзины нефтей ОПЕК на уровне 53 долл./баррель (табл. 1.11). Для дополнительного обеспечения инвестиционной программы, объемом 70 млрд долл. (складывающейся из 22 млрд долл. на оборону, 18 млрд долл. на образование и подготовку рабочей силы, 13 млрд долл. на инфраструктурные проекты, водоподготовку и т. д.), стране необходима цена корзины нефтей ОПЕК 79 долл./баррель. Цена 83 долл./баррель позволила бы Королевству покрыть все текущие и капитальные расходы и сформировать резерв на непредвиденные расходы в размере 10 млрд долл.

Таблица 1.11

**Цена нефти ОПЕК, необходимая Саудовской Аравии  
для сведения бездефицитного бюджета, долл./баррель (\*)**

	2010 г.	2011 г.
... для покрытия текущих расходов бюджета и обслуживания долга (2010: 144,5 млрд долл.)	61	53
... то же плюс капитальные расходы (2010: 20 млрд долл.)	71	79
... то же плюс резерв на непредвиденные расходы (2010: 5 млрд долл.; 2011: 10 млрд долл.)	74	83 (90**)
Расчетный уровень добычи нефти, млн баррелей в сутки	8,3	9,1

\* За вычетом ненефтяных и инвестиционных доходов. По расчетам Центра глобальных энергетических исследований (Лондон).

\*\* Эффект «арабской весны».

*Источник: Конопляник А.А.* В поисках «справедливости». Существует ли обоснованная цена на «черное золото» и каков может быть ее уровень? // Нефть России. 2011. № 10. С. 42–45; № 11. С. 11–16. Составлено автором по: Lee J. (CGES). Changes in Oil Prices and the Impact on Gas // CGES presentation at Argus European Natural Gas/LNG Trading Conference, London 6–7th October 2010; Drollas L. (CGES). Saudi Arabia's target oil price in 2011 // CGES, Global Oil Insight, March 2011.

Однако в течение года оценки были пересмотрены. События «арабской весны» привели к тому, что многие нефтедобывающие государства региона увеличили социальные расходы, в результате чего уровень цен бездефицитного бюджета был повышен, в частности в Саудовской Аравии (по всем статьям расходов) — до 90 долл./баррель<sup>1</sup>.

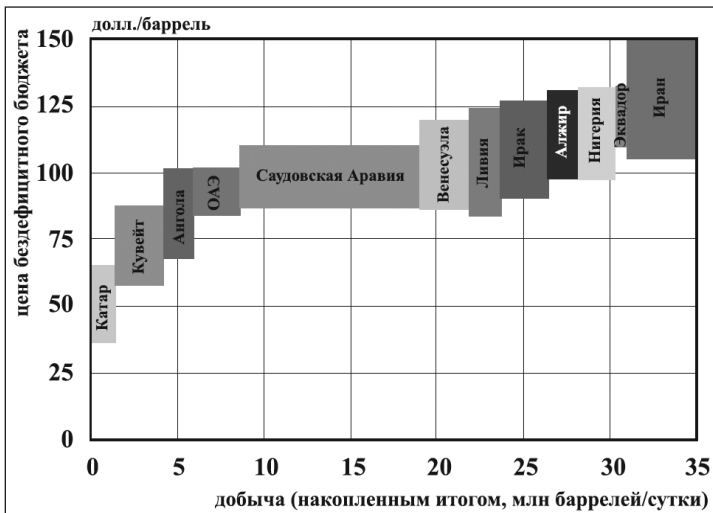
Существуют и другие оценки цены бездефицитного бюджета Саудовской Аравии. Так, по данным Е. Гурвича<sup>2</sup>, цена «бездефицитного бюджета» Саудовской Аравии является наивысшей среди основных стран

<sup>1</sup> Arab Spring will impact oil prices in the long term. CGES, Monthly Oil Report, August 2011.

<sup>2</sup> Выступление Гурвича Е.Т., руководителя экономической экспертной группы, на семинаре «Волатильность мировых цен на нефть — угроза бюджетному процессу», организованном в рамках Форума «Нефтегазовый диалог» ИМЭМО РАН 22 июня 2011 г.

ОПЕК (кроме Алжира и Ирана). Нефтяные цены, обеспечивающие сбалансированный бюджет в бюджетном 2008–2009 гг., составили (судя по всему, по текущим бюджетным расходам, долл./баррель): ОАЭ — 23, Катар — 24, Кувейт — 33, Азербайджан — 40, Ливия — 47, Саудовская Аравия — 49 (по оценке ЦГЭИ — 59<sup>1</sup>, сходную цифру — порядка 60, называют Л. Григорьев и А. Курдин<sup>2</sup>), Алжир — 56, Казахстан — 59, Иран — 90, в среднем по выборке — 47.

Если учитывать все компоненты бюджетных расходов, то разброс цен бездефицитного бюджета стран ОПЕК, по расчетам главного экономиста *APICORP* Али Аисауи, является трехкратным: их средние значения колеблются от 50 долл./баррель у Катара до 130 долл./баррель у Ирана. При этом Саудовская Аравия (100 долл./баррель) располагается чуть выше середины диапазона (рис. 1.29). Таким образом, все указанные исследователи дают не сильно отличающиеся уровни цены нефти бездефицитного бюджета Саудовской Аравии по текущим и полным бюджетным расходам.



Примечание: зоны отдельных стран ОПЕК (прямоугольники) на графике: ширина — уровень добычи в стране, высота — диапазон цен бездефицитного бюджета.

Рис. 1.29. Нефтяные цены бездефицитных бюджетов стран-членов ОПЕК, 2012 г. (по данным *APICORP*)

Источник: Aissaoui A. Fiscal Break-Even Price Revisited: What More Could They Tell Us About OPEC Policy Intent. *APICORP Research, Economic Commentary*. 2012. Vol. 7. № 8–9. August–September.

<sup>1</sup> Arab Spring will impact oil prices in the long term. CGES, Monthly Oil Report, August 2011.

<sup>2</sup> Григорьев Л., Курдин А. Непоколебимое влияние. Государства ОПЕК продолжают играть важную роль в глобальной экономике // Нефть России. 2012. № 10. С. 27.

Но Королевство является единственной страной в ОПЕК, да и, пожалуй, во всем мире, кто может реально влиять на цену нефти на ее физическом рынке, проводя политику маневрирования объемами резервных мощностей по добыче. На долю Саудовской Аравии приходится и, по оценкам, будет приходиться в ближайшие годы 3/4 суммарных резервных мощностей ОПЕК. Это значит, именно (и, пожалуй, только) от Саудовской Аравии будет зависеть возможность удержания требуемой ей цены бездефицитного бюджета. Но в нынешнем глобальном мире очень тяжело добиться согласия международного сообщества с позицией одной страны, построенной на удовлетворении национальных интересов этой одной страны.

Поэтому, на наш взгляд, и произошла подмена понятий: вместо «цены бездефицитного бюджета Саудовской Аравии» в оборот была запущена терминология «справедливой» и (или) «обоснованной» цены на нефть, подхваченная теми странами, кому это на руку, например, потому, что у них цена бездефицитного бюджета еще выше, как, например, в России.

С исследованиями, в которых говорится, что «со временем нижний предел (нефтяной цены), определяемый бюджетными расходами Саудовской Аравии, будет повышаться»<sup>1</sup>, нельзя не согласиться.

#### 1.5.4. Верхний предел 1: предел платежеспособного спроса

В отношении верхнего порога динамики цен на нефть автору близка и позиция И. Башмакова, опирающаяся на теорию предела платежеспособного спроса, что «возможности роста цен нефти иссякают, как только доля расходов на энергию в ВВП превышает 10–11%»<sup>2</sup>. С учетом эволюции структуры и эффективности энергопотребления и динамики цен на энергоресурсы это означает, что допустимая доля нефти в мировом ВВП должна быть в пределах 5%. На современной стадии ценообразования на нефть на мировом рынке (т. е. на стадии биржевого ценообразования — четвертый и пятый этапы) доля расходов на нефтепотребление в мировом ВВП составляет менее 3% на четвертом этапе и 3–5% на пятом этапе эволюции рынка нефти (рис. 1.30)<sup>3</sup>.

Мировая экономика пришла к этим значениям через их подъем, вплоть до максимального запретительного уровня, и снижение до при-

---

<sup>1</sup> Григорьев Л., Курдин А. Непокоримое влияние. Государства ОПЕК продолжают играть важную роль в глобальной экономике // Нефть России. 2012. № 10. С. 27.

<sup>2</sup> Башмаков И. Выступление в центре Карнеги «Мировой энергетический кризис и возможности прогнозирования цен на энергию»: <http://www.cenef.ru/file/Bashmakov%2003.pdf>.

<sup>3</sup> Башмаков И. Выступление на семинаре «Волатильность мировых цен на нефть — угроза бюджетному процессу» организованном в рамках Форума «Нефтегазовый диалог» ИМЭМО РАН 22 июня 2011 г.; *Он же*. Цены на нефть: пределы роста и глубины падения // Вопросы экономики. 2006. № 3.

емлемых величин. В начале 1970-х гг. завершился длительный период формирования цен на нефть в международной торговле компаниями Международного нефтяного картеля (первый этап, 1928–1947 гг., — период однобазовой системы цен, второй этап, 1947–1971 гг., — период двухбазовой системы цен) и начался третий этап ценообразования — период официальных отпускных цен ОПЕК. В ходе первого нефтяного кризиса 1973–1974 гг. ОПЕК четырехкратно увеличил цены. Доля затрат на потребление нефти в мировом ВВП выросла с 1 до 4%. Результат — мировой экономический кризис 1975–1976 гг., ибо государства-потребители не были готовы и не были способны к мгновенной перестройке своих экономик с энергорасточительной модели энергопотребления, свойственной «золотому десятилетию» 1960-х гг. с низкими и стабильными ценами на нефть и обильным бесперебойным нефтеснабжением, к новой энергоэкономной (энергоэффективной) модели экономического роста в условиях возможных ограничений на поставки.

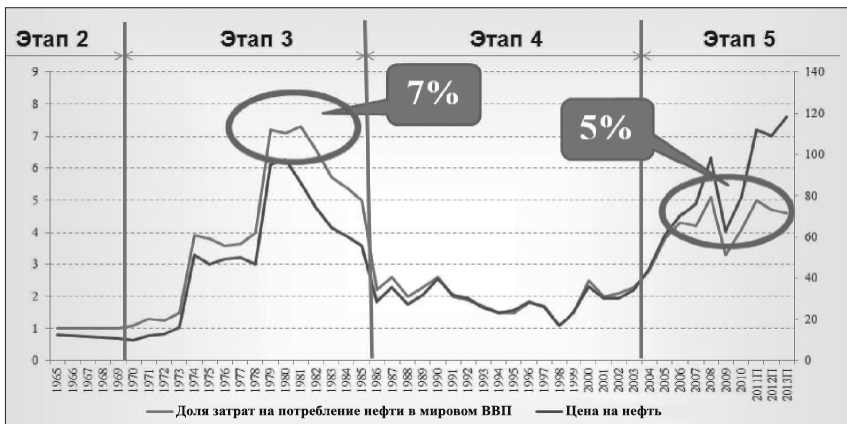


Рис. 1.30. Цена на нефть (прав. шк., долл./баррель, в ценах 2010 г.) и доля затрат на потребление нефти в мировом ВВП (лев. шк., %)

Источник: Конопляник А. А. В поисках «справедливости».

Существует ли обеснованная цена на «черное золото» и каков может быть ее уровень? // Нефть России. 2011. № 10. С. 42–45; № 11. С. 11–16.

Второй нефтяной кризис 1979–1980 гг. (последствия иранской революции) привел к еще пятикратному росту текущих цен, которые достигли своего тогдашнего пика 41 долл./баррель в третьем квартале 1981 г. Доля затрат на потребление нефти в мировом ВВП достигла в тот период своего исторического максимума, превысив 7% (см. рис. 1.30). Именно после второго нефтяного кризиса стали проявляться результаты запущенных ранее (после первого нефтяного шока) программ по экономии энергии, замещению жидкого топлива альтернативными энергоресурсами в по-

треблении (в первую очередь, мазута в балансе котельно-печного топлива электростанций), административного сдерживания/ограничения масштабов потребления. После второго нефтяного кризиса эти меры интенсифицировались. Все это дало свой результат. И цены на нефть, и доля затрат на ее потребление в ВВП пошли вниз, рухнув в 1986 г.

Тогда начался четвертый этап ценообразования на сформированном к тому времени мировом рынке нефти — этап биржевого ценообразования при доминировании хеджеров, который продлился до первой половины десятилетия «нулевых». Все это время цены на нефть колебались в пределах 15–25 долл./баррель в текущих ценах, а доля нефти в ВВП сохранялась в коридоре вокруг 2%-ной отметки, провалившись лишь однажды до уровня 1% во время нефтяного «антикризиса» 1998 г. по следам азиатского кризиса 1997 г.

В начале прошлого десятилетия начался рост цен на нефть и новый этап ценообразования — этап биржевого ценообразования при доминировании нефтяных спекулянтов. Последние, опираясь на совокупность факторов, описанных выше, раскрутили ценовую спираль до исторического максимума 147 долл./баррель в июле 2008 г. В постоянных ценах 2010 г. среднегодовая цена нефти в 2008 г. (98,5 долл./баррель) соответствует цене 1980 г. (97,5 долл./баррель), однако доля нефти в ВВП в 2008 г. (5%) находится на гораздо более низком уровне, чем в 1980–1981 гг., когда она превысила 7% (см. рис. 1.30) — результат интенсивной структурной перестройки мировой экономики в направлении частичного ухода от нефти и повсеместного повышения эффективности ее использования. По расчетам инвестбанка «Ренессанс Капитал», чтобы доля нефти в мировом ВВП сегодня оказалась на неприемлемо высоком для мировой экономики уровне 1980–1981 гг., среднегодовая цена на нефть в 2010 г. должна была бы быть не 79,5, а 152 долл./баррель<sup>1</sup>, т. е. продержаться весь год на уровне точечного пикового ее значения, достигнутого 17 июля 2008 г.

Мировые цены на нефть, соответствующие «новому» уровню цен бездефицитного бюджета Саудовской Аравии (90–100 долл./баррель), являются вполне «перевариваемыми» мировой экономикой, ибо вписываются в 5%-ный коридор затрат на нефть в ВВП (рис. 1.31). Это подтверждают данные рис. 1.31, из которого следует, что удерживание доли нефти в ВВП в 5%-ном коридоре обеспечивает примерно такие же темпы экономического роста, что и в начале десятилетия «нулевых». И даже более высокие, чем в 1990-е гг., при более низкой доле нефти в ВВП.

Однако на короткое время цена на нефть может вырасти настолько, что пробьет потолок приемлемого значения доли нефти в ВВП. Но это может

---

<sup>1</sup> The revolutionary nature of growth. — Renaissance Capital, Frontier and Emerging markets: Economics, Update: Economics and Strategy research, 22 June 2011. P. 27.

произойти только на очень малое время, как это было в 2008 г. И виной тому снова, как и в 2008 г., на наш взгляд, будут ненефтяные спекулянты — глобальные финансовые инвесторы во главе с крупнейшими инвестиционными (преимущественно американскими) банками. Уже ни для кого не секрет, что именно крупнейшие инвестбанки раскручивали во второй половине десятилетия «нулевых» ценовую спираль, формируя общественное мнение и спекулируя (не фигурально, а буквально) на создаваемых ими же ожиданиях роста цен на нефть. Так, на пике нефтяных цен в середине 2008 г. вышел очередной прогноз банка *Morgan Stanley*, прогнозирувавший возможность дальнейшего роста цен до 250 долл./баррель. И это при том, что эти же инвестбанки являются крупнейшими трейдерами на рынке нефти. Процесс финансиализации рынка нефти дошел до кульминации. Расследование Комиссии по срочной биржевой торговле США (*CFTC*) показало, что авторами ценового рекорда на рынке нефти были крупнейшие инвестбанки — в момент взлета цен на сырье большая часть позиций была открыта спекулянтами, самые крупные позиции зафиксированы у *Goldman Sachs* и *Morgan Stanley*<sup>1</sup>. *CFTC* стремился ввести ограничения на позиции крупных инвесторов на сырьевых рынках уже в 2012 г. Это должно было уменьшить амплитуду колебаний цен, в частности уменьшить ее всплески в результате формирования очередных «ценовых пузырей» по аналогии с 2008 г., и помочь удержать долю нефти в ВВП в приемлемых для мировой экономики пределах ниже 5%.

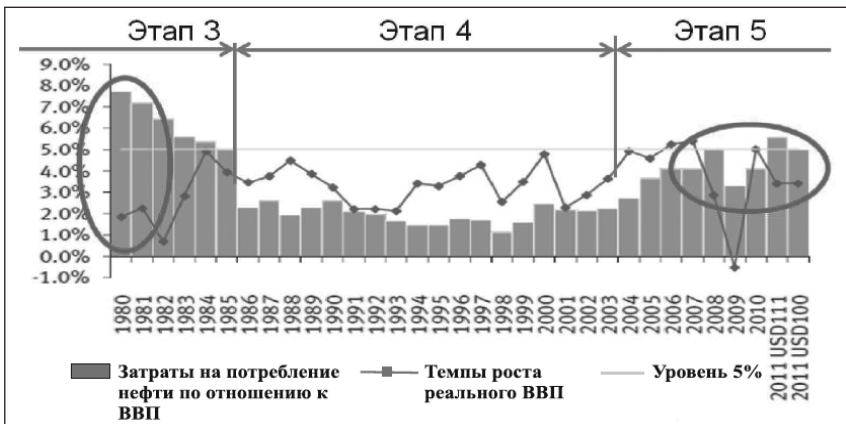


Рис. 1.31. Доля затрат на потребление нефти в мировом ВВП и экономический рост

Источник: Коноплиник А. А. В поисках «справедливости».

Существует ли обоснованная цена на «черное золото» и каков может быть ее уровень? // Нефть России. 2011. № 10. С. 42–45; № 11. С. 11–16.

<sup>1</sup> Банки и баррели // Ведомости. 2011.23.08.

Финансиализация мирового рынка нефти привела в итоге к тому, что для США, как крупнейшего игрока на мировом финансовом рынке, сегодня оказываются более выгодными относительно высокие цены на нефть, нежели более низкие, которые выгодны странам-потребителям и импортерам физической нефти. Для американской экономики, пишут специалисты ИМЭМО РАН С. Жуков, И. Копытин, А. Масленников, «минусы от низких цен на нефть для нее существенно перевешивают плюсы. Запасы, размещенные в финансовых активах, многократно превосходят ВВП США, поэтому низкие цены на нефть ударят по этому сектору очень существенно»<sup>1</sup>. Таким образом, формирование двухсекторной открытой модели мирового рынка нефти (состоящего из более узкого сегмента физической нефти и более широкого сегмента бумажной нефти, открытого в мировую финансовую систему) привело к тому, что, как и в рамках вертикально интегрированной компании, одновременное активное присутствие в обоих сегментах дает возможность компенсировать убытки в одном из них (растущий дефицит торгового баланса по нефти) дополнительными доходами в другом (растущий профицит баланса текущих финансовых операций через механизм рециклирования нефтедолларов, раньше — рециклирование нефтедолларов преимущественно в обратные товарные потоки, теперь — преимущественно через потоки финансовых услуг).

Получается, что чем более та или иная страна, являясь импортером физической нефти, представлена на глобальном финансовом рынке, тем более она (может быть) защищена от негативных последствий роста цен на физическую нефть за счет операций на рынке нефти «бумажной» и, шире, других финансовых инструментов. Таким образом, может происходить постепенное смыкание границ диапазона (верхнего и нижнего уровней) колебаний нефтяных цен за счет постепенного подъема нижнего уровня, его окончательный отрыв от уровня технических издержек и переход к тому, что Л. Григорьев назвал в свое время «политически равновесной ценой»<sup>2</sup>, которая будет вполне продолжать устраивать пару крупнейших игроков на мировом нефтяном рынке: Саудовскую Аравию — крупнейшего игрока на рынке физической нефти и США — крупнейшего игрока на финансовом рынке вообще и рынке «бумажной» нефти в частности.

А что Россия?

---

<sup>1</sup> Жуков С. В., Копытин И. А., Масленников А. О. Интеграция нефтяного и финансового рынков и сдвиги в ценообразовании на нефть. Сто двадцать восьмое заседание постоянно действующего открытого семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса» (семинар А. С. Некрасова), 27.03.2012, ИНП РАН. С. 18.

<sup>2</sup> Григорьев Л. М. Мировая рецессия и энергетические рынки // Мировой кризис и глобальные перспективы энергетических рынков. М.: ИМЭМО РАН, 2009. С. 39–56.

### 1.5.5. Россия и нефтяные цены: фрирайдер («беспечный ездок?»)

Какова роль СССР/России на мировом нефтяном рынке вчера и сегодня? Существование СССР пришлось на период существования и развития только рынка физической нефти (этапы 1–3), при этом СССР вышел на мировой рынок нефти на этапе 2. Однако, на наш взгляд, несмотря на высокие уровни добычи к концу своего существования (628 млн т на пике добычи в 1988 г.), уровень добычи нефти СССР не играл существенной роли в определении мировой нефтяной конъюнктуры. СССР выступал на мировом рынке нефти как *price taker*, а не как *price maker* в силу объективно сложившихся причин (по сравнению с основными конкурентами):

- география — расположение основных нефтегазовых бассейнов страны вдали от мировых центров потребления;
- высокий уровень издержек (неблагоприятные природные условия);
- отсутствие резервов мощностей, а в случае их наличия — отсутствие экономических возможностей для конъюнктурного ценообразующего маневра ими.

Постсоветская Россия образована и развивается в рамках четвертого этапа развития мирового рынка нефти, характеризующихся совместным развитием рынков физической и «бумажной» нефти. Уровень добычи России по-прежнему не играет существенной роли в определении мировой нефтяной конъюнктуры, Россия остается *price-taker*, а не *price-maker* на мировом рынке нефти. Продолжают действовать те же факторы, что и для СССР (география, издержки, резервные мощности), плюс добавляется важный, с позиции возможностей влияния на рынок «бумажной» нефти, фактор неразвитости отечественного финансового рынка. Россия практически не представлена на рынке нефтяных финансовых деривативов, да и может ли она сегодня играть заметную роль на нем в силу уровня развития отечественного финансового рынка? Сказывается отсутствие отечественного биржевого нефтяного рынка (монополизация физического нефтяного рынка плюс неразвитость финансового рынка, плюс отсутствие «банка качества» нефти, плюс ...). При этом, как показывает опыт развития мирового рынка нефти, последовательность действий должна быть такова (а не наоборот): сначала формирование эффективной финансовой системы — потом формирование эффективной системы биржевой торговли. Остается открытым вопрос, сможет ли российская нефть — например, поставляемая на рынок АТР нефть ВСТО, на которую возлагаются в этой связи определенные надежды — быть международным биржевым маркером (хотя бы региональным «брендом»)?

Поэтому вынужден прийти к печальному (по крайней мере, для апологетов идеи про Россию как энергетическую сверхдержаву) выводу, что сегодняшняя роль России на (двухсегментном — физической и «бумаж-



ной» нефти) мировом нефтяном рынке оказывается менее значимой, чем в свое время роль СССР на тогдашнем односегментном (только физической нефти) нефтяном рынке.

С началом роста цен на нефть в первые годы десятилетия «нулевых» Россия оказалась в положении фрирайдера на волне этого роста. Наша страна не является энергетической сверхдержавой в том смысле, что она является не «ведущей», а лишь «ведомой» в определении мировой нефтяной конъюнктуры. Россия — не *price maker*, но лишь *price taker* на мировом нефтяном рынке. Поэтому в начале десятилетия «нулевых» Россия проводила относительно консервативную бюджетную политику в отношении определения цены бездефицитного бюджета, удерживая ее на уровне порядка 20 долл./баррель, т. е. в пределах диапазона колебания нефтяных цен в 1990-е гг.

Однако с началом роста мировых цен на нефть в начале десятилетия «нулевых» Россия довольно быстро «оседлала» этот рост и цена бездефицитного бюджета РФ фактически «полетела» вверх — сначала вслед, а потом обгоняя рост мировых цен.

Через четыре года (к 2007 г.) цена бездефицитного бюджета России достигла уровня 40 долл./баррель, а уже через год (в 2008 г.) — уровня 60 долл./баррель (рис. 1.32).

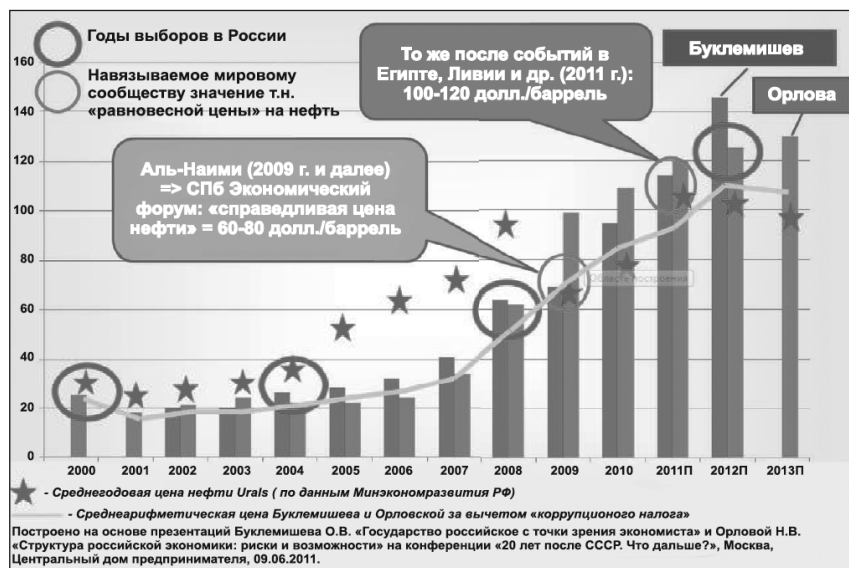


Рис. 1.32. Цена нефти, балансирующая бюджет РФ, и так называемая «справедливая» цена на нефть

Источник: Коноплиник А.А. В поисках «справедливости».

Существует ли обоснованная цена на «черное золото» и каков может быть ее уровень? // Нефть России. 2011. № 10. С. 42–45; № 11. С. 11–16.

Набранную инерцию было трудно остановить, и лавинообразный рост цены бездефицитного бюджета продолжился вплоть до настоящего времени. По оценкам О. Буклемишева и Н. Орловой (пусть и различающимся в деталях), с 2009 г. цена бездефицитного бюджета России постоянно превышает фактическую экспортную цену нефти страны. В этом просматривается определенное сходство с ситуацией, сложившейся в Саудовской Аравии в 2009 г., когда цена бездефицитного бюджета Королевства оказалась ниже фактической экспортной цены для этой страны (см. рис. 1.28). Но на этом сходство между Россией и Саудовской Аравией и заканчивается. Основное же различие заключается в том, что у Саудовской Аравии имеются рычаги влияния на конъюнктуру мирового нефтяного рынка (через политику резервных мощностей по добыче), а у России — нет (и не только по причине отсутствия резервных мощностей).

Более того, хорошая жизнь развращает — рост цен формирует привыкание к устойчивому потоку нефтяных доходов<sup>1</sup>, возникает опережающее этот рост неэффективное государственное производственное и непроизводственное потребление, неэффективное использование полученных доходов от экспорта нефти.

Болезнь эта застарелая и, видимо, уже системная. На рубеже 1980–1990-х гг. был проведен расчет<sup>2</sup> эффективности использования зарабатываемых страной (тогда СССР) нефтедолларов, где за основу был взят 1988 г. — год максимальной добычи нефти в стране. Получилось, что четверть всех нефтедолларов (экспортных доходов от экспорта нефти и нефтепродуктов) была потрачена на закупки продовольствия за рубежом для компенсации потерь сельскохозяйственной продукции, выращенной и собранной, но сгнившей (потерянной, разворованной и т. п.) на пути от поля до потребителя. Еще четверть заработанных нефтедолларов ушла на закупки комплектного импортного оборудования, которое так никогда и не заработало (из-за разукрепления по дороге, сертификационного несоответствия и т. п.) и/или сгнило в неустановленных запасах<sup>3</sup>. Не думаю, что сейчас ситуация изменилась сильно к лучшему, особенно

<sup>1</sup> Отсекаемых в бюджет на уровне цены свыше 25 долл./баррель, сформированной в результате налоговой реформы 2003 г. налоговой системой, состоящей из НДС с плоской шкалой и таможенной экспортной пошлины.

<sup>2</sup> Коноплянником А. А. в рамках работы в Госплане СССР.

<sup>3</sup> *Конопляник А. А.* О целесообразности сохранения крупномасштабного экспорта советской нефти. Нефтяная промышленность. Экспресс-информация: сер. «Конъюнктурно-экономическая информация в нефтяной промышленности». 1990. Вып. 2. С. 1–8; *Он же.* Нефтедоллары и АПК // Энергия: экономика, техника, экология. 1991. № 6. С. 17–19; *Он же.* Зачем копить? // Энергия: экономика, техника, экология. 1991. № 7. С. 35–38; *Конопляник А.* How to reduce Soviet oil exports in the move to a market economy // Oil & Gas Finance and Accounting. Spring. 1991. Vol. 6. № 1. P. 50–57.

по части государственных закупок — у всех на слуху обнародованные тогдашним президентом страны Д. А. Медведевым цифры коррупции/воровства в стране: более 1 трлн руб./год только при госзакупках при объеме госзакупок для государственных и муниципальных нужд 5 трлн руб./год<sup>1</sup>, что эквивалентно наличию «коррупционного налога» в размере 20% или в целом в экономике не менее чем 2,9% ВВП. Это почти трехкратный рост за семь лет, ибо последние оценки размера «коррупционного налога» в России давались несколько лет назад Всемирным банком и составляли они 1,4% ВВП для 2002 г. и 1,1% ВВП для 2005 г.<sup>2</sup>

Тогдашний руководитель контрольного управления Администрации Президента РФ К. Чуйченко сообщил тогдашнему президенту, что у различных госзаказчиков разброс цен даже на так называемые биржевые товары доходит до 30%. По его данным, средняя цена закупки бензина АИ-92 по результатам аукционов у различных госзаказчиков находилась в диапазоне от 18 до 26 руб. за литр, т. е. разница превысила 44% (по словам Чуйченко — 33%)<sup>3</sup>. Далее президент сообщил, что «о завышении (стоимости) работ, о том, как в строительном комплексе деньги воруют, мы все неплохо знаем»<sup>4</sup>. Всем заинтересованным лицам (и не только президенту) известна практика конкурсов с запрограммированными откатами.

Понятно, что цена бездефицитного бюджета коррелирует с электоральным циклом: в годы выборов она обычно оказывается несколько выше тренда. Так было в 2000, 2004 и 2008 гг. (см. рис. 1.32). Однако данные О. Буклемишева и Н. Орловой показывают, что в рамках всего рассматриваемого электорального цикла страна живет не по средствам — с завышенной ценой бездефицитного бюджета. Приняв допущение, что коррупционный налог по всей бюджетной сфере составляет «скромные» 20% и что его удалось ликвидировать, получим на 20% более низкую цену нефти бездефицитного бюджета (как среднюю в оценках Буклемишева — Орловой, которые, замечу, были сделаны до июня 2011 г. и поэтому не учитывали многие «расходные» обещания руководства страны в рамках думской и президентской избирательных кампаний, в результате которых эти оценки цены бездефицитного бюджета на 2011–2013 гг. окажутся еще выше, чем на графике), которая в рамках анализируемого электорального цикла оказывается все же выше фактических экспортных цен нефти *Urals* (см. рис. 1.32).

На наш взгляд, именно этот фактор — завышенные расходы бюджета, в том числе из-за неэффективного их использования и прямого

<sup>1</sup> URL: <http://kremlin.ru/transcripts/9368>.

<sup>2</sup> Коррупционный налог готовят к реформе // Коммерсантъ. 2010.01.11.

<sup>3</sup> URL: <http://kremlin.ru/transcripts/9368>.

<sup>4</sup> Там же.

разворовывания государственных средств, являются основным побудительным мотивом для подмены понятий («цена бездефицитного бюджета» — «справедливая»/«обоснованная» цена на нефть) и разговоров о высоком и продолжающем расти уровне этой так называемой «справедливой» цены. Вместо борьбы с неэффективным использованием государственных доходов, обеспечиваемых в значительной степени именно нефтью, ведутся активные разговоры о «ресурсном проклятии», об «уходе от нефти». Добыча нефти и газа, которые в современных российских условиях (особенно на шельфе) являются не менее наукоемким предприятием, чем освоение космоса, не попадают в число приоритетных «инновационных кластеров» страны. Однако латинская пословица гласит: *non est culpa vini, sed culpa bibentis* (не виновато вино, но виновны пьяницы)...

Очень «уместными» в условиях ускоренного предвыборного роста (особенно заметного в оценках Буклемишева — см. рис. 1.32) цены нефти бездефицитного российского бюджета оказались события «арабской весны» 2011 г., которые сразу же породили вполне обоснованные комментарии о том, что рост социальной напряженности на Ближнем и Среднем Востоке ведет к росту цены нефти, балансирующей бюджеты нефтедобывающих стран. Стали звучать оценки необходимости подъема «справедливой»/«обоснованной» мировой цены на нефть до 100 долл./баррель после событий в Египте, а после начала событий в Ливии и до 120 долл./баррель. Именно эти уровни цен являлись необходимыми и достаточными для сведения бездефицитного российского бюджета в 2011 г. (см. рис. 1.32).

Если в 2009 г. цена нефти бездефицитного бюджета РФ в оценке О. Буклемишева хорошо вписывалась в (правда, у Н. Орловой оказывалась выше, чем) тогдашний — «старый» — диапазон так называемых «справедливых» цен на нефть, равный 60–80 долл./баррель, то в 2011 г. цена нефти бездефицитного российского бюджета, равная 115–120 долл./баррель у Буклемишева — Орловой (этот же диапазон указывают ныне бывший, а тогда еще действующий министр финансов А. Кудрин, руководитель Экономической экспертной группы Е. Гурвич<sup>1</sup>), оказалась как раз в верхней части «нового» диапазона так называемых «справедливых» цен на нефть (см. рис. 1.32).

Но все равно усилий Саудовской Аравии (крупнейшего игрока на рынке физической нефти) по удержанию так называемой «справедливой» цены на нефть выше уровня цены бездефицитного бюджета королевства, вкупе с заинтересованностью США (финансовые институты которых являются крупнейшими игроками на рынке «бумажной» нефти) в поддержании относительно высоких цен на нефть, оказывается недостаточно, чтобы

<sup>1</sup> Баррель не спасет // Российская газета. 2011.05.07. С. 1, 3.

помочь России сбалансировать свой бюджет. По уже приводимым выше расчетам инвестбанка «Ренессанс Капитал», чтобы доля нефти в мировом ВВП сегодня оказалась на запретительно высоком для мировой экономики уровне 1980—1981 гг. (7% от ВВП), цена на нефть в 2010 г. должна была бы быть 152 долл./баррель<sup>1</sup>, т. е. всего на 3—4% превышать уровень цены бездефицитного бюджета России в электоральный 2012 г. в оценке О. Буклемишева (145—147 долл./баррель, см. рис. 1.32). Фактически же, с учетом неучтенных (по объективным причинам) в расчетах Буклемишева и Орловой дополнительных предвыборных обещаний руководства страны с середины 2011 г., цена бездефицитного бюджета России в ее прошлый электоральный год (если вдруг приравнять ее к мировой) превысит способность мировой экономики переварить такой уровень мировой цены, ибо она окажется выше порогового значения доли нефти в мировом ВВП, равного 7%. Поэтому если уровень цены бездефицитного бюджета Саудовской Аравии мировая экономика могла бы переварить с достаточной легкостью, то цен бездефицитного бюджета, необходимых российской экономике в ее прошлый электоральный год, современная мировая экономика не перенесла бы. Но цены в 2014 г. упали по другой причине.

### 1.5.6. Что дальше?

На рис. 1.33 и 1.34 представлено мнение автора о поведении верхнего и нижнего пределов колебаний цен, в том числе на фоне динамики так называемой «справедливой» цены на нефть в период ее наивысших значений в первой половине десятилетия. Оценкой диапазона изменений цен занимаются и другие исследователи, подходы которых в принципе корреспондируются с подходами автора<sup>2</sup>.

Спекулятивные нефтяные «ценовые пузыри», высокие предельные издержки (МЭА) и высокие цены бездефицитных бюджетов нефтедобывающих стран — что это было: осознанная подготовка к периоду (еще более) дорогой нефти или к неосознанному уходу от нефти?

---

<sup>1</sup> The revolutionary nature of growth. Renaissance Capital, Frontier and Emerging markets: Economics, Update: Economics and Strategy research, 22 June 2011. P. 27.

<sup>2</sup> См., например: *Башмаков И.* Цены на нефть: пределы роста и глубины падения // Вопросы экономики. 2006. № 3; *Он же.* Выступление на семинаре «Волатильность мировых цен на нефть — угроза бюджетному процессу» организованном в рамках Форума «Нефтегазовый диалог» ИМЭМО РАН 22 июня 2011 г.; *Копытин И.* Риски цены нефти. Материалы научно-практической конференции Газпромбанк-ИМЭМО РАН «Нефть как особый класс активов — современные тенденции и риски». Москва, ГПБ, 13.12.2011; *Жуков С. В., Копытин И. А., Масленников А. О.* Интеграция нефтяного и финансового рынков и сдвиги в ценообразовании на нефть. Сто двадцать восьмое заседание постоянно действующего открытого семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса» (семинар А. С. Некрасова), 27.03.2012, ИНП РАН; *Григорьев Л., Курдин А.* Непокколебимое влияние. Государства ОПЕК продолжают играть важную роль в глобальной экономике // Нефть России. 2012. № 10. С. 27 и др.

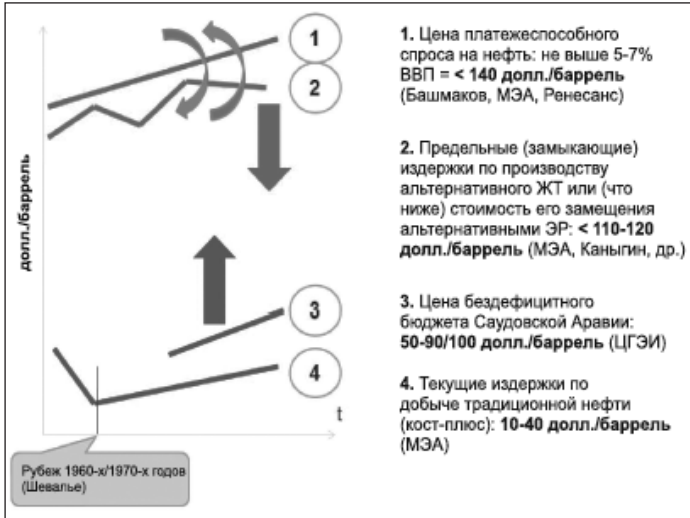


Рис. 1.33. Верхние и нижние экономические пределы изменения цен на нефть: раньше и теперь?

Источник: Конопляник А. А.

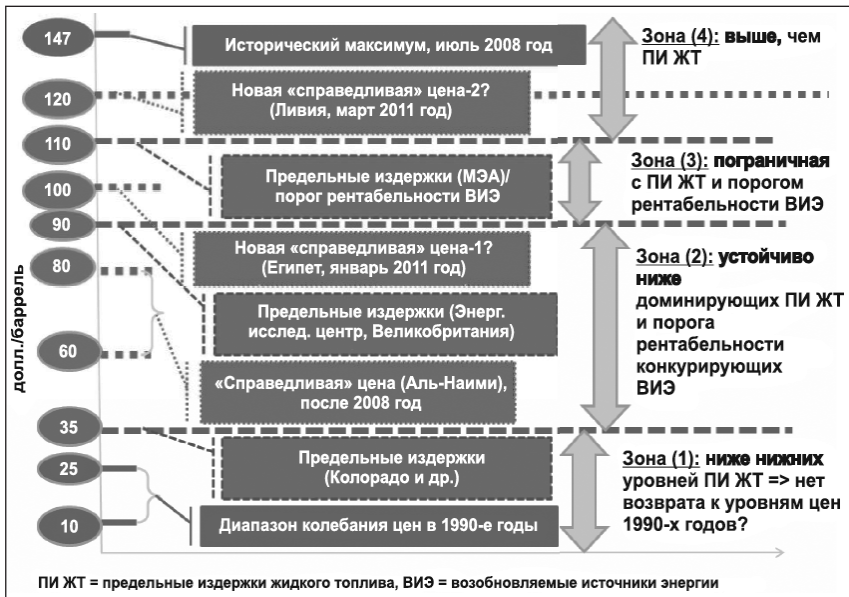


Рис. 1.34. Нефть, цены и издержки, ожидания и факты в период высоких цен

Источник: Конопляник А. А.

Выступая на 20-м Мировом нефтяном конгрессе в декабре 2011 г. в Катаре, тогдашний гендиректор МЭА Мария ван дер Ховен сказала, что она (читай: МЭА) «ожидает 120 долл./баррель в неизменных ценах к 2035 г.». Это выше сегодняшних предельных издержек нетрадиционных видов жидкого топлива в оценке самого МЭА и предельных издержек «традиционных» (наиболее коммерчески освоенных) возобновляемых источников энергии (и то, и другое — порядка 110 долл./баррель н. э.). Похоже на негласный альянс МЭА и нефтяных спекулянтов? При этом специалисты ИМЭМО РАН считают уровень 110–120 долл./баррель — максимальной ценой, обеспечивающей устойчивый рост экономики<sup>1</sup>.

Почему такое предположение? Прогнозы МЭА фактически обосновывают неспекулятивный характер ценового пика 2008 г. и тем самым подводят теоретическую базу под ожидания устойчиво высоких цен на нефть. В свою очередь, спекулянты, играя на повышение, готовят на практике мировую экономику к новому этапу развития. К какому — к этапу дорогой нефти или к этапу ухода от нефти? Что такое трехзначные цены на нефть? Это — удерживание доли нефти в ВВП в пределах 5–7%. Но доля нефти в ВВП, равная 5%, — это уровень цен на нефть до их падения в 2014 г.: дорогая нефть, но продолжение нефтяной эры. В то же время, доля нефти в ВВП, равная 7%, — это уровень цен на нефть бездефицитного бюджета России-2012. Что это будет означать: уход от нефти? Начало конца нефтяной эры? И каковы могут быть последствия такого ухода от нефти для России сейчас, при пока еще недиверсифицированной экономике нашей страны?

Наоборот, ТЭК может и должен послужить инновационным двигателем российской экономики при финансовой поддержке институтов развития и инвестиционном стимулировании со стороны государства, чтобы финансовая составляющая издержек не стала обременительной (и (или) запретительной) для реализации соответствующих инновационных инвестиционных проектов. Например, освоение ресурсного потенциала российского шельфа и российского Севера может сыграть такую же роль в обеспечении научно-технического и технологического рывка и в повышении конкурентоспособности страны по многим сопряженным направлениям, какую в свое время сыграли<sup>2</sup>, например, в США программы автомобилизации (1920–1930-е гг.), строительства дорог (новый курс Рузвельта 1930-х гг.), манхэттенский (1940-е гг.) и лунный (1960-е гг.) проекты, и явиться производительным использованием финансовых

<sup>1</sup> Копытин И. А. Риски цены нефти. Материалы научно-практической конференции Газпромбанк-ИМЭМО РАН «Нефть как особый класс активов — современные тенденции и риски». Москва, ГПБ, 13.12.2011.

<sup>2</sup> Точнее, начали в свое время играть — и в той или иной степени продолжают играть по настоящее время.

ресурсов на инвестиционные нужды по инновационным перспективным направлениям российского ТЭК<sup>1</sup>. Это даст возможность обеспечить конкурентоспособность российской нефти на товарных рынках (и инвестиционных проектов по ее освоению на рынках капитала), несмотря на возможное сохранение («экономически обоснованных») умеренных цен на рынке нефти в долгосрочной перспективе, каковой сценарий, по-видимому, необходимо продолжать учитывать при прогнозировании экономического развития страны.

### 1.5.7. Современные правила игры на мировом рынке нефти

Сегодняшнее возвращение нефтяных цен к отметкам, близким к 50 долл./баррель, многими было воспринято как признак стабилизации на рынке. Но все же стоит «пройтись» по четырем реперным географическим точкам, развитие событий в привязке к которым, на наш взгляд, может перевернуть ситуацию на рынке нефти, что называется, «оверкиль». Ибо во всех этих четырех случаях можно говорить об усилении неопределенности.

#### Париж — COP-21

Существуют фундаментальные долгосрочные явления, которые могут определить будущие тренды. Для меня таким важнейшим сегодняшним фактором является COP-21 — Парижское соглашение (179 подписавших его государств) в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата, регулирующее меры по снижению выбросов углекислого газа в атмосферу с 2020 г. Соглашение было подготовлено в ходе Конференции по климату в Париже, принято консенсусом 12 декабря 2015 г., подписано 22 апреля 2016 г., вступило в силу 4 ноября 2016 г.

Было известно и ранее, но сейчас в связи с COP-21 особенно четко артикулируется, что если мы хотим ограничить глобальное потепление двумя градусами Цельсия (2 °C) без масштабного применения технологий сбора и хранения CO<sub>2</sub> (так называемый *CCS — carbon capture and storage*), то мы не сможем потребить до 2050 г. больше чем 1/3 мировых доказанных извлекаемых запасов углеводородов. Международное энергетическое агентство (МЭА) выяснило это еще в 2012 г. путем расчета возможных выбросов CO<sub>2</sub> от потребления доказанных запасов углеводородного сырья (УВС) по всем звеньям соответствующих энергетических цепочек, т. е. от добычи до конечного их использования по каждому органическому виду топлива (уголь, нефть, газ). По данным МЭА, почти 2/3 этих потенциальных выбросов приходится на долю угля, 22% на нефть и 15% на газ.

---

<sup>1</sup> Конопляник А. А. Шестой инновационный кластер. Таковую роль в российской экономике могут сыграть нефть и газ // Нефть России. 2012. № 4. С. 6–11; № 5. С. 9–15.



Это означает, что парадигма дальнейшего развития энергетики может кардинально поменяться: вместо дискутировавшихся ранее (пусть и не скорых) возможных ограничений по ресурсной базе, т. е. на стороне предложения, начинает вырисовываться возможное ограничение со стороны спроса, вызванное климатическими ограничениями по выбросам. И оно может наступить раньше, чем ожидавшиеся некоторыми специалистами ограничения со стороны предложения.

Раньше дискуссии велись в основном о приближении пика «кривой Хабберта», т. е. о времени выхода добычи на максимальный уровень, обусловленный описанными еще в 1949 г. американским геофизиком Кингом Хаббертом закономерностями нефтедобычи. Эта колоколообразная кривая — основной компонент теории «пика нефти», которая позволяла пугать скорым исчерпанием нефтяных ресурсов. Для экономистов должно быть понятно, что пик этой кривой постоянно сдвигается вправо вверх. Это происходит по мере того, как бывшие ранее «нетрадиционными» (т. е. неизвестными, или неизвлекаемыми из-за отсутствия соответствующих технологий, или известными, технически извлекаемыми, но нерентабельными для освоения) и посему располагавшиеся вне пределов «кривой Хабберта» энергоресурсы, по мере появления новых и совершенствования существующих технологий, превращаются в «традиционные», т. е. рентабельные для разработки.

Об ограничениях на стороне предложения говорит и правило Хотеллинга, представленное в его работе 1931 г. по экономике невозобновляемых природных ресурсов. Его суть в том, что продажная цена (за вычетом затрат на добычу) единицы остающегося в недрах ресурса растет темпами, равными текущей процентной ставке. Получается, что рента — это надбавка к цене за исчерпание ресурса. Обе теории исходили из отсутствия спросовых ограничений на невозобновляемый природный ресурс. Поэтому будущая стоимость такого ресурса в недрах растет с течением времени.

Подобная логика отразилась и в Первом докладе римскому клубу «Пределы роста» (1972), который содержит результаты моделирования роста человеческой популяции и исчерпания природных ресурсов. В ответ на этот алармистский доклад шейх Ахмед Заки Ямани, с 1962 по 1986 г. занимавший пост министра нефти и минеральных ресурсов Саудовской Аравии, сказал ставшую широко известной фразу: «Каменный век закончился не потому, что в мире кончились камни. Также и нефтяной век закончится не потому, что у нас кончится нефть».

Но если главным ограничителем станет не предложение, а спрос, как следует из соглашения СОР-21, то нефть в недрах (ее доказанные извлекаемые запасы) может не дорожать, но дешеветь с течением времени, поскольку не все доказанные запасы могут оказаться востребованными мировой экономикой. Значит, на рынке может сложиться избыток

отложенного (аккумулированного в доказанных извлекаемых запасах) предложения, который и может вести к удешевлению (не по издержкам добычи, а по цене, которую общество готово будет за нее заплатить) будущей нефти. Это формирует стимулы к быстрее выработке и использованию текущих доказанных извлекаемых запасов углеводородов, что подстегивает ожидание эры дешевой нефти.

### Эр-Рияд — «Стратегия 2030»

Саудовская Аравия устами молодого наследника престола, министра обороны и главы Совета по экономике и развитию принца Мухаммеда бен Сальмана, выдвинула недавно экономическую программу «Видение Королевства Саудовская Аравия: 2030». В апреле она была одобрена кабинетом министров. Ее суть — диверсификация экономики, а если жестче — уход от нефти. Не потому ли, что страна почувствовала угрозу возможных спросовых ограничений?

Эта программа для меня означает помимо прочего следующее. Понятно, что Королевство располагает огромными доказанными извлекаемыми запасами «традиционной» нефти. Страна расположена между основными мировыми центрами потребления, имеет выход к глубоководной акватории Персидского залива и прямой выход в Мировой океан (гибкость поставок, отсутствие физической привязки к покупателям), месторождения расположены рядом с побережьем. В итоге в королевстве едва ли не самые низкие в мире издержки добычи и транспортировки, гарантирующие компании АРАМКО в любой ценовой войне самый низкий уровень цен отсечения. В стране существует довольно большой объем неиспользуемых мощностей по добыче, который она раньше задействовала для регулирования рынка.

Саудовская Аравия и сейчас может это делать. Но уже не хочет. И не потому, что собирается объявлять ценовую войну, защищая свою долю рынка. В основе этой стратегии лежит макроэкономическая логика. Королевство хочет понизить энергетические издержки для обрабатывающей промышленности, различные отрасли которой собирается развивать. В новой стратегии четко заявлено стремление к диверсификации, но она неизбежна и экономически обоснована в первую очередь на базе продукции нефтегазового комплекса.

Поэтому для меня главное в «Видении» не частичная приватизация (до 5% акций) АРАМКО, считающейся самой дорогой компанией в мире, а иное. Возможно, в Эр-Рияде поняли: порог спроса на нефть будет сокращаться (например, из-за климатических ограничений), делить его с кем-то невыгодно. И единственное, что может хоть как-то продлить эру нефти, — это действительно низкие, в районе 10–20 долл./баррель, цены, приемлемые для монархии, но убийственные для многих других производителей.

Об этом же говорит и опыт 1980-х гг. Тогда Саудовская Аравия поначалу пыталась регулировать рынок, борясь с партнерами по ОПЕК за удержание высоких цен, играя роль балансирующего поставщика. В итоге всю первую половину 1980-х гг. ей пришлось сокращать фактическую добычу и экспорт ниже установленной ей в рамках ОПЕК квоты, дабы компенсировать превышение квот другими членами картеля, которые пытались таким образом компенсировать падение своих бюджетных доходов. Когда накопленные потери Саудовской Аравии достигли неприемлемой величины, а снижение цен так и не прекратилось, страна в конце 1985 г. резко увеличила свою добычу до уровня установленной квоты. Это сбросило мировые цены на нефть резко вниз, сделало нерентабельными многие нефтяные инвестпроекты, ударило еще сильнее по бюджетам других стран ОПЕК, паразитировавших ранее на политике королевства по удержанию цен. При этом вся саудовская добыча была востребована рынком и оставалась рентабельной.

### США — сланцевая нефть

Если раньше Саудовская Аравия была единственным регулятором рынка физической нефти, а США начиная с конца 1990-х и все 2000-е гг. были регулятором рынка «бумажной» нефти, то сейчас, с развитием сланцевой добычи, Соединенные Штаты как бы «встали в пару» с саудитами по влиянию на рынок физической нефти. Но если Эр-Рияд может влиять на него централизованно, поскольку добычу ведет полностью подконтрольная правительству компания АРАМКО, то в США ситуация принципиально иная. Добыча сланцевых углеводородов — это извлечение в первую очередь не ресурсной (за счет «эффекта масштаба»), а технологической (за счет постоянного внедрения технических усовершенствований) ренты. Поэтому сланцевую добычу в США обеспечивает огромное количество мелких и средних компаний, которые имеют очень большой диапазон по уровню издержек добычи (например, по расчетам *Rystad Energy*, — от 10 до 80 долл. и выше за баррель).

В итоге, если Саудовская Аравия или другие крупные производители «традиционной» нефти, в первую очередь крупные госкомпании, могут выступать в качестве «раздражителей» рынка, то у США в нынешних условиях возникает иная роль: стабилизатора рынка. При этом стабилизатора весьма маневренного, но, в отличие от Саудовской Аравии и других крупных производителей, не управляемого из единого центра. Если на рынке нефти происходит резкое возмущение, которое бросает цены вниз и образует избыток предложения, то временно закрываются нерентабельные сланцевые скважины (например, на пробуренных горизонтальных скважинах приостанавливается применение гидроразрыва) и избыток предложения сокращается. Если цены идут вверх, то предложение увеличивается, и это сдерживает дальнейший рост цен.

Но в чем главное отличие сланцевой добычи от «традиционной»? В сланцевой добыче очень короткий инвестиционный цикл, потому что дебиты падают очень круто — на 50–60% за первый год, на 80–90% за два-три года. Но это же означает, что в рамках либеральной модели американской экономики формируется такая же крутая «кривая обучения» (*learning curve*) в сланцевой нефтегазодобыче, т. е. возможность постоянного усовершенствования существующих технологий. Издержки можно снижать почти в режиме реального времени.

Это означает, что ценовые возмущения, которые происходят на рынке в силу тех или иных событий, американская нефтяная промышленность может очень быстро гасить, причем в обе стороны (в отличие от весьма инерционной «традиционной» нефтяной отрасли, которая реагирует на ценовые возмущения с лагом), при этом продолжая быстро снижать издержки.

### Великобритания — *Brexit*

Последним в данном квартете источником неопределенности является *Brexit*.

Само ожидание выхода Великобритании из ЕС уже взбудоражило финансовые рынки. Половина лондонского Сити, который обслуживает около 20% мирового кредитования, задумалась о возможном переезде в другие финансовые центры ЕС. Какие будут последствия для рынка нефти?

В условиях неопределенности по итогам референдума, когда фунт стерлингов уже стремительно рухнул, инвесторы будут стремиться вложиться в физические, осязаемые, состоятельные активы. Цена на золото уже пошла вверх. Будут вкладываться в другие драгметаллы, недвижимость, антиквариат, в иные «истинные ценности». А относится ли к ним нефть? Является ли она в связи с вышеизложенным тем же устойчивым активом, который был притягателен для компенсации снижения курса доллара в 2000-е гг.? Не убежден...

Вот эти четыре проблемы создают сегодня такое поле неопределенностей, что слова о «некоторой стабилизации» на рынке нефти, на наш взгляд, уместно трактовать как «затишье перед бурей».

### Источники

#### Статьи и монографии

1. *Конопляник А.* Oil: Stabilization or Lull Before the Storm? // *European Energy Review*. 2016. 31 August.
2. *Конопляник А. А.* Затишье перед бурей? Четыре фактора неопределенности на рынке нефти // *Нефтегазовая Вертикаль*. 2016. № 15–16. С. 4–10.
3. *Конопляник А. А.* Цены на нефть: четыре фактора неопределенности // *РБК Газета*. 2016. Июль.
4. *Конопляник А. А.* Нефть: эволюция механизма ценообразования // *Экономическая политика: экспертный канал*. 2013. 2 сентября.

5. *Конопляник А. А.* Эволюция рынков нефти и газа: закономерности движения от рынков физической к рынкам бумажной энергии // Седьмые Мелентьевские чтения: Сборник научных трудов / под ред. А. А. Макарова. М.: ИНЭИ РАН, 2013. С. 163–178.
6. *Бушуев В. В., Конопляник А. А., Миркин Я. М. и др.* Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз. М.: ИД «Энергия», 2013. 344 с.
7. *Конопляник А. А.* Нефть и газ как шестой инновационный кластер российской экономики // Нефть России. 2012. № 4. С. 6–11 (ч. 1); № 5. С. 9–15 (ч. 2).
8. *Konoplyanik A.* Global Oil Market Developments and Their Consequences for Russia // The World Financial Review. 2013. November-December. P. 49–53 (URL: [www.worldfinancialreview.com](http://www.worldfinancialreview.com)).
9. *Konoplyanik A.* “Fair price” of energy resources: whether it does/can exist in international energy? // Presentation at the Fifth International conference “ENERGETIKA-XXI: Economy, Policy, Ecology” on “New Challenges for Energy Security: growing energy demand vs. environmental constraints”. Saint-Petersburg, 17–18 October 2012.
10. *Конопляник А. А.* В поисках «справедливости». Существует ли обоснованная цена на «черное золото» и каков может быть ее уровень? // Нефть России. 2011. № 10. С. 42–45 (ч. 1); № 11. С. 11–16 (ч. 2).
11. *Konoplyanik A.* Who sets international oil price? A view from Russia (Analysis of 2003–2008 oil price increase and its collapse examined within historical evolution of international oil market contractual structures and oil pricing mechanisms) // Oil, Gas and Energy Law. (OGEL). 2010. June. #022, 26 p. (reprinted in: OGEL, vol. 9, Issue 1, January 2011).
12. *Конопляник А. А.* О ценах на нефть и нефтяных деривативах // Экономические стратегии. 2009. № 2. С. 2–9.
13. *Konoplyanik A.* Who Set International Oil Price? A View From Russia // Centre for Energy, Petroleum & Mineral Law & Policy, University of Dundee. International Energy Law and Policy Research Paper Series, Working Research Paper Series No: 2010/02, 18 February 2010, 20 p. (URL: <http://www.dundee.ac.uk/cepmpl/gateway/index.php?news=30776>).
14. *Конопляник А. А.* Кто определяет цену нефти? Ответ на этот вопрос позволяет прогнозировать будущее рынка «черного золота» // Нефть России. 2009. № 3. С. 7–12; № 4. С. 7–11.
15. *Конопляник А. А.* Россия на формирующемся Евразийском энергетическом пространстве: проблемы конкурентоспособности. М.: Нестор Академик Паблишерз, 2004.
16. *Конопляник А. А.* От монополии к конкуренции. Об основных закономерностях развития рынков нефти и газа // Нефть и капитал. 2002. № 3. С. 16–19.
17. *Конопляник А. А.* От монополии к конкуренции. Об основных закономерностях развития рынков нефти и газа // Нефть России. 2002. № 6. С. 19–22.
18. *Конопляник А. А.* Когда спрос опережает предложение (стимулы и слагаемые процесса снижения издержек) // Нефть России. 2001. № 1. С. 64–67.

19. *Конопляник А. А.* Куда исчезли справочные цены? (эволюция механизма ценообразования на нефтяном рынке) // Нефть России. 2000. № 7. С. 76–80.
20. *Конопляник А. А.* От прямого счета к обратному (эволюция формулы ценообразования) // Нефть России. 2000. № 8. С. 78–81.
21. *Конопляник А. А.* И при низких ценах можно остаться с прибылью (уровни издержек при нефтедобыче, динамика и факторы их изменения) // Нефть России. 2000. № 9. С. 84–87.
22. *Конопляник А. А.* Мировой рынок нефти: возврат эпохи низких цен? (последствия для России) / Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса», второе заседание 26 мая 1999 года. М.: Изд-во ИПП РАН, 2000.
23. *Конопляник А. А.* Новые роли открытий и переоценки запасов (научно-технический прогресс и снижение издержек) // Нефть России. 2000. № 11. С. 75–77.
24. *Конопляник А. А.* Нефтедоллары и АПК // Энергия: экономика, техника, экология. 1991. № 6. С. 17–19.
25. *Конопляник А. А.* Зачем копим? // Энергия: экономика, техника, экология. 1991. № 7. С. 35–38.
26. *Konoplyanik A.* How to reduce Soviet oil exports in the move to a market economy // Oil & Gas Finance and Accounting. Spring. 1991. Vol. 6. № 1. P. 50–57.
27. *Конопляник А. А.* О целесообразности сохранения крупномасштабного экспорта советской нефти // Нефтяная промышленность. Экспресс-информация: сер. «Конъюнктурно экономическая информация в нефтяной промышленности». 1990. Вып. 2. С. 1–8.
28. *Конопляник А. А.* Основные виды и условия соглашений, действующих в нефтяной промышленности капиталистических государств между ТНК и принимающими странами // Бюллетень иностранной коммерческой информации (БИКИ). 1989. Приложение № 10. С. 3–23.
29. *Белова М., Конопляник А.* Почему и почему? Некоторые причины роста цен на нефть и прогнозы дальнейшего развития событий // Нефть России. 2004. № 8. С. 106–109.
30. *Белова М., Конопляник А.* Неудержимые издержки. Мировые цены на нефть идут на поводу у научно-технического прогресса // Нефть России. 2004. № 9. С. 80–83.
31. *Куренков Ю. В., Конопляник А. А.* Динамика издержек производства, цен и рентабельности в мировой нефтяной промышленности // Мировая экономика и международные отношения. 1985. № 2. С. 59–73.

### *Презентации*

1. *Konoplyanik A.* Possible COP-21 Consequences for Russian & International Oil & Gas: Invitation to the Debate // Presentation at ENGIE training/cooperation programme, 19 September 2016, Gazprom's Corporate Institute, Moscow, Russia.
2. *Konoplyanik A.* COP-21: Towards New Paradigm of the International Energy Development? And Its Possible Effects for Russian Oil & Gas // Presentation at Gazprom Business Club meeting, 15 September 2016, Gazprom's Corporate Institute, Moscow, Russia.

3. *Konoplyanik A.* Evolution of international oil market since 1928 till nowadays: whether we are moving towards unipolar oil world? Presentation — Open Lecture at the 5th Anniversary of “International Semester” Programme, Saint Petersburg State University of Economics (FINEC), Saint-Petersburg, 13.12.2013.
4. *Konoplyanik A.* Energy markets in transition: towards unipolar oil world within double-segment global oil market? Presentation at the Autumn School “CHANGING POLICIES AND CULTURES IN EUROPE AND RUSSIA: ENVIRONMENT, RESOURCES, ENERGY” jointly conducted by University of Tartu, Euro College; Freie Universitat Berlin, Institute for East European Studies; University of Helsinki, Aleksanteri Institute; September 18 — September 24, 2013, Tartu, Estonia.
5. *Konoplyanik A.* Oil and Gas Pricing Mechanisms: Past, Current and Future Trends. Presentation at the session “Oil and Gas Pricing Mechanisms: Past, Current and Future Trends”, XIX International Economic Forum, Crzywnica, Poland, 9–12 September 2009 (слайды, тезисы — рус., тезисы — eng.).

*Источники других авторов*

1. *Жуков С. В., Копытин И. А., Масленников А. О.* Интеграция нефтяного и финансового рынков и сдвиги в ценообразовании на нефть. Сто двадцать восьмое заседание постоянно действующего открытого семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса» (семинар А. С. Некрасова), 27.03.2012, ИПП РАН.
2. *Григорьев Л., Курдин А.* Непокколебимое влияние. Государства ОПЕК продолжают играть важную роль в глобальной экономике // Нефть России. 2012. № 10.
3. *Плакицкий Ю. А.* Мировая экономика: снижение цен на нефть возможно // Нефтегазовая Вертикаль. 2012. Ноябрь. № 21. С. 64–69.
4. *Aissaoui A.* Fiscal Break-Even Price Revisited: What More Could They Tell Us About OPEC Policy Intent // APICORP Research. Economic Commentary. 2012. Vol. 7. № 8–9. August-September.
5. *Копытин И.* Перспективы волатильности нефтяных цен. Выступление на Форуме «Нефтегазовый диалог», ИМЭМО РАН, 22.06.2011.
6. *Копытин И.* Риски цены нефти. Материалы научно-практической конференции Газпромбанк-ИМЭМО РАН «Нефть как особый класс активов — современные тенденции и риски». Москва, ГПБ, 13.12.2011.
7. *Жуков С. В.* Нефть как финансовый актив. Материалы научно-практической конференции Газпромбанк-ИМЭМО РАН «Нефть как особый класс активов — современные тенденции и риски». Москва, ГПБ, 12.12.2011.
8. *Миркин Я. М.* Финансовый механизм формирования цен на нефть. Презентация на семинаре «Нефтегазовый диалог», ИМЭМО РАН, 22.06.2011.
9. *Масленников А.* Регулятивный риск (закон Додда-Фрэнка). Материалы научно-практической конференции Газпромбанк-ИМЭМО РАН «Нефть как особый класс активов — современные тенденции и риски». Москва, ГПБ, 12.12.2011.
10. *Гурвич Е. Т.* Волатильность мировых цен на нефть — угроза бюджетному процессу. Форум «Нефтегазовый диалог» ИМЭМО РАН 22 июня 2011 г.

11. *Баймаков И.* Выступление на семинаре «Волатильность мировых цен на нефть — угроза бюджетному процессу» организованном в рамках Форума «Нефтегазовый диалог» ИМЭМО РАН 22 июня 2011 г.
12. Банки и баррели // Ведомости. 2011.23.08.
13. Баррель не спасет // Российская газета. 2011.05.07.
14. The revolutionary nature of growth. — Renaissance Capital, Frontier and Emerging markets: Economics, Update: Economics and Strategy research, 22 June 2011.
15. VTB Capital, Industry Comment, Global Markets, Commodities, 8 July 2011.
16. Arab Spring will impact oil prices in the long term. CGES, Monthly Oil Report, August 2011.
17. *Drollas L.* Saudi Arabia's target oil price in 2011. CGES, Global Oil Insight, March 2011.
18. Коррупционный налог готовят к реформе // Коммерсантъ. 2010.01.11.
19. *Lee J.* (CGES). Changes in Oil Prices and the Impact on Gas // CGES presentation at Argus European Natural Gas/LNG Trading Conference. London 6–7th October 2010.
20. *Григорьев Л. М.* Мировая рецессия и энергетические рынки // Мировой кризис и глобальные перспективы энергетических рынков. М.: ИМЭМО РАН, 2009. С. 39–56.
21. *Sorrell S., Speirs J., Bentley R., Brandt A., Miller R.* Global Oil Depletion: An Assessment of the Evidence for a Near-Term Peak in Global Oil Production, UK Energy Research Center, August 2009.
22. *Takin Manouchehr.* Upstream costs and the price of oil. CGES, 11 November 2008.
23. International Energy Agency. World Energy Outlook 2008.
24. *Aguilera R. F., Eggert R. G., Lagos G. C. C., Tilton J. E.* Depletion and the Future Availability of Petroleum Resources. Colorado School of Mines/Pontificia Universidad Catolica de Chile. Version 20 May, 2008.
25. Служба новостей «Нефтегазовой Вертикали», 01.12.2008.
26. Право ТЭК, 18.11.2008 (со ссылкой на Прайм-ТАСС), 01.12.2008 (со ссылкой на «Время новостей»), 05.06.2009 (со ссылкой на РБК).
27. Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии. Брюссель, 2007.
28. *Баймаков И.* Цены на нефть: пределы роста и глубины падения // Вопросы экономики. 2006. № 3.
29. *Шевалье Ж.-М.* Нефтяной кризис: пер. с фр. М.: Мысль, 1975.



## ГЛАВА 2

# ЭВОЛЮЦИЯ МЕХАНИЗМОВ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА ГАЗ В ЕВРОПЕ<sup>1</sup>

### 2.1. Гронингенская модель долгосрочного экспортного газового контракта как основа формирования европейской системы газоснабжения

Как известно, в континентальной Европе доминирующим механизмом ценообразования в газовой отрасли является определение его контрактной цены на базе стоимости замещения газа в конечном потреблении. Это означает привязку контрактных цен на газ посредством специальных, зафиксированных в долгосрочных экспортных газовых контрактах (ДСЭГК) формул к ценам на альтернативные газу в конечном потреблении энергоносители<sup>2</sup>. Основные энергоносители, к которым привязаны цены на газ в ДСЭГК, — это мазут и газойль/дизтопливо. В связи с ростом цен на нефть и нефтепродукты на мировом рынке в текущем десятилетии, особенно после 2004 г., стали быстро расти и цены на газ в ДСЭГК. Это стимулировало дискуссию об обоснованности привязки цен на газ к ценам на жидкое топливо и о возможности перехода в континентальной Европе к новой структуре ценообразования на газ, оторванной от динамики цен на жидкое топливо и другие конкурирующие с газом энергоносители<sup>3</sup>. Иначе говоря, оппонентами ДСЭГК ста-

---

<sup>1</sup> *Конопляник А. А.* Эволюция ценообразования на газ в континентальной Европе: ч. 1, 2009. Январь-февраль; ч. 2, 2009. Март-апрель; ч. 3, 2009. Май-август // Газовый бизнес. 2009.

<sup>2</sup> Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ. Секретариат Энергетической Хартии, 2007.

<sup>3</sup> Некоторые аргументы противников привязки цен на газ в рамках ДСЭГК, как, впрочем, и противников самих ДСЭГК, уже приводились в литературе, например в статье С. Комлева «Существующая экспортная цена на газ завышенной не является» (Нефтегазовая Вертикаль. 2008. Май. С. 56–60). Один из важных аспектов этой дискуссии связан с тем, что оппоненты формул привязки пытаются бороться не с причиной, а со следствием. Пока цены на нефть были сравнительно низкими в 1980–1990-е гг. — такими

вится вопрос об отказе от принципа ценообразования, основанного на стоимости замещения. Противники привязки цен на газ к конкурентным с ним энергоносителям в ДСЭГК наиболее часто предлагают привязать цены на газ в долгосрочных и иных контрактах к биржевым котировкам газа на ликвидных европейских рынках. Доминирует предложение привязать цены в ДСЭГК к ценам на газ в National Balancing Point<sup>1</sup> (*NBP*) Соединенного Королевства — виртуальном центре спотовой торговли на этом наиболее ликвидном газовом рынке в Европе<sup>2</sup>.

Сторонники такого предложения<sup>3</sup> исходят обычно из стандартной экономической теории, согласно которой чем выше ликвидность рынка, тем более конкурентным он должен являться и тем более низкими будут, в результате конкуренции поставщиков, цены на таком рынке. Однако ценообразование на невозобновляемые энергоресурсы не укладывается в рамки стандартной экономической теории, а определяется ее специальными разделами<sup>4</sup>. Поэтому динамика цен на невозобновляемые энергоресурсы на ликвидных рынках заметно отличается порой (вплоть до противоположной) от динамики цен на товары отраслей обрабатывающей промышленности, предполагаемой на базе стандартной экономической теории. Это относится как к наиболее ликвидному глобальному нефтяному рынку (цены на котором к середине 2008 г. сначала взлетели вверх, а затем упали в конце того же года настолько, что это в принципе не может быть объяснено стандартной экономической теорией),

---

же низкими были и цены на газ. В то время формулы привязки газовых цен к ценам на нефтепродукты не подвергались критике. Как только цены на нефть сначала поползли, а затем взлетели вверх, критике стал подвергаться не механизм ценообразования на этом самом либеральном и ликвидном — нефтяном — рынке (являющийся причиной роста цен на газ), а механизм формул привязки, исторически (вплоть до настоящего времени) ставящий цены на газ в зависимость от замещающих его в конкретных сферах конечного потребления энергоносителей, основными среди которых являются нефтепродукты, и тем самым лишь передающий ценовые возмущения на нефтяном рынке в сглаженном виде на рынок газа. Первопричинный аспект роста цен на газ (а именно — высокие цены на нефть и факторы этого роста) не рассматривается в настоящей главе, поскольку рассматривался в предыдущей главе и является предметом продолжающейся дискуссии. Именно этот аспект рассматривался также в вышеупомянутой статье С. Комлева. После резкого падения нефтяных цен в конце 2008 г. появилась новая группа противников привязки цен к ценам замещающих его энергоносителей и ратующих за необходимость возврата к определению цены на газ уже по формуле «кост-плюс».

<sup>1</sup> Национальная точка балансирования.

<sup>2</sup> Более подробно о *NBP* и ее роли на газовом рынке Соединенного Королевства см.: Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии, 2007.

<sup>3</sup> К наиболее известным из них относится бывший исполнительный директор Международного энергетического агентства Клод Мандиль.

<sup>4</sup> Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии, 2007.

так и к ликвидным региональным рынкам газа США и Соединенного Королевства<sup>1</sup>.

В рамках формирующегося единого газового рынка континентальной Европы даже наиболее ликвидные его национальные сегменты, такие как рынок Соединенного Королевства, не могут сегодня и в обозримой перспективе служить базой для устойчивого ценообразования на газ в Европе, а цены центров спотовой торговли (хабов) в Европе не являются адекватными альтернативой формуле привязки в ДСЭГК. В то же время формулы привязки в рамках ДСЭГК обладают высокой адаптивной способностью к изменяющимся реалиям газового рынка. Эти формулы будут продолжать эволюционировать в направлении максимально полного учета расширяющейся совокупности конкурирующих с газом в конечном потреблении энергоносителей и расширяющейся же совокупности контрактных форм организации торговли газом. При этом формулы привязки будут продолжать обеспечивать наибольшую плавность и наивысшую предсказуемость изменения уровней газовых цен, что является важнейшим фактором устойчивого газоснабжения и стабильности взаимоотношений между всеми участниками трансграничной производственно-сбытовой газовой цепи.

### **2.1.1. Ресурсная рента при экспорте газа и механизм ее извлечения**

Согласно стандартной экономической теории, равновесная цена на производимые товары находится на пересечении кривых спроса и предложения на эти товары. Это утверждение справедливо в отношении товаров, производимых отраслями обрабатывающей промышленности.

Несколько иначе обстоит дело в добывающих отраслях, когда речь идет о невозобновляемых природных (в частности, энергетических) ресурсах, например о газе. Существуют объективные ограничения производственных мощностей по добыче невозобновляемых природных ресурсов в той или иной стране, связанные с неравномерностью их размещения в недрах земной коры. В зависимости от того, находится уровень спроса на невозобновляемые энергоресурсы выше или ниже предела производственных мощностей по их добыче в стране, механизмы формирования равновесной цены (как внутренней, так и экспортной), а значит и ее уровни, будут существенно различаться, поскольку в этих случаях ресурсная рента будет складываться из различных компонентов.

Когда спрос на невозобновляемый энергоресурс не превышает уровня производственных мощностей по его добыче, равновесная цена, действительно, будет находиться на пересечении кривых спроса и предложения. В этом случае страна-производитель извлекает лишь ренту Рикардо, кото-

---

<sup>1</sup> Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии, 2007.

рая формируется на основе внутриотраслевой конкуренции — между отдельными проектами/месторождениями — и равняется разнице между издержками добычи на данном месторождении и предельными издержками («издержками отсечения»), определяемыми уровнем равновесной цены.

Если же в той или иной стране уровень спроса на невозобновляемые энергоресурсы превышает возможности собственной их добычи, то страна-производитель (страна-экспортер) располагает суверенным правом извлекать максимальную экономическую ренту от их освоения и формировать цену на вовлекаемый в экономическую разработку энергоресурс на основе межотраслевой конкуренции. Цена газа в этом случае образуется на базе стоимости его замещения, т. е. на базе цен конкурирующих с газом в сферах конечного потребления («на горелке») энергоносителей. У производителя-экспортера появляется возможность извлекать в дополнение к ренте Рикардо и ренту Хотеллинга.

Сумма этих двух рент составляет экономическую (ресурсную) ренту государства — собственника природных ресурсов (рис. 2.1)<sup>1</sup>.



Рис. 2.1. Ценообразование на невозобновляемые энергоресурсы

Источник: Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии. Брюссель, 2007.

Таким образом, равновесные цены могут быть двух видов в зависимости от того, какая система ценообразования применяется: цена, опирающаяся на издержки («кост-плюс») производства и доставки к потребителю, или цена, основанная на стоимости замещения (стоимости

<sup>1</sup> Более подробно см. гл. 2 в кн.: Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии, 2007.

потребления) альтернативных энергоресурсов у потребителя. Обе системы ценообразования являются экономически обоснованными и применимы как для внутреннего рынка, так и для экспортных поставок.

Принцип государственного суверенитета на природные ресурсы (закрепленный в резолюции Генеральной Ассамблеи ООН № 1803 от 1962 г. и в ст. 18 Договора к Энергетической хартии 1994 г.) подводит международно-правовую основу под обусловленное естественными экономическими мотивами стремление государств — производителей энергоресурсов получать максимальную экономическую ренту от их использования на внутреннем и (или) внешнем рынке. Понятно, что термин «максимальная экономическая рента» в этом контексте означает максимально достижимую в условиях ценовой конкуренции с другими, альтернативными газу (коль скоро в этой главе речь идет о газе), энергоносителями.

Однако принцип государственного суверенитета на природные ресурсы оставляет также за суверенными государствами — производителями невозобновляемых энергоресурсов право решать, каким образом им распорядиться своей ресурсной рентой:

- изъять ли ее полностью на стадии реализации произведенных энергоресурсов в денежной форме (продавая на внутреннем и внешнем рынках свои энергоресурсы по стоимости их замещения, изымая тем самым и ренту Рикардо, и ренту Хотеллинга);
- передать ли ее часть гражданам своей страны в качестве социальной дотации, продавая на внешнем рынке невозобновляемый энергоресурс по стоимости замещения (изымая тем самым и ренту Рикардо, и ренту Хотеллинга), а на внутреннем рынке по стоимости производства (изымая ренту Рикардо и лишь часть, в лучшем случае, ренты Хотеллинга — принцип «кост-плюс») или даже ниже этой стоимости (т. е. не изымая ни ренты Хотеллинга, ни даже ренты Рикардо в полном объеме — принцип «кост-минус»), компенсируя убытки на внутреннем рынке за счет экспорта;
- «обменять» ее на товарные (бартер) и (или) нетоварные (политические) уступки покупателей импортеров (передавая часть ренты Хотеллинга правительству/гражданам «чужой» страны в обмен на их дружественное поведение по отношению к стране — собственнику и экспортеру невозобновляемого энергоресурса).

Механизм ценообразования, учитывающий оба компонента ресурсной ренты в цене газа и дающий возможность государству — собственнику ресурсов газа извлекать как ренту Рикардо, так и ренту Хотеллинга, оставляя за потребителем выбор между газом и конкурирующими с ним энергоносителями, был впервые предложен на газовом рынке Европы правительством Нидерландов в рамках контрактной структуры, получившей известность как Гронингенская (голландская) модель ДСЭГК.

### 2.1.2. Ресурсная рента и ценообразование на газ в Европе: Гронингенская модель ДСЭГК

Эта концепция была разработана в Нидерландах в начале 1960-х гг. с открытием в 1958 г. крупнейшего в то время в мире газового месторождения Гронинген, по имени которого и получила впоследствии свое название. В основе этой концепции лежало желание правительства Нидерландов максимизировать природную ресурсную ренту, а точнее — специфическую ее часть — ренту Хотеллинга, от разработки этого уникального по своим размерам месторождения. Ключевые элементы этой модели были сформулированы в выступлении (ставшим известным как «нота де Пууза») тогдашнего министра экономики Нидерландов г-на де Пууза перед парламентом страны в 1962 г. об основных положениях новой государственной энергетической политики. Целью такой новой политики (что и нашло свое воплощение в голландской концепции ДСЭГК) являлась максимизация ресурсной ренты для страны — производителя газа в долгосрочном плане<sup>1</sup>.

Как известно, в соответствии с правовой моделью недропользования в Европе право собственности на природные ресурсы во всех без исключения европейских странах принадлежит государству. Впервые в истории столкнувшись с необходимостью выбора экономико-правовой модели разработки газового месторождения, размеры которого (а значит и масштабы финансовых потоков, необходимых для его разработки и генерируемых его освоением) предопределяли неизбежное существенное влияние такой модели на макроэкономические параметры развития всей страны, и, опираясь на подтвержденные в том же 1962 г. Генеральной Ассамблей ООН суверенные права государств на свои природные ресурсы, голландское государство было заинтересовано в том, чтобы получить максимальный долгосрочный эффект для страны и ее жителей от разработки этих уникальных ресурсов, т. е. максимальную — в долгосрочном плане — ресурсную ренту от разработки месторождения Гронинген. Для этого должна была быть выбрана оптимальная — в долгосрочном же плане — схема разработки этого уникального месторождения, размер ресурсов которого предопределял невозможность оптимизации его разработки на коротком временном плече. Исходя из этого Гронингенская концепция ДСЭГК представляет механизм соответствующей оптимизации разработки этого уникального по запасам месторождения и маркетинга добываемого на нем газа в долгосрочных интересах государства — собственника недр, но исходя при этом из рыночных конкурентных соображений.

---

<sup>1</sup> Подробнее см.: Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии, 2007; *Correlje A., van der Linde C. and Westerwoudt T. Natural Gas in the Netherlands: From Cooperation to Competition?* Oranje-Nassau Groep, 2003.

Гронингенская концепция ДСЭГК характеризуется следующими основными компонентами (рис. 2.2).

**Голландская (Гронингенская) концепция долгосрочного экспортного газового контракта (ДСЭГК) =**

- = долгосрочный контракт,
- + цена газа привязана к стоимости его замещения (стоимости альтернативных газу энергоносителей у потребителя — на горелке),
- + регулярный пересмотр цены в рамках контрактной формулы, возможность адаптации формулы цены,
- + минимальные обязательства по оплате (бери и/или плати),
- + нэт-бек к пункту сдачи-приемки (стоимость замещения газа у конечного потребителя минус стоимость транспортировки до него от пункта сдачи-приемки),
- + оговорки о пунктах конечного назначения.

Более 300 млрд куб. м газа ежегодно импортируется в континентальную Европу в рамках контрактных структур на базе этой концепции.

*Основа концепции: максимизации ренты Хотеллинга для государства — собственника недр*

*Рис. 2.2. Основные элементы голландской модели ДСЭГК*

*Источник: Конопляник А. А. Эволюция ценообразования на газ в континентальной Европе (ч. 2) // Газовый бизнес. 2009. Январь-февраль. С. 78–80.*

1. В ее основе лежит долгосрочный контракт между производителем/поставщиком потребителем/покупателем, обеспечивающий гарантии длительного устойчивого спроса на газ, добываемого на месторождении, в разработку которого требуется вложить многомиллиардные инвестиции. Эти гарантии спроса необходимы, чтобы минимизировать некоммерческие риски инвестиций в освоение месторождения (чем крупнее месторождение — тем шире номенклатура и значительнее масштаб таких рисков).

Длительность контракта предопределяется необходимостью: а) совместить (сблизить) продолжительность периода гарантированного сбыта газа с оптимальными (по технико-экономическим параметрам — с точки зрения полноты отбора запасов) сроками разработки месторождения и б) обеспечить длительные, предсказуемые и устойчивые финансовые потоки от экспорта газа, необходимые для возврата инвестиций, вложенных в разработку месторождения, и транспортной инфраструктуры<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Долгосрочный характер контракта диктуется в конечном итоге жесткими требованиями в отношении «финансируемости» проектов, предъявляемыми финансово-банковским сообществом к нефтегазовым компаниям, разрабатывающим проекты по добыче и транспортировке газа, как правило, на условиях долгового (проектного) финансирования, при котором инвестиции в проекты должны окупаться за счет будущих потоков финансовых средств, которые предстоит генерировать самим проектам, под реализацию которых запрашивается заемное финансирование. Более подробно см.: Конопляник А. Развитие рынков газа, долгосрочные контракты и Договор к Энергетической хартии // Нефтегаз. 2002. № 4. С. 25–33; Конопляник А. Многосторонние международно-правовые инструменты как путь снижения рисков проектного финансирования и стоимости привлечения заемных средств // Нефтяное хозяйство. 2003. № 5. С. 24–30 (ч. I); № 6. С. 18–22.

Таким образом, обе стороны контракта — и производитель, и потребитель — демонстрируют свою приверженность и юридически обязывающую готовность зафиксировать свои коммерческие взаимоотношения на долгосрочной и безальтернативной основе. Производитель готов поставлять свои ресурсы на данный конкретный рынок данному конкретному субъекту предпринимательской деятельности на оговоренных условиях. Потребитель готов связать определенный и фиксированный сегмент рыночного спроса с поставками из данного конкретного источника на оговоренных условиях.

При этом такая безальтернативная основа взаимной привязки производителя и потребителя друг к другу опирается, в отличие от широко распространенных заблуждений противников ДСЭГК, на твердую рыночную и конкурентную основу: обе стороны ДСЭГК заинтересованы обеспечить сбыт поставляемого/покупаемого газа по максимальной цене в условиях его конкуренции с другими энергоносителями и их поставщиками, стремящимися завоевать, так же, как и поставщики газа, своего потребителя. Это обеспечивается путем перехода от доминировавшего прежде механизма ценообразования, основанного на издержках производства газа («кост-плюс» или «нэт-форвард»), к механизму ценообразования, основанному на издержках замещения газа у потребителя.

2. Цена газа (как на внутреннем рынке, так и экспортная) привязана к стоимости его замещения (стоимости альтернативных газу энергоносителей) у конечного потребителя, т. е. «на горелке». Это дает возможность производителю-экспортеру извлекать при реализации своего газа максимальную ресурсную ренту — как ренту Рикардо, так и ренту Хотеллинга, сохраняя при этом конкурентные позиции газа по отношению к альтернативным энергоресурсам в конкретном сегменте его конечного потребления конкретной страны-потребителя. Рыночная цена газа (эквивалентная стоимости его замещения альтернативными энергоносителями) рассчитывается по специальной формуле, являющейся неотъемлемой частью любого ДСЭГК.

Базисная (исторически первоначальная) формула ценообразования включала в себя два альтернативных газу энергоносителя:

- газойль/дизтопливо, отражающий конкуренцию с газом в коммунально-бытовом секторе, обычно с «весом» 60% в формуле цены;
- мазут, отражающий конкуренцию с газом в сфере промышленной тепло- и электроэнергетики, обычно с «весом» 40% в формуле цены (рис. 2.3)<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Описание и (или) анализ формулы ценообразования в рамках ДСЭГК не является предметом настоящей работы. См. вставку 8 «Стилизованная формула расчета цены согласно концепции «чистой экспортной стоимости» по долгосрочным контрактам» в работе: Цена энергии: Международные механизмы формирования цен на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии, 2007. С. 176–177.



Типовая формула расчета цены газа в долгосрочных контрактах «гронингенского» типа и ее эволюция:

$$P_m = P_o + 0,60 \times 0,80 \times 0,0078 \times (LFO_m - LFO_o) + 0,40 \times 0,90 \times 0,0076 \times (HFO_m - HFO_o) + \dots (\text{цена на уголь}) + \dots (\text{цена на электроэнергию}) + \dots (\text{цена газа на ликвидных рыночных площадках}),$$

где

$P_m$  — цена на газ, применяемая в течение текущего месяца  $m$ ;

$P_o$  — начальная цена на газ;

$LFO$  — легкое котельное топливо (газойль/дизтопливо) как «конкурирующий энергоноситель»;

$LFO_o$  — цена на легкое котельное топливо на начальный месяц  $o$ ;

$LFO_m$  — цена на легкое котельное топливо, получаемая для текущего месяца  $m$ ;

$HFO$  — тяжелый мазут («конкурирующий энергоноситель»);

$HFO_o$  — цена на тяжелый мазут на начальный месяц  $o$ ;

$HFO_m$  — цена на тяжелый мазут за месяц  $m$ ;

[...] — параметры в квадратных скобках являются предметом переговоров между сторонами долгосрочного контракта в ходе предусмотренных «ценовых раундов» и могут включать, например, коррекции, связанные с ценой на уголь, электроэнергию, ценами на газ на ликвидных рыночных площадках (спотовые цены) и т. п.

*Рис. 2.3. Типовая формула ценообразования в рамках Гронингенской модели СЭГК и ее эволюция*

*Источник: Конопляник А. А. Эволюция ценообразования на газ в континентальной Европе (ч. 2) // Газовый бизнес. 2009. Январь-февраль. С. 78–80.*

3. Предусмотрены регулярный пересмотр цены в рамках контрактной формулы ценообразования и возможность адаптации формулы цены к изменяющимся внешним условиям (конкурентной среде газопотребления), поскольку поведение газовых цен в рамках формулы ценообразования, построенной по принципу стоимости замещения («нэт-бэк»), является гораздо более динамичным, чем в рамках формулы «кост-плюс» («нэт-форвард»), и требует поэтому более регулярных коррекций (см. рис. 2.3).

В рамках долгосрочного проекта разработки месторождения производственные издержки можно достаточно уверенно просчитать (оценить) и применять принятую методику расчета в течение долгого времени. Поэтому производственные издержки носят достаточно предсказуемый и относительно постоянный (характеризуемый, как правило, довольно монотонными изменениями) характер. Монотонно также будут меняться и цены, построенные по принципу «издержки плюс» или «нэт-форвард».

После перехода к ценообразованию на основе замещающих энергоресурсов, особенно если динамика последних привязана к поведению ликвидного рынка биржевых товаров, такого как мировой рынок нефти, происходят интенсивные спекулятивные колебания цен замещающих энергоресурсов, а за ними, пусть в сглаженном виде (через формулы привязки), — и контрактных цен на газ. Для того чтобы отражать (и (или) сглаживать) эти колебания цен замещающих энергоресурсов, поддер-

живая в то же время конкурентоспособность газа на рынке потребителя, необходим регулярный пересмотр формулы цены. Такой механизм предусмотрен в Гронингенской модели ДСЭГК и является ее обязательным элементом.

Таким образом, в Гронингенской модели ДСЭГК изначально заложена возможность адаптации формулы цены к изменяющимся условиям, формирующим конкурентную среду для реализации газа на рынке страны-потребителя (см. рис. 2.3). С учетом этих изменений производитель будет способен продолжать извлекать максимальную ресурсную ренту в новых — меняющихся — условиях, т. е. получать максимально возможную цену, определяемую конкурентоспособностью газа в изменяющихся внешних условиях его реализации. Например, при расширении номенклатуры конкурирующих с газом энергоносителей, появлении новых технологий, ведущих к повышению эффективности использования как этих конкурентных газу энергоносителей, так и самого газа, изменении ценовых параметров альтернативных газу энергоресурсов, появлению новых контрактных форм организации торговли газом, которые входят в конкуренцию с ДСЭГК, и т. п.

Долгосрочная эволюция механизма ценообразования в ходе его контрактных пересмотров (предусмотренных в ДСЭГК регулярных «ценовых переговорных раундов») — это процесс адаптации формулы ценообразования к новым реалиям развития энергетических рынков путем расширения номенклатуры входящих в нее элементов и изменения их «весов», отражающих конкуренцию между «старыми» и «новыми» конкурирующими с газом энергоносителями и «старыми» и «новыми» контрактными формами организации торговли газом.

Сегодня газойль/дизтопливо (*LFO*) и мазут (*HFO* — см. рис. 2.3) продолжают оставаться основными структурными элементами в формулах привязки цены газа в рамках ДСЭГК основных европейских газовых поставщиков. Результаты проведенного Директоратом по конкуренции Еврокомиссии исследования<sup>1</sup> показали, что для ДСЭГК России, Норвегии и Нидерландов доля мазута в формуле цены находится в пределах 35–39%, а газойля/ дизтоплива — 52–55%. Суммарная доля этих двух компонентов в формуле цены составляет 87% в норвежских и по 92% в голландских и российских экспортных газовых контрактах.

Другие компоненты ценовой формулы в европейских газовых контрактах — уголь, сырая нефть (специфическая особенность алжирских газовых контрактов)<sup>2</sup>, электроэнергия, инфляция, цена газа, определяемая иным, чем в ДСЭГК, путем (обычно спотовые цены или биржевые

<sup>1</sup> СЕС DG COMP. Energy Sector Inquiry 2005/2006.

<sup>2</sup> Подробнее см. в кн.: Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии, 2007.

котировки газа, как, например, в Соединенном Королевстве)<sup>1</sup>, а в некоторых контрактах часть цены является фиксированной.

4. Минимальные обязательства по оплате (бери и (или) плати), гарантирующие производителю минимально необходимый сбыт и минимально необходимые платежи (т. е. минимально гарантированный уровень потока доходов от продажи газа), а покупателю — возможность разумного «закупочного маневра», оставляя за ним право решать: выбрать ли ему все законтрактованные объемы газа или же только их часть в рамках оговоренного в контракте диапазона взаимно-допустимых возможностей, скажем, на уровне 75% от максимальных законтрактованных объемов.

Формула «бери и (или) плати» представляет собой гибкий и взаимовыгодный обмен долгосрочными обязательствами сторон: с одной стороны, обязательство страны-производителя таким образом распорядиться своим суверенным правом на природные ресурсы, чтобы поставить часть этих ресурсов на общие нужды производителя и потребителя. В то же время у потребителя возникает обязательство реализовать на рынке минимально оговоренную часть этих энергоресурсов, т. е. обеспечить на них соответствующий платежеспособный спрос.

Производитель берет на себя, таким образом, «ресурсный» риск (риск производства энергоресурса, включая геологический риск), а потребитель — «рыночный» риск (риск маркетинга и сбыта энергоресурса). Производственно-сбытовые риски при этом распределяются сообразно компетенции участников производственно-сбытовой цепи в рамках зон их ответственности по обеспечению надежного и предсказуемого газоснабжения: производитель/поставщик принимает на себя риски «верхних» (до пунктов сдачи-приемки), а покупатель/дистрибьютор газа — «нижних» (после пунктов сдачи-приемки газа) сегментов данной цепи.

5. «Нэт-бэк» к пункту сдачи-приемки (стоимость замещения газа у конечного потребителя минус стоимость его транспортировки от пункта сдачи-приемки до пункта конечного потребления). Это положение, предусматривающее определение экспортной (контрактной) цены в точке поставки обратным счетом от пункта конечного потребления газа, обеспечивает конкурентоспособность экспортируемого газа при его поставке на разные рынки и по разным маршрутам. Это положение также означает, что при поставке газа из одного источника (от одного производителя) на разные экспортные рынки через один пункт сдачи-приемки экспортная цена газа по разным контрактам в этом пункте может заметно различаться вследствие различий цен конечного потребления газа (стоимости его замещения) на этих экспортных рынках и различной протяженности транспортировки до этих рынков от пункта сдачи-приемки.

---

<sup>1</sup> Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии, 2007.

6. Оговорки о пунктах конечного назначения, появление которых обусловлено соображениями, изложенными в предыдущем пункте, а именно — возможностью наличия в одном пункте сдачи-приемки экспортного газа с разными контрактными ценами, предназначенного для разных экспортных рынков. Чтобы исключить возможность реэкспорта более дешевого газа, закупаемого импортером по одному контракту — для более отдаленного рынка, по более дорогой цене другого контракта — для более близко расположенного рынка (когда импортер, в рамках допустимых, в соответствии с минимальными обязательствами ДСЭГК по поставке-закупке, контрактных колебаний объемов фактических закупок, закупает больше газа, чем ему в данный момент необходимо для поставок на «дальний» рынок, и реализует «излишки» по более высокой цене на «ближнем» рынке в ущерб для производителя), вводятся ограничения на перепродажу газа, называемые оговорками о пунктах конечного назначения или территориальными ограничениями на продажу<sup>1</sup>.

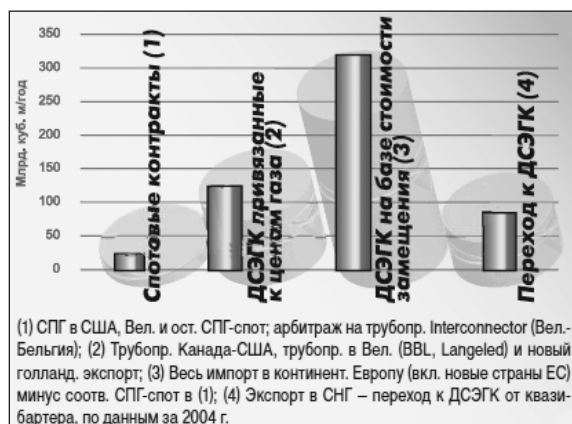


Рис. 2.4. Международная торговля газом: механизмы ценообразования для разных регионов (2005)

Источник: Конопляник А. А. Эволюция ценообразования на газ в континентальной Европе (ч. 2) // Газовый бизнес. 2009. Январь-февраль. С. 78–80.

Чем ближе к рынку конечного потребителя расположены пункты сдачи-приемки, чем менее разветвленной является система газораспределительных сетей стран(ы)-импортеров(а) и чем меньшее количество импортеров обслуживает один пункт сдачи-приемки, тем менее актуаль-

<sup>1</sup> Более подробно см.: Конопляник А. Российский газ для Европы: об эволюции контрактных структур (от долгосрочных контрактов, продаж на границе и оговорок о пунктах конечного назначения — к иным формам контрактных отношений?) // Нефть, газ и право. 2005. № 3. С. 33–44; № 4. С. 3–12.

ной — по крайней мере, для производителя — является тема оговорок о пунктах конечного назначения. И наоборот, чем большее число импортеров обслуживает один пункт сдачи-приемки, чем более разветвленной является система газораспределительных сетей стран(ы)-импортеров(а) и чем большее количество импортеров обслуживает один пункт сдачи-приемки, тем более экономически значимой, а потому актуальной, является тема оговорок о пунктах конечного назначения для производителя-экспортера. Эти оговорки защищают экономически обоснованные интересы производителя-экспортера, а именно — получение им максимально допустимой ресурсной ренты, исходя из конкурентных условий на рынке страны-потребителя для производимого и поставляемого им на экспорт газа, и препятствуют покупателю газа (обычно оптовому покупателю-посреднику между производителем и конечным потребителем) использовать возможности ценового арбитража, ведущие к недополучению производителем части ресурсной ренты (части ренты Хотеллинга).

Таким образом, контрактные оговорки о пунктах конечного назначения не стали «изобретением» советских/российских газовиков (хотя наличие этих оговорок именно в российских и отчасти в алжирских контрактах являлось предметом ожесточенной критики со стороны Еврокомиссии и ряда других непримиримых оппонентов ДСЭГК), а изначально были неотъемлемой частью Гронингенской модели ДСЭГК, обеспечивавшими возможность избежать ценового арбитража к ущербу для экспортера<sup>1</sup>.

Гронингенская модель ДСЭГК стала контрактной основой формирования европейской системы газоснабжения и ее газотранспортной системы в сегодняшних контурах. Не будет преувеличением сказать, что эта модель является основой самого факта существования современной системы газоснабжения континентальной Европы и всей европейской газотранспортной системы. По расчетам Секретариата Энергетической хартии для 2005 г., более 300 млрд куб. м газа ежегодно импортируется в континентальную Европу в рамках контрактных структур на базе Гронингенской концепции ДСЭГК. Еще около 120 млрд куб. м в год трубопроводного газа экспортируется в мире в рамках ДСЭГК по ценам, привязанным к его спотовым и/или биржевым котировкам — преимущественно в специфических условиях наиболее либеральных газовых рынков США и Соединенного Королевства. Примерно 100 млрд куб. м в год газового экспорта в страны СНГ находится в состоянии перехода к модифицированной Гронингенской модели ДСЭГК с привязкой к традиционной (преимущественно нефтепродуктовой) корзине замещающих

---

<sup>1</sup> Добывает и экспортирует голландский газ с месторождения Гронинген с начала его освоения компания «Газюни», 50% которой на начальном этапе принадлежало голландскому правительству и по 25% — компаниям «Шелл» и «Эксон».

газ энергоносителей. На чисто спотовые по обоим параметрам (срочность и механизм определения цены) контракты в международной торговле газом приходится лишь около 25 млрд куб. м поставок в год (рис. 2.4).

Советские поставки газа в Западную Европу начались в 1968 г. — спустя шесть лет после начала применения на практике Гронингенской модели ДСЭГК — поставками в Австрию, по контракту с австрийской компанией *OMV* в пункт сдачи-приемки Баумгартен. Первый советский газовый контракт в Европе стал применением на практике контрактной модели, которая была разработана для поставок газа внутри политически однородной Западной Европы. Эта модель после нескольких лет ее практической апробации и «доводки» была взята за основу и адаптирована сторонами контракта (советским внешнеторговым объединением «Союзгазэкспорт» — поставщиком газа и соответствующими западноевропейскими компаниями — покупателями советского газа) к специфическим условиям поставок газа в рамках политически разделенной тогда Европы<sup>1</sup>.

После распада СЭВ и СССР советская модель ДСЭГК оказалась под воздействием ряда дополнительных рисков, которые вынудили продолжить адаптацию этой модели — на сей раз к реалиям постсоветского пространства и новой внутренней организации ЕС.

Таким образом, Гронингенская модель ДСЭГК является постоянно совершенствуемым инструментом организации международной торговли газом, сохраняя при этом свои основные характерные черты. Более того, Гронингенская модель ДСЭГК, в том числе ее модификации в части механизма ценообразования, служит основой международной торговли газом и, следовательно, залогом устойчивого мирового газоснабжения.

## 2.2. Контрактная структура поставок и цены

Развитие международных рынков газа происходит в направлении формирования все более разветвленной контрактной структуры сделок на этих рынках (рис. 2.5)<sup>2</sup>.

Поэтому наиболее сложный вопрос связан с трудностями и рисками (и с самой целесообразностью) повсеместного перехода от системы поставок газа с несколькими сильными участниками (например, существу-

---

<sup>1</sup> Конопляник А. Российский газ для Европы: об эволюции контрактных структур (от долгосрочных контрактов, продаж на границе и оговорок о пунктах конечного назначения — к иным формам контрактных отношений?) // Нефть, газ и право. 2005. № 3. С. 33–44; № 4. С. 3–12; Конопляник А. Эффект матрицы // Нефтегазовая Вертикаль. 2005. № 7. С. 18–22.

<sup>2</sup> Цена энергии: Международные механизмы формирования цен на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии, 2007. Гл. 2; Конопляник А. Россия на формирующемся Евразийском энергетическом пространстве: проблемы конкурентоспособности. М.: Нестор Академик Паблшерз, 2004. 655 с. (гл. 2).

ющей вчера и сегодня в континентальной Европе на рынке трубопроводного газа и/или в Японии/Корее на рынке сжиженного природного газа — СПГ) к системе одной или нескольких высоколиквидных рыночных площадок с большим числом игроков (как на рынке газа в Соединенном Королевстве и (или) в США или на глобальном рынке нефти).

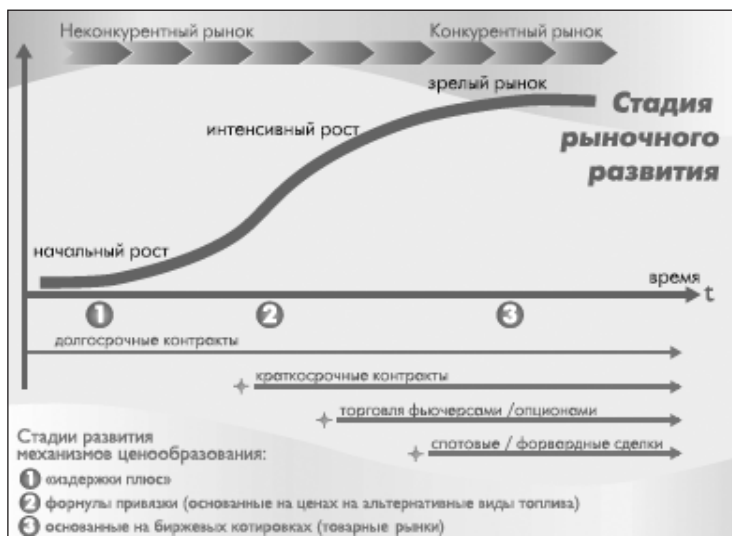


Рис. 2.5. Международная торговля газом: механизмы ценообразования для разных регионов (2005)

Источник: Конопляник А. А. Эволюция ценообразования на газ в континентальной Европе (ч. 2) // Газовый бизнес. 2009. Январь-февраль. С. 78–80.

Заметим, что риски переходного состояния от одной стадии развития энергетического рынка к другой характерны для всех типов экономик (развитых и развивающихся, рыночных и нерыночных). Но именно вышеуказанные риски перехода от менее ликвидной к более или наиболее ликвидной контрактной структуре организации рыночного пространства (свойственной спотовой торговле, форвардным и фьючерсным/опционным сделкам) характерны не столько для традиционных переходных экономик (от нерыночных к рыночным формам организации экономической жизни в стране) или развивающихся стран, сколько для государств, давно входящих в категорию развитых рыночных экономик. Эти риски относятся как к собственно рискам поставок на рынки, находящиеся в указанном «переходном» состоянии, так и к рискам инвестиций в проекты, ориентированные на такие «переходные» рынки, а именно на рынки, находящиеся в стадии перехода к наиболее либеральной их модели в рамках избранной, т. е. рыночной, системы экономического

развития той или иной страны или группы стран, обычно являющихся крупными потребителями и нетто-импортерами газа.

Риски поставок на такие рынки для вертикально интегрированных производственных компаний, осуществляющих добычу (как внутри, так и за пределами таких рынков, например, рынка ЕС) и поставки газа (на такие рынки, например, как рынок ЕС), являются частью более широкой номенклатуры торговых и инвестиционных рисков, чем для компаний, занимающихся исключительно торговыми операциями (трейдеров). Для вертикально интегрированных производственных компаний повышенные торговые риски могут оказать решающее (негативное) влияние на перспективы окупаемости (обычно крупномасштабных) инвестиций в проект по добыче и доставке газа потребителю и тем самым сделать невозможным для них привлечение на приемлемых условиях заемного финансирования для организации инвестиций в проект по освоению и разработке месторождения газа и транспортной инфраструктуры по доставке этого газа потребителю.

Это положение справедливо вне зависимости от того, идет ли речь о трубопроводном газе или СПГ. И это является одной из характеристик понятия «(экономическая) надежность/безопасность спроса» (*security of demand*), с которой приходится иметь дело поставщикам, особенно в случае экспортных поставок газа из стран, не относящихся пока к развитым рыночным экономикам (например, извне ЕС), в страны, уже относящиеся к указанной категории (например, в ЕС). Таким образом, построение более либерального энергетического рынка в странах — импортерах природного газа создает в странах-экспортерах дополнительные риски финансирования инвестиционных проектов, нацеленных на рынки указанных стран-импортеров. Это ухудшает (экономическую) надежность/безопасность спроса (*security of demand*) в странах-импортерах для стран-экспортеров, что, в свою очередь, замыкая круг, ведет к ухудшению «(экономической) надежности/безопасности поставок» газа (*security of supply*) из этих стран-экспортеров в указанные страны-импортеры<sup>1</sup>.

Как заявил представитель одной из газодобывающих компаний во время сессии Промышленной консультативной группы Энергетической хартии, «производители заинтересованы в поставке своего газа либо на рынок с высокой ликвидностью, либо на рынок с низкой ликвидностью, но сильными участниками, и они знают как это делать; но трудно поставлять газ на рынки с низкой ликвидностью и слабыми участниками»<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Более подробно см. соответствующие публикации и презентации автора на эту тему на сайте [www.konopljanik.ru](http://www.konopljanik.ru), например: Конопляник А. Когда один договор стоит тысячи // Нефть России. 2007. Апрель. № 4. С. 7–10; № 5. С. 10–13.

<sup>2</sup> Цена энергии: Международные механизмы ценообразования на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии, 2007. С. 191.



По мнению авторитетной консалтинговой фирмы «Кембридж Энерджи Рисерч Ассошиэйтс» (CERA), «инвестиции в инфраструктурные и крупные добывающие проекты очень тяжело обосновать схемами продаж на рынки, находящиеся в стадии перехода к либерализованной и высоколиквидной модели»<sup>1</sup>.

Итак, какова контрактная структура международной торговли газом и каковы доминирующие механизмы ценообразования для разных регионов? По оценке Секретариата Энергетической хартии, по состоянию на 2005 г. примерно из 550–560 млрд куб. м/год международной торговли газом лишь около 5% (около 25 млрд куб. м/год) приходится на операции на спотовом рынке.

Это разовые сделки на рынке СПГ при его поставках в США, Великобританию и другие страны, арбитражные операции на трубопроводе *Interconnector*, соединяющем Соединенное Королевство и Бельгию. Остальные 95% приходится на различные разновидности ДСЭГК. При этом 55–60% обеспечивают традиционные ДСЭГК на базе стоимости замещения. Это весь импорт страны ЕС за вычетом соответствующих объемов спотовых поставок СПГ. На ДСЭГК, привязанные в той или иной степени к ценам газа в центрах спотовой торговли, т. е. на торговых площадках (так называемых «хабах»), где осуществляется конкуренция «газ — газ», приходится 20–25%. Это трубопроводные поставки из Канады в США, привязанные к ценам в Хенри-Хаб (центре спотовой торговли газом США), поставки в Соединенное Королевство по трубопроводам *BVL* и *Langede*, цены которых привязаны к котировкам в *NBP*, и новый голландский экспорт. Примерно 15% приходится на переходные контрактные структуры, трансформируемые к структуре традиционного (Гронингенского) ДСЭГК. Это весь российский экспорт в СНГ, который постепенно переводится на ДСЭГК от квазибартерных сделок и политического ценообразования<sup>2</sup>.

Таким образом, разовые сделки и биржевые операции, в ходе которых цена определяется на основе конкуренции «газ — газ», занимали в середине прошлого десятилетия очень незначительную долю в объемах международной торговли газом. Доля спотовых операций на рынке газа тогда соответствовала доле разовых сделок в международной торговле нефтью в начале 1970-х гг. (тогда, по разным источникам, от 3–5 до 5–7%). Занимая небольшой сегмент рынка газа, значительная часть

<sup>1</sup> CERA Special Report «Securing the Future», 2007. P. 13.

<sup>2</sup> Более подробно см. серию презентаций Секретариата Энергетической Хартии в рамках двусторонних семинаров, организованных в 2007–2008 гг. СЭХ со странами — членами Энергетической Хартии, по международным механизмам ценообразования на нефть и газ на базе соответствующего исследования Секретариата и, в частности, подготовленные в них автором разделы по эволюции ценообразования на постсоветском пространстве (URL: [www.konoplyanik.ru](http://www.konoplyanik.ru)).

которого приходится на США и меньшая — на Соединенное Королевство, причем каждый из этих двух англо-саксонских рынков обладает своей спецификой, обусловившей возможность осуществления на нем спотовых операций на рынке трубопроводного газа<sup>1</sup>, эти операции в международной торговле газом тогда еще не являлись представительными и поэтому были подвержены серьезным случайным конъюнктурным колебаниям, вплоть до возможности искусственного манипулирования ценой. Особенно это относится к рынку Соединенного Королевства, к ценам которого наиболее часто предлагается привязать цены ДСЭГК в континентальной Европе.

Очевидно, что в Соединенном Королевстве имеется относительно ликвидный — и пока очень неустойчивый — рынок, который оперативно реагирует на давление со стороны спроса/предложения и «узкие места». По мнению издания *Gas Matters*, «истинные рынки непредсказуемы большую часть времени, но поскольку *NBP* продолжает переход от самообеспеченности к импортной зависимости, опыт прошлого не представляет больше четкой основы для предсказания будущего.

...Похоже, что *NBP* и ее меньшие сестры — центры спотовой торговли в Голландии и Бельгии все в большей степени ощущают стрессы и напряжения от игры на международном рынке. Рынок Соединенного Королевства — емкий и ликвидный, но он недостаточно большой для того, чтобы противостоять толчкам и пинкам со стороны крупных игроков. Мы наблюдали в течение нескольких месяцев как решения по потокам (газа по трубопроводу. — *А. К.*) Лангелед влияли на рынок, и нам пришлось вспомнить, что Соединенное Королевство опосредованно связано с континентом через систему подводных норвежских трубопроводов... Приливы и отливы в Норвежских трубопроводных поставках (имеются в виду остановки/возобновление поставок вследствие ремонтно-восстановительных работ. — *А. К.*), безусловно, дергали газовые цены, но мы должны все в большей степени следить за более отдаленными газовыми потоками. Метановозы-СПГ с (норвежского месторождения. — *А. К.*) Сновит... могут предпочесть более короткий маршрут под разгрузку в Милфорд Хэвен или Айл оф Грэйн (*Milford Haven, Isle of Grain* — приемные терминалы СПГ в Соединенном Королевстве. — *А. К.*), чем идти к побережью Мексиканского залива США. СПГ из Катара может начать узурпировать Лангелед и стать переносчиком ценовых колебаний и стрессов»<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Подробнее см. в кн.: Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии, 2007.

<sup>2</sup> *Gas Matters*, September 2007. P. 38 (как следует из цитаты и из самой статьи, в ней под крупными игроками понимаются в первую очередь отдельные газовые проекты, возможность переориентации поставок с которых по масштабам сопоставима с емкостью рынка Соединенного Королевства и может оказывать на него существенное ценовое влияние).

Автору уже приходилось писать в одной из работ<sup>1</sup>, что устойчивые и экономически обоснованные стимулы к сокращению срочности контрактов и формированию ликвидного рынка газа начинают появляться тогда, когда объем последнего кратно превосходит масштаб каждого нового проекта по поставкам газа на этот рынок. В этом случае такие новые проекты не оказывают «стрессового» (системообразующего) влияния на конъюнктуру поставок. Сегодня английский рынок таковым пока не является, хотя относительно ликвидный рынок (о чем чуть ниже), как считается, в этой стране уже создан<sup>2</sup> и функционирует. Сходного с автором мнения придерживается и известный газовый эксперт Джонатан Стерн, полагающий, что проблема с центрами спотовой торговли континентальной Европы (к котировкам которых оппоненты современных формул привязки газовых цен предлагают привязать цены ДСЭГК) имеет три измерения (он формулирует их несколько в ином контексте): недостаток объемов торговли, недостаточная ликвидность, риск ценового манипулирования со стороны доминирующих национальных игроков<sup>3</sup>. Понятно, что переводить европейские ДСЭГК на цены такого объективно неустойчивого рынка — значит создавать дополнительные риски и ставить под угрозу надежность энергоснабжения всей континентальной Европы.

### **2.3. Формулы привязки в рамках долгосрочных контрактов и конкуренция «газ — газ» на рынке разовых сделок**

#### **2.3.1. Ликвидность рынков и цены**

Итак, на вопрос: насколько представительный сегмент рынка представляют спотовые цены, насколько устойчив этот сегмент рынка в Ев-

---

<sup>1</sup> Конопляник А. Развитие рынков газа, долгосрочные контракты и Договор к Энергетической хартии // Нефтегаз. 2002. № 4. С. 25–33.

<sup>2</sup> Причем «принудительным» путем и благодаря специфическим особенностям поставок газа в Соединенное Королевство. Поначалу поставки осуществлялись за счет разработки многочисленных мелких газовых месторождений южной части Северного моря. Затем за счет поставок попутного газа нефтяных месторождений центральной части Северного моря, при том что так называемый «газовый фактор» на этих месторождениях является наивысшим в мире и превышает 50%. После введения правительством запрета на сжигание попутного газа в факелах (обеспечительной мерой выступал запрет на реализацию добытой нефти при неполной утилизации добытого попутного газа), даже после закачки части его добытых объемов обратно в пласт для повышения нефтеотдачи, остались значительные объемы добытого попутного газа, который добывающие компании обязаны были реализовать на рынке страны, для того чтобы иметь возможность продавать добытую нефть. Это искусственно и быстро создало избыточное предложение на рынке газа Соединенного Королевства и дало возможность начать формирование ликвидного рынка газа в стране (более подробно см. в кн.: Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии, 2007).

<sup>3</sup> Stern J. Is There a Rationale for the Continuing Link to Oil Product Prices in Continental European Long-Term Gas Contracts? // OIES. NG 19. 2007. April. P. 17.

ропе (особенно в континентальной Европе, газовый рынок которой развивается, в отличие от газового рынка Соединенного Королевства, по своим закономерностям), выкристаллизовывается отрицательный ответ. Но ратующие за разовые сделки как за основу уже сегодняшнего ценообразования на рынке газа говорят обычно о высокой ликвидности рынка Соединенного Королевства и спотовой торговли вообще — в сравнении с долгосрочными контрактами. Высокая ликвидность, по их мнению, это основная характеристика конкурентного рынка, залог низких или снижающихся цен на газ.

Так ли это? То, что спотовый и тем более биржевой рынок являются более ликвидными, чем ДСЭГК, не вызывает никакого сомнения. Однако это сравнение методологически некорректно, ибо сравнивать можно только однородные понятия и явления. А долгосрочные контракты, с одной стороны, и спотовая и (или) биржевая торговля, — с другой, представляют принципиально разные формы организации рыночного пространства (наряду с третьей его разновидностью — вертикальной интеграцией). Долгосрочный контракт по определению предусматривает долгосрочную привязку одного покупателя к одному поставщику, где сглаженное перераспределение ценовых рисков между сторонами ДСЭГК происходит посредством специальных ценовых формул и предусмотренных контрактом механизмов по пересмотру цен и формул ценообразования.

Поэтому сравнивать показатели ликвидности спотовой и биржевой торговли газом в Европе, в том числе в континентальной Европе, нужно не с ДСЭГК (ликвидность которых всегда равна единице), а с другими рынками — товарными или региональными, где доминирует спотовая и (или) биржевая торговля.

Показателем ликвидности является параметр под названием «чёрн» (*churn*). Он характерен для биржевой торговли и отражает соотношение между объемом заключенных контрактов (открытых позиций) и стоимостью физических объемов поставленных по ним товаров с данной торговой площадки. Поэтому его «точечные» значения могут колебаться в весьма значительном диапазоне. Общепринято считать, что ликвидные рынки начинаются со средневзвешенного уровня «чёрна», равного 15 и выше. С этих позиций европейские рынки газа — что в Соединенном Королевстве, и тем более в континентальной Европе, ликвидными рынками не являются. Особенно если их сравнивать с мировым рынком нефти (рис. 2.6).

В лучшем случае, газовый рынок Соединенного Королевства можно расценивать лишь как приближающийся к рубежу, устойчивое превышение которого позволит формально отнести его к ликвидным рынкам. Это устойчивое превышение уровня «чёрна», равного 15, по-видимому, может произойти в некоторой перспективе. Но пока не произошло (рис. 2.7). Основные спотовые рынки или, скорее, торговые площадки для торговли сырой нефтью располагаются в Роттердаме для Европы,

Сингапуре для Азии и Нью-Йорке для США. На спотовых нефтяных рынках сформировался полный набор инструментов биржевого ценообразования, а именно производных финансовых инструментов (деривативов), включая фьючерсы и опционы.

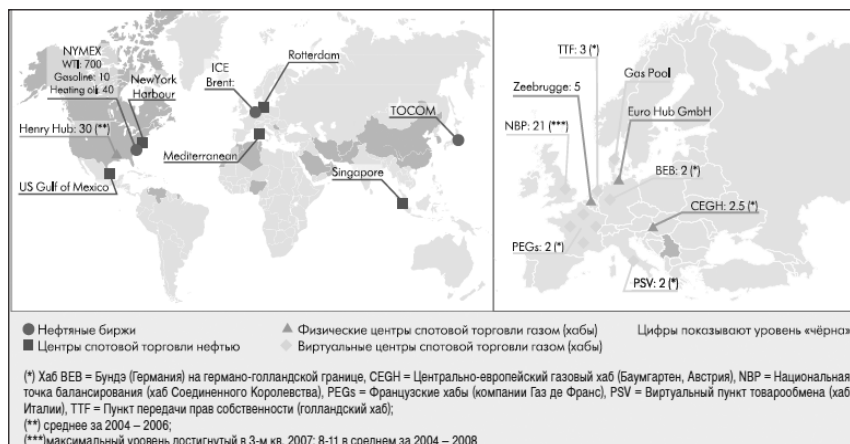


Рис. 2.6. Сравнительная ликвидность рынков: нефть (мировой) и газ (европейский)

Источник: Конопляник А. А. Эволюция ценообразования на газ в континентальной Европе (ч. 3) // Газовый бизнес. 2009. Январь-февраль. С. 76–82.

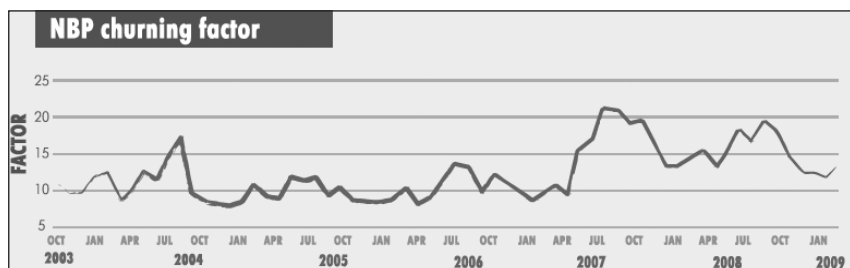


Рис. 2.7. Динамика параметра «чёрн» на NBP Соединенного Королевства

Источник: Gas Matters.

Нью-Йоркская товарная биржа (*NYMEX*) и Межконтинентальная фьючерсная биржа в Лондоне (*Intercontinental Exchange Futures — ICE Futures*, более известная по своему предыдущему названию как Международная нефтяная биржа — *International Petroleum Exchange — IPE*)<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Intercontinental Exchange Inc. (США) купила *IPE* в 2001 г. и переименовала ее в *ICE Futures* в 2005 г.

являются двумя основными финансовыми рынками (рыночными площадками) для нефти. Мировые цены на нефть по двум ключевым сортам — *WTI* (западно-техасская усредненная) и *Brent*<sup>1</sup> — определяются именно на этих двух рыночных площадках<sup>2</sup>.

Самым ликвидным среди товаров углеводородной группы является рынок смеси нефти «Западно-техасская усредненная» (*West Texas Intermediate — WTI*), цены на которую котируются на Нью-Йоркской товарной бирже. Показатель «чёрн» для западно-техасской нефти измеряется трехзначными величинами и в конце 2007 г. составлял примерно 700. Трехзначными величинами, но меньшими, чем для западно-техасской смеси, измеряется также показатель «чёрн» для второго по значимости рынка нефти — смеси нефтей *Brent*, цены на которую котируются на Межконтинентальной фьючерсной бирже (бывшая Международная нефтяная биржа) в Лондоне.

Однако показатели по нефтепродуктам, котируемым на биржах, уже много меньше, чем для сырой нефти: уровень «чёрна» для котельно-печного топлива (газойль) на Нью-Йоркской бирже составляет 40, а по бензину и того меньше — всего 10, т. е. даже ниже рубежного значения параметра «чёрн», равного 15, для отнесения того или иного рынка к категории ликвидных. Таким образом, даже на самом ликвидном — как принято, не без оснований, считать — нефтяном рынке высоколиквидными его сегментами являются, по сути, лишь рынок сырой нефти (а точнее, рынки двух основных ее маркерных сортов, к которым через систему дифференциалов привязаны цены на остальные сорта нефти в международной торговле и на страновых рынках) и отдельные рынки отдельных нефтепродуктов.

Но как только мы переходим к рынкам газа, там показатели ликвидности оказываются гораздо меньшими, чем на рынке нефти.

Средний уровень «чёрн» по *Henry Hub*<sup>3</sup> (центр спотовой торговли газом США) за 2004–2006 гг. составлял примерно 30, достигая в отдельные «точечные» моменты уровня 100. Механизм всплесков уровня «чёрн» на *Henry Hub* (как, впрочем, и на любом центре спотовой торговли) аналогичен описанному ниже механизму колебания «чёрн» на *NBP*, показанному на рис. 2.7. Для *NBP* Соединенного Королевства уровень «чёрн» вплоть до середины 2007 г. колебался в пределах 8–11 с двумя всплесками до 16 и 14 летом 2004 и 2006 гг. соответственно. Осенью 2007 г. он поднялся

<sup>1</sup> Brent.

<sup>2</sup> Более подробно см.: Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии, 2007. Гл. 3; Конопляник А. Кто определяет цену нефти? // Нефть России. 2009. № 3. С. 7–12; № 4. С. 7–11; Он же. Россия на формирующемся Евразийском энергетическом пространстве: проблемы конкурентоспособности. М.: Нестор Академик Паблишерз, 2004. Гл. 2.

<sup>3</sup> Хенри Хаб.

до уровня 21, а затем продолжил свои колебания уже вокруг отметки 15. При этом в 2009 г. находился в нижней фазе колебаний (т. е. в зоне ниже 15 — см. рис. 2.7). Таким образом, за время статистических наблюдений устойчивого превышения на *NBP* уровня «чёрна», равного 15, необходимого для отнесения газового рынка Соединенного Королевства хотя бы формально к категории ликвидных, не наблюдалось.

Следует отметить и еще один момент. Числитель дроби, формирующей параметр «чёрн», подвержен значительно более резким колебаниям, чем его знаменатель (рис. 2.8). Колебания знаменателя дроби (физические поставки газа) отражают поведение рынка «физического» газа (спрос и предложение газа). Колебания же числителя не связаны напрямую с конъюнктурой рынка «физического» газа, а отражают поведение рынка газа «бумажного», т. е. финансовых рынков — гораздо более волатильных, подверженных более резким и непредсказуемым колебаниям, базирующимся на ожиданиях игроков и вызванных этими ожиданиями притокам и оттокам спекулятивного капитала. Амплитуда колебаний параметра «чёрн» в течение 2007–2008 гг. составляет примерно плюс-минус 1/3 от рубежной величины 15. Поэтому колебания параметра «чёрн» на *NBP* Соединенного Королевства — на этом, самом ликвидном, как принято считать, европейском рынке, — свидетельствуют, на наш, взгляд, о его неустойчивости на рубеже границы ликвидности.

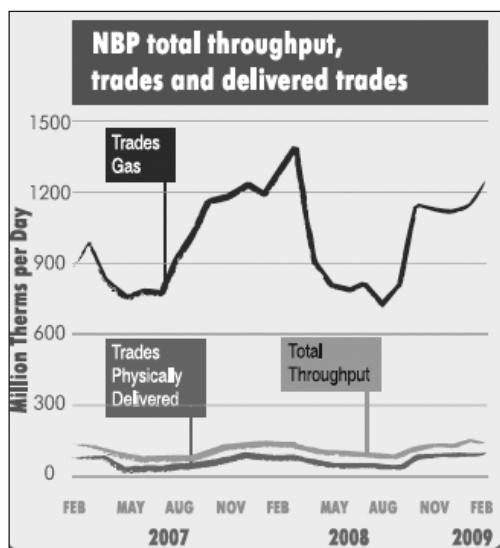


Рис. 2.8. Соотношение объемов «физической» и «бумажной» торговли газом на *NBP* Соединенного Королевства: что влияет на уровень ликвидности

Источник: Gas Matters, April 2009. P. 32.

Для центров спотовой торговли континентальной Европы характерны много меньшие и объемы торговли, чем для *NBP*, и уровни «чёрна». Более того, разрыв в уровнях ликвидности между *NBP* и газовыми «хабами» континентальной Европы, похоже, увеличивается, но, заметим, сохраняя все европейские хабы в зоне неликвидных газовых рынков. По оценке Дж. Стерна на базе данных *Heren Energy*, в начале 2007 г. объем торгов в *NBP* более чем в 10 раз превышал объем торгов в *Zeebruge*<sup>1</sup> (Бельгия) — крупнейшем тогда узле спотовой торговли газом континентальной Европы. В свою очередь, «хаб» в Зеебрюге (физический центр торговли газом, сформированный самой газовой отраслью) более чем вдвое превышал по объемам торгов следовавший за ним «хаб» *Title Transfer Facility*<sup>2</sup> (*TTF*) в Нидерландах — условный узел для всей системы поставок голландского газа, созданный при регуляционной поддержке правительства страны, который, в свою очередь, в два раза превосходил по объемам торговли следующие за ним французский и итальянский хабы.

К концу десятилетия ситуация изменилась — и не в пользу хабов континентальной Европы. Вышедший там на первое место по объемам торгов хаб *TTF* составлял по этому показателю всего 4,6% от *NBP* (разница более чем в 22 раза!). Объемы торгов на *TTF* в 1,2 раза превышал аналогичный показатель в *Zeebruge*, который, в свою очередь, в 2,4 раза превышал объем торгов в немецком хабе *EGT*, который в полтора-два раза<sup>3</sup> превышал объем торгов в хабах *BEB*, *PEGs*, *PSV*. И это при том, что *NBP* продолжал оставаться по формальным признакам неликвидным рынком.

Соотношение масштабов «бумажной» и «физической» торговли газом на хабах континентальной Европы представлено на рис. 2.9.

Уровни «чёрна» для газовых «хабов» континентальной Европы не превышали 5, говоря точнее, находились у отметок 2–3 (см. рис. 2.6)<sup>4</sup>, что в три-пять раз ниже предельного уровня «чёрна» для признания того или иного узла спотовой торговли хотя бы формально ликвидным. В целом по континентальной Европе этот показатель не превышали 3 (см. рис. 2.9). Поэтому, когда предлагается в рамках ДСЭГК в Европе перейти от формул привязки цен на газ к ценам на нефтепродукты и (или) другие замещающие газ энергоресурсы к формам ценообразования, построенным на конкуренции «газ — газ» пусть даже на самом ликвидном европейском

<sup>1</sup> Зеебрюге.

<sup>2</sup> Центр передачи права собственности.

<sup>3</sup> Рассчитано по: Gas Matters, June 2008. P. 32.

<sup>4</sup> При подготовке рисунка использовались данные *Heren Energy*, приведенные в указанной работе Дж. Стерна на с. 20; за основу рисунка взята карта европейских газовых хабов из: Gas Matters, May 2005. P. 9, воспроизведенная также в указанной работе Дж. Стерна на с. 17.



газовом рынке, это означало бы привязать цены на газ к неустойчивому сегменту рынка с низкой и недостаточной ликвидностью.

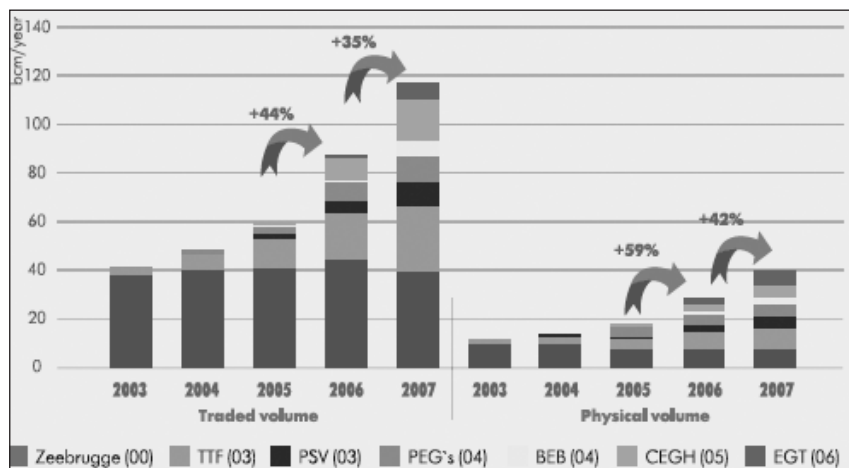


Рис. 2.9. Динамика объемов торговли физических поставок газа с торговых площадок (хабов) континентальной Европы

Источник: IEA. Natural Gas Market Review 2008. P. 32.

«Архитекторы» европейской газовой политики ожидали, что с внедрением либерализованных и конкурентных рынков страны континентальной Европы быстро перейдут к формированию цен на газ на базе их привязки не к ценам на нефтепродукты, а к ценам на газ, формируемым на базе торговли ими в одном или нескольких центрах спотовой торговли (хабах) и котируемым на одной или нескольких биржах. Наиболее известные примеры, бравшиеся за основу, — это цены физического центра спотовой торговли *Henry Hub* (США), котируемые на Нью-Йоркской товарной бирже, которая устанавливает цену на газ для всей Северной Америки, и цены виртуального центра спотовой торговли *NBP* (Соединенное Королевство), котируемые на Лондонской межконтинентальной фьючерсной бирже. Однако этого не произошло и, по-видимому, не могло произойти в континентальной Европе. Да и насколько правомочно было бы переносить ценовые колебания на весьма специфическом рынке Соединенного Королевства на все энергетическое пространство «большой» Европы, которое включает в себя не только страны ЕС — потребителей газа, но и все государства по трансграничным цепочкам газоснабжения вплоть до государств-экспортеров и месторождений газа в Европе, Азии, Африке, соединенных трубопроводами и поставками СПГ с ЕС?

Отметим также, что лежащие в основе энергетической политики многих стран, особенно государств — импортеров энергоресурсов, представ-

ления, что чем выше ликвидность, тем выше конкуренция и тем ниже цены, не подтверждаются на практике в значительном числе случаев. Наиболее характерный пример — поведение цен на мировом нефтяном рынке. Этот рынок с конца 1980-х гг. функционирует в режиме глобального рынка биржевых товаров. При этом, однако, цены на нем отнюдь не снижались, а устойчиво росли с конца 1990-х гг., особенно резко — с 2004 г., и тем более в 2007–2008 гг., а затем в одночасье обрушились до уровней, предшествовавших росту.

Причина высоких нефтяных цен, на наш взгляд, заключается в том, что сегодня, при высокой ликвидности нефтяного рынка в условиях глобализации, цены на нефть определяются уже не столько на самом нефтяном рынке (в его «физическом» и (или) «бумажном» сегментах), сколько за его пределами — на глобальном и еще более ликвидном финансовом рынке. Размер этого рынка в сумме всех его сегментов — валютного, акций, облигаций, других товарно-сырьевых ресурсов и т. п. — многократно превышает совокупные обороты обоих сегментов нефтяного рынка. После снятия запрета для крупнейших американских институциональных инвесторов (пенсионных фондов, страховых компаний) на операции с высокорискованными инструментами нефть (точнее, производные нефтяные финансовые инструменты) стала для глобальных игроков на глобальном финансовом рынке всего лишь одним из составных, хотя и высокодоходных, элементов их инвестиционных портфелей, целью формирования которых является повышение общего уровня доходности в рамках всего инвестиционного портфеля, формируемого в пределах глобальной совокупности всех финансовых рынков. Поэтому цены на нефть сегодня отражают не столько «реальную» нефтяную экономику (результат поведения стратегических инвесторов на нефтяном рынке) и (или) не столько «виртуальную» нефтяную экономику (результат поведения финансовых нефтяных инвесторов — иначе говоря: игры нефтяных спекулянтов на нефтяном рынке), сколько являются следствием глобальных тенденций на финансовом рынке за пределами его нефтяного сегмента (поведение преимущественно ненафтяных финансовых инвесторов на глобальном финансовом рынке)<sup>1</sup>.

Другой пример — рынок газа Соединенного Королевства. До ликвидации монополии выделившейся из *British Gas* сбытовой компании *Centrica* на снабжение газом населения в январе 1998 г. и урегулирования

---

<sup>1</sup> Более подробно о закономерностях роста и падения нефтяных цен см. следующие публикации автора: Нефтяной рынок необходимо реформировать // *Время новостей*. 2008; О причинах взлета и падения нефтяных цен // *Нефть и газ (Украина)*. 2009. № 2. С. 2–4, 6–8, 10–11; О ценах на нефть и нефтяных деривативах // *Экономические стратегии*. 2009. № 2. С. 2–9; Кто определяет цену нефти? // *Нефть России*. 2009. № 3. С. 7–12; № 4. С. 7–11; см. также: *Фейгин В.* Конец эры «бумажной нефти» // *Россия в глобальной политике*. 2009. Т. 7. № 1. Январь-февраль. С. 135–146.

обязательств «бери или плати» между *Centrica* и производителями газа спотовые цены на газ, реализуемый независимым покупателям, оказались существенно ниже средневзвешенной стоимости газа, которую должна была уплачивать *Centrica*, унаследовавшая договоры *British Gas* с обязательствами «бери или плати». В начальный период либерализации газового рынка спотовые цены сохранялись на этом относительно низком уровне (конкуренция благодаря либерализации отрасли, но главным образом — результат наличия излишков газа ввиду значительного увеличения объемов добычи попутного газа в центральной части Северного моря в условиях их обязательной реализации). После достижения максимального объема экспорта на континент по газопроводу *Interconnector* в 2000 г. и последующего его снижения началось повышение спотовых цен. Эта их динамика сохраняется в текущем десятилетии и в последние несколько лет происходит уже на уровне, превышающем существовавшую до 1998 г. средневзвешенную стоимость газа по долгосрочным контрактам *Centrica/British Gas*<sup>1</sup>.

Итак, мы пришли к выводу, что путь, предлагающий привязывать цены на газ в ориентированных на Евросоюз ДСЭГК не к корзине альтернативных газу энергоресурсов, исходя из их стоимости замещения, а к ценам на газ, определяемым конкуренцией «газ — газ» и формируемым на базе европейских узлов спотовой торговли, в частности в *NBP* Соединенного Королевства, не является обоснованным. По крайней мере, сегодня и в обозримой перспективе. Это путь, который создает многие дополнительные риски и для потребителей, и особенно для производителей за пределами ЕС. Европейский газовый рынок не готов (да и должен ли?) переключиться на конкуренцию «газ — газ» в качестве основного механизма формирования цен.

### 2.3.2. Механизм ценообразования: что и как делать?

Когда же и как именно может измениться механизм ценообразования на газ в рамках ДСЭГК?

Результаты опросов представителей европейского газового сообщества на ежегодных конференциях *FLAME* (являющегося, наверное, наиболее авторитетным европейским газовым форумом) относительно перспектив сохранения привязки газовых цен к нефтяным котировкам показали, что (опросы производились во время конференций в 2004–2006 гг. среди ее участников — 200–300 человек ежегодно):

- в 2004–2005 гг. четверть опрошенных считали, что цены на газ в европейских долгосрочных контрактах никогда не оторвутся от цен на нефтепродукты и не будут определяться спотовыми и (или)

---

<sup>1</sup> Более подробно см.: Цена энергии: международные механизмы ценообразования на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии, 2007. Гл. 4.3.4 и рис. 37–38.

фьючерсными котировками; 15–30% считали, что это произойдет после 2015 г., 23–36% — что после 2010 г., и только 17–24% считали, что до конца 2010 г. Таким образом, 3/4 опрошенных в 2004–2005 гг. считали, что это произойдет до конца 2015 г. или не произойдет никогда;

- в 2006 г. лишь 4% опрошенных посчитали, что к 2010 г. спотовое ценообразование на газовом рынке заменит формулы привязки к нефтяным ценам в очень существенной степени, 28% — в существенной, 44% — в некоторой, 23% — в незначительной и 1% — что ни в какой<sup>1</sup>.

Понятно, что процесс адаптации механизмов ценообразования на газ в Европе к меняющимся внешним условиям функционирования газовой отрасли будет неизбежно продолжаться. Это процесс является объективной закономерностью развития энергетических рынков и, в частности, рынков газа (см. рис. 2.5).

Однако, учитывая инерционность отрасли и существующую систему долгосрочных правовых обязательств сторон договорных отношений на поставку газа, этот процесс (коррекция и (или) пересмотр существующих механизмов ценообразования) не может быть быстрым. В рамках этого длительного процесса, по-видимому, не будет и не должно быть революционных переключений механизмов ценообразования на конкуренцию «газ — газ» в качестве повсеместно доминирующего.

Формулы ценообразования в рамках ДСЭГК будут продолжать постепенно адаптироваться к новым внешним условиям функционирования газовых рынков путем:

- расширения номенклатуры замещающих газ энергоносителей, включая в том числе (там, где это будет целесообразно) конкуренцию «газ — газ» в качестве одного из ингредиентов формулы цены помимо угля, первичной электроэнергии и других энергоносителей в дополнение к доминирующим сегодня мазуту и газойлю/дизтопливу (см. рис. 2.3). Этот элемент адаптации будет отражать увеличивающуюся множественность товарной (продуктовой) конкуренции на рынке газа;
- сокращения всех временных интервалов, используемых в формуле цены газа при ее пересмотрах — частоты пересмотров цен, лага запаздывания (срока между датой пересмотра и учитываемым при расчете контрактной цены газа периодом учета цен замещаемых энергоносителей) и продолжительности периода учета. Этот элемент адаптации будет отражать увеличивающуюся интенсивность

---

<sup>1</sup> См. табл. 2 в: Конопляник А. Российско-украинский газовый спор: размышления по итогам Соглашения от 4 января 2006 г. (в свете формирования цен и тарифов, экономической теории и ДЭХ) // Нефть, газ и право. 2006. № 4. С. 47.

и диапазон колебаний цен на замещающие газ энергоносители в современных условиях, когда большая их часть является биржевыми товарами с фьючерсным/опционным ценообразованием, характеризующимся повышенной и продолжающей расти неустойчивостью цен.

Таким образом, ценовая корзина ДСЭГК основных экспортеров газа в Европу будет дрейфовать в направлении более сложной структуры формулы ценообразования, подобной, например, сегодняшней структуре ценообразования на газ на рынке Соединенного Королевства (см. рис. 2.4).

Такая постепенная трансформация механизмов ценообразования на газ уже происходит в различных странах и в различных сегментах их газовых рынков. Например, в сегменте газораспределения Германии, считающейся «оплотом» приверженности к традиционным формулам привязки газа в контрактах на внутреннем рынке страны, где традиционно цена на газ для коммунально-бытовых потребителей привязывалась к цене на газойль/дизтопливо, для крупных промышленных потребителей — на газойль/дизтопливо и мазут, а для электростанций — на газойль/дизтопливо, мазут и уголь. Контракты на внутреннем рынке по цепочке газоснабжения передавали механизм индексации газовых цен вплоть до пунктов сдачи-приемки газа в рамках долгосрочных импортных контрактов и определяли конкурентный уровень газовых цен в ДСЭГК.

В настоящее время все более популярным для нужд ценообразования в рамках газораспределительных контрактов на внутреннем рынке страны становится механизм так называемого «управления номенклатурой продуктов» (*portfolio management*), при котором цена на газ начинает дополнительно привязываться к номенклатуре различных рыночных продуктов, включая продукты внебиржевой и биржевой торговли при весьма незначительных их объемах в рамках общих объемов поставок газа на рынке страны. Для ряда категорий немецких потребителей эта тенденция не является позитивной. Так, механизм ценообразования, построенный на базе стоимости замещения, гарантирует крупным промышленным потребителям и операторам электростанций Германии газовые цены на значительно более низком уровне, чем их рыночные котировки. Тем не менее считается, что это преимущество со временем исчезнет, и цены для различных категорий потребителей выровняются. Промышленные потребители выражают по этому поводу свое сожаление, а крупные традиционные немецкие участники газового рынка продолжают поддерживать «нефтяную» привязку газовых цен в долгосрочных импортных контрактах<sup>1</sup>. Видимо, как и на рынке нефти, привязка цен реальных поставок к котировкам различных финансовых инструментов

---

<sup>1</sup> Germany starts to move from oil-linked gas prices towards portfolio management. Gas Matters, May 2008. P. 14–15.

(деривативов) выгодна в первую очередь трейдерам, а не производителям и потребителям реального товара.

Разнонаправленный эффект от трансформации механизма ценообразования на газ для различных категорий его потребителей является еще одним аргументом в пользу постепенной его адаптации к новым реалиям энергетических рынков. Адаптация эта тем более не должна осуществляться насильственными административными методами исходя лишь из принципа «больше ликвидности, больше конкуренции, больше рынка». И, видимо, только сам газовый бизнес, умеющий адекватно оценивать риски и выгоды, может наиболее эффективно, постепенно и по необходимости адаптировать механизм ценообразования на газ в изменяющейся конкурентной среде своей повседневной практической деятельности к наиболее рациональной структуре формирования цены для всех участников процесса газоснабжения.

#### 2.4. Двухсекторная модель рынка газа ЕС<sup>1</sup>

Подготовленные в конце 2010 г. по заказу Совета Европейских Энергорегуляторов первые проекты документов по Целевой модели рынка газа (ЦМРГ) в основном концентрировались на том, что вся торговля газом в ЕС будет осуществляться на основе краткосрочных (сроком менее одного года) и (или) спотовых контрактов через систему виртуальных ликвидных хабов.

При этом отсутствовали переходные меры от существующей к новой институциональной структуре поставок газа в ЕС: сам факт их отсутствия создаст дополнительные риски для всех его участников.

Доминирующая сегодня в Европе структура поставок выстраивалась в течение 50 лет, и в одночасье кардинально и болезненно перестроить ее не представляется возможным. Поэтому сегодня, в рамках неформальных консультаций газовых экспертов России и энергорегуляторов ЕС, обсуждается двухсекторная модель будущего рынка газа ЕС.

Один сегмент — это долгосрочные поставки, покрывающие основную, базисную часть графика нагрузки. Эти поставки будут обеспечиваться срочными контрактами, которые представляют собой более гибкие и адаптивные ДСЭГК (по отбору контрактных объемов, по ценовой формуле и механизмам ее адаптации) с модифицированными формулами ценообразования, построенными на стоимости замещения газа.

При этом индексация цены газа может осуществляться в привязке не только к нефтепродуктовым котировкам. Эти обновленные ДСЭГК должны иметь долгосрочный доступ к трубе (на основе процедуры «открытой подписки» — *open season*; о ней речь в разделе 2.5) на весь срок

---

<sup>1</sup> Конопляник А. А. Уменьшить риски и неопределенности Третьего энергопакета ЕС // Нефтегазовая Вертикаль. 2012. № 7. С. 79–88.

и весь объем ДСЭГК во избежание «контрактного несоответствия». Учет рисков и неопределенностей для этого сегмента рынка поначалу отсутствовал в ЦМРГ ЕС. Эти вопросы добавляются поэтапно в ЦМРГ по итогам консультаций и «технических» дискуссий с российской стороной.

Так, нам удалось также добиться появления в ЦМРГ и долгосрочной контрактации газотранспортных мощностей, и описания принципиальной возможности осуществления дальнего транспорта газа через совокупность региональных зон (модель *MECO-S*) — все это отсутствовало в первых редакциях ЦМРГ. В итоге в проекте сетевого кодекса по распределению газотранспортной инфраструктуры, представленном в начале марта 2012 г., заложена возможность (и прописаны операционные процедуры) по контрактации доступа к газотранспортным мощностям на 15 лет вперед.

Другой сегмент — это краткосрочные поставки, покрывающие дополнительную, пиковую и полупиковую нагрузку. Эти поставки будут обеспечиваться краткосрочными (до одного года) и спотовыми контрактами с фьючерсными котировками на основе биржевых ценовых индексов. Первоначальные варианты ЦМРГ ЕС охватывали только этот сегмент рынка, долгосрочные поставки и связанные с ними риски и неопределенности оставались вне зоны учета обоснованных интересов участников рынка.

В настоящее время мы продолжаем обсуждать с европейскими коллегами альтернативную двухсекторную модель газового рынка ЕС, комбинирующую срочные и спотовые поставки.

### **Кривые Хабберта: два инвестцикла до пика. Или больше<sup>1</sup>**

Специалисты знакомы с кривыми Хабберта (подробнее см. гл. 1), описывающими динамику освоения нефтегазоносных провинций, в частности выхода их на пик освоения. В дискуссии двух групп специалистов (условно их можно обозначить как «геологи» и «экономисты») в отношении теории «пиковой нефти» (т. е. о наступлении конца — или начала конца — «эры нефти») мы относимся к категории «экономистов», ибо считаем, что пик кривой Хабберта и по нефти, и по газу не является фиксированной величиной во времени и пространстве.

Пик добычи того или иного ресурса является движущейся — во времени и пространстве — переменной, которая сдвигается со временем по мере того, как весь спектр энергоресурсов, которые называются сегодня нетрадиционными, постепенно под воздействием НТП переходит в категорию ресурсов традиционных: сначала геологически изученных, потом

---

<sup>1</sup> Конопляник А. А. Газовый рынок Европы: однообразие или многообразие ценообразования? // Нефтегазовая Вертикаль. 2013. № 15–16.

технически извлекаемых, а затем и рентабельно извлекаемых. Это увеличивает площадь под кривой и сдвигает ее пик вправо вверх (рис. 2.10).

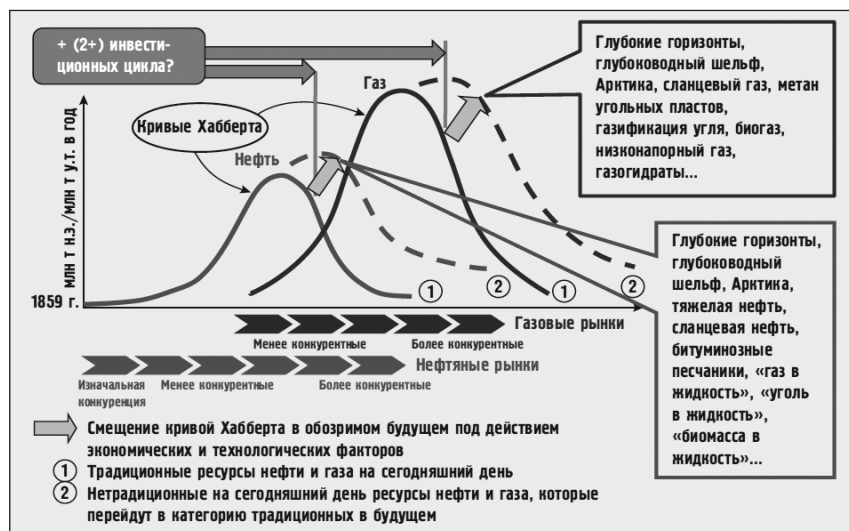


Рис. 2.10. Эволюция рынков нефти и газа: от менее к более конкурентной среде (экономическая интерпретация кривых Хабберта)

Источник: Конопляник А. А. Газовый рынок Европы: однообразии или многообразии ценообразования? // Нефтегазовая Вертикаль. 2013. № 15–16. С. 16–24.

На наш взгляд, в рамках как минимум ближайших двух глобальных инвестиционных циклов человечеству не грозит выход на пик кривой Хабберта ни по нефти, ни по газу. Это означает, что в течение этого времени развитие энергетических рынков (контрактные структуры, механизмы ценообразования и вся институциональная структура энергетического бизнеса) будет продолжать происходить в рамках левой — восходящей — ветви кривых Хабберта и по нефти, и по газу.

Почему два инвестиционных цикла? Первый — это сегодняшние (уже осуществленные) инвестиции, сделанные в рамках сегодняшних коммерчески освоенных технологий, которые должны окупиться. Пока их полной окупаемости не произойдет, я не верю, что международный бизнес может перейти на новый технологический уклад.

А второй инвестиционный цикл — это те технологии, которые сегодня находятся на стадии НИОКР, куда уже вложены значительные (хотя и не столь значительные по сравнению со стадией широкомасштабного коммерческого освоения технологий) средства. Тем не менее, вектор технологического развития уже задан, вектор движения к тому



технологическому укладу, на базе которого будут освоены известные нам нетрадиционные энергоресурсы. Значит, должны окупиться и средства, вложенные в эти НИОКР.

Отсюда — вывод о минимум двух инвестиционных циклах до достижения пика кривой Хабберта. Что будет дальше — не знаем, так как не заглядываем слишком далеко, это выходит за сферу наших научных и существенно практических интересов. Важнее понять развитие энергетических рынков до пика кривой Хабберта.

### **Нарращивание множественной конкуренции**

По мере движения — в рамках левой восходящей ветви кривой Хабберта — от стадии начального развития рынков, через стадию их интенсивного развития, к стадии насыщенных рынков, продолжается дрейф от рынков неконкурентных к рынкам конкурентным. Поначалу происходит наращивание многовекторной конкуренции в рамках только рынков физической энергии: увеличивается множественность контрактных структур и механизмов ценообразования, связанных с поставкой физического товара.

На стадии насыщенного рынка происходит переход накопленных количественных изменений состояния рынка физической энергии в качественные и создаются предпосылки для формирования рынков бумажной энергии, отрывающих поставки физического товара от торговли связанными с этим товаром производными финансовыми инструментами. На этом этапе физический товар превращается в финансовый актив.

На мировом рынке нефти такой переход произошел в 1986 г., когда доминирующим механизмом ценообразования на нефть стал биржевой механизм, положивший начало интенсивному развитию биржевой торговли и формированию рынка бумажной нефти (рис. 2.11).

Существуют жесткие экономические закономерности, связывающие контрактные структуры и соответствующие им механизмы ценообразования с определенной стадией рыночного развития. Развитие рынков начинается с долгосрочных контрактов и с встроенного в эту контрактную структуру механизма ценообразования «кост-плюс» («издержки-плюс», «нэт-форвард»). Образуется пара производитель/поставщик — потребитель/покупатель. Они жестко связаны друг с другом на безальтернативной основе. Долгосрочный контракт между ними предопределен необходимостью окупаемости инвестиций в проект по добыче и доставке энергоресурса, обеспечивающий гарантии возврата вложенных в проект средств за счет долгосрочной поставки/закупки произведенной энергии.

Цены — при отсутствии альтернативных/замещающих энергоресурсов — могут определяться только прямым счетом: сложением затрат по производственно-сбытовой цепочке до пункта сдачи-приемки плюс приемлемая норма прибыли. Таким образом, цена «кост-плюс» — это минимально приемлемая цена для финансирования проектов.



Рис. 2.11. Эволюция рынков нефти и газа:

соотношение стадий развития, контрактных структур и механизмов ценообразования на восходящей ветви кривой Хабберта

Источник: Конопляник А. А. Газовый рынок Европы: однообразие или многообразие ценообразования? // Нефтегазовая Вертикаль. 2013. № 15–16. С. 16–24.

А долгосрочный контракт — это инвестиционный механизм, обеспечивающий реализацию долгосрочного инвестиционного проекта по добыче и поставке энергоресурса потребителю. Таким образом, чем крупнее проект, чем он более капиталоемкий, тем более долгосрочным должен быть контракт на поставку произведенной энергии потребителю.

По мере дальнейшего развития рынков также работают объективные экономические закономерности, которые объясняют, и почему срочность контрактов снижается, и почему появляются другие механизмы ценообразования. Освоение нефтегазоносных провинций начинается обычно с освоения более крупных месторождений и продолжается за счет перехода к освоению более мелких залежей. Поэтому снижается потребность в срочности контракта на поставку для обеспечения гарантированного потока выручки с целью обеспечения окупаемости инвестиций в проект.

Когда же у потребителя появляется возможность выбора альтернативных поставщиков данного энергоресурса и (или) альтернативных данному энергоресурсу источников энергии (замещающих энергоресурсов) в конечном использовании, на смену ценообразующему механизму

му «кост-плюс» приходит механизм формирования цены по принципу «нэт-бэк» от стоимости замещения у конечного потребителя. Привязка к стоимости замещения в общем виде называется индексацией цены.

Наращивание диверсификации энергетической инфраструктуры ведет к выходу на стадию зрелого рынка, который характеризуется высоким уровнем насыщенности такой инфраструктурой. На этой стадии развития рынка появляется возможность выходить на спотовые и форвардные поставки, когда гарантией сбыта продукции (для обеспечения выручки, необходимой для окупаемости инвестиций) является не срочность контракта, жестко привязывающего поставщика и покупателя, а разветвленность инфраструктуры поставок, обеспечивающая покупателю и продавцу как бесперебойность поставок, так и возможность выбора контрагента с наилучшим ценовым предложением.

Сначала развиваются форвардные сделки, обеспеченные накопленными товарными запасами, поэтому их срочность не выходит за рамки горизонта, обеспеченного объемами этих запасов. Затем, по мере дальнейшей диверсификации промыслово-производственной и транспортной инфраструктуры, срочность форвардных сделок выходит за рамки данного горизонта. Однако товарные партии остаются неунифицированными, что создает неудобства для торговли.

Дальнейшая экономическая логика поступательного развития рынков требует унификации, стандартизации механизмов торговли — товарной партии. Ключевой рыночной единицей становится стандартный контракт на стандартную товарную партию (в настоящее время для нефти — 1000 баррелей) с возможностью его множественной перепродажи без физической поставки энергоресурса, к которому данный контракт привязан.

Это создает предпосылки для формирования биржевой торговли и развития рынка бумажной энергии. Именно так все происходило на рынке нефти. Наряду с продолжающимся развитием рынка физической энергии начинает опережающими темпами развиваться рынок бумажной энергии (торговля фьючерсами, опционами, финансовыми деривативами), который, в конечном итоге, занял сегодня ключевое место в ценообразовании на нефть.

Общая закономерность: развитие контрактных структур и механизмов ценообразования происходит таким образом, что последующие структуры и механизмы не отменяют предыдущие, а начинают существовать — точнее, сосуществовать — вместе с ними. По мере перехода на новую стадию развития рынка, по мере появления на нем новых механизмов, структур, институтов, происходит очередное конкурентное перераспределение рыночных ниш между старыми и новыми механизмами, структурами, институтами и устанавливается новое динамическое равновесие между ними, которое может сжимать и (или) разжимать эти рыночные ниши.

И каждый раз, по мере открытия новых возможностей как на стороне производителя, так и на стороне потребителя, выстраивается новое динамическое равновесие в институциональной структуре обеспечения баланса спроса-предложения того и (или) иного энергоресурса.

В основе привнесения множественной конкуренции на энергетические рынки лежит развитие энергетической инфраструктуры. Нарастающая диверсификация инфраструктуры поставок и потребления обеспечивает доступность альтернативных возможностей для энергоснабжения, как для производителя, так и для потребителя.

Для производителя это формирование альтернативных путей доставки, выход на новые рынки, как географические, так и в новые отрасли. Для потребителя — появление альтернативных/конкурентных поставщиков данного энергоресурса (например, конкуренция «газ — газ», независимо от того, каким этот газ является по источникам его происхождения, технологии производства и (или) доставки и т. п.) и (или) других энергоресурсов, его заменителей у конечного потребителя (например, конкуренция «газ — не газ»).

Поэтому нарастание конкуренции — это нарастание многовекторного выбора, набора возможностей для участников рынка на всех стадиях производственно-сбытовых энергетических цепочек. Это не означает, что наращивание уровня либерализации и движение от менее к более конкурентным рынкам дает возможность и (или) право административным структурам предписывать субъектам предпринимательской деятельности, по какому набору контрактных структур или механизмов ценообразования они должны работать, тем самым ограничивая им возможности самостоятельного выбора тех контрактных структур и механизмов ценообразования, которые эти субъекты считают для себя более приемлемыми по тем или иным причинам в данных экономических условиях.

То есть построение более либерального рынка не должно приводить к сужению правового поля возможностей, зоны конкурентного выбора для участников предпринимательской деятельности.

### **Расположение стран на кривых Хабберга**

В зависимости от стадии развития национального энергетического рынка разные страны/группы стран размещаются на разных участках кривых Хабберга (рис. 2.12). При этом отдельные группы стран ЕС — поскольку Евросоюз, как единое целое, не является гомогенным (однородным) образованием, — могут располагаться на разных участках этой кривой.

Так, характеризующиеся наиболее либерализованными рынками США и Великобритания располагаются в самой правой части кривой — в зоне зрелых рынков, страны Северо-Западной Европы (СЗЕ) с менее

либерализованными рынками — левее. Страны Центральной и Восточной Европы (ЦВЕ) — еще левее, в зоне растущих (но еще не зрелых) рынков. Россия, на наш взгляд, располагается на кривой Хабберта еще левее стран ЦВЕ.

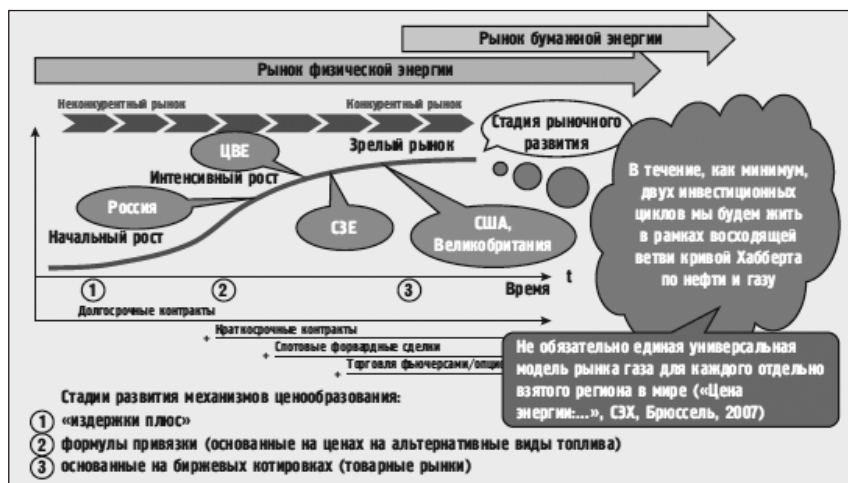


Рис. 2.12. Эволюция рынков нефти и газа: местоположение различных стран/групп стран на кривой Хабберта

Источник: Конопляник А. А. Газовый рынок Европы: однообразие или многообразие ценообразования? // Нефтегазовая Вертикаль. 2013. № 15–16. С. 16–24.

Такая связка — близкое расположение на кривой Хабберта России и стран ЦВЕ, принадлежащих ныне к разным политическим системам, исторически понятна. После распада СССР и системы СЭВ государства ЦВЕ сразу обозначили вектор своих политических предпочтений — вхождение в ЕС, но ни в процессе подготовительных мероприятий к вступлению в ЕС в течение полутора десятков лет (1989–2004), ни после вступления (вплоть до принятия Третьего энергопакета ЕС в 2009 г.) ни ЕС, ни страны ЦВЕ не предпринимали реальных экономических мер по наращиванию уровня диверсификации своей энергетической инфраструктуры. Это дало бы им возможность переместиться вправо вверх по кривой Хабберта в направлении государств СЭВ.

Поэтому построение единого внутреннего рынка газа ЕС будет происходить в разных странах разными темпами, от разных отправных точек, характеризующих разную насыщенность этих стран энергетической инфраструктурой и разный уровень готовности этих государств применять на практике положения Третьего энергопакета, рассчитанного на высокий уровень либерализации энергетических рынков.

Такому высокому уровню в ЕС соответствуют, на наш взгляд, сегодня лишь Великобритания и страны Северо-Западной, но не Центральной и (или) Восточной Европы. Более того, модель единого внутреннего газового рынка ЕС на основе Третьего энергопакета и не предполагает построение единого гомогенного (целостного) пространства внутри ЕС. Это должна быть система региональных зон «вход — выход» с виртуальной торговой площадкой в каждой зоне. А это значит, что разный уровень развития энергетических рынков в каждой зоне (стране) будет сохраняться еще в течение долгого времени, ибо построение разветвленной энергетической инфраструктуры — долгий и капиталоемкий процесс.

Это еще один аргумент в пользу тезиса, что не является обязательным построение по единой универсальной схеме (т. е. по нефтяной или англо-американской модели) рынков газа в каждом отдельно взятом регионе в мире, в частности — в континентальной Европе.

#### **Инвестиционные и торговые цены на кривой Хабберта**

По мере движения государств по кривой Хабберта от менее к более конкурентным рынкам происходит усложнение институциональной структуры рынка, что выражается в следующих комбинациях контрактных структур и механизмов ценообразования (последующие добавляются к предыдущим, но не отменяют их — происходит лишь конкурентное перераспределение рыночных ниш, при котором, правда, ставшие неконкурентными рыночные структуры могут полностью потерять свою рыночную нишу (рис. 2.13)):

- на стадии начального развития рынка (только рынок физической энергии): долгосрочные контракты с механизмом ценообразования «кост-плюс», обеспечивающим нижнюю инвестиционную цену;
- на стадии интенсивного развития рынка (только рынок физической энергии): долго-, средне-, краткосрочные контракты с механизмом ценообразования «нэт-бэк» от стоимости замещения (НБСЗ), обеспечивающим и удерживающим верхнюю инвестиционную цену;
- на стадии насыщенного рынка (только рынок физической энергии): спотовые контракты со спотовым механизмом ценообразования (в рамках внебиржевой торговли), обеспечивающие торговую цену;
- на последующей стадии насыщенного рынка (рынки физической и бумажной энергии): фьючерсные контракты — поставочные и беспоставочные — с фьючерсным механизмом ценообразования (в рамках биржевой торговли), обеспечивающим торговую цену.

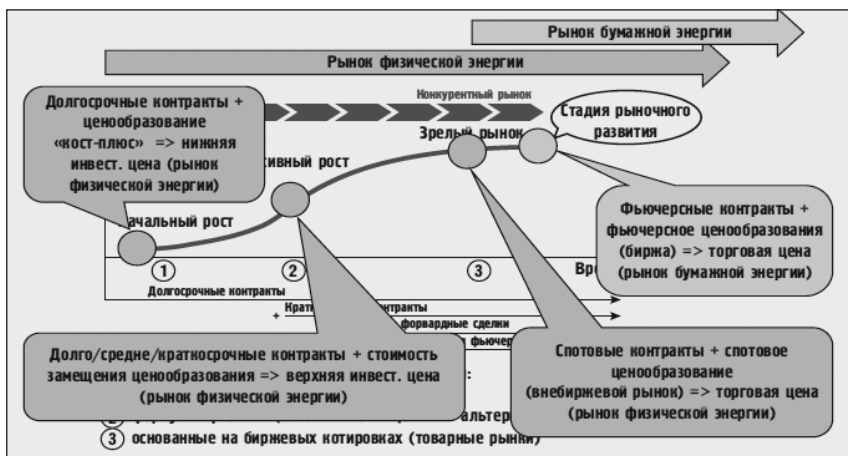


Рис. 2.13. Эволюция рынков нефти и газа: инвестиционные и торговые цены на кривой Хабберта

Источник: Конопляник А. А. Газовый рынок Европы: однообразие или многообразие ценообразования? // Нефтегазовая Вертикаль. 2013. № 15–16. С. 16–24.

Именно на этом — последнем — этапе происходит окончательный отрыв цены от стоимости — это то, что сегодня уже произошло на рынке нефти и что является, на наш взгляд, естественным логическим результатом неконтролируемого и (или) неадекватно регулируемого развития рынка спекулятивных операций, где предмет операций — права на товар (ликвидный, в отличие от самого товара, предмет торговли).

Энергоресурс превращается из физического товара в финансовый актив, спекулянты превращаются в ключевых игроков, которые обеспечивают основную массу операций с фиктивным (бумажным) товаром, на рынке которого и начинает определяться цена на физический (реальный) товар.

Одна марксова метаморфоза — «деньги — товар — деньги» или «товар — деньги — товар», действующая на рынке физической энергии, превращается в другую марксову метаморфозу — «деньги — деньги», действующую на рынке бумажной энергии.

### Три механизма ценообразования

Есть три основных механизма ценообразования и результирующие их цены. Два из них — верхние и нижние инвестиционные цены, привязанные к срочным контрактам. Один, привязанный к спотовым сделкам, — торговая цена.

(1) «Кост-плюс» (или «издержки-плюс», или «нэт-форвард»): привязка к издержкам добычи и доставки нефти/газа потребителю плюс при-

емлемая норма прибыли. Применяется на начальных этапах развития рынков, на неконкурентных (в том числе «политических») рынках «физической» нефти/газа. Является приемлемой («справедливой») ценой для производителя. Это — нижний предел цены, долгосрочная цена, нижняя «инвестиционная» цена. Она обеспечивает финансируемость инвестиционных проектов (гарантии возврата вложенных в проект средств).

(2) «Стоимость замещения у потребителя» (плюс «нэт-бэк», если пункт сдачи-приемки находится не у потребителя, а на полпути между производителем и потребителем): привязка (с дисконтом) к ценам конкурирующих с нефтепродуктами/газом — от данного поставщика — энергоресурсов у конечного потребителя. Применяется на конкурентных рынках «физической» нефти/газа. Это — приемлемая («справедливая») цена для потребителя. Является для производителя верхним пределом цены, долгосрочной ценой, верхней «инвестиционной» ценой. Это — максимальная цена, которую может реально выручить производитель, ибо в конкурентном наборе предложений альтернативных энергоресурсов, из которого может выбирать потребитель на конкурентных рынках, данная цена является наименьшей в предложенном ему наборе.

То есть интересы производителя и потребителя сбалансированы: потребитель получает минимальную, а производитель — максимальную цену (при прочих равных условиях). Механизм индексации (привязки) цены нефти/газа к ценам альтернативных энергоресурсов и (или) альтернативного предложения таких же энергоресурсов, но из других источников) — это механизм удержания на максимальном конкурентоспособном уровне верхней инвестиционной цены.

(3) Спотовое/биржевое ценообразование: цена, балансирующая спрос/предложение на конкурентных рынках «физической» (спот/форвард) и (или) «бумажной» (финансовые деривативы, привязанные к фьючерсным контрактам) нефти/газа/энергии. Это — приемлемая («справедливая») цена для спекулянтов. Краткосрочная цена не имеет верхнего/нижнего пределов. Является «торговой» ценой — на ней не лежит обязанность обеспечить окупаемость инвестиций в проект, допустима, как правило, в период после окупаемости инвестиций.

Где и как могут применяться указанные механизмы ценообразования в рамках жизненного цикла инвестиционного проекта и в пределах длительности контрактов, заключаемых для реализации (осуществления) данного инвестиционного проекта? Жизненный цикл апстримовского проекта (добыча плюс транспортировка) определяется обыкновенно максимально эффективными темпами отбора невозобновляемого энергоресурса из продуктивных залежей. Это 30–40 и более лет. Что превышает предельные сроки лицензирования, которые существуют в большинстве государств (20–25 лет), которые, в свою очередь, предопределяют продолжительность долгосрочных контрактов (те же 20–25 лет).



Существует статистически подтвержденная тенденция сокращения продолжительности заключаемых контрактов на поставку: по этим расчетам, за 25 лет (с 1980 по 2004 г.) средняя продолжительность подписываемых странами ЕС в соответствующем году импортных контрактов по трубопроводному и сетевому газу сократилась вдвое — с 30 до 15 лет. Тем не менее, продолжительность срочных контрактов, которые являются не столько торговым, сколько инвестиционным инструментом, должна будет сохраняться на уровне, превышающем срок окупаемости инвестиций в проект.

Исходя из этого, продолжительность срочного контракта можно разделить на два периода (рис. 2.14): инвестиционный и торговый, первый из которых, в свою очередь, состоит из подпериода осуществления инвестиций и подпериода их окупаемости. Для каждого периода в рамках срока осуществления срочного контракта существует своя оптимальная цена. Она может быть разной для инвестиционного и торгового периодов.

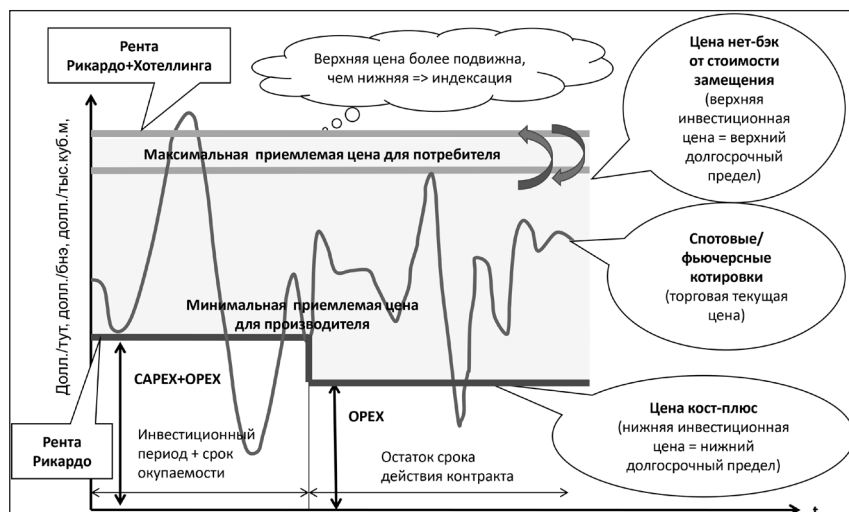


Рис. 2.14. Механизм S-curve (текущих колебаний цен в пределах цен отсечения) для механизма индексации в рамках ДСЭГК в Европе (предложение к обсуждению автора)

Источник: Конопляник А. А. Газовый рынок Европы: однообразие или многообразие ценообразования? // Нефтегазовая Вертикаль. 2013. № 15–16.

В рамках инвестиционного периода (до конца срока окупаемости инвестиций) для производителя приемлема любая инвестиционная цена в пределах между «кост-плюс» и «нэт-бэк от стоимости замещения», но предпочтительна максимальная. Необходимость поддерживать максимальную инвестиционную цену на конкурентоспособном уровне

вызывает потребность в индексации, т. е. автоматическую адаптацию цены в рамках формульного ценообразования в период действия согласованной сторонами формулы цены между раундами ее пересмотра, и механизм пересмотра формулы цены (обычно — один раз в три года) в период действия контракта.

Правомочность суверенных государств получать максимальную ресурсную ренту от освоения принадлежащих им природных ресурсов закреплена многосторонними инструментами международного права:

- мягкого права: Резолюция 1803 Генеральной Ассамблеи ООН, декабрь 1962 г., о постоянном суверенитете государств на свои природные ресурсы,
- жесткого права: ст. 18 Договора к Энергетической хартии о суверенитете государств на энергетические ресурсы (подписан в декабре 1994 г., вступил в силу в апреле 1998 г.).

Экономический механизм реализации этого права был предложен в том же 1962 г. Нидерландами в рамках Гронингенской модели долгосрочного экспортного газового контракта с механизмом индексации контрактной цены газа (привязки ее) к стоимости замещающих энерго-ресурсов, которыми в то время в Европе были нефтепродукты — мазут (промышленность) и газойль/дизтопливо (домашние хозяйства).

Итак, когда новый энергоресурс входит на рынок, его задача — захватить рыночную нишу и окупить эти новые инвестиции. Поэтому для обоснования приемлемой внутренней нормы рентабельности его производства и реализации производится упреждающая оценка капиталовложений и эксплуатационных затрат с учетом рисков.

При этом величину рисков определяет не компания-производитель, их ей предписывает финансовое сообщество, к которому компания-производитель обращается за проектным финансированием для реализации своего инвестиционного проекта. Отсюда — потребность в более высокой цене отсечения на этом — инвестиционном — этапе (см. рис. 2.14).

При прохождении периода окупаемости, когда капиталовложения уже окупились и энергоресурс уже закрепился на рынке, его задача — не захватить, но удержать рыночную нишу в условиях, когда у конечных потребителей существует технологическая возможность по переключению между замещающими (конкурирующими) энергоресурсами.

На этом этапе только эксплуатационные расходы определяют уровень цены отсечения, а риски производителя ниже (результат прохождения через «кривую обучения», снижения транзакционных издержек). Поэтому, на наш взгляд, на этом этапе допустима более низкая цена отсечения для сохранения конкурентоспособности, удержания рыночной ниши и приемлемой внутренней нормы рентабельности.

На современном этапе развития рынка газа континентальной Европы, когда в спектре располагаемых контрактных структур и механизмов

ценообразования представлены все инструменты рынка физической энергии, возможность их взаимоприемлемого применения участниками конкурентного рынка представляется следующей.

В течение инвестиционного периода государство — собственник недр, компания-недропользователь и финансовые институты, предоставившие ей проектное финансирование, заинтересованы получить максимальную верхнюю инвестиционную цену, чтобы ускорить окупаемость инвестиций (компания-недропользователь и финансовые институты) и максимизировать долгосрочную ресурсную ренту (государство — собственник недр).

При этом собственник недр (газа) заинтересован в максимальном продлении периода устойчивого спроса на его ресурсы, чтобы оптимизировать темп отбора и максимизировать тем самым полноту отбора ресурсов (газа) из недр.

Поэтому (особенно актуально в условиях избытка предложения газа, существующего сегодня в Европе) собственник недр не заинтересован в завышении цен, чтобы не спровоцировать замещение его невозобновляемых энергоресурсов газа альтернативными источниками энергии, что приведет к недополучению им ресурсной ренты в долгосрочном плане. Глубина возможного снижения цен (механизм возможного снижения оставляем за скобками) в течение инвестиционного периода определяется уровнем удельных приведенных капиталовложений и эксплуатационных расходов.

При входе в торговый период (по завершении срока окупаемости) максимальная верхняя инвестиционная цена снижается — окупать необходимо уже только эксплуатационные расходы. Поэтому потребность в максимизации долгосрочной ресурсной ренты может быть обеспечена за счет более низкого уровня цен (в любом случае выше, чем «кост-плюс»), если это ведет к удержанию/расширению рыночной ниши.

В условиях избытка предложения на конкурентном рынке альтернативными (замещающими) становятся не столько другие энергоресурсы, сколько другие поставщики и/или источники поставок данного энергоресурса. Альтернативное предложение уводит газовые цены вниз в рамках конкуренции «газ — газ».

В этих условиях удержание высокой (через нефтепродуктовую привязку) газовой цены нацелено на обеспечение краткосрочных интересов основного акционера «Газпрома». Таковыми являются покрытие бюджетных расходов, в том числе дополнительных бюджетных расходов, конвертировавших майскими 2012 г. Указами Президента РФ предвыборные обещания в ходе парламентских (декабрь 2011 г.) и президентских (март 2012 г.) выборов в подлежащие беспрекословному исполнению государственные обязательства.

Это особенно актуально в условиях продолжающегося экономического кризиса, одним из результатов которого является сжатие других, по-

мимо нефти и газа (которые обеспечивают половину бюджетных доходов страны), российских экспортных рынков. Однако это ведет к стимулированию европейских покупателей к «уходу от российского газа» и возможной утрате долгосрочной рыночной ниши российского газа в Европе.

Удержание конкурентоспособной цены (ее уровень определяется сегодня на спотовом рынке) и возможность гибкого контрактного маневрирования в ответ на ее колебания дают возможность сохранить рыночную нишу. Понятно, что это требует адаптации контрактной структуры, т. е. отказа от работы на европейском рынке практически исключительно через крупных оптовых покупателей — перепродавцов российского газа.

Необходимость их введения в цепочку газоснабжения при поставках газа в Европу определялась реалиями 1960-х гг. Сегодня их сохранение в цепочке (как покупателей российского газа) с одновременным переводом ценообразования в рамках контрактов с ними на хабы (на которых мы сегодня пока массово отсутствуем) является контрпродуктивным для производителя, ибо перекладывает тем самым на него все ценовые риски.

В то же время у оптовых покупателей — перепродавцов российского газа появляется возможность закупать обусловленные обязательствами «бери и (или) плати» высокие объемы российского газа и сбрасывать избыточные (сверх уровня потребления) его объемы на хабы. Таким образом, покупатели — перепродавцы российского газа будут обеспечивать понижающее давление на цены, от которого сами эти компании-перепродавцы будут застрахованы, привязав к ценам на хабах и закупки российского газа, и его дальнейшую (пере)продажу на оптовом и (или) розничном рынках.

Поэтому вариант с сохранением в структуре продаж оптовых посредников и скидки с базовой цены до уровня спотовой при сохранении нефтепродуктовой привязки базовой цены не является приемлемым и (или) рациональным. Удержание конкурентоспособной цены (продажи на уровне колеблющейся спотовой) требует исключения сброса избытков российского газа на хабы его покупателями. «Газпром» должен сам выходить на хабы со своим газом, т. е. использовать потенциальные преимущества, заложенные в Третьем энергопакете ЕС.

## **2.5. Последствия трансформации ценообразования на европейском рынке газа для России<sup>1</sup>**

### **2.5.1. Третий энергетический пакет ЕС: риски и неопределенности**

С 2009 г. международные рынки газа, и в частности европейский газовый рынок, характеризуются гораздо более высокими рисками и не-

---

<sup>1</sup> Конопляник А. А. Уменьшить риски и неопределенности Третьего энергопакета ЕС // Нефтегазовая Вертикаль. 2012. № 7. С. 79–88.

определенностями, чем в предыдущие годы. Для рынка ЕС это четыре группы возросших неопределенностей и связанных с ними рисков: неопределенности спроса, предложения, в институциональной сфере и в области политики.

### **Рынки газа: возросшая неопределенность**

Неопределенности спроса возросли в результате глобального экономического кризиса 2009–2010 гг. Кризисное снижение спроса конвертировалось и в динамику прогнозных оценок. По сравнению с докризисными прогнозами общий тренд выполненных во время кризиса прогнозных оценок спроса на газ стал показывать более умеренный рост, а нижняя граница «радикального» диапазона вообще переходит в отрицательную зону, характеризуется отрицательной динамикой в наиболее «радикальных» прогнозах, каковыми являются прогнозы спонсируемых Еврокомиссией институтов и организаций.

При этом по «крайним» сценариям (например, выполненным по модели *PRIMES*) импортный спрос на газ в ЕС до 2030 г. оказывается ниже уровней собственной добычи и уже законтрактованных объемов газа.

В это же время, в дополнение к известной энергетической программе ЕС «20-20-20», нацеленной на повышение энергоэффективности и декарбонизацию европейской энергетики, появился еще более радикальный сценарий ее декарбонизации — «Энергетическая дорожная карта ЕС '2050», которая предусматривает в итоге снижение на 85–90% выбросов CO<sub>2</sub>. Эта карта делает основной жертвой борьбы ЕС за чистую энергетику наиболее экологичный вид ископаемого топлива — природный газ.

Изложенное оставляет открытым вопрос: является ли текущее (кризисное) снижение спроса на газ преходящим или оно станет постоянной характеристикой развития европейской энергетики и политикой фактического «ухода от газа»? В результате конкурентная спросовая ниша для российского газа в Европе как минимум становится более неопределенной, а по худшему сценарию — существенно сжимается.

Неопределенности предложения связаны с расширением номенклатуры поставщиков на европейский рынок газа и с продолжающейся усиливаться их конкуренцией. Строительство новых, заложенных до кризиса и нацеленных на ЕС трубопроводов и мощностей приемных терминалов СПГ было дополнено в период кризиса переориентацией с США на ЕС экспортных потоков СПГ из региона Ближнего и Среднего Востока (в первую очередь, из Катара), Африки и Латинской Америки, которые столкнулись с фактическим закрытием для импортного СПГ американского газового рынка.

Последнее явилось результатом «тихой сланцевой революции» в США. Она привела не только к самообеспеченности американской экономики собственным (включая канадский) газом, но и к падению

цен на ключевой американской торговой газовой площадке *Henry Hub* ниже газовых котировок на *NBP* — торговой газовой площадке Соединенного Королевства.

Это создало дополнительные стимулы для арбитражных сделок в рамках спотовых поставок СПГ в Атлантическом бассейне, которые в условиях падения спроса еще более усилили избыток предложения в Европе, особенно в западной ее части. Дальнейшее наращивание добычи сланцевого газа в США ставит в повестку дня вопрос о перепрофилировании ряда американских регазификационных мощностей импортных терминалов СПГ в мощности по сжижению сланцевого газа и о превращении США из нетто-импортера в экспортера СПГ, произведенного на основе американского сланцевого газа.

Большая часть экспорта американского СПГ, в случае осуществления таких проектов, пойдет, по-видимому, в Европу. Неясны перспективы производства собственного нетрадиционного газа и в самом ЕС. Все это увеличивает неопределенность уровней предложения газа в Европу, но, безусловно, ведет к росту уровня конкуренции среди поставок газа на этот рынок.

Именно в период кризисного избытка предложения — 3 сентября 2009 г. — вступил в силу Третий энергетический пакет ЕС, который кардинально меняет архитектуру оптового рынка газа в Европе и тем самым создает дополнительные — институциональные — неопределенности для поставщиков газа на этот рынок (об этом более подробно будет сказано ниже).

Наконец, политические неопределенности являются, на наш взгляд, результатом многочисленных межгосударственных разногласий в газовой сфере на постсоветском пространстве, которые, в свою очередь, отражают долгий и в ряде случаев мучительно трудный переход к рыночно ориентированному ценообразованию и контрактным поставкам.

Апофеозом этих разногласий явились российско-украинские газовые конфликты, повлекшие перерывы в транзитных поставках газа в Европу в январе 2006 г. и январе 2009 г. В итоге виртуальная, казалось бы, возможность перерыва в поставках советского/российского газа в ЕС (о чем с 1970-х гг. не уставали повторять европейским коллегам их американские друзья) превратилась во вполне материальную и, увы, не единичную реальность текущей хозяйственной практики.

При этом для покупателей российского газа в ЕС вопрос о том, по чьей действительно вине произошел перерыв в транзитных поставках — по вине поставщика (России) или транзитной страны (Украины), — является второстепенным, а ответ на него — предопределенным, ибо по условиям долгосрочного контракта на поставку обязанность обеспечить доставку законтракованных объемов газа в пункт сдачи-приемки в оговоренные сроки лежит на поставщике.

В итоге 22 дня перерыва в поставках перечеркнули 40 лет предшествующих бесперебойных поставок и предопределили появление нового элемента в энергетической политике ЕС: совокупность действий, нацеленных на уменьшение зависимости от российского газа (наращивание диверсификации поставок, строительство трубопроводов-интерконнекторов, подземных газохранилищ и пр.).

### **Третий энергопакет ЕС: риски либерализации**

Третий энергопакет ЕС на сегодня является завершающим документом, регламентирующим цепочку долговременных преобразований, начатых в газовой сфере ЕС Первым (1998) и Вторым (2003) энергопакетами, в том числе газовыми директивами и соответствующими регулированиями.

Третий энергопакет — это та объективная реальность, которая будет заставлять «Газпром», хочет он этого или нет, организовывать свой бизнес в Европе по-новому, а именно: работать в перспективе на этом рынке только в качестве поставщика (грузоотправителя), зато предоставляет ему (пока потенциальную) возможность поставлять газ непосредственно конечным потребителям стран ЕС, минуя оптовых перекупщиков/перепродавцов (рис. 2.15).

Формирование внутреннего законодательства ЕС — это суверенное право стран — членов ЕС. «Газпром» и других участников газового рынка ЕС предупреждали о направлении грядущих перемен почти 15 лет подряд. В то же время такие преобразования должны происходить эволюционным путем, давая возможность хозяйствующим субъектам постепенно адаптировать контрактную структуру своих поставок к новым законодательным требованиям по мере завершения действующих контрактов.

Нельзя требовать от хозяйствующих субъектов перезаключения действующих контрактов в связи с изменением законодательства — это будет противоречить принципам контрактного права. Контракты (особенно инвестиционные) обычно защищены так называемыми «дедушкиными оговорками», не допускающими применения обратной силы к законодательным актам и требующими соблюдения условий неухудшения стартовых контрактных условий при введении в действие новых законодательных актов.

При этом такие преобразования по формированию единого внутреннего газового рынка ЕС не должны создавать необоснованных препятствий для осуществления поставок газа потребителям, не должны ограничивать их в выборе поставщиков и (или) инструментов обеспечения поставок газа (контрактных структур и механизмов ценообразования) или искусственно ухудшать эффективность осуществления поставок в рамках выбранной суверенными государствами архитектуры рынка газа на их собственной территории.

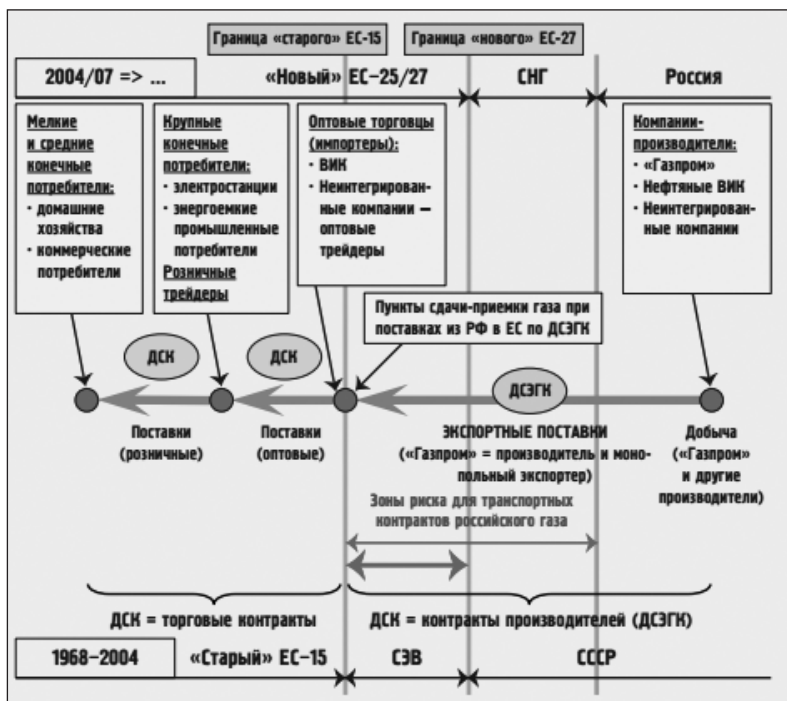


Рис. 2.15. Контрактная структура трансграничной цепи газоснабжения Россия — ЕС с 1968 г. до наших дней

Источник: Конопляник А. А. Уменьшить риски и неопределенности Третьего энергопакета ЕС // Нефтегазовая Вертикаль. 2012. № 7. С. 79—88.

Можно выделить следующие ключевые идеологемы газовых директив ЕС (1998, 2003, 2009 гг.) и порождаемые ими проблемы, создающие дополнительные риски для инвестиций и торговли:

- сегментация вертикально интегрированных компаний (ВИК): создает предпосылки для появления «контрактного несоответствия» — появления по независящим от поставщика причинам несоответствия между его долгосрочным контрактом на поставку и контрактом на доступ к трубе (объемы, сроки и иные значимые условия);
- обязательный доступ третьих сторон (ОДТС) к газотранспортной инфраструктуре: снижает надежность транзита (не гарантирует прокачку законтракованных объемов, в том числе через третьи страны, на весь срок долгосрочного контракта на поставку), ухудшает условия финансируемости инвестпроектов (ОДТС противоречит проектному финансированию);
- переход от долгосрочных экспортных газовых контрактов (ДСЭГК) с формульным ценообразованием к спотовой торговле с биржевым



ценообразованием: резко возрастают риски рынков «бумажного» газа, волатильность цен, уменьшается их предсказуемость, в результате биржевые котировки утрачивают роль ценового ориентира для производственных компаний и проектных инвесторов.

Одной из ключевых проблем на газовом рынке ЕС является риск возникновения так называемого «контрактного несоответствия». Его появление является закономерным результатом целенаправленно проводимой политики ЕС по разделению бизнеса поставки товара (газа) и бизнеса его транспортировки, а значит, раздельное и независимое развитие и регулирование рынка товарного газа и рынка газотранспортных мощностей. В конечном итоге риск возникновения «контрактного несоответствия» удорожает стоимость поставок, а само его возникновение может привести к невыполнению поставщиком своих контрактных обязательств по поставкам по независящим от него причинам (ниже об этом сказано подробнее).

### Третий энергопакет: минусы и плюсы для поставщиков

Многие считают, что «единый внутренний рынок газа ЕС» будет неким гомогенным образованием, некоей единой зоной, единым рыночным пространством на территории из 28 стран. Но это не так. В соответствии с Третьим энергопакетом единый внутренний рынок газа ЕС — это серия региональных зон с тарифами «вход — выход» и с виртуальным ликвидным хабом (торговой рыночной площадкой — центром спотовой торговли газом) в каждой зоне (рис. 2.16).

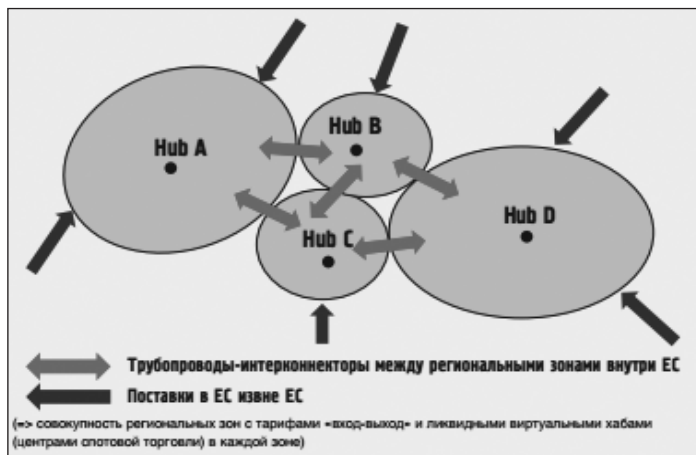


Рис. 2.16. Будущая организация «единого» внутреннего рынка газа ЕС в соответствии с Третьим энергетическим пакетом ЕС: радикальная смена модели оптового рынка

Источник: Конопляник А. А. Уменьшить риски и неопределенности Третьего энергопакета ЕС // Нефтегазовая Вертикаль. 2012. № 7. С. 79–88.

Однако следует отметить два важных положения в отношении ликвидных виртуальных хабов.

(1) Региональные хабы в рамках модели единого (эффективно функционирующего) рынка газа ЕС декларируются как ликвидные. Пока же ни один из хабов континентальной Европы к категории ликвидных отнесен быть не может. Показатель ликвидности (так называемый «чёрн») не превышает на хабах континентальной Европы уровня 3–5, в то время как общепринятое пороговое значение чёрна для отнесения торговой площадки к категории ликвидных равняется 15.

Только у *NBP* уровень чёрна колеблется в районе 15. При этом рост ликвидности европейских хабов в последние (кризисные) годы связан преимущественно с перепродажей на этих торговых площадках излишков газа, высвобождавшихся в рамках контрактных закупок (в том числе российского газа) сверх минимальных обязательных объемов «бери и (или) плати». Таким образом, быстрый дальнейший рост ликвидности этих площадок представляется весьма сомнительным.

(2) При организации торговли через систему виртуальных хабов газ, который вошел в тарифную зону «вход — выход» (после того как уплачен входной тариф), считается уже находящимся на хабе. И бремя доставки газа внутри зоны конкретному потребителю ложится на оператора/собственника ГТС.

Таким образом, если законтрактованный потребитель находится внутри зоны (Третий энергопакет предусматривает возможность заключения прямых контрактов с конечными потребителями минуя оптовых и/или розничных посредников-перекупщиков), а пункт сдачи-приемки российского газа — традиционно на границе страны (зоны), возникают риски и неопределенности, связанные с доставкой газа от границы зоны до потребителя внутри зоны («контрактное несоответствие» внутри зоны).

Поэтому, несмотря на то, что Третий энергопакет — это реформа сектора оптовой торговли газом внутри ЕС, он оказывает, тем не менее, непосредственное влияние на те действующие российские контракты, по которым поставляется газ в ЕС, поскольку пункты сдачи-приемки газа российских ДСЭГК находятся глубоко внутри в ЕС.

Изначальной целью Еврокомиссии при смене правил игры на газовом рынке ЕС были не контракты «Газпрома», а долгосрочные контракты национальных чемпионов *ENI*, *Ruhrigas*, *Gas de France* и т. д., которые, по мнению Еврокомиссии, монополизируют внутренние национальные рынки стран — членов ЕС. Реформа сектора оптовой торговли направлена на то, чтобы уменьшить именно их монопольное положение на национальных рынках и на рынке ЕС в целом.

Но при таком сценарии развития событий «Газпром» стал, тем не менее, косвенной жертвой преобразований (что называется, «попал под раздачу») в части своих контрактов внутри территории ЕС. Однако в Третьем энергопакете есть и прямые, как считается, антигазпромовские статьи, например,

ст. 11 Третьей газовой директивы о специальном порядке сертификации для компаний из третьих стран. Отсюда следует довольно естественно, что первоочередное внимание России обращено к Третьему энергопакету с точки зрения создания им «вектора угроз» для российских поставок в Европу.

Справедливости ради необходимо отметить, однако, что Третий энергопакет, создавая эти реальные риски и неопределенности негативного свойства для сегодняшних (действующих) российских контрактов, одновременно декларирует потенциальные возможности, формирует предпосылки для новых выгод внутри ЕС поставщикам газа извне ЕС.

Правила Третьего энергопакета дают возможность миновать поставки посредникам и обращаться к конечным покупателям напрямую, получая все выгоды от таких прямых поставок. Однако эти выгоды пока являются исключительно потенциальными, поскольку их материализация будет зависеть от того, каким образом будут прописаны возможности по их реализации в подзаконных актах к Третьему энергопакету (об этом ниже).

### Документы Третьего энергопакета

Третий энергопакет ЕС, вступивший в силу 3 сентября 2009 г., состоит из пяти документов. Из них к газу относятся три: Третья Газовая Директива и два Регулирования: № 713 — о создании Агентства по сотрудничеству энергорегуляторов и № 715 — о правилах доступа к газотранспортной инфраструктуре (рис. 2.17).

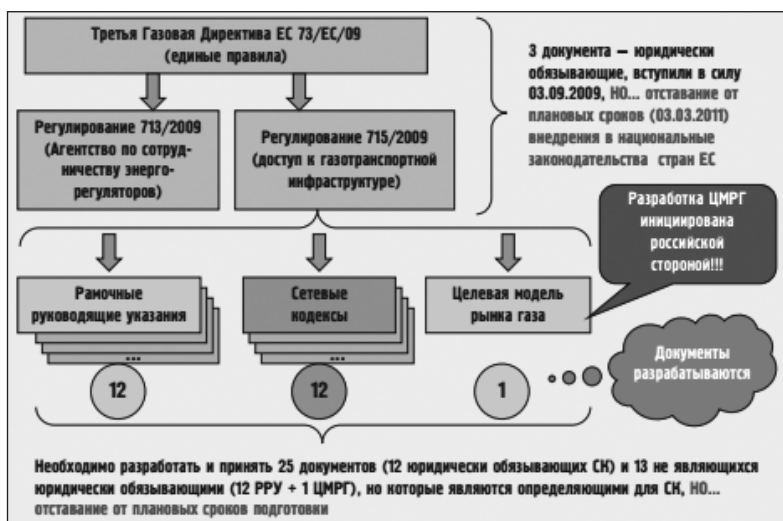


Рис. 2.17. Третий энергопакет ЕС, газ

Источник: Конопляник А. А. Уменьшить риски и неопределенности Третьего энергопакета ЕС // Нефтегазовая Вертикаль. 2012. № 7. С. 79–88.

Третья газовая директива не является документом прямого действия. Ее положения должны быть инкорпорированы в национальные законодательства стран — членов ЕС. На это им было дано 18 месяцев. Однако к марту 2011 г. ни одна из стран ЕС этого не сделала.

В конце февраля 2011 г. Комиссар ЕС по энергетике Г. Эттингер продлил странам ЕС до осени срок приведения своих национальных законодательств в соответствие с Третьей Директивой. Однако в сентябре того же года, отмечая слабый прогресс в этом вопросе, Еврокомиссия подала в Европейский суд иски на 18 стран ЕС, обвиняя их в нарушении предусмотренных законодательством обязательств. Но даже в январе 2012 г. 8 стран ЕС так пока и не представили соответствующих уведомлений о приведении своего национального законодательства в соответствие с Третьей Директивой.

Эта информация содержит в себе одновременно как отрицательный, так и положительный элементы. Отрицательный — это существенное замедление процесса формирования новых правил игры, удлинение периода неопределенности на европейском газовом рынке, в течение которого будет отсутствовать ясность (а значит, будут действовать повышенные риски) в применении новых правил госрегулирования на рынке газа ЕС.

Первоначально предусматривалось в течение 18 месяцев не только инкорпорировать в национальные законодательства стран — членов ЕС положения Третьей газовой директивы, но и разработать необходимые для функционирования единого рынка газа ЕС операционные подзаконные акты: не являющиеся юридически обязательными 12 Рамочных руководящих указаний (РРУ) и юридически обязательные 12 Сетевых кодексов (СК).

Поэтому целью Еврокомиссии с 2011 г. стало являться завершение подготовки пакета необходимых документов по запуску единого рынка газа ЕС в 2014 г. Поэтому положительный элемент замедления — это расширение временного окна возможностей для сотрудничества с разработчиками подзаконных актов к Третьему пакету с целью более эффективного и сбалансированного учета в них интересов всех участников трансграничных производственно-сбытовых газовых цепочек, ориентированных на рынок ЕС, с целью минимизации рисков и неопределенностей для всех участников рынка газа.

А это необходимо, поскольку общепризнано, что, являясь новаторским документом, предлагающим радикально новую модель архитектуры рынка газа ЕС, и к тому же продуктом политического компромисса, Третий энергопакет не свободен от недостатков, во многом несбалансирован, его положения допускают различные интерпретации и т. п. Эти изъяны должны ликвидировать вышеуказанные подзаконные акты.

Поэтому появилось (и было, по возможности, использовано) окно возможностей для диалога, чтобы убедить европейских коллег предлагать

в рамках РРУ такие интерпретации положений Директивы, которые не создавали бы дополнительные риски для участников газового бизнеса в Европе.

Таким образом, политическая задача подготовки более либеральной модели рынка газа ЕС, являющаяся суверенным внутренним делом стран ЕС, тем не менее, может быть реализована в направлении более взаимоприемлемых (с точки зрения экономического, а иногда и просто здравого смысла) операционных процедур, чем это было предусматривалось изначально в Третьем энергопакете.

По итогам уже первых раундов, начавшихся в январе 2010 г. и нацеленных на решение вышеуказанных проблем неформальных консультаций экспертов России/Группы Газпром и энергорегуляторов стран — членов ЕС с участием представителей Еврокомиссии и других заинтересованных участников рынка, в пакете подзаконных актов к Третьему энергопакету по газу появился еще один не являющийся юридически обязательным документ: Целевая модель рынка газа (ЦМРГ) ЕС.

Этот документ (подготовлен и принят уже второй его вариант) должен создавать целостное представление об архитектуре рынка газа, но уже не на уровне принципов и механизмов контроля участников рынка, а на уровне операционных механизмов и процедур, обеспечивающих функционирование самого рынка.

### **Проблема «контрактного несоответствия»**

Пока на рынке доминировали ВИК (отсутствовало требование их дегрегментации), пока такая ВИК сама добывала газ и сама поставляла его по той трубе, которую она сама же и построила на принципах проектного финансирования, которой она владела на праве собственности и которую она окупала за счет продаж того газа, который поставляла по этой трубе, естественно, эта компания была заинтересована заполнить трубу полностью.

Чем больше вы заполняете объем этой трубы, тем быстрее окупаются вложенные инвестиции. Этого требовали не сами по себе нефтегазовые компании-операторы инвестпроектов, а, в первую очередь, те финансовые институты, которые представляли им заемное (долговое) финансирование (до 60–80% средств, инвестируемых в проекты по добыче и транспортировке газа, привлекаются на принципах проектного (долгового) финансирования).

И если раньше проблема «контрактного несоответствия» не возникала, то теперь же во всех суверенных государствах между Россией и конечными потребителями в ЕС право собственности на трубу принадлежит соответствующим национальным операторам, а право собственности на газ в этой трубе остается у экспортера.

Значит, для исполнения контракта на поставку необходимо наличие двух согласующихся между собой контрактов между двумя разными парами субъектов предпринимательской деятельности (рис. 2.18):

- контракт на поставку между поставщиком (ДС1) и покупателем (ДС2) на объем и на срок;
- контракт на транспортировку между поставщиком/грузоотправителем (ДС1) и оператором ГТС соответствующей страны (ДС3).



Рис. 2.18. Проблема контрактного несоответствия

Источник: Коноплик А. А. Уменьшить риски и неопределенности Третьего энергопакета ЕС // Нефтегазовая Вертикаль. 2012. № 7. С. 79–88.

В случае транзитных поставок через территорию нескольких стран (региональных зон) для исполнения одного контракта на поставку требуется несколько согласованных с ним по срокам и объемам контрактов на транспортировку/транзит. Если какой-то один параметр в указанной совокупности контрактов не соответствует всем остальным, возникает «контрактное несоответствие» и риск неисполнения контракта на поставку.

При этом ответственность за исполнение контракта на поставку лежит, как правило, на поставщике, вне зависимости от причин неисполнения контракта, т. е. вне зависимости от возникновения «контрактного несоответствия».

Основная причина возникновения «контрактного несоответствия» — дефицит мощностей транспортировки. Его появление зависит, как правило, от собственника/оператора ГТС, допустившего возникновение данного дефицита мощностей. Или когда страна, по территории которой проходит труба, или оператор ГТС в этой стране не готовы предоставить долгосрочный доступ к трубе на весь срок и объем долгосрочного контракта на поставку.

Возможно два пути решения проблемы «контрактного несоответствия»: (а) разрешение проблемы после ее возникновения и (б) недопущение ее возникновения.

В первом случае, если избежать появления «контрактного несоответствия» не удалось и эта проблема уже существует, доказавшим свою эффективность путем ее решения является применение так называемого «права первого отказа» (ППО).

Этот механизм эффективно применялся, например, до 2009 г. во взаимоотношениях между «Газпромом» и «Нафтогазом Украины», когда в рамках осуществления российских ДСЭГК в Европу транзитные контракты через Украину должны были возобновляться ежегодно.

Однако этот механизм оказался неприменимым на территории ЕС, так как, по мнению Еврокомиссии, противоречит конкурентному законодательству ЕС (это было неоднократно заявлено представителями Еврокомиссии в период 2003–2007 гг. в ходе консультаций Россия — ЕС по проекту Протокола к Энергетической хартии по Транзиту).

Остается второй путь — не допустить появления «контрактного несоответствия». Какие существуют механизмы такого решения этой проблемы в рамках Третьего энергопакета ЕС?

Российскими экспертами предложен такой механизм — регулярно повторяющаяся и скоординированная в рамках ЕС (т. е. по всей совокупности «региональных зон» ЕС) процедура «открытой подписки» (*Open Season*) в рамках возобновляемого 10-летнего плана развития газотранспортной инфраструктуры ЕС.

#### **Процедура «открытой подписки»**

Если мы сталкиваемся с наличием конкурентного спроса на трубопроводные мощности, т. е. с ситуацией, при которой всем грузоотправителям, подавшим гарантированные заявки на требуемые им мощности транспортировки, не смогут быть предоставлены запрошенные ими объемы на прокачку, значит, существует проблема дефицита мощностей.

Существующие проекты подзаконных актов к Третьему энергопакету предлагают в качестве системного решения в отношении доступа к мощностям транспортировки аукционный принцип. На наш взгляд, аукционный принцип не является системным решением проблемы дефицита мощностей.

В ходе неформальных консультаций с энергорегуляторами стран ЕС мы предложили нашим европейским коллегам механизм «открытой подписки» (рис. 2.19). Это — механизм скоординированного развития товарных рынков (газа) и рынка газотранспортных мощностей в рамках десятилетнего плана развития газовой инфраструктуры ЕС. Формирование таких планов сегодня является обязанностью для операторов ГТС в связи с Третьим энергопакетом.





При этом, во избежание искусственного создания дефицита наличных мощностей, для предотвращения спекулятивного их накапливания и (или) блокирования доступа к ним, необходимо применение таких процедур, как «используй или теряй» (*use it or loose it*). Эти процедуры прописаны в РПУ «Управление транспортными перегрузками» (*Congestion management*), которое стало Приложением к Регулированию № 715 Третьего энергопакета.



Рис. 2.20. Процедура открытой подписки делает необходимость применения аукционов временным явлением — лишь на период строительства новых мощностей в объектах, удовлетворяющих протестированный рыночный спрос на мощности (пример срока строительства — 4 года)

Источник: Конопляник А. А. Уменьшить риски и неопределенности Третьего энергопакета ЕС // Нефтегазовая Вертикаль. 2012. № 7. С. 79–88.

Итак, для устранения дефицита мощностей необходимо инвестиционное решение. Поэтому ключевой законодательной нормой в рамках предложенной нами процедуры является то, что оператор ГТС обязан инвестировать в случае наличия обоснованного спроса на дополнительные мощности и обоснованной рентабельности таких инвестиций (после согласования с заинтересованными грузоотправителями уровня тарифа на транспортировку, необходимого для финансирования расширения мощностей в запрошенных грузоотправителями объемах). В итоге, инвестиции в расширение мощностей будут профинансированы и их дефицит устранен.

Каждый год, проводя процедуру «открытой подписки», операторы ГТС уточняют спрос на мощности, но изначальный дефицит, который они определили в ходе первой процедуры «открытой подписки», будет ликвидирован к концу переходного периода: участники рынка выйдут из «периода с аукционами» и войдут в «период без аукционов».

### 2.5.2. Еврокомиссия против «Газпрома»<sup>1</sup>

4 сентября 2012 г. Европейская комиссия (ЕК) опубликовала пресс-релиз «Антимонопольное расследование: Комиссия начинает рассмотрение дела против “Газпрома”», в котором было заявлено, что компания подозревается в злоупотреблении своим монопольным положением и нарушении требований конкурентного законодательства ЕС по трем видам деятельности в странах Центральной и Восточной Европы.

Суть расследования: «Еврокомиссия расследует потенциально возможные действия, идущие вразрез со свободной конкуренцией, по поставкам газа в центральных и восточных государствах ЕС»<sup>2</sup>, — говорится в официальном сообщении европейского ведомства. «Газпром» мог предположительно:

- разделять газовые рынки, препятствуя свободным перетокам газа между странами — членами ЕС;
- препятствовать диверсификации газовых поставок;
- навязывать своим потребителям несправедливые цены, привязывая цену газа к ценам на нефть.

Таким образом, российский концерн подозревается в нарушении ст. 102 Договора о функционировании Евросоюза.

Проанализировав итоги проверок, которые были проведены в 2011 г. (нашумевшие выемки документов в зарубежных офисах дочерних компаний «Газпрома» и некоторых его контрагентов в ЕС 27 сентября 2011 г.), ЕК пришла к выводу о необходимости начала формального расследования в отношении «Газпрома», пояснил РБК daily А. Коломбани, пресс-секретарь Хоакина Альмуньи, вице-президента Комиссии и комиссара по вопросам конкуренции.

А. Коломбани, указанный в качестве контактного лица в пресс-релизе ЕК, отметил, что расследование касается деятельности «Газпрома» в восьми странах ЕС: Болгарии, Чехии, Эстонии, Венгрии, Латвии, Литве, Польше и Словакии<sup>3</sup>. «В случае если “Газпром” будет признан

<sup>1</sup> Конопляник А. А. Еврокомиссия против Газпрома // Нефтегазовая Вертикаль. 2012. № 19. С. 44–56.

<sup>2</sup> Antitrust: Commission opens proceedings against Gazprom. [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-12-937\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-12-937_en.htm).

<sup>3</sup> Antitrust: Commission sends Statement of Objections to Gazprom for alleged abuse of dominance on Central and Eastern European gas supply markets: [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-15-4828\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-4828_en.htm).

виновным, ему грозит максимальное наказание в виде штрафа до 10% от его годового оборота на европейском рынке»<sup>1</sup>, — сказал он.

Данное решение концерн может обжаловать в европейских судах. Никаких сроков для расследования подобного рода дел не предусмотрено, их длительность зависит от конкретного случая и взаимодействия компании со следствием.

ЕК заявила, что вопрос будет рассматриваться в приоритетном порядке. Поскольку стоимость экспорта «Газпрома» в Европу достигает, по оценкам, порядка 60 млрд долл., то максимальная величина грозящего «Газпрому» штрафа может составить 6 млрд долл.

«Хочу пояснить, — отметил А. Коломбани, — что это расследование касается “Газпрома”, который является компанией, действующей на едином европейском рынке... Это расследование не касается России»<sup>2</sup>.

### Политическая реакция: эффект домино

Еще как связано: возразил «Газпром» уже 5 сентября 2012 г., практически незамедлительно отреагировав на действия ЕК. Концерн, и это заявление является наиболее существенным, «рассчитывает на то, что в рамках расследования будут надлежащим образом соблюдены наши права и законные интересы, вытекающие как из права ЕС, так и международного права, а также будет принято во внимание, что ОАО “Газпром” (в настоящее время — ПАО “Газпром”), учрежденное за пределами юрисдикции ЕС, является компанией, наделенной в соответствии с российским законодательством публично значимыми функциями и статусом стратегической организации, контролируемой государством»<sup>3</sup>.

Это означает косвенное указание Еврокомиссии на то, что теперь той придется иметь дело с Российским государством: как во время детских разборок начинают искать защиты у «старшего брата-боксера». Им Россия и стала, поддержав своего главного бюджетного донора, основные доходы которому приносит работа как раз на европейском рынке.

Тогда же, 5 сентября 2012 г., пресс-секретарь президента Д. Песков поставил под сомнение обоснованность высказанных ЕК претензий, заявив (по сообщению агентства *Bloomberg* — в обратном переводе с английского), что «неясно, почему этот вопрос неожиданно стал предметом расследования. На чем основано это утверждение о нарушении безопас-

<sup>1</sup> Signs of tension after EU move on Gazprom. Euobserver, Sep. 5, 2012: <https://euobserver.com/economic/117441>.

<sup>2</sup> Там же.

<sup>3</sup> Релиз на сайте ПАО «Газпром» «Заявление ОАО “Газпром” на инициированную Европейской комиссией формальную стадию антимонопольного расследования»: <http://www.gazprom.ru/press/news/2012/september/article143291/>.

ности поставок? На том, что “Газпром” был и останется надежным поставщиком газа своим клиентам?»<sup>1</sup>.

9 сентября 2012 г. В. Путин отреагировал на действия ЕК уже самолично, заявив во время саммита АТЭС во Владивостоке, что он сожалеет о действиях Еврокомиссии по отношению к «Газпрому», но не считает отношения «торговой войной». «Я не согласен с такой оценкой состояния отношений с Евросоюзом... объединенная Европа хочет сохранить политическое влияние, и чтобы мы за это еще и немножко заплатили. Это неконструктивный подход»<sup>2</sup>, — цитирует президента РИА «Новости».

И совсем скоро ответил на «неконструктивный» подход ЕК, по видимому, в более «конструктивном», по его мнению, ключе.

#### Указ № 1285

11 сентября 2012 г. В. Путиным подписан указ № 1285 «О мерах по защите интересов РФ при осуществлении российскими юридическими лицами внешнеэкономической деятельности». Это указ, совершенно очевидно, является прямым политическим «силовым» ответом на очередной рейд ЕК. Суть его проста: теперь российское государство будет непосредственно защищать интересы своих стратегических предприятий (перечисленных в списке таких предприятий, одним из которых является ОАО «Газпром», в Указе Президента № 1009 от 04.08.2004) в их зарубежных операциях.

Указ устанавливает, что таковые предприятия и их дочерние компании «в случае предъявления к ним требований со стороны органов иностранных государств, международных организаций, вправе только с предварительного согласия федерального органа исполнительной власти, уполномоченного Правительством РФ:

- 1) предоставлять ... информацию, касающуюся своей деятельности;
- 2) вносить изменения в договоры ... и в другие документы, касающиеся их коммерческой (ценовой) политики в иностранных государствах;
- 3) отчуждать принадлежащие ... доли участия в иностранных организациях, права на осуществление предпринимательской деятельности на территориях иностранных государств и недвижимое имущество, находящееся за рубежом».

Указ № 1285 устанавливает, что уполномоченный орган отказывает в согласии на осуществление этих действий, если таковые способны нанести ущерб экономическим интересам РФ. Правда, определение по-

---

<sup>1</sup> Gazprom Objects to European Antitrust Inquiry. The New York Times, Sep. 5, 2012: <http://www.nytimes.com/2012/09/06/business/global/gazprom-objects-to-european-antitrust-inquiry.html>.

<sup>2</sup> Путин по итогам АТЭС ответил Европе за Газпром, оппозиции — о стерхах // РИА «Новости». 2012. 9 сент.: <https://ria.ru/politics/20120909/746328093.html>.

нения «экономические интересы РФ», как, впрочем, и то, что понимать под «ущербом» таким интересам, в указе не приводится.

Фактически, предусмотрена государственная защита «Газпрома» по всем направлениям его вынужденных (вынуждаемых) действий как в результате изменения экономической конъюнктуры на газовых рынка Европы, так и в результате применения положений Третьего энергетического пакета ЕС, формирующего новую архитектуру единого внутреннего рынка газа ЕС, принципиально отличную от существовавшей в Европе последние 50 лет, т. е. на основном российском экспортном рынке, вступившем после 2009 г. в эпоху коренных преобразований.

Объявленные претензии ЕК к «Газпрому» запустили политический эффект домино. Действия ЕК и ответ «Газпрома» и российского президента фактически вытолкнули дальнейшую полемику сторон в политическое, быть может отчасти правовое, но очевидно силовое поле. Понятно при этом, что бороться России придется на чужом поле — в рамках суверенного законодательства ЕС, применимого на территории ЕС вне зависимости от того, нравится это «Газпрому» или российским государственным органам или нет.

И в условиях, когда ЕК в течение многих лет настойчиво продолжает считать, что общеевропейское законодательство (право ЕС — *acquis communautaire*) является такой же частью международного права и обладает таким же приоритетом (находится на том же уровне иерархии правовых актов), что и международные договоры, заключаемые ЕС. И не готова согласиться с доказываемым Конопляником А. А. тезисом еще со времен работы в Секретариате Энергетической хартии (периода неформальных консультаций экспертов России и ЕС по открытым вопросам проекта Протокола к Энергетической хартии по Транзиту, после принятия еще только Второго энергетического пакета ЕС в 2003 г.), что для ЕС в целом *acquis communautaire* является внутренним законодательством, а значит, должно занимать подчиненное (субординированное) положение по отношению к международным обязательствам ЕС.

Понятно, что ответы «Газпрома»/России на правовые претензии ЕК (обвинения в нарушении конкурентного законодательства) в этой полемике в рамках силового политико-правового противостояния сторон могут быть только асимметричными.

Однако в рамках сегодняшней конъюнктуры на рынке газа ЕС, характеризующейся избытком предложения (и, похоже, довольно устойчивым — в условиях продолжающегося экономического кризиса в еврозоне, политики ЕС по декарбонизации, переадресации на Европу предназначенных ранее для США поставок СПГ и т. п.), всегда срабатывавшая ранее политика «Газпрома» (как у героини незабвенной Н. Мордюковой в «Бриллиантовой руке»: «А не согласятся — отключим газ...») начинает

давать сбой: в случае «отключения» своего газа от Европы Россия сыграет только на руку своим конкурентам.

«Газпрому» становится тяжело самостоятельно противостоять ЕК в условиях ужесточения конкуренции на рынке газа ЕС, сжатия конкурентной ниши для российского газа, судебных исков «старых друзей/деловых партнеров» — оптовых покупателей российского газа против ценовой политики «Газпрома», неизбежной необходимости для компании реструктурировать свои операции в Европе в результате Третьего энергопакета и пр. Все-таки взаимоотношения «Газпром» — ЕК — это взаимоотношения «по диагонали»: агент — суверен. Потребовалось привлечь на помощь «старшего брата», чтобы перевести разборку на уровень двух «суверенов».

Итак, весь этот обмен любезностями, инициированный Департаментом по конкуренции ЕК, ведет к раскручиванию спирали и повышению градуса политической напряженности между Россией и ЕС. Однако, несомненно, если существует различное видение сторонами сути вещей, значит, существует требующая осмысления и своего взаимоприемлемого решения проблема.

Спокойное рассмотрение экономической стороны вопроса, в частности, обоснованности претензий ЕК к «Газпрому», поможет вернуть дискуссию в более конструктивное русло, понизить градус напряженности между сторонами и выйти на варианты взаимоприемлемых развязок.

#### **«Газпром» в ЦВЕ: «А часовню тоже я?..»**

Пресс-релиз ЕК утверждает, что «Газпром», «предположительно, может злоупотреблять своим доминирующим положением на оптовых газовых рынках стран — членов ЕС Центральной и Восточной Европы»<sup>1</sup> (ЦВЕ). На наш взгляд, ЕК приводит соответствующие действительности факты, но неверно их интерпретирует, поскольку неправильно представляет причинно-следственные связи, приведшие к современному состоянию дел в ЦВЕ. Таким подходом ЕК сразу же формирует (несмотря на предположительный характер своих обвинений) ореол предвзятости вокруг «Газпрома», предположение, что он изначально виновен в предъявляемых ему обвинениях и что именно он несет ответственность за эту свою «вину».

Существует множество грехов, за которые можно критиковать «Газпром» как в его профильной, так и непрофильной деятельности, но нет необходимости критиковать его за грехи, которых он не совершал.

---

<sup>1</sup> Antitrust: Commission sends Statement of Objections to Gazprom for alleged abuse of dominance on Central and Eastern European gas supply markets: [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-15-4828\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-4828_en.htm).

«Газпром» как коммерческая организация, естественно (и противозаконно было бы, если бы он поступал иначе), стремится максимизировать свою экономическую выгоду (экономическую, в том числе ценовую, ренту) из ситуации, которую он не сам создал, а лишь унаследовал из исторического прошлого. Как компания (агент) с доминирующим участием государства (суверена) — собственника разрабатываемых и экспортируемых «Газпромом» ресурсов, он стремится максимизировать для государства (своего суверена) горную ренту от их эксплуатации.

«Газпром» как коммерческая компания ведет себя ровно так, как на его месте вела бы себя любая другая оказавшаяся в его положении компания: любая компания стремится к получению и сохранению (удержанию) своего монопольного положения на рынке для извлечения, помимо прочего, и монопольной ренты. Именно в этом Еврокомиссия упрекала всегда своих «национальных чемпионов», которые, исторически покупая российский газ на внешней границе «старого» ЕС (ЕС-15), поставляли его дальше вглубь европейского оптового рынка по принадлежащим им трубопроводам, которые, правда, они сами же и построили за свои и (или) заемные деньги (см. рис. 2.21).

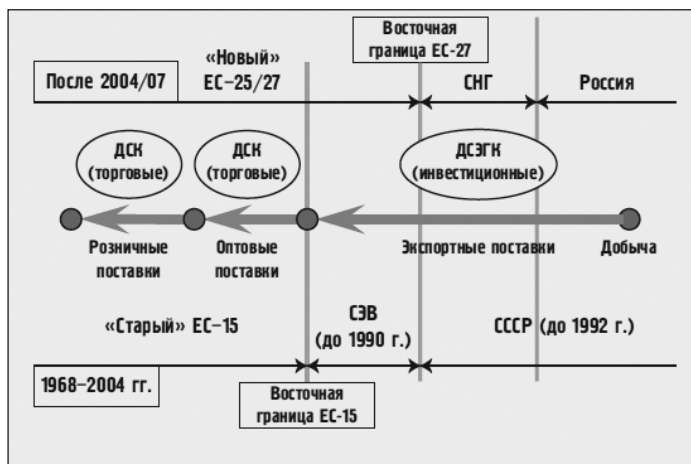


Рис. 2.21. Производственно-сбытовая цепочка поставок советского/российского газа в Европу с 1968 г. до наших дней: трехзвенная структура долгосрочных контактов

Источник: Конопляник А.А. Еврокомиссия против Газпрома // Нефтегазовая Вертикаль. 2012. № 19. С. 44–56.

Именно против этих компаний — оптовых покупателей российского газа и именно против их злоупотребления своим монопольным положением на рынках стран ЕС было направлено острое радикальных либе-

рализационных мер и Второго (2003), и Третьего (2009) энергетических пакетов ЕС (обязательный доступ третьих сторон (ОДТС) к газотранспортной инфраструктуре, сегментация вертикально интегрированных компаний (ВИК) и т. п.).

«Газпром», как отмечалось ранее, сначала «попал под раздачу» из-за расширения ЕС (с ЕС-15 до ЕС-25/27), когда значительная часть созданной «Газпромом» и (или) его правопродественниками на тех же принципах, что и европейскими компаниями, инфраструктуры оказалась после 2004–2007 гг. на территории ЕС (см. рис. 1.21), а потом (после январских российско-украинских событий 2006 и 2009 гг.) стал также частью «целевой аудитории» либерализационных мер на формирующемся едином газовом рынке ЕС.

На наш взгляд, только и именно усиливающаяся конкуренция на рынке газа ЕС способна эффективно вынудить «Газпром» адаптировать свою контрактную и ценовую политику к новым реалиям на европейском газовом рынке, заставив его быть более конкурентоспособным в борьбе за расширение своего присутствия в рамках сжимающейся конкурентной ниши для российского газа в Европе.

Сегодняшнее монопольное положение «Газпрома» на рынке ЦВЕ в период, когда эти страны уже входят в состав ЕС, является результатом инвестиционных решений и развития инфраструктуры, осуществленных в другую политическую эпоху и в других экономических условиях — разделенной Европы времен холодной войны, когда страны ЦВЕ были членами СЭВ и частью мировой социалистической системы.

На наш взгляд, это не «Газпром» ответственен за приписываемое ему недостаточное развитие газотранспортной инфраструктуры стран ЦВЕ, которая была создана преимущественно в «догазпромовское» время, а советская плановая экономика.

В течение 40 лет (с начала 1960-х до конца 1990-х гг.) такая монополия поставок с политически детерминированным ценообразованием действовала в пользу стран — членов СЭВ: советские (а позднее и российские) газовые поставки в социалистические страны ЦВЕ осуществлялись по ценам, определяемым на условиях «издержки плюс», в то время как в капиталистические страны Западной Европы — по ценам, определяемым на условиях «нэт-бэк от стоимости замещения у конечных потребителей» с нефтепродуктовой привязкой.

Начиная с 1970-х гг., когда начался бурный рост нефтяных цен, индексированные по нефтяным/нефтепродуктовым котировкам газовые цены для Западной Европы также начали расти (хотя и с лагом запаздывания), в противовес остававшимся стабильными и относительно низкими ценам, определяемым на основе «издержек плюс» для поставляемого в ЦВЕ советского газа. На это, кстати, обратил внимание и российский президент во Владивостоке, отметив, по сообщению РИА «Новости»,



что «во времена СССР газ в страны Восточной Европы поставлялся по нерыночным ценам»<sup>1</sup>, в обмен на политическую лояльность последних.

Однако только в 1998 г., спустя 10 лет после прошедших в странах ЦВЕ «бархатных революций», приведших к распаду системы СЭВ и переориентировавших эти страны на вступление в ЕС, российские экспортные цены для стран ЦВЕ были переведены с формулы «издержки плюс» на формулу «нэт-бэк от стоимости замещения на рынке ЕС» с нефтепродуктовой привязкой, т. е. на «европейские формулы».

Поскольку в это время цены на нефть были на исторически низком уровне в результате азиатского финансового кризиса, этот переход произошел без заметных негативных экономических последствий для стран ЦВЕ и без политических потрясений. И только когда ситуация на европейском рынке газа кардинально изменилась, начиная с 2009 г. тема «Газпрома» оказалась поднятой вновь. «Газпром» не изменился, не изменилась и его политика (ни контрактная, ни ценовая) в Европе.

Изменилась Европа, т. е. внешняя среда, в которой действует «Газпром»: экономический кризис, плюс эффект домино в результате «тихой сланцевой революции» в США привели к образованию избытка предложения на европейском газовом рынке и к более низким спотовым ценам на газ в Европе. В то же время высокие мировые цены на нефть через механизм нефтяной (нефтепродуктовой) индексации удерживали контрактные цены для ЕС на высоком уровне. Разрыв между спотовыми и контрактными ценами увеличивался и на пике кризиса достигал двукратного (в сентябре 2012 г. составил около 1/4).

Таким образом, это не «Газпром» как таковой, но изменившаяся вокруг него среда, конъюнктура рынка, на котором он исторически занимает ключевое/доминирующее положение, явились, по сути, источником и поводом для озабоченности ЕК.

### **«Газпром» мог разделять рынки?**

ЕК утверждает, что «во-первых, “Газпром” мог предположительно разделять газовые рынки, препятствуя свободным перетокам газа между странами — членами ЕС»<sup>2</sup>. Но как было показано выше, это не «Газпром» разделил газовые рынки стран ЕС.

Во-первых, вплоть до настоящего времени рынки всех стран ЕС (что Западной, что Восточной Европы) являются по сути разделенными. Это признает и сама ЕК, которая, разрабатывая Третий энергопакет, ставит задачу формирования единого рынка газа ЕС, начиная при этом с мало-

<sup>1</sup> Путин сожалеет о действиях Евросоюза по отношению к «Газпрому» // РИА «Новости». 2012. 9 сент.: <https://ria.ru/economy/20120909/746241330.html>.

<sup>2</sup> Antitrust: Commission opens proceedings against Gazprom. [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-12-937\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-12-937_en.htm).

го — с формирования рыночных зон, объединяющих хотя бы несколько соседних стран, и (или) создавая предпосылки для формирования свободных перетоков газа внутри отдельных стран ЕС к 2014 г. При чем здесь «Газпром»?

Во-вторых, в странах ЦВЕ не «Газпром» «разделил» рынки, а централизованное планирование «догазпромовских» времен СССР/СЭВ. Наконец, в-третьих, существуют общие закономерности развития энергетических рынков, когда сначала они развиваются как индивидуальные, в рамках национальных границ, и лишь начиная с какого-то этапа происходит постепенное конвертирование внешнеэкономических торговых связей между соседними странами (наличие которых еще не означает единого рыночного пространства) в единое рыночное пространство со свободными торговыми и инвестиционными перетоками внутри него.

Сегодня «свободным перетокам газа между странами — членами ЕС» препятствует не «Газпром», а отсутствие единого рыночного пространства внутри ЕС, который только выходит на соответствующую стадию развития. Возникает естественный вопрос: что означает «разделять рынки»? Не думаю, что мы сильно ошибаемся, предположив, что под этим ЕК подразумевает применение системы долгосрочных экспортных газовых контрактов (ДСЭГК) с так называемыми «оговорками о пунктах конечного назначения».

Пункты конечного назначения, как известно, были отменены в результате пакетных трехсторонних договоренностей в 2003–2004 гг. между «Газпромом», ЕК и соответствующими компаниями ЕС — импортерами российского газа (*Eni*, *EON-Ruhrgas*, *OMV* и др.).

Стоит отметить, что компенсировать потери «Газпрому» от отмены этих контрактных оговорок предусматривалось, например, в случае с *Eni* — расширением прямого доступа «Газпрома» на итальянский рынок. Для этого было предусмотрено расширить мощности транзитного газопровода *TAG* через территорию Австрии в Италию, по которому осуществляются в эту страну поставки российского газа.

Прошедший в декабре 2005 г. аукцион на доступ к дополнительным мощностям *TAG* был в итоге организован таким образом, что победителями были объявлены все 149 номинантов, большинство из которых были аффилированы между собой и не располагали ресурсами газа.

В итоге, после аукциона многие из них обращались в «Газпром» с предложением либо продать им газ, либо купить у них «выигранное» ими место в трубе. С тех пор слова «аукцион по *TAG*» стали нарицательными и синонимом того, как не надо производить процедуры определения и удовлетворения рыночного спроса на мощности.

Такая организация контрактных отношений отражала экономические реалии, начиная с 1960-х гг. и вплоть до настоящего времени, когда поставка советского/российского газа осуществлялась в ограниченное

число пунктов сдачи-приемки на внешней (восточной) границе «старого» ЕС-15. При этом в каждом таком пункте осуществлялась сдача газа, предназначенного для разных рынков стран ЕС и поэтому имевшего в этом пункте разную контрактную цену (напомню, для стран Западной Европы цены в пунктах сдачи-приемки определялись по формуле «нэт-бэк от стоимости замещения на рынке конечного потребителя»): наивысшую для наиболее близкорасположенного рынка, наинизшую — для наиболее удаленного (рис. 2.22).

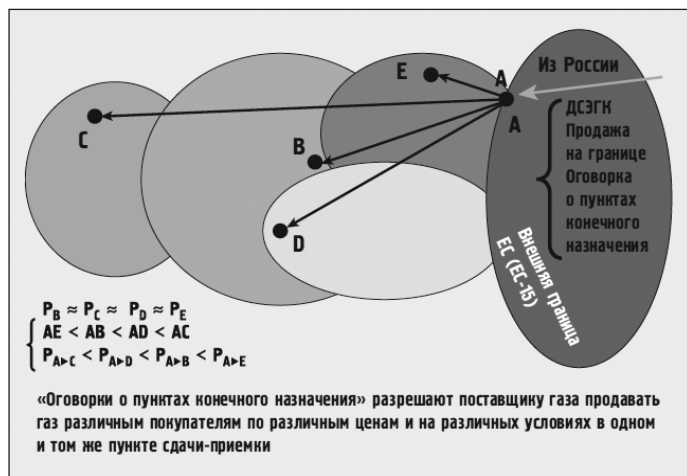


Рис. 2.22. Оговорки о пунктах конечного назначения (*destination clauses* — территориальные ограничения на продажу) — экономически обоснованная и неотъемлемая часть советских/российских экспортных поставок в Европу

Источник: Конопляник А. А. Еврокомиссия против Газпрома // Нефтегазовая Вертикаль. 2012. № 19. С. 44–56.

Запрет оптовым покупателям российского газа в Европе на арбитражные операции (его перепродажу между рынками) посредством механизма «оговорок» вплоть до 2003 г. защищал обоснованные экономические интересы экспортера («Газпрома») и собственника ресурсов (российского государства), препятствуя покупателю газа, предназначенного для наиболее удаленного от пункта сдачи-приемки рынка, перепродавать его на более близко расположенном рынке, цена для которого в данном пункте сдачи-приемки по той же причине была наивысшей, присваивая, тем самым, часть принадлежащей государству — собственнику недр «ресурсной ренты» от экспортируемого газа.

После вынужденного отказа от оговорок все упреки в отношении недостатка «свободных перетоков» газа ЕК может обращать к самой себе, ибо они являются результатом недостаточного развития внутри-ЕС-

овской инфраструктуры (трубопроводы-интерконнекторы, реверсивные мощности на пограничных переходах и т. п.).

Это, в свою очередь, является следствием слабых инвестиционных стимулов для проектных финансистов вкладывать преимущественно заемные средства в рамках «сегментированного» энергетического рынка ЕС, где после 2003 г. развитие и регулирование сегмента товарных потоков (*commodities*), с одной стороны, и инфраструктуры (*capacities*), с другой, осуществляется раздельно, в отличие от более раннего периода, когда оба этих сегмента развивались и управлялись в рамках единого хозяйственного комплекса внутри отдельных ВИК.

Дополнительные риски и неопределенности для проектного финансирования инфраструктуры создают в ЕС также:

- «обязательный доступ третьих сторон» (ОДТС);
- фактически форсированное внедрение спотового и биржевого ценообразования;
- неявная дискриминация приветствуемых проектными финансистами ДСЭГК с механизмами индексации;
- регулируемые тарифы на транспортировку, завязанные на ограничиваемую сверху величину внутренней нормы рентабельности для операций по развитию инфраструктуры на заведомо низком уровне 5–6%, что удлиняет сроки окупаемости таких проектов за 20-летние периоды и делает инвестиции в развитие инфраструктуры абсолютно неинтересными для частного бизнеса.

А что означает «свободные перетоки/потоки» в этом расследовании? Подразумевает ли ЕК под этим (1) старые и новые множественные поставки/потоки газа через старые и новые множественные мощности/маршруты транспортировки или (2) старые и новые множественные поставки/потоки, но лишь через существующие мощности транспортировки?

Вариант (1) предполагает огромные капиталовложения и затраты времени — и отсутствие немедленного результата с точки зрения появления дополнительных наличных мощностей. Вариант (2), который, похоже, является предпочтительным сценарием для директората по конкуренции ЕК, означает нулевые капиталовложения и нулевые затраты времени, т. е. немедленный доступ к уже существующей инфраструктуре.

Возможной аргументацией в пользу второго сценария для ЕК может быть то, что по расчетам, выполненным для Европейской Ассоциации энергорегуляторов Институтом экономики энергетики Университета г. Кельна, средний среднегодовой уровень фактического использования существующей газотранспортной инфраструктуры в ЕС получился равным 70% (эта цифра имеет довольно широкое хождение в среде европейских энергорегуляторов). То есть газотранспортная инфраструктура законтрактована полностью, а используется далеко не полностью. Эта

цифра и следующие из нее выводы весьма широко используются сегодня в Европе проponentами Третьего энергопакета.

Таким образом, целью расследования ЕК может быть желание получить «свободный» (т. е. бесплатный, не вкладывая инвестиций в расширение мощностей) доступ к законтрактованной, но не используемой в конкретный момент времени (по сезонным, режимным, ремонтным и (или) иным соображениям) инфраструктуре, которая была профинансирована и построена ранее на принципах «проектного финансирования» другими экономическими субъектами, принадлежит им на праве собственности и является контрактно несвободной.

Напоминает философию «свободного наездника» или, что хуже, «конфискационный доступ» (и то и другое осуждается философией «справедливых» рыночных отношений)...

### «Газпром» мог препятствовать диверсификации?

ЕК утверждает, что «Газпром» мог, предположительно, «препятствовать диверсификации газовых поставок»<sup>1</sup>.

Как известно, в 1911 г. У. Черчилль, тогда министр ВМФ Ее Величества, впервые провозгласил, что энергобезопасность означает диверсификацию поставок. В сегодняшнем мире это означает для потребителя множественную диверсификацию поставок, опирающуюся на инвестиции в увеличение номенклатуры поставок и поставщиков (как отечественных, так и иностранных), путей доставки, энергоресурсов (включая «традиционные» и «нетрадиционные», по состоянию на сегодняшний день, их виды, которые станут «традиционными» только завтра) и т. п.

Для производителя этот набор дополняется иным компонентом — диверсификацией рынков. Исходя из такого понимания, «Газпром» — по определению — не может препятствовать диверсификации, а именно: развитию альтернативных поставок (СПГ, сланцевого газа), путей доставки и поставщиков (новых участников рынка).

Более того, Медведев А. И. регулярно говорит, с чем мы абсолютно согласны, что именно «Газпром» был инициатором (родоначальником) конкурентных поставок на европейский газовый рынок, первым нарушив монополию *Ruhrgas* как единоличного оптового покупателя и поставщика российского газа в Германию, создав компанию *Wingas* (50/50 СП с компанией *BASF*) в качестве альтернативного канала поставок.

На наш взгляд, диверсификация путей доставки есть один из трех равнозначных элементов диверсификации для отдельно взятого энергоресурса (еще два — диверсификация источников поставок и рынков), хотя далеко не все разделяют эту точку зрения.

---

<sup>1</sup> Antitrust: Commission opens proceedings against Gazprom. [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-12-937\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-12-937_en.htm).

Так, в серии очных и заочных дебатов Конопляника А. А. на эту тему с бывшим министром иностранных дел Германии, а ныне политическим советником компании *RWE* Йошкой Фишером, последний настойчиво отвергает тезис, что развитие альтернативных путей доставки от того же производителя является диверсификацией.

Тем не менее, сегодня «Газпром» не препятствует, а, скорее, активно способствует диверсификации газовых поставок в Европу, развивая, например, газовый коридор Север — Юг, столь критически необходимый для стран ЦВЕ, по заявлениям властей и этих стран, и ЕС. Комбинация (цепочка) газопроводов *Nord Stream*, *OPAL* и *Gazelle* создает новый маршрут поставок газа в страны ЦВЕ, дополнительный к существующим магистралям Восток — Запад. Последующее подключение к магистрали Север — Юг поставок регазифицированного СПГ с терминалов на острове Крк в Хорватии и Свиноусье в Польше дополнит и замкнет эту вертикаль.

И помимо всего этого своей ценовой политикой и высокими ценами «Газпром» непредумышленно дополнительно побуждает страны ЕС к диверсификации, особенно те страны ЦВЕ, которые имеют наименьшие возможности по конкурентному выбору поставщиков по сравнению со «старыми» членами ЕС. В случае появления на рынке ЕС альтернативных поставок, особенно если сегодняшний избыток предложения сохранится, газпромовские поставки, как наиболее дорогие (благодаря нефтепродуктовой индексации, в период до падения нефтяных цен в середине 2014 г.), могли бы оказаться «первой жертвой» диверсификации.

Газпромовские поставки могли бы оказаться такой «жертвой» уже тогда, если бы не содержащиеся в российских ДСЭГК положения «бери и (или) плати» и о порядке пересмотра цен, которые препятствуют немедленному переключению оптовых покупателей — контрагентов «Газпрома» с более дорогого до падения нефтяных цен контрактного российского газа на более дешевый в Европе спотовый газ. По истечении срока действия ДСЭГК «Газпром» как один из маргинальных (по цене) и крупнейших (по объемам) поставщиков газа в Европу мог бы пострадать больше других.

Однако нежелание «Газпрома» отказываться от применения положений «бери и (или) плати» не может, на наш взгляд, быть расценено как его «препятствие диверсификации». Контрагенты «Газпрома» не могут прекратить их действие в одностороннем порядке, поскольку односторонние действия в рамках двусторонних договоров не являются допустимыми.

Именно поэтому оптовые покупатели российского газа начали судебные иски против «Газпрома», стремясь добиться отказа от применения этих положений по суду. И именно поэтому, на наш взгляд, Департамент по конкуренции ЕК стремится объявить положения «бери и (или) плати» и ценовую индексацию в ДСЭГК в качестве несправедливой (нерыночной) практики и необоснованных действий.

Что действительно мешает/препятствует диверсификации, так это отсутствие инвестиционных стимулов (длительные периоды окупаемости инвестиций и низкий уровень возврата на инвестиции: так, вышеупомянутый газопровод *Gazelle*, приводящий в Чехию газ с севера, имеет срок окупаемости 23–24 года) из-за действующих в ЕС правил регулирования развития инфраструктуры. Но это — сугубо внутренние вопросы ЕС, вопросы инвестиционного климата ЕС для развития инфраструктуры. При чем здесь «Газпром»?

Диверсификация означает формирование достаточной инфраструктуры для реализации возможностей множественного выбора у поставщиков и потребителей, иначе говоря — для обеспечения (удовлетворения) рыночного спроса на мощности транспортировки. Третий энергетический пакет ЕС создает такие потенциальные возможности, но они должны быть конвертированы в процедуры регулирования, которые должны найти отражение в соответствующих Сетевых кодексах, которые разрабатываются в настоящее время.

Российские и европейские эксперты совместно работают над выработкой таких процедур (европейские эксперты — как разработчики, российские — как их спарринг-партнеры) как в процессе неформальных консультаций по вопросам применения положений Третьего энергопакета (с января 2010 г.), так и в рамках Консультативного Совета Россия — ЕС по газу (с ноября 2011 г.). В обоих процессах представители Группы «Газпром» принимают активное участие.

### **«Газпром» мог применять несправедливые цены?**

ЕК утверждает, что «Газпром» мог, предположительно, «навязывать своим потребителям несправедливые цены, привязывая цену газа к ценам на нефть»<sup>1</sup>.

В качестве отправной точки хотелось бы отметить, что для поставщика и покупателя, являющихся двумя сторонами одного контракта, понятие «справедливая цена» (по содержанию и величине) понимаются по-разному. Но никакая цена не может быть названа несправедливой, если две стороны контракта согласовали ее уровень и (или) механизм ее определения в рамках заключенного контракта.

Более того, значение и механизм определения «справедливой» цены различается в зависимости от стадии развития рынка, применяемых контрактных структур и механизмов ценообразования.

На начальной стадии развития газовых рынков цена может быть установлена лишь внутри пары «производитель — потребитель» и только как контрактная, т. е. на период не ниже срока окупаемости (требования

---

<sup>1</sup> Antitrust: Commission opens proceedings against Gazprom. [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-12-937\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-12-937_en.htm).

проектного финансирования: обеспечить гарантии финансовых потоков для окупаемости инвестиций в проект по добыче и транспортировке газа потребителю или в пункт сдачи-приемки).

Контрактная цена может быть установлена в качестве фиксированной величины и определяется по принципу «издержки-плюс». Такая цена отражает минимально приемлемую цену для производителя. Она должна покрывать его издержки и обеспечивать приемлемую норму прибыли. Потребитель не имеет альтернативы выбора поставщика/поставок и поэтому должен/вынужден принять такую цену.

Таким образом, механизм «кост-плюс» — это «инвестиционный» механизм ценообразования на неконкурентных рынках, а определяемая таким образом цена — «инвестиционная» цена. Она отражает уровень «справедливой» цены производителя на ранних стадиях развития рынков. Но также цену производителя в результате политического ценообразования на более поздних этапах.

На следующем этапе — интенсивного развития рынка — возникает индексация как механизм привязки цены газа к стоимости конкурирующих с ним в конечном потреблении энергоресурсов. Механизм ценообразования называется «нэт-бэк от стоимости замещения газа у конечного потребителя» (НБСЗ) и появляется на конкурентных рынках, где существует межтопливная конкуренция.

НБСЗ обеспечивает максимальную цену реализации газа для производителя/поставщика (предполагается, что более высокую, чем цена «кост-плюс») и приемлемую, конкурентную, предпочтительную (более низкую, чем цены альтернативного предложения) цену для потребителя. Регулярная адаптация цены НБСЗ, в рамках предусмотренных контрактами механизмов, помогает поддерживать ее конкурентный уровень. Таким образом, «индексация» (НБСЗ) является «инвестиционным» механизмом ценообразования на конкурентных рынках. Ее результатом является цена, «справедливая» для стадии интенсивного развития рынков.

В противовес обоим «инвестиционным» механизмам ценообразования, спотовое ценообразование является механизмом «торговым». Оно — механизм не долгосрочного, но краткосрочного ценообразования, приемлемый для торговых операций, но нежелательный для проектного финансирования. Проектные финансисты никогда не предпочтут механизмы краткосрочного ценообразования (спот), имея возможность выбрать долгосрочные ценовые инструменты (индексацию/НБСЗ).

Только под давлением внешних обстоятельств/сил (той же ЕК), как в случае с проектом Ормен Ланге на норвежском шельфе Северного моря, они откажутся от финансирования на основе долгосрочного контракта с индексацией цены.

Нефтепродуктовая индексация применяется в Европе с 1962 г. Она появилась в Нидерландах и является неотъемлемой частью ДСЭГК Гро-



нингенского типа. Потребовалось практически 50 лет, чтобы ДСЭГК этого типа с нефтепродуктовой индексацией распространились на всем пространстве «большой энергетической Европы». И она все еще доминирует в европейских ДСЭГК. По оценке Международного Газового Союза, ее доля сократилась с 80% в 2005 г. до 65% в 2009 г.: вопрос остается зоной активных дебатов (рис. 2.23), наличие которых не позволяет делать вывод о том, что привязка газовых цен к нефтяным котировкам приводит к «несправедливым ценам»...

За	Против
1. Применяется на практике 50 лет => удобна для пользователей	1. Консервация существующей модели без адаптации не соответствует эволюции механизма НДСЗ в рамках ДСЭГК, основанной на местопливной конкуренции
2. Сужает коридор новых колебаний, увеличивает предсказуемость цен, минимизирует инвестриски	2. Жидкое топливо перестало быть замещающим для газа в промышленности и электроэнергетике, но осталось резервным топливом
3. Удобный инструмент для финансовых институтов => возможность хеджирования и проектного финансирования	3. Удерживает цену газа ниже нефтяного паритета
4. Прозрачный и понятный механизм ценообразования (по крайней мере, для профессионалов)	4. Привязывает цену газа к высоколиквидному, но манипулируемому рынку с непредсказуемыми биржевыми котировками
5. Профессиональный, однородный, стабильный и узкий круг участников рынка	5. Конфиденциальность, поэтому закрытый и непрозрачный для общественности
6. Предлагаемые альтернативы (спот/фьючерсы/...) не лучше: низкая ликвидность газовых хабов (ЕС), высокая вероятность для манипулирования	6. В настоящее время: более высокие контрактные цены по сравнению с низкими спотовыми

Рис. 2.23. Нефтепродуктовая индексация: аргументы за и против

Источник: Конопляник А. А. Еврокомиссия против Газпрома // Нефтегазовая Вертикаль. 2012. № 19. С. 44–56.

Существуют два полярных взгляда на дальнейшие перспективы индексации как механизма ценообразования на газ: в поддержку сохранения нефтепродуктовой индексации в российских ДСЭГК в Европе и постепенное закрепление спотовых котировок в качестве единственного инструмента ценообразования как в разовых сделках, так и в срочных контрактах.

Автор стремится найти взаимоприемлемый компромисс между Сциллой и Харибдой. На наш взгляд, невозможно ни сохранить повсеместную нефтепродуктовую индексацию в рамках ДСЭГК в Европе, ни перевести все ценообразование на газ в Европе на спотовые котировки. Наиболее вероятный сценарий развития событий — это сохранение механизма индексации в рамках европейских ДСЭГК, но мягкий отход от нефтепродуктовой индексации с нарастающим включением в ценовую

корзину спотовых котировок (отражающих нарастающую конкуренцию «газ — газ») и других энергоресурсов (отражающих усиливающуюся конкуренцию «газ — не газ»).

К этим «другим» относится, в первую очередь, обязательная для приоритетного потребления в Европе (*must-run*) первичная электроэнергия от возобновляемых источников энергии (ветровая, солнечная, гидро-), а также от атомных и угольных электростанций (рис. 2.24).



Рис. 2.24. Эволюция/адаптация механизмов формирования цен на газ в Европе: основные направления и их сторонники

Источник: Конопляник А. А. Еврокомиссия против Газпрома // Нефтегазовая Вертикаль. 2012. № 19. С. 44–56.

Возможен и иной вариант гибридной индексации: применение механизма так называемой *S-curve*, т. е. введение верхнего и нижнего пределов колебаний газовых цен в рамках ДСЭГК, при том что сама цена будет отражать спотовые котировки в рамках той или иной региональной зоны, где находятся конечные потребители для данного поставщика.

При этом верхний предел определяется по величине НБСЗ (максимально приемлемая цена для потребителя — ниже меньших значений стоимости замещения от конкурентных поставок). Нижний — по «кост-плюс» (минимально приемлемая для производителя для окупаемости инвестиций в проект). Такой механизм с верхним и нижним потолками колебаний цен должен, на наш взгляд, применяться как минимум на

период окупаемости инвестиций, ибо дает возможности проектным финансистам рассчитать окупаемость проекта.

Можно считать, что оба предложенных варианта — вклад автора и предмет для продолжающейся дискуссии, которая пока не дает оснований для вывода о том, как это делает ЕК, что «Газпром» работает по «несправедливым ценам», которые он навязывает покупателям (не его вина, что покупатели его газа до сих пор не озаботились формированием альтернативных поставок).

В современной Восточной Европе (наименее либерализованной, т. е. наименее конкурентной части ЕС) нефтепродуктовая индексация покрывает 95% ценовой формулы, в более либерализованной Западной Европе — уже 80%, а на наиболее либерализованном, т. е. наиболее конкурентном в Европе газовом рынке Соединенного Королевства, — всего 30% (рис. 2.25).



Рис. 2.25. Эволюция структуры ценовой индексации европейских ДСЭГК: от менее к более либерализованным рынкам

Источник: Конопляник А. А. Еврокомиссия против Газпрома // Нефтегазовая Вертикаль. 2012. № 19. С. 44–56.

Таким образом, вывод очевиден: чем более конкурентным является газовый рынок, тем менее зависимым он является от нефтепродуктовой индексации, тем более сложной (диверсифицированной) является структура ценовой корзины индексации, все более и более тяготеющей к формированию цены сделок компании по принципу «ценового портфеля».

Страны ЦВЕ, по вполне очевидным причинам, находятся в хвосте вышеуказанных преобразований в Европе. И не «Газпром» в этом виноват. Но определяющий принцип для любой капиталоемкой отрасли, в том числе для газа в апстриме: никаких революционных преобразований,

только мягкая адаптация. Драйвером эволюционных преобразований должны быть объективные тенденции развития рынка, т. е. усиление конкуренции, а не административное давление, и тем более не административные наскоки. А для превращения рынка в конкурентный необходимо адекватное развитие его инфраструктуры, что есть функция инвестиционного климата в стране, т. е. в ЕС. При чем здесь «Газпром»?

### Иные резоны?

Каковы могут быть иные резоны для возбуждения ЕК по поводу «Газпрома» именно в 2012 г.? Экономический кризис, безусловно, один из таких резонов. В этих условиях ЕК могла захотеть поддержать свои национальные энергетические компании — оптовых покупателей российского газа и крупных налогоплательщиков в странах ЕС.

Избыток предложения газа на рынке ЕС привел к снижению его розничных цен (цен продаж для компаний-покупателей и оптовых перепродавцов российского газа), в то время как оптовые цены (закупочные цены российского газа для этих компаний-посредников) остались на высоком уровне.

Обязательства «бери и (или) плати» вынуждали их продолжать закупки российского газа по высоким оптовым ценам, в то время как на рынке имеется в избытке предложение газа по низким спотовым. А меры регулирования, включая ограничения по розничным продажам на долгосрочной основе, вынуждают их продавать покупаемый по высоким оптовым ценам газ конечным потребителям по низким ценам спотового рынка.

Это приводило к отрицательной рентабельности операций по производству электроэнергии из контрактного газа и громадным потерям этих посреднических компаний (а нет прибыли — нет и уплаты налога на прибыль, при том что, в отличие от России, налоги в Европе преимущественно не оборотные).

Именно эта ситуация, что, на наш взгляд, совершенно естественно, спровоцировала волну судебных исков и арбитражных разбирательств, инициированных европейскими компаниями-покупателями российского газа против «Газпрома», которого им не удастся уговорить снизить свои отпускные цены в одностороннем порядке. Так что ничего личного — только бизнес. Причем с обеих сторон.

Одной из реальных целей громогласного заявления о начале расследования ЕК являлось стремление создать ореол негативных ожиданий, допущений и ощущений вокруг «Газпрома» во время начатых против него арбитражных разбирательств. И таким образом повлиять на нейтральные и независимые европейские и (или) международные суды при рассмотрении ими возбужденных против «Газпрома» дел для принятия решений в пользу покупателей его газа.

«Экономика торговли», основанная на перепродаже советского/российского газа конечным потребителям в странах ЕС крупными евро-

пейскими компаниями — оптовиками-посредниками, которые выросли на этом бизнесе в последние десятилетия до уровня «национальных чемпионов», начинает давать сбои. «Когда луна становится полной, она начинает убывать...» Так и их роль, дойдя до пика, пошла на убыль.

Поэтому, с одной стороны, эти «национальные чемпионы» с их долгосрочными «торговыми» контрактами (в отличие от долгосрочных «инвестиционных» контрактов производителей) были многолетней истинной целью реформаторских усилий Директората по конкуренции ЕК. С другой стороны, сегодня ЕК старается поддержать национальные компании стран ЕС, искусственно ухудшая конкурентную среду (например, недостаточно экономически мотивированными претензиями и разбирательствами) для их иностранных партнеров-конкурентов.

Еще одним чисто политическим объяснением поведения ЕК (с позиции «политики популизма») может быть принудительное переключение тем самым внимания общественного мнения ЕС с внутренних кризисных проблем самого ЕС на мифического «внешнего врага», формируя из него образ «реальной угрозы».

К глубокому сожалению, январские российско-украинские кризисы 2006 и 2009 гг. сыграли свою негативную роль и обеспечили готовность европейского общественного мнения в очередной раз заглотнуть такую наживку и быть склонным принимать вылепливаемый из «Газпрома» коллективными усилиями (увы, временами не без его собственной помощи) «образ врага».

Таким образом, сжатие конкурентной ниши для российского газа в Европе и повышение уровня конкуренции внутри этой ниши (для ее удержания) становится сегодня, при наличии на рынке избытка предложения, все более многотрудным процессом для «Газпрома», по крайней мере, с помощью традиционных, широко применявшихся им ранее, в период относительного дефицита газа на рынке, инструментов.

Требуется адаптация поведения в соответствии с меняющейся архитектурой рынка, и «Газпром» ее уже вынужденно начал применять после 2009 г. Проводить ее на постоянной основе его будет вынуждать нарастающая конкуренция и меняющаяся внешняя среда на рынке ЕС, а не ежегодные рейды Директората по конкуренции ЕК.

### 2.5.3. Россия — Украина — ЕС: новый узел противоречий<sup>1</sup>

#### Новый газовый мир

В 2009 г. на рынке газа ЕС сложился избыток предложения за счет факторов, лежащих на стороне как спроса, так и предложения. На стороне спроса рыночная ниша для газа сжимается в результате продол-

<sup>1</sup> Конопляник А., Орлова Е., Ларионова М. Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречия // Нефть России. 2014. № 6. С. 16–21 (ч. 1); № 7–8. С. 4–9 (ч. 2); № 9. С. 4–9 (ч. 3).

жающегося экономического кризиса, перманентного повышения энергоэффективности в странах ЕС (не столь важно, будет ли реализована программа «20-20-20» в полном объеме или нет, важно, что она отражает необратимую тенденцию по созданию в Европе более энергоэффективной экономики) и замещения газа другими энергоресурсами. При этом главными конкурентами газа в Европе, безусловно выигрывавшими эту конкуренцию у контрактного газа с нефтепродуктовой индексацией<sup>1</sup> в период высоких нефтяных цен, являются субсидируемые возобновляемые источники энергии (ВИЭ) и дешевый импортный уголь из США (один из «эффектов домино» американской сланцевой революции).

На стороне предложения усиливается конкуренция поставщиков газа в ЕС внутри сжимающейся рыночной ниши. В первую очередь это произошло<sup>2</sup> за счет перенаправления экспортных потоков катарского СПГ из США в ЕС, после того как американский рынок оказался практически закрытым для импорта (еще один из «эффектов домино» «сланцевой революции» США). Причем катарский СПГ, по сути, является так называемым «бросовым» газом, ибо добывается с большим количеством жидких фракций. Поэтому Катар может осуществлять (и осуществлял) мощный ценовой демпинг, для того чтобы реализовать свое сырье по цене ниже предлагаемой конкурентами. Это необходимо, чтобы возвращать заемные средства, привлеченные на принципах проектного финансирования под реализацию проектов по добыче и сжижению газа. А недобор ценовой ренты по газу страна с лихвой компенсировала за счет продажи жидких фракций и (или) продуктов их переработки по высоким ценам, сохранявшимися до середины 2014 г. на мировом нефтяном рынке.

Как известно, хронологические совпадения не всегда являются причинно-следственными. На наш взгляд, тот факт, что именно в сентябре 2009 г., на пике кризиса и радикальных изменений на рынке газа в ЕС, произошли также принципиальные институциональные изменения — был введен в действие Третий энергопакет ЕС, предложивший кардинально иную архитектуру рынка газа, является как раз хронологическим совпадением. Но ввод его в действие одновременно с появлением избытка предложения газа в ЕС ускорил либерализацию данного рынка, осуществляемую с конца 1990-х гг. в виде реформ, проводимых наднациональными европейскими органами по принципу «сверху вниз».

---

<sup>1</sup> Основной механизм ценообразования на газ, поставляемый в Европу по трубопроводам крупнейшими его производителями — Россией, Норвегией, Алжиром.

<sup>2</sup> Это произвело взрывной эффект на формирование и расширение масштабов спотового рынка газа и снижение спотовых цен в ЕС: на пике кризиса, в 2009–2010 гг., разрыв между спотовыми и контрактными ценами на газ в ЕС достигал двукратного размера. А после трагических событий на АЭС «Фукусима» вектор поставок катарского СПГ сменился с Европы на Японию, и разрыв между спотовыми и контрактными ценами в Европе сразу сократился.

Наконец, поверх всего этого в 2009 г. произошли серьезные по своим последствиям для Евросоюза, Украины, России и всей «Большой энергетической Европы» политические изменения — в январе случился печальный российско-украинский транзитный газовый кризис.

### 22 дня против 40 лет

Украина исторически является неотъемлемым элементом системы советских/российских газовых поставок в Европу. Поэтому российско-украинские транзитные кризисы (в январе 2006 и 2009 гг.) запустили для этой системы негативные по своим последствиям «эффект матрицы» и «эффект домино». По сути, 22 дня перерыва поставок российского газа в ЕС через Украину (три дня в январе 2006 г. плюс 19 дней в январе 2009 г.) перевесили (перечеркнули) предыдущие 40 с лишним лет стабильных и непрерывных поставок, изменили представления каждого из трех участников цепочки (поставщик, покупатель, транзитная сторона) о ее будущей надежности и стабильности.

Безусловно, во многом эта картина оказалась искажена ангажированной прессой, безответственными и (или) некомпетентными политиками и т. п. Но, как известно, чаще слышат не тех, кто предъявляет наиболее весомые аргументы, которые к тому же требуют понимания предмета, а тех, кто громче кричит.

Каждая сторона составила свое представление и свое видение целесообразных ответных действий, в том числе исходя в ряде случаев из «мифических представлений» о причинно-следственных связях произошедших на рынке событий и изменений. Эти новые представления независимо от того, насколько они соответствуют реальности, послужили отправной точкой для последующих необратимых «эффектов домино». Сначала политики каждой из сторон выступили с заявлениями, причем зачастую весьма громкими, чтобы соответствовать остроте проблемы, — ведь заметная часть населения ряда стран ЕС, в первую очередь новых его членов, столкнулась с реальными перебоями в поставках в результате российско-украинского транзитного кризиса. Затем эти заявления, содержащие призывы к действиям, ответным мерам, были оформлены в соответствующие политические же, т. е. не являющиеся на тот момент юридически обязательными, решения. Однако впоследствии эти решения в рамках объективно обусловленной логики действия любых политических властей — от слов переходить к делу — были конвертированы в соответствующие юридические документы. В частности, были внесены поправки в действующее законодательство, приняты новые правила регулирования и т. п., которые предписывали внедрение политических заявлений и решений в хозяйственную практику, т. е. требовали определенных инвестиционных действий.

Эти инвестиционные решения каждой из сторон нацеливают их на достижение нового баланса интересов. Причем он видится каждой из

них в индивидуальном порядке. Ведь, как известно, до настоящего времени не проводилось многосторонних российско-украинско-европейских переговоров по нахождению взаимоприемлемых развязок в новых условиях, сложившихся на рынке газа ЕС и на Украине, оказывающих влияние на систему российских контрактов на поставку и на транзит. Однако если инвестиции сделаны, то это означает, что «точка невозврата» в политике и экономике пройдена. Ибо в силу высокой капиталоемкости газовой отрасли и длинных жизненных циклов ее производственной инфраструктуры капиталовложения в отрасль задают вектор ее развития на несколько последующих десятилетий<sup>1</sup>.

Возникает естественный вопрос: «точки невозврата» — каковы они? Достигнуты ли, пройдены ли они каждой из сторон, участвующей в цепочке поставок российского газа в ЕС через Украину?

Можно сказать, что ЕС, Украина и Россия вплоть до мая 2014 г. осуществляли поиск нового равновесия («пост-2009») между целями, сформулированными по-разному, избранными ответными действиями и линиями поведения. Брюссель преследует цель сократить доминирующую роль России как главного поставщика, Киев — устранить монополию РФ как единственного газового поставщика, Москва — ликвидировать монополию Украины как главного транзитного маршрута в Европу.

Как видим, цели разнятся. Поэтому вплоть до настоящего времени продолжаются попытки установить новое многостороннее равновесие в рамках разнонаправленных действий сторон, диктуемых их индивидуальными предпочтениями. Этот путь к компромиссу далек от оптимального, но отражает существующие реалии, индивидуальные представления и предпочтения сторон.

В результате сегодня мы имеем сужающуюся (или уже заметно суженную) зону поиска нового многостороннего равновесия. Кто-то может считать, что векторы экономических действий, а с ними и «коридоры» приемлемых решений разошлись настолько, что более не пересекаются, поэтому договориться России, ЕС и Украине в экономическом поле уже невозможно. На наш взгляд, эта зона равновесных решений, безусловно, существует из-за сохраняющейся взаимозависимости сторон. Но даже для вхождения в эту зону (а уж тем более для выработки и согласования взаимоприемлемого решения — нового многостороннего компромисса) потребуется время, главным образом — для нахождения взаимопонимания (единого деполитизированного взгляда на ключевые проблемы, как объединяющие, так и разъединяющие пока стороны). И конечно, требуется наличие доброй воли каждой из сторон.

---

<sup>1</sup> Пример — нынешняя конфигурация российской экспортной инфраструктуры, сформированной в начале 1960-х гг. исходя из политических и экономических реалий того времени.



Оценим новые риски, новые вызовы, новые ответные меры и «точки невозврата» для каждой из сторон: ЕС, Украины и России.

### Новые реалии и ответ ЕС: диверсификация

Основное представление в политических кругах ЕС (т. е. среди тех, кто принимает долгосрочные по своим последствиям решения) о причинах текущих газовых проблем сводится к тому, что будто бы поставки из России через Украину в ЕС более не являются надежными. С одной стороны, это — чисто эмоциональная оценка: 22 недавних дня (свежие впечатления) перевесили 40 предыдущих лет, о чем мы уже говорили. С другой стороны, она сопровождается подменой понятий: для ЕС ключевыми словами во фразе «поставки из России через Украину в ЕС», в которых заключен «корень зла» (истоки проблемы), являются слова «из России», а не «через Украину». То есть ключевой фактор, генерирующий риски для надежного энергоснабжения Европы с Восточного направления, по мнению руководящих кругов ЕС, — это не неурегулированность транзитных поставок через Украину, а сам факт российского происхождения газа.

Этим и определяется направленность ответных мер: диверсификация, понимаемая как формирование новой организации (архитектуры) внутреннего рынка газа ЕС с множественными поставками/поставщиками и высокой их гибкостью и со все более явно декларируемой целью уменьшить зависимость от России.

Множественность поставок обеспечивается за счет поиска альтернативы российскому газу на стороне как предложения, так и спроса. На стороне предложения: в ответ на события января 2009 г. ЕС, помимо прочего, принял Регулирование 994/2010<sup>1</sup> о мерах по обеспечению надежности газоснабжения. Оно обязывает страны Евросоюза внедрять меры по диверсификации: предписывает иметь не менее трех источников поставок газа для каждой страны ЕС, устанавливает так называемое правило «N-1»<sup>2</sup>, требует иметь на пограничных переходах реверсные мощности трубопроводов, обеспечивающие поставки газа в обоих направлениях, и т. п. Было интенсифицировано создание приемных тер-

<sup>1</sup> Regulation (EU) No 994/2010 of the European Parliament and of the Council of 20 October 2010 concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 2004/67/EC: [https://www.google.ru/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKewiHiPnUnv\\_XAhVpG5oKHZ-rBpQQFgggMAA&url=http%3A%2F%2Feur-lex.europa.eu%2FLexUriServ%2FLexUriServ.do%3Furi%3DOJ%3AL%3A2010%3A295%3A0001%3A0022%3AEN%3APDF&usq=AOvVaw3b0CAH4YgTEDibIRAWrQpW](https://www.google.ru/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKewiHiPnUnv_XAhVpG5oKHZ-rBpQQFgggMAA&url=http%3A%2F%2Feur-lex.europa.eu%2FLexUriServ%2FLexUriServ.do%3Furi%3DOJ%3AL%3A2010%3A295%3A0001%3A0022%3AEN%3APDF&usq=AOvVaw3b0CAH4YgTEDibIRAWrQpW).

<sup>2</sup> Формула «N-1» описывает требуемый уровень достаточности технических мощностей газотранспортной инфраструктуры для обеспечения совокупного спроса на газ в стране в случае выбытия крупнейшего элемента газовой инфраструктуры в день максимального уровня спроса на газ, который может иметь место с вероятностью раз в 20 лет.

миналов СПГ, активизировались меры по освоению сланцевого газа, наращиванию мощностей ПХГ.

Поиск альтернативы российскому газу на стороне спроса идет под лозунгом борьбы за сохранение чистоты окружающей среды и вытеснения ископаемого топлива из энергобаланса. Правда, первой жертвой декарбонизации оказывается более чистый, но более дорогой (импортный, преимущественно российский) газ, а не грязный, но более дешевый (импортный, преимущественно американский) уголь. Это, плюс опережающее и принудительное применение ВИЭ, и дальнейшее повышение энергоэффективности ведет к сжатию конкурентной ниши газа в энергобалансе, вследствие чего конкуренция внутри данной ниши, наоборот, усиливается. Очевидно, что «пострадавшим» окажется наименее конкурентоспособный поставщик «голубого топлива».

Таким, по молчаливому представлению коллег из ЕС, должна стать Россия, поскольку российский газ — наиболее «удаленный» (высокая стоимость транспортировки), добывается в сложных природных условиях (высокие издержки) и наиболее дорогой (из-за нефтепродуктовой индексации цены в рамках российской модели долгосрочных контрактов), т. е. наименее предпочтительный для покупателя. А возможность снижения цены для удержания конкурентной ниши у российского экспортера, по мнению коллег из ЕС, из-за высоких издержек ограничена. А она действительно ограничена по сравнению с катарским или североморским газом, поскольку в Катаре и Северном море газ добывается из газонефтяных или нефтегазовых месторождений и является побочным («бросовым») продуктом нефтедобычи (основную прибыль нефтегазовым компаниям здесь обеспечивает реализация жидких фракций), а российский сеноманский газ — это сухой монопродукт, и возможность ценового маневра у российского «Газпрома» сужена по сравнению с конкурентами, добывающими жирный или попутный газ. Поэтому «Газпром» (российский газ) и должен стать, по представлению коллег из ЕС, первым «кандидатом на вылет»... Этого, однако, пока не происходит из-за увеличения потенциального предложения, но сокращения реального, альтернативного российскому, — из-за снижения добычи в Северном море и в Нидерландах, проблем с североафриканскими поставками, переориентацией катарского газа с Европы на АТР и т. п. Тем не менее целеполагание всех действий ЕС очевидно — уменьшить доминирующую роль России как главного поставщика.

### **Третий энергопакет и ЦМРГ**

Высокая гибкость поставок внутри ЕС должна быть обеспечена путем устранения барьеров для перетоков газа с целью облегчения торговли им между странами Евросоюза. Это достигается внедрением правил управления транспортными перегрузками, таких как «используй или теряй»,

«качай и (или) плати», строительством трубопроводов-интерконнекторов с реверсными мощностями, интенсификацией спотовой и биржевой торговли. Компании-покупатели ужесточают требования к компаниям-экспортерам, добиваясь смягчения положений долгосрочных экспортных газовых контрактов (ДСЭГК): требуют понизить порог «бери и (или) плати», предлагают привязать цену газа в рамках ДСЭГК к цене на хабах и т. п. На это направлена Целевая модель рынка газа (ЦМРГ), разработанная во исполнение Третьего энергопакета ЕС. Она предусматривает формирование единого внутреннего рынка газа Евросоюза по принципу бассейна (система рыночных зон «вход — выход» с виртуальным центром торговли, т. е. хабом в каждой зоне).

В целом, данный энергопакет формирует набор юридических инструментов, должных обеспечить множественные поставки и более высокую гибкость во взаимоотношениях между покупателями и продавцами (подчеркнем: внутри ЕС, но вовсе не обязательно, что с внешними поставщиками) на основе новых принципов организации единого внутреннего рынка в рамках территории ЕС (28 стран) и Договора об Энергетическом сообществе (плюс еще восемь, итого 36 стран). Эти новые принципы предусматривают переход от последовательной цепи из трех ДСЭГК<sup>1</sup> к системе рыночных зон «вход — выход» с виртуальным хабом в каждой зоне. Данная модель активно внедряется на европейском рынке административными методами в результате применения Третьего энергопакета. Но и в рамках будущего рынка газа ЕС, построенного в соответствии с ЦМРГ, будут сосуществовать два сегмента поставок физического газа — спотовая торговля и срочные (в том числе долгосрочные) поставки. Граница между ними станет подвижной, причем европейский законодатель и энергорегуляторы активно поддерживают методами так называемой позитивной дискриминации сегмент краткосрочной и спотовой торговли и создают регуляторные препятствия для долгосрочных контрактов.

Новая архитектура единого рынка газа ЕС сегодня находится в стадии формирования. Для его завершения, а затем и практической отработки (наладки) потребуется несколько лет. Заявления еврокомиссара Г. Эттингера о том, что к концу 2014 г. будет закончено построение единого внутреннего рынка газа ЕС, оказались слегка оптимистичными. В это время продолжалась корректировка ЦМРГ, из 12 Сетевых кодексов было подготовлено всего 3–4, столько же находились на разных этапах подготовки. Разработка некоторых из них еще не начиналась, даже не все 12 Рамочных руководящих указаний, являющихся техническими заданиями к созданию Сетевых кодексов, были подготовлены. Этот процесс

---

<sup>1</sup> Данная система монопольно существовала в Европе в период 1968–2009 гг., представляя фактически односегментную — контрактную, построенную на ДСЭГК Гронингского типа, — модель организации европейского рынка газа.

объективно растянут во времени. Тем не менее «точка невозврата» на пути от старой модели рынка газа в ЕС к новой в целом пройдена.

Однако экономические реалии в разных частях ЕС существенно различаются, особенно между «старыми» (страны Северо-Западной и Южной Европы) и «новыми» (государства Центральной и Восточной Европы) членами ЕС. В том числе с точки зрения их объективной подготовленности к эффективному применению юридически обязательных решений ЕС по диверсификации энергоснабжения. Диверсификация является основой для конкуренции. Но невозможно обеспечить синхронное развитие/формирование рыночных зон в условиях разной готовности к диверсификации, объясняющейся разной насыщенностью инфраструктурой территорий в различных частях ЕС.

### **Насыщенность инфраструктурой: ЦВЕ и СЗЕ**

Регулирующие органы ЕС ставят задачу привлечения новых рыночных игроков на газовый рынок Евросоюза, исходя из предположения (состоятельность которого мы подвергаем сомнению), что чем больше таких игроков, особенно краткосрочных трейдеров, тем выше ликвидность рынка и тем ниже цены для потребителя. Существуют два подхода к повышению конкуренции путем создания условий для входа на рынок новых участников: наличие инфраструктуры и отсутствие дефицита мощностей. На каком пути искать решение проблемы — привлекать новых участников рынка в рамках существующей инфраструктуры (дефицит мощностей сохраняется) или в рамках как существующей, так и новой инфраструктуры (цель — недопущение появления дефицита мощностей)?

Европейские государственные институты, очевидно, идут по первому пути, пытаясь методами «позитивной дискриминации» потеснить в рамках существующей (дефицитной, недостаточной) инфраструктуры сегодняшних (исторических) поставщиков, на деньги и силами которых была создана эта инфраструктура. Сначала произошло разделение ВИК на собственников и пользователей инфраструктуры, а затем стали создаваться препятствия для грузоотправителей по заключению и исполнению долгосрочных транспортных соглашений. При этом создаются преференции краткосрочным пользователям инфраструктуры в случае конкуренции между двумя категориями грузоотправителей в условиях ограниченности инфраструктуры ГТС. Особую актуальность эта проблема приобрела в странах ЦВЕ — новых членах ЕС.

Вся газотранспортная инфраструктура в этих странах была создана в советское время по госплановской логике («один рынок — одна труба», идущая с Востока на Запад). Диверсификация поставок, а тем более реверс мощностей не были предусмотрены по определению. Эти государства (бывшие члены СЭВ) изначально были зависимы от советских поставок, поэтому сегодня (из-за высокой капиталоемкости

и инерционности формирования ГТС) практически целиком зависят от поставок «Газпрома». Но, вступая в ЕС, они стали субъектами требований европейского законодательства по конкуренции, диверсификации и т. п.

Можно было бы начать инвестировать в развитие инфраструктуры стран ЦВЕ (на что, правда, требуются время и деньги), устранять ее дефицит таким образом, чтобы новые/дополнительные мощности ГТС создавались под рыночный спрос на них. Это бы сформировало возможности для прихода на рынки стран ЦВЕ новых поставщиков, альтернативных «Газпрому», на недискриминационной основе. Однако органы регулирования ЕС в качестве барьеров для входа новых участников на рынок Евросоюза видят не его недостаточную насыщенность мощностями ГТС, а якобы антиконкурентное поведение «исторических» долгосрочных поставщиков (читай: «Газпрома»), т. е. их фактическое присутствие с долгосрочными контрактами (на поставку и транспортировку во исполнение этих контрактов на поставку) на рынке ЕС после расширения Евросоюза (до расширения ЕС контракты «Газпрома» заканчивались на внешней границе Евросоюза). Поэтому Брюссель начал ужесточать требования в отношении присутствия исторических грузоотправителей («Газпрома») на рынке ЕС методами их «позитивной дискриминации» в рамках сохраняющегося дефицита инфраструктуры. В частности, Директорат по конкуренции Еврокомиссии выдвинул претензии к «Газпрому» (могущие перерасти в иски) по предположительно неконкурентному поведению, дискриминирующему потребителей/покупателей российского газа в странах ЦВЕ.

Предварительные расчеты показали, что плотность магистральной газотранспортной инфраструктуры в странах ЦВЕ примерно в полтора раза ниже, чем во Франции, вдвое — чем в Германии и Италии, втрое — чем в Бельгии и Люксембурге и более нежеле в пять раз — чем в Нидерландах (рис. 2.26). Это как минимум затрудняет создание в странах ЦВЕ условий для конкуренции с целью уменьшения зависимости от российского газа.

Возникает естественный вопрос: сколько будет стоить и сколько потребуется времени, чтобы сократить этот разрыв в плотности инфраструктуры между ЦВЕ и СЗЕ, дабы сделать эффективную диверсификацию в ЦВЕ возможной (без методов «позитивной дискриминации» основных поставщиков)? Мы решили попытаться на него ответить, проведя, во-первых, расчеты временных разрывов между сегодняшним уровнем плотности инфраструктуры в странах ЦВЕ и тем временем в прошлом (как оказалось — в далеком прошлом), когда на этом уровне плотности находились страны СЗЕ. Или, иными словами, ответить на вопрос: сколько времени потребовалось странам СЗЕ, чтобы достичь своего сегодняшнего уровня, стартуя с позиций, соответствующих существующему положению дел в странах ЦВЕ.

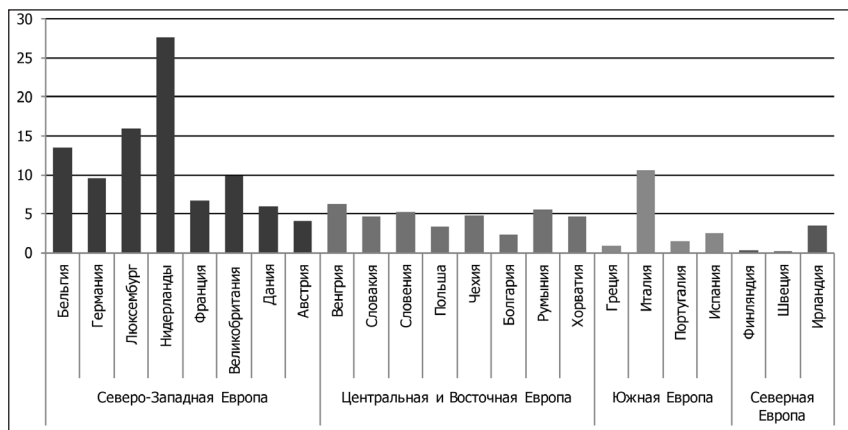


Рис. 2.26. Плотность газотранспортной инфраструктуры в ЕС (только магистральные трубопроводы, км/100 км<sup>2</sup>)

Примечание: цифры по Великобритании и Дании будут выше, если учесть также и морские трубопроводы

Источник: Конопляник А., Орлова Е., Ларионова М. Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречия // Нефть России. 2014. № 6. С. 16–21 (ч. 1).

Расчет выполнен Е. Орловой, старшим экспертом

Энергетического департамента ФИЭФ<sup>1</sup> / аспиранткой РГУ нефти и газа кафедры «Международного нефтегазового бизнеса» (МНГБ), на основе данных, предоставленных ENTSOГ<sup>2</sup> и Eurogas<sup>3</sup>.

Расчеты показали (рис. 2.27), что все государства ЦВЕ находятся в нижней зоне спектра значений плотности инфраструктуры для членов ЕС. Причем особенно заметен разрыв со странами СЗЕ, рынки которых сегодня наиболее ликвидны, — Германией, Великобританией, Бельгией, Нидерландами.

Этот разрыв измеряется десятилетиями (далее цифры для стран ЦВЕ приведены по состоянию на 2012 г.). Так, уровень развития инфраструктуры в Болгарии соответствует ее уровню во Франции в 1970 г., в Словении и Румынии — Бельгии в 1970 г., в Хорватии — Бельгии в 1973 г., в Польше — Бельгии в 1978 г., в Словакии — Бельгии в 1980 г., в Венгрии и Чехии — Бельгии в 1986 г. Но ни одна из стран ЦВЕ не дотянулась до уровня Нидерландов 1970 г. и не вышла на порог минимальной ликвидности газового рынка (рис. 2.28). Наиболее ликвидной в СЗЕ является торговая площадка (хаб) Нидерландов (*TTF*) — в октябре 2013 г. параметр «чёрн» здесь составлял примерно 20, в Бельгии (*Zeebrugge*) — 4,5, а средний по французским *PEGs* — лишь 2.

<sup>1</sup> Фонд «Институт энергетики и финансов»: URL: [www.fief.ru](http://www.fief.ru).

<sup>2</sup> The European Network of Transmission System Operators for Gas: URL: <http://www.entsoe.eu>.

<sup>3</sup> URL: <http://www.eurogas.org>.

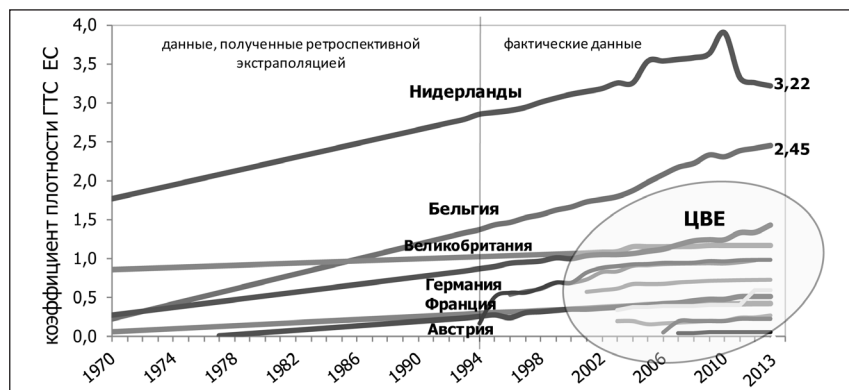


Рис. 2.27. Плотность газотранспортной системы (магистральные и распределительные газопроводы) в странах Центральной и Восточной Европы, Северо-Западной Европы, км/км<sup>2</sup>

Источник: Конопляник А., Орлова Е., Ларионова М. Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречия // Нефть России. 2014. № 6. С. 16–21 (ч. 1).

Расчет выполнен Е. Орловой, старшим экспертом Энергетического департамента ФИЭФ / аспиранткой РГУ нефти и газа кафедры «Международного нефтегазового бизнеса» (МНГБ), на основе данных, предоставленных ENTSOG и Eurogas.

Для справки: второй наиболее ликвидный рынок газа в ЕС, если судить по уровню «чёрн», равному 15, — это рынок Великобритании (*NBP*). Остальные хабы континентальной Европы имеют уровень «чёрн» меньше и (или) много меньше пяти. При этом его минимальное значение для отнесения газового рынка (его торговой площадки/торговых площадок) к ликвидному было «волевым решением» установлено в ЦМРГ ЕС равным восьми (в то время как в соответствии с общепринятой бизнес-практикой он равен 15). Но еще в 2007 г. уровень «чёрн» для основной торговой площадки газом США — Генри Хаб — составлял порядка 400, в то время как на основных нефтяных биржах в Нью-Йорке (*NYMEX*) и Лондоне (*ICE*) — порядка 2000. Что называется: почувствуйте разницу...

На рис. 2.29 представлен иной срез сравнения плотности инфраструктуры — Бельгия и Германия (СЗЕ) против Венгрии и Словакии (стран из верхней части списка ЦВЕ). Видно, что динамика роста плотности инфраструктуры в Венгрии и Словакии примерно соответствует темпам ее увеличения в Германии (наклон кривых примерно одинаков). Однако этот рост происходит на разных уровнях, что означает «догоняя — отстаем». Более взрослым участникам профессионального сообщества должен быть знаком этот тезис, который относился ко времени СССР, когда мы, догоняя США и другие западные страны по темпам роста (например, промышленного производства), увеличивали свое отставание по его уровням — именно потому, что опережение по темпам было результатом более низкой базы, точки отсчета.

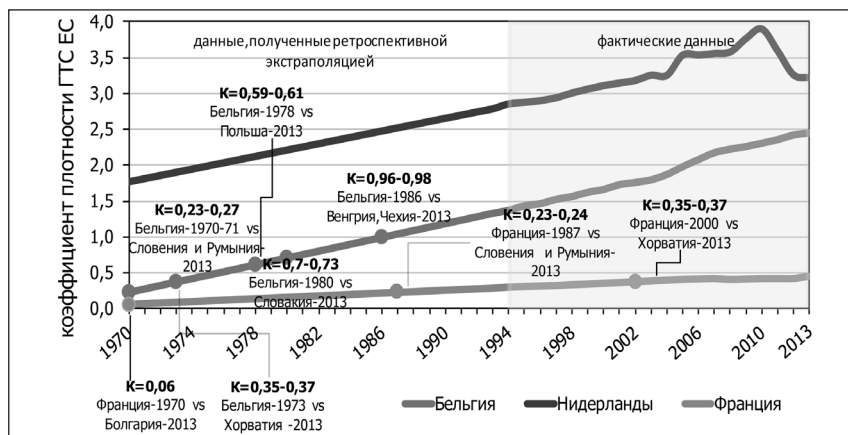


Рис. 2.28. Сопоставление плотности газотранспортной системы (магистральные и распределительные газопроводы) в странах Центральной и Восточной Европы, Северо-Западной Европы, км/км<sup>2</sup>

Примечание: чёрн — минимальный уровень чёрн для отнесения газового рынка к ликвидному: 15 — общепринятая бизнес-практика, 8 — ЦМРГ ЕС.

Источник: Коноплиник А., Орлова Е., Ларионова М. Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречия // Нефть России. 2014. № 6. С. 16–21 (ч. 1).

Расчет выполнен Е. Орловой, старшим экспертом Энергетического департамента ФИЭФ / аспиранткой РГУ нефти и газа кафедры «Международного нефтегазового бизнеса» (МНГБ), на основе данных, предоставленных ENTSOG и Eurogas.

В данном случае страны СЗЕ могут позволить себе более низкие темпы роста наращивания инфраструктуры, ибо уже вышли на стадию насыщенного рынка с множественными поставками, чего нельзя сказать о государствах ЦВЕ. Но не потому, что в этом опять виноват «Газпром», а потому, что темпы и масштабы увеличения инвестиций в повышение плотности инфраструктуры здесь явно недостаточны в течение того времени, что эти страны являются членами ЕС.

Более того (это видно из рис. 2.28, но особенно наглядно — из рис. 2.30–2.31), после вступления государств ЦВЕ (бывших стран — членов СЭВ) в состав ЕС в 2004 г., темпы увеличения плотности газовой инфраструктуры в них резко замедлились. При этом выявляется своего рода «парная корреляция»: одновременно резко повысились темпы роста и сам объем претензий к России/«Газпрому», вплоть до обвинений в использовании «газового оружия» в ЦВЕ путем якобы установления препятствий (блокировки «доступа к трубе»). То есть «Газпром» якобы не дает возможности новым игрокам выйти на рынки этих стран (читай: мешает доступу краткосрочных торговцев к инфраструктуре ГТС в ЦВЕ, законтрактованной ранее долгосрочными транзитными контрактами поставщиков, в первую очередь самим «Газпромом», во исполнение своих долгосрочных контрактов на поставку газа западноевропейским покупателям).



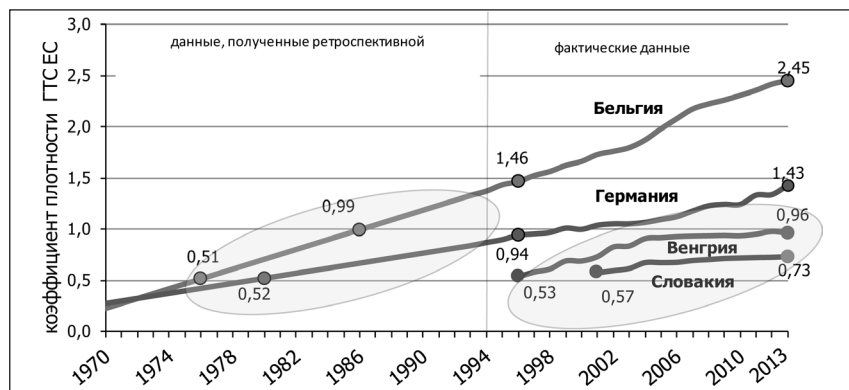


Рис. 2.29. Сопоставление плотности газотранспортной системы (магистральные и распределительные газопроводы):

Бельгия и Германия (Северо-Западная Европа) vs Венгрия и Словакия (Центральная и Восточная Европа), км/км<sup>2</sup>

Источник: Конопляник А., Орлова Е., Ларионова М. Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречия // Нефть России. 2014. № 6. С. 16–21 (ч. 1).

Расчет выполнен Е. Орловой, старшим экспертом Энергетического департамента ФИЭФ / аспиранткой РГУ нефти и газа кафедры «Международного нефтегазового бизнеса» (МНГБ), на основе данных, предоставленных ENTSGO и Eurogas.

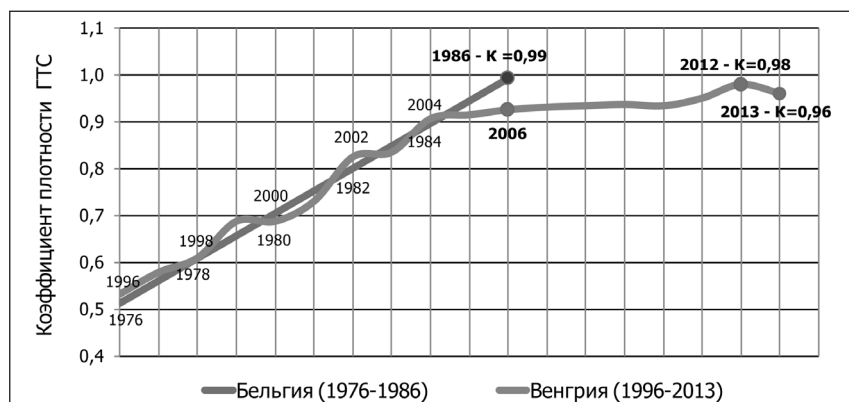


Рис. 2.30. Сравнительная динамика плотности газовой инфраструктуры (магистральные и распределительные газопроводы): Бельгия (Северо-Западная Европа) vs Венгрия (Центральная и Восточная Европа), км/км<sup>2</sup>

Источник: Конопляник А., Орлова Е., Ларионова М. Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречия // Нефть России. 2014. № 6. С. 16–21 (ч. 1).

Расчет выполнен Е. Орловой, старшим экспертом Энергетического департамента ФИЭФ / аспиранткой РГУ нефти и газа кафедры «Международного нефтегазового бизнеса» (МНГБ), на основе данных, предоставленных ENTSGO и Eurogas.

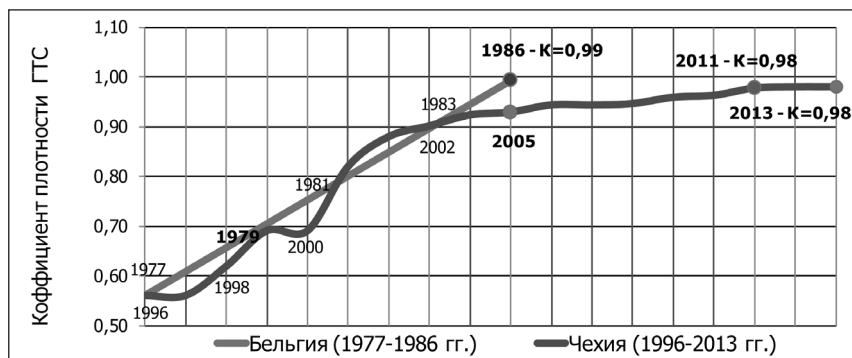


Рис. 2.31. Сравнительная динамика плотности газовой инфраструктуры (магистральные и распределительные газопроводы): Бельгия (Северо-Западная Европа) vs Чехия (Центральная и Восточная Европа), км/км<sup>2</sup>

Источник: Конопляник А., Орлова Е., Ларионова М. Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречия // Нефть России. 2014. № 6. С. 16–21 (ч. 1).

Расчет выполнен Е. Орловой, старшим экспертом Энергетического департамента ФИЭФ / аспиранткой РГУ нефти и газа кафедры «Международного нефтегазового бизнеса» (МНГБ), на основе данных, предоставленных ENTSOГ и Eurogas.

Итак, предварительные результаты расчетов показали стагнацию коэффициента плотности инфраструктуры в странах ЦВЕ после их вступления в ЕС. Так ли это? И если «да», то почему? Напрашивается аналогия: хорошо известно, кто обычно громче всех кричит: «Держи вора!!!» А также: «Чем кумушек считать трудиться, не лучше ль на себя, кума, оборотиться...»

Одно очевидно: без интенсивных капиталовложений в повышение плотности инфраструктуры в странах ЦВЕ задача формирования диверсифицированного внутреннего рынка ЕС с высокой гибкостью поставок в рамках всего Евросоюза вряд ли сможет быть реализована. Инфраструктура в странах ЦВЕ испытывала дефицит инвестиций на протяжении многих лет — как во время их подготовки к вступлению в ЕС (когда многомиллионные программы, в том числе финансируемые из фондов ЕС, были направлены на формирование надстройки, но не базиса), так и особенно после их вступления в Евросоюз. То есть векторы уменьшения зависимости от российского газа в странах СЗЕ и ЦВЕ будут сильно различаться по своему наклону и по времени достижения такого уменьшения. Хотя, повторю, на наш взгляд, «точка невозврата» по уменьшению зависимости от российского газа в ЕС в целом пройдена.

### Ликвидность европейских хабов

В предыдущем разделе мы показали, что существует разрыв между уровнями насыщенности газотранспортной инфраструктурой внутри

ЕС, который исчисляется десятилетиями, — с одной стороны, между государствами Северо-Западной Европы (СЗЕ), с другой — Центральной и Восточной Европы (ЦВЕ). На наш взгляд, разрыв этот вызван длительным недоинвестированием ЕС в развитие инфраструктуры ЦВЕ после распада системы СЭВ и СССР. Немедленно после ликвидации СЭВ бывшие страны — члены этой организации заявили о своем намерении войти в состав Евросоюза и стали практически сразу же получать различные (в том числе крупные финансовые) программы помощи для их заблаговременной адаптации к условиям жизни в конкурентном пространстве ЕС. Однако эти программы не распространялись (судя по результату) на создание необходимых технико-экономических предпосылок для конкуренции в газовой сфере. Поставщики и потребители не получили возможности выбора своих контрагентов. Ведь для этого, наряду с правилами недискриминационного доступа, требуется как минимум ликвидация дефицита газотранспортных мощностей либо формирование его избытка. Но институты ЕС продолжают двигаться по пути «позитивной дискриминации» исторически существующих поставщиков в ЦВЕ (читай: «Газпрома»). То есть они якобы руководствуются благой целью — развитием конкуренции, но в условиях сохраняющегося дефицита газотранспортной инфраструктуры. Проще говоря, сами не создают и другим не дают...

Именно это недоинвестирование и является, на наш взгляд, истинной причиной недостаточности конкуренции на оптовом газовом рынке в странах ЦВЕ. Более того, после вступления стран ЦВЕ в состав ЕС (2004—2007) намечилось замедление роста их насыщенности инфраструктурой ГТС, что ведет к увеличению разрыва в плотности инфраструктуры между СЗЕ и ЦВЕ. То есть замедляется создание предпосылок к формированию конкурентного рынка в ЦВЕ.

При этом в государственных структурах ЕС существует мнение (которое мы также подвергаем сомнению и частично обосновали это в предыдущем разделе и (или) в других публикациях А. Конопляника<sup>1</sup>), что рынки СЗЕ уже сегодня являются ликвидными, по крайней мере, по показателю «чёрн». Ибо ключевые торговые площадки (хабы) СЗЕ — *TTF* в Нидерландах — уровень «чёрн» порядка 20 — и *NBP* на рынке Великобритании — уровень «чёрн» порядка 15 — по этому показателю почти в 2—3 раза превышают пороговый уровень «чёрн», установленный в Целевой модели рынка газа (ЦМРГ) для отнесения той или иной торговой площадки к категории ликвидных («чёрн», равный восьми).

---

<sup>1</sup> См., например: Конопляник А. Еврокомиссия против «Газпрома» // Нефтегазовая Вертикаль. 2012. № 19. С. 44—56; Конопляник А. European Commission vs. Gazprom: How to Find a Balance (Between Demands for Immediate Competition From the First & Justified Long-Term Economic Considerations from the Latter) // OGEL 5 (2013), [www.ogel.org](http://www.ogel.org); URL: [www.ogel.org/article.asp?key=3384](http://www.ogel.org/article.asp?key=3384) и др.

Однако участники рынка думают по-другому...

Европейские энергорегуляторы, разработчики ЦМРГ, пишут: «Функционирующие оптовые рынки газа требуют присутствия достаточного количества и низкого уровня концентрации активных игроков на оптовом рынке, доступности газа из различных источников, большого числа покупателей (т. е. достаточного спроса на газ) так же, как и определенного уровня ликвидности торговли, понимаемого как отношение общего объема торговли газом к объему потребления газа (т. е. уровни “черн”). Мы верим, что для иллюстрации такого состояния рынка в качестве ориентира желательным/целесообразным является набор параметров, включающий уровень “черн”, равный восьми, индекс Херфиндаля-Хиршмана (*HHI*) менее 2000, газ должен быть доступен как минимум из трех различных источников, общий уровень спроса на газ внутри зоны “вход — выход” по крайней мере 20 млрд м<sup>3</sup> в год и индекс “остаточных поставок” (*RSI*)<sup>1</sup>, превышающий 110% в течение более чем 95% дней в году. Приведенные значения указаны в качестве индикаторов»<sup>2</sup>.

Уже сами регуляторы признают, что по критерию «рыночной концентрации» по совокупности и на оптовом, и на розничном рынках газа, строго говоря, ни одна из стран ЕС не попадает даже внутрь зоны, относящей газовый рынок к конкурентным (рис. 2.32). Да и само распределение стран ЕС по этому критерию несколько расходится со стереотипными представлениями, помимо разве что рынка Германии.

Она имеет наименьший в ЕС уровень концентрации розничного рынка (менее 500) и предельный для отнесения к категории конкурентных (2000) — оптового рынка.

В зону конкурентных рынков по индексу *HHI* попадает розничный рынок Венгрии (около 500) и на водораздел (2000) — Испании. А среди оптовых — только рынок Соединенного Королевства (чуть больше 1000).

Однако с ключевым для реформаторов рынка газа ЕС в указанном наборе параметром ликвидности (если судить хотя бы по большей частоте упоминания в связке с термином «внутренний рынок газа ЕС» именно термина «ликвидный» по сравнению с терминами «конкурентный», «либеральный» и т. п.) дело обстоит еще хуже. Особенно если не сводить все измерения ликвидности рынка/рыночной площадки только к параметру «чёрн».

---

<sup>1</sup> Индекс *RSI* рассчитывается как дробь, где в числителе — разность между общими поставками и поставками от крупнейшего поставщика, а в знаменателе — общий уровень спроса (так написано в ЦМРГ. — *Авт.*).

<sup>2</sup> CEER Vision for a European Gas Target Model Conclusions Paper, Ref: C11-GWG-82-03, 1 December 2011. P. 8–9. Для справки: этот документ насчитывает 13 страниц, из которых собственно описанию ЦМРГ посвящено пять (с. 8–12), а описанию/обоснованию указанных критериев — целое вышеприведенное предложение. URL: [http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Gas/Tab/C11-GWG-82-03\\_GTM%20vision\\_Final.pdf](http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Gas/Tab/C11-GWG-82-03_GTM%20vision_Final.pdf).

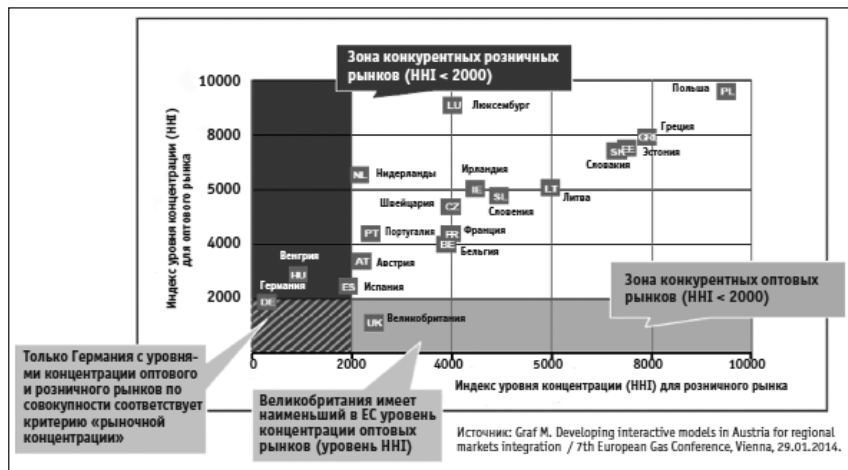


Рис. 2.32. Уровень концентрации оптовых и розничных рынков газа стран ЕС: один из критериев функционирующего рынка по версии энергорегуляторов и развилка для принятия решений по устранению барьеров

Источник: Конопляник А., Орлова Е., Ларионова М. Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречия // Нефть России. 2014. № 7–8. С. 4–9.

По заказу европейского Агентства по сотрудничеству энергорегуляторов (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER*) и Совета европейских энергорегуляторов (*Council of European Energy Regulators, CEER*) в рамках работы над обновленной ЦМРГ в начале 2014 г. был проведен опрос участников европейских газовых рынков. Его провела и обобщила результаты (по данным за 2013 г.) австрийская консалтинговая компания *Wagner, Elbling & Company Management Advisers*. Примерно 20 участников опроса дали развернутые ответы. Они отнесли к дополнительным параметрам, характеризующим рынок/рыночную площадку в качестве ликвидной, следующий набор пороговых значений, которые, по их мнению, следует рассматривать в совокупности. Только одновременное превышение всех параметров для той или иной торговой площадки будет являться необходимым и достаточным основанием для того, чтобы считать параметры ее работы надежными характеристиками понятия «ликвидный рынок/торговая площадка», а именно:

- 1) горизонт торговли/ликвидности — не менее 36 месяцев вперед;
- 2) надежность/устойчивость ценовой индикации — не менее 15 сделок с каждым торгуемым на хабе продуктом в течение торгового дня/сессии;
- 3) надежность/устойчивость объемной индикации — суммарный объем сделок не менее 120 МВт предложения газа по каждому торгуемому на хабе продукту в течение торгового дня/сессии.

Совокупность параметров (2) и (3) необходима для обеспечения достаточной статистической базы, защищенной/свободной (предположительно) от возможного манипулирования.

Выводы *Wagner, Elbling & Company*<sup>1</sup> по итогам обобщения результатов опроса участников рынка однозначны: ни один из 11 проанализированных в опросе европейских хабов<sup>2</sup> пока не достиг порогового, по мнению участников рынка, уровня ликвидности, если не сводить анализ к измерению одного только параметра «чёрн». Ни один из этих хабов не попал на рис. 2.33 и 2.34 в правые верхние квадранты, образованные пересечением линий, соответствующих паре пороговых значений иных, помимо «чёрна», вышеуказанных параметров ликвидности: (1) и (2) на рис. 2.33 и (1) и (3) на рис. 2.34.

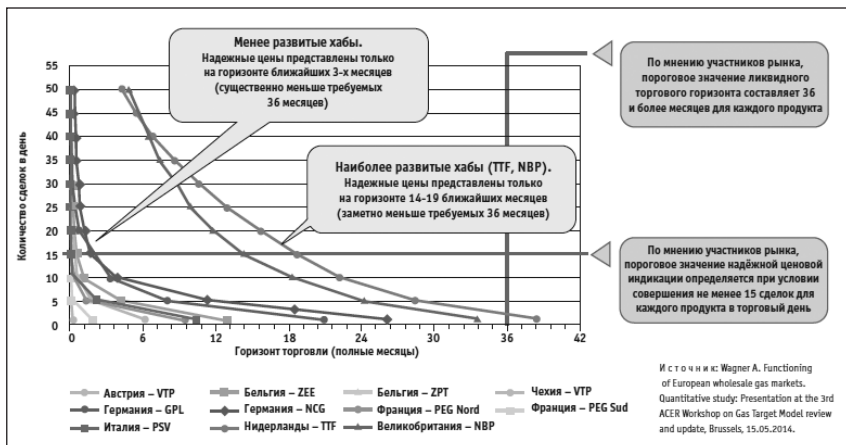


Рис. 2.33. Насколько торговые площадки (хабы) в ЕС соответствуют сегодня критериям ликвидности оптовой торговли газом по результатам опроса участников рынка (2: достаточность предложения)

Источник: Конопляник А., Орлова Е., Ларионова М. Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречия // Нефть России. 2014. № 7—8. С. 4—9.

<sup>1</sup> Представленные сначала на 3-м заседании Рабочей группы ACER по обновлению ЦМРГ ЕС 19 мая 2014 г. в Брюсселе, а затем 15 июля 2014 г. в Вене в ходе 20-го раунда неформальных консультаций экспертов России/Группы «Газпром» и энергорегуляторов и операторов ГТС стран ЕС по проблемным вопросам Третьего Энергетического пакета ЕС, совмещенного с 13-м заседанием Рабочей группы 2 «Внутренние рынки» Консультативного Совета по газу Россия — ЕС: [http://fief.ru/WS2\\_meetings.htm](http://fief.ru/WS2_meetings.htm). Впоследствии сводный доклад *Wagner, Elbling & Company* был опубликован.

<sup>2</sup> Английский *NBP*, голландский *TTF*, два германских — *GPL* и *NGG*, два французских — *PEG Nord* и *PEG Sud*, два бельгийских — *ZEE* и *ZTP*, итальянский *PSV*, и две виртуальные торговые площадки (*virtual trading point*) — австрийская *VTP* и чешская *VTP* (см. рис. 2.33—2.34).

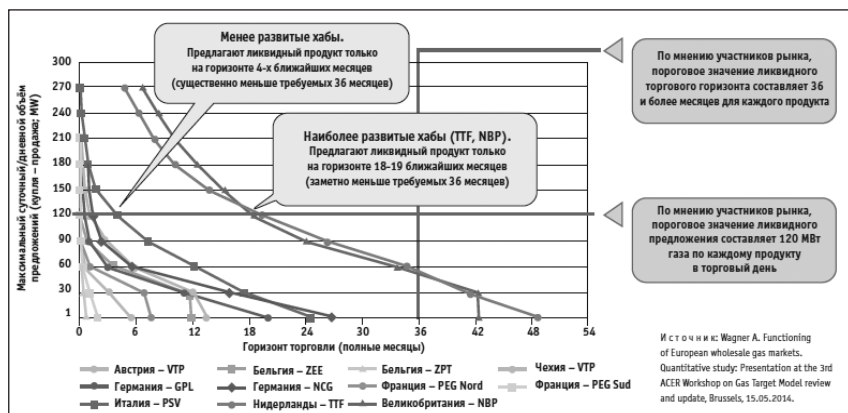


Рис. 2.34. Насколько торговые площадки (хабы) в ЕС соответствуют сегодня критериям ликвидности оптовой торговли газом по результатам опроса участников рынка (1: надежность цены)

Источник: Конопляник А., Орлова Е., Ларионова М. Россия – ЕС – Украина: новый узел противоречия // Нефть России. 2014. № 7–8. С. 4–9.

Если мерить показателем надежности/устойчивости ценовой индикации того или иного хаба (количество сделок в день по продукту), то 7 из 11 торговых площадок (кроме голландского *TTF*, английского *NBP* и двух немецких хабов) преодолевают рубежное значение 15 сделок в день по продукту лишь на горизонте торговли, не превышающем одного месяца (поставка в следующем месяце). Для двух немецких хабов это рубежное значение (15 сделок) преодолевается на горизонте первых трех месяцев порогового, по мнению участников рынка, горизонта в 36 месяцев. То есть более 90% протяженности этого порогового интервала/горизонта для немецких хабов и практически весь горизонт для остальных семи из «группы 11» (кроме *TTF* и *NBP*) остаются за пределами «ликвидной», по мнению участников рынка, торговли

Для двух наиболее ликвидных хабов в «группе 11» разрыв между фактическим и пороговым значениями горизонта торговли меньше — «всего» порядка 50%. Ибо пороговый уровень надежной ценовой индикации (более 15 сделок в день по продукту, по мнению участников рынка) обеспечивается на горизонте торговли 14 месяцев для английского *NBP* и 19 месяцев для голландского *TTF* против необходимых 36 месяцев (см. рис. 2.34).

Аналогичная картина и по надежности объемной индикации (см. рис. 2.33): восемь из 11 хабов преодолевают по этому параметру лишь двухмесячный горизонт торговли, итальянский *PSV* — четырехмесячный, и лишь для *TTF* и *NBP* этот горизонт составляет 18–19 месяцев. То есть для двух последних хабов 50% горизонта торговли остается за пределами «ликвидной» торговли по надежности объемов предложения газа на площадке, а для остальных хабов — 90% и более.

Таким образом, вывод очевиден: в сопоставлении как с газовыми торговыми площадками в других районах мира (*Henry Hub* в США), так и с основными нефтяными торговыми площадками (нью-йоркская *NYMEX*, лондонская *ICE*), а также по оценке совокупного набора критериев ликвидности европейских газовых хабов ни одна из сегодняшних европейских торговых площадок не может быть включена в категорию ликвидных. А ведь этот параметр отнесен европейскими институтами к основному мерилу эффективности создания/функционирования европейского газового рынка.

Системное недоинвестирование в диверсификацию газовой инфраструктуры внутри ЕС — одна из причин низкой ликвидности торговых площадок в СЗЕ и их отсутствия в ЦВЕ.

### Новые реалии и ответ Украины

Какковы новые риски, новые вызовы, новые ответные меры и «точки невозврата» для Украины — второго важнейшего звена в цепочке поставок российского газа в Европу?

Вплоть до недавнего времени (чуть ли не до февральского 2014-го г. переворота в Киеве) в России велась дискуссия о том, по какому пути может пойти Украина — евроинтеграции или интеграции в рамках СНГ и ЕврАзЭС. На наш взгляд, эта «точка невозврата» фактически была пройдена Украиной еще в 2004 г., по крайней мере, в энергетической сфере. Лидеры «оранжевой революции» запустили «эффект домино» в направлении евроинтеграции, начиная с требований о переходе на «европейские формулы» в газовых отношениях с Россией вслед за принятым в ЕС в 2003 г. Вторым энергетическим пакетом, который разделил рынки товара (газа), мощностей транспортировки (ГТС) и вертикально интегрированные компании. С тех пор евроинтеграция — это фактический вектор развития Украины в сфере энергетики.

Итак, весной 2004 г. тогда еще кандидат в президенты Украины Виктор Ющенко призывал разделить российско-украинские контракты на поставку газа (экспорт российского газа на Украину) и на его транзит (транспортировку через территорию Украины, обеспечивающую экспорт российского газа в ЕС) и перейти на «европейские формулы» ценообразования на газ в российско-украинской газовой торговле. Ожидания Киева состояли в том, чтобы получить более высокие транзитные тарифы. Фактическим приобретением Украины оказались более высокие импортные цены на газ<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Конопляник А. Слезает с иглы. Российско-украинские газовые войны скоро канут в Лету — российский газ на украинском рынке медленно, но неуклонно теряет безальтернативность // Эксперт. 2012. № 38. 24–30 сент. С. 52–54; *Он же*. Эффект формулы (за что сидит Юлия Тимошенко?) // Нефтегазовая Вертикаль. 2012. № 13–14. С. 18–23; *Он же*. «Газпром», Европа, Украина: о судебных исках, условиях контрактов и формуле



Таким образом, российско-украинские транзитные газовые кризисы в январе 2006 г. и январе 2009 г. фактически явились результатом несогласия Киева с «европейскими формулами», за переход к которым страна так ратовала устами своих «евроинтеграторов», возглавивших ее в 2004 г., и на которые Москва двумя последовательными шагами перевела свои экспортные поставки газа на Украину.

Первый шаг был сделан в 2006 г., когда на «европейские формулы» перевели часть экспортных поставок газа, добытого в России. Реэкспорт среднеазиатского газа на Украину продолжал идти по ценовой формуле «кост-плюс», по которой среднеазиатские экспортеры продавали газ РФ на своих внешних границах. Это давало возможность Украине в течение 2006–2009 гг. получать пониженную цену на импортный газ. Именно для снижения средней цены поставок возникла, на наш взгляд, экономико-юридическая потребность в появлении промежуточной структуры — таковой оказалось российско-украинское СП «РосУкрЭнерго» (РУЭ). Это позволяло взвешивать/смешивать на ее балансе два входных потока направляемого на экспорт на Украину газа. Один — меньший по объему и с более высокой ценой — газ российского происхождения с экспортной ценой, рассчитанной по «европейской формуле» (с нефтепродуктовой привязкой — от стоимости замещения на рынке ЕС). Второй — больший по объему и с более низкой ценой — реэкспортируемый на Украину газ среднеазиатского происхождения, ставший российским по праву собственности после его приобретения. Его экспортная цена рассчитывалась как среднеазиатский «кост-плюс» плюс стоимость транспортировки через территорию РФ до Украины. Взвесив (смешав) контрактно два газовых потока на счетах РУЭ, получаем пониженную экспортную цену российского газа для Украины на 2006–2008 гг.<sup>1</sup>

---

ценообразования. Интервью с А. А. Конопляником, доктором экономических наук, профессором РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина // Нефть, газ и право. 2011. № 5. С. 51–57; *Он же*. Газотранспортная система Украины и России всегда была единой // Экономические Известия (Украина). 2008. 24 дек. № 234 (997). С. 1, 3; *Он же*. Андрей Конопляник: Единственным вариантом обеспечения предсказуемости и прозрачности ценообразования между «Газпромом» и «Нефтегазом» может быть только формульный подход // Экономические Известия (Украина). 2008. 24 нояб. № 212 (975). С. 1, 3 и др.

<sup>1</sup> См. источники в предыдущей сноске, а также: Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии. Брюссель, 2007. 277 с. URL: [www.encharter.org](http://www.encharter.org); *Конопляник А.* Российский газ в континентальной Европе и СНГ: эволюция контрактных структур и механизмов ценообразования / ИИП РАН. Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса», 99-е заседание 25 марта 2009 г. М.: Изд-во ИИП РАН, 2010. 102 с.; *Он же*. Russian — Ukrainian Gas Dispute: Prices, Pricing and ECT // Russian/CIS Energy & Mining Law Journal. 2006. № 1 (Vol. IV). P. 15–19; *Он же*. Российско-украинский газовый спор: размышления по итогам Соглашения от 4 января 2006 г. (в свете формирования цен и тарифов, экономической теории и ДЭХ) // Нефть, газ и право. 2006. № 3. С. 43–49; № 4. С. 37–47; *Он же*. Эхо ценовой революции. Начавшийся в 1962 г. переход на новую формулу ценообразования на газ «аукнулся» в России во второй половине 2000-х годов // Нефть России. 2010. № 11. С. 66–70 и др.

Однако наши украинские коллеги не оценили должным образом эту субсидию, масштаб которой хорошо виден из данных рис. 42 на стр. 194 в изданной Секретариатом Энергетической хартии в 2007 г. книге «Цена энергии...»<sup>1</sup>.

Второй шаг был сделан в 2009 г., когда на «европейские формулы» был переведен весь объем поставляемого из России на Украину газа. К сожалению, для наших украинских коллег время перехода (январь 2009 г.) привело к попаданию в так называемый «опорный период»<sup>2</sup> исторически максимальных цен на нефть на мировом рынке, которые в июле 2008 г. достигли уровня 147 долл./барр. С одной стороны, это привело к высокому уровню начальной контрактной цены ( $P_0 = 450$  долл. за 1 тыс. м<sup>3</sup>), который автоматически корректировался контрактной формулой индексации (вторым компонентом той самой «европейской формулы») каждые три месяца на каждый следующий квартал в зависимости от колебания цен на нефтепродукты на рынке Южной Европы (как было выбрано в контракте). С другой стороны, это побудило Россию предоставить украинской стороне 20%-ную скидку с цены на весь 2009 г., снизив  $P_0$  до 360 долл. за 1 тыс. м<sup>3</sup> и вписав эту скидку (именно скидку, а не новый уровень  $P_0$ ) в контракт, что должно было способствовать облегчению привыкания, приспособления украинской стороны к более высокому уровню импортных цен на газ, вызванных переходом на столь желанные Киевом «европейские формулы».

Как показали выполненные в 2012 г. тогдашним магистром кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» РГУ нефти и газа им. Губкина М. Афанасьевой расчеты<sup>3</sup>, если бы российско-украинский экспортный контракт был заключен не с января 2009 г., а с более ранней даты, в период 2004–2008 гг. (сразу или немного спустя после прозвучавших призывов украинской стороны к переходу на «европейские формулы»), уровень начальной цены ( $P_0$ ) был бы намного ниже (ибо мировые цены на нефть начали свой стремительный рост именно после 2004 г.). Но зато эффект изменения цены — второй компонент «европейской формулы» — мог бы вывести газовую цену на совершенно запредельные уровни, кратно большие ее сегодняшних значений.

### Ценовые скидки и платежная дисциплина

Итак, для смягчения бремени перехода Украины на «европейские формулы» в торговле газом с Россией по всем источникам происхож-

---

<sup>1</sup> Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии. Брюссель, 2007. С. 194. URL: [www.encharter.org](http://www.encharter.org).

<sup>2</sup> Предыдущие девять месяцев перед датой начала договора, за которые усредняется цена учитываемых в формуле индексации замещающих газ энергоресурсов — в российско-украинском контракте, построенном по типичной «европейской формуле», таковыми являются мазут и газойль.

<sup>3</sup> См.: Конопляник А. Эффект формулы (за что сидит Юлия Тимошенко?) // Нефтегазовая Вертикаль. 2012. № 13–14. С. 18–23.

дения поставляемого российского газа в период 2009–2014 гг. Москва («Газпром») предоставляла Киеву («Нафтогазу») четыре группы односторонних скидок с экспортной (определяемой по контрактной «европейской формуле») рыночной цены. Все эти скидки представляли жесты доброй воли нашей страны по отношению к украинским потребителям.

Отметим еще раз, что контрактная формульная цена срочных сделок является настолько же (такой же) рыночной, насколько является рыночной и спотовая цена в разовых сделках. Только относятся эти рыночные цены к разным категориям контрактов на поставку, равноправно сосуществующих в условиях рынка:

- в кратко-, средне- и (или) долгосрочных контрактах не используется фиксированная цена, дабы минимизировать и уравновесить для сторон контракта риски ее колебаний с течением времени в рамках срока действия контракта. Поэтому уровень цены определяется по формуле, фиксируемой в контракте, с встроенным механизмом регулярного автоматического перерасчета уровня цены и возможностью согласованного обеими сторонами пересмотра формулы при существенном изменении условий на рынке. Любой срочный контракт предоставляет механизм его исполнения, в том числе по трем ключевым параметрам: объему, цене поставок, их гибкости (предоставление покупателю права на выставление заявки на требуемый ему объем текущей товарной партии, который может варьироваться в рамках контрактных ограничений и обязателен для исполнения продавцом);
- объем товарной партии в разовых (спотовых) сделках является фиксированным, цена также фиксированной — по итогам торгов. Гибкость поставок в рамках отдельной товарной партии отсутствует и может быть получена покупателем, в отличие от контрактной гибкости, только с рынка — за счет/при наличии избытка отложенного (ПХГ) или текущего предложения в условиях высокой степени диверсифицированности инфраструктуры/ГТС.

**Первая скидка**, как было показано выше, составляла 20% рыночной цены  $P_0$ , снизив ее на 90 долл. за 1 тыс.  $m^3$  — с 450 до 360 долл. Эта скидка применялась весь 2009 г., и в связи с истечением срока ее действия с 1 января 2010 г. формульное значение экспортной цены на российский газ снова выросло на 20%.

**Вторая скидка** стала действовать в результате подписания в апреле 2010 г. так называемых «Харьковских соглашений», которые снизили цену российского газа для Украины на 100 долл. за 1 тыс.  $m^3$  (примерно на величину скидки 2009 г.), на сей раз через механизм межбюджетных взаимозачетов России и Украины за счет следующего размена: удешевление текущих платежей за газ в обмен на продление аренды базы ВМФ России в Севастополе после завершения текущего арендного договора

в 2017 г. То есть Россия стала авансом платить за будущее продление аренды снижением сегодняшних цен на газ. Кумулятивная сумма скидок с цены на газ до конца действия контракта на поставку (т. е. за период 2010–2019 гг.) и величина арендных ставок за базу ВМФ в Севастополе предопределили срок продления аренды (до 2045 г.), оплачиваемой в рамках механизма, предусмотренного «Харьковскими соглашениями». Цепочка погашения встречных обязательств сторон работала следующим образом (помним при этом, что и ОАО «Газпром», и НАК «Нафтогаз Украины» являются государственными компаниями).

Максимальный размер российской экспортной пошлины на газ, который «Газпром» должен уплачивать в бюджет РФ, составляет 30% от рыночной цены, определяемой по «европейским формулам». На эту величину, если она не превышает 100 долл. за 1 тыс. м<sup>3</sup>, «Газпром» мог снизить цену поставок на Украину. То есть уменьшение цены пошло по максимально разрешенному сценарию.

В рамках такого размера снижения цены «Газпром» не получал эту сумму от «Нафтогаза» Украины, но ничего не терял, поскольку не уплачивал ее в бюджет Российской Федерации. Но и бюджет РФ ничего не терял в этой ситуации, поскольку эта недополученная им сумма засчитывалась в качестве его сегодняшнего платежа в бюджет Украины в счет будущей арендной платы за продление пребывания российского ВМФ на военной базе в Севастополе после окончания в 2017 г. действовавшего арендного договора.

Но и бюджет Украины ничего не терял, не получая будущие арендные платежи «живыми деньгами», так как задолженность «Нафтогаза» перед ним за поставки российского газа на украинский рынок (компания перепродавала его на внутреннем рынке по субсидируемым правительством ценам с убытком), подлежащая компенсации из госбюджета, уменьшалась на эту же сумму.

Система межгосударственного клиринга с участием государственных компаний обеих сторон делала механизм обеспечения второй скидки вполне работоспособным и взаимоприемлемым для всех участников до тех пор, пока сохранялись правовые предпосылки существования ключевого элемента данной схемы — суверенитета над Крымом и Севастополем у Украины. Как только после/в результате всенародного референдума в Крыму в марте 2014 г. суверенитет над Республикой Крым вернулся к России, ключевое звено, обеспечивавшее данный механизм ценовой скидки (потребность оплаты продления аренды базы ВМФ в Севастополе после 2017 г.), перестало существовать, и с апреля 2014 г. действие этой скидки прекратилось.

**Третья скидка** предоставлялась на целевые поставки газа украинским предприятиям химической промышленности для повышения конкурентоспособности их конечной продукции (например, удобрений).

**Четвертая скидка** была предоставлена Россией Украине в декабре 2013 г. на первый квартал 2014 г. в размере дополнительных 100 долл. за 1 тыс. м<sup>3</sup> с возможностью дальнейшего ее продления в случае соблюдения импортером платежной дисциплины за поставляемый газ.

**Вторая и четвертая скидки** привели цены на газ в I квартале 2014 г. к уровню — 268 долл. за 1 тыс. м<sup>3</sup>. Эта дополнительная односторонняя ценовая скидка (очередной жест доброй воли) сопровождалась предоставлением первого транша в размере 3 млрд долл. из кредита в 15 млрд, обещанного Россией тогдашнему украинскому правительству. Этот транш рядом экспертов расценивался по многим параметрам как потенциально невозвратный<sup>1</sup>.

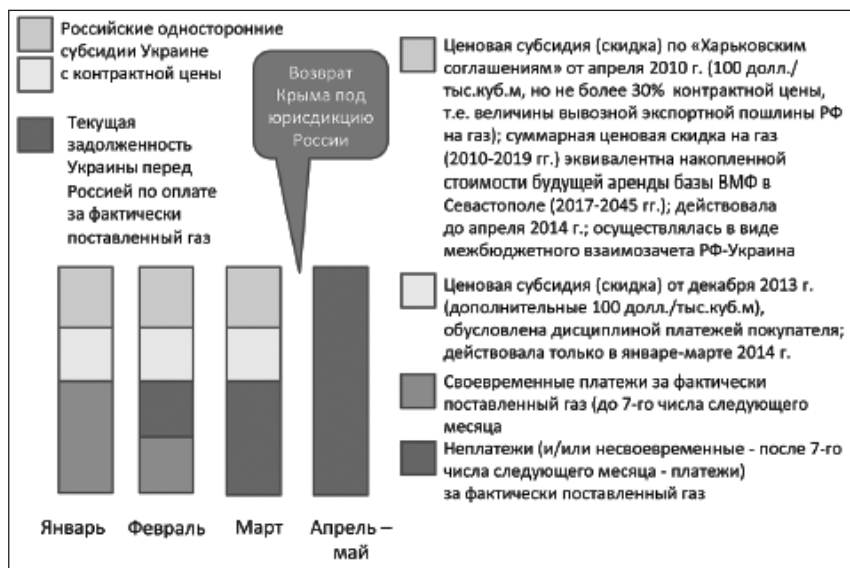


Рис. 2.35. Платежная дисциплина

по поставкам российского газа на Украину в первой половине 2014 г.

Источник: Конопляник А., Орлова Е., Ларионова М. Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречия // Нефть России. 2014. № 7–8. С. 4–9.

К сожалению, даже по этим почти вдвое сниженным ценам «Газпром» не получал своевременных и полных платежей за поставляемый газ (рис. 2.35). В 2014 г. «Нафтогаз» полностью оплатил фактические закупки лишь в январе, половину — в феврале и ничего (ноль) — в мар-

<sup>1</sup> Штыкина А. (при участии А. Котова). Вас предупреждали. Проспект к выпуску евробондов Украины, купленных Россией, указывал на риски невозврата денег / РБК-daily. 04.03.2014. С. 3.

те 2014 г. (уже при новом правительстве). Поэтому с апреля перестали действовать вторая и четвертая скидки. Вторая (по «Харьковским соглашениям») прекратила свое действие в связи с возвратом суверенитета над Крымом к России, четвертая — из-за нарушения условий ее предоставления (нарушение дисциплины платежей). Цены вернулись на уровень 485 долл. за 1 тыс. м<sup>3</sup> (с учетом динамики нефтяных цен). Но «Нафтогаз» и новое украинское правительство отказались платить без этих двух скидок, хотя в апреле-мае газ активно потребляли («Газпром» продолжал его поставлять без оплаты), наращивая объемы закупок и пополняя ПХГ, обуславливая платежи пересмотром условий действующего контракта (т. е. де-факто пересмотром действующих «европейских формул»)<sup>1</sup>.

### **Экономические предпосылки и юридические обязательства**

Итак, несогласие Украины с уровнем импортных цен фактически является ее несогласием с «европейскими формулами» ценообразования на газ, обеспечивающими его привязку к стоимости нефтепродуктов. В результате начатого в 2004 г. Украиной движения на политическом уровне по направлению евроинтеграции именно ее руководство инициировало переход к «европейской» контрактной структуре газовых поставок из России на Украину и через Украину в Европу (разделение контрактов на поставку и контрактов на транспортировку/транзит) и перевод ценообразования на газ в российско-украинском экспортном контракте на «европейские формулы». Это было вызвано принятием годом ранее Второго энергетического пакета ЕС, который предусматривал разделение рынков товарных поставок (контракты на поставку газа) и рынков обеспечивающей эти поставки инфраструктуры (контракты на транспортировку/транзит газа). Кроме того, это также послужило демонстрацией намерений тогдашнего украинского руководства, пришедшего к власти на волне «Оранжевой революции», следовать в русле «европейских тенденций» (дабы заявленные евроинтеграционные намерения подтвержались соответствующими делами).

Однако, как мы указывали, ожидания Украины от перехода на европейскую контрактную структуру (разделение контрактов на поставку и транзит) были связаны с ожиданием повышения транзитных тарифов (ростом экспортных доходов), а обернулись повышением импортных цен (увеличением импортных расходов).

Более того, несогласие Украины с формулой ценообразования и уровнем цены на ее основе на поставляемый газ в результате перехода к «европейским формулам» и привело, на наш взгляд, к транзитным январским кризисам 2006 и 2009 гг. Несмотря на призывы украинской стороны

---

<sup>1</sup> Более подробно см.: *Konoplyanik A.* The Role of 'European formulas' in the Russia — Ukraine Gas Debate / *European Energy Review*, 19 June 2014 (URL: <http://www.europeanenergyreview.eu/site/pagina.php?id=4288>).

разделить контракты на поставку и на транзит, проблемы с транзитом явились результатом, помимо прочего, несогласия Киева с «европейскими формулами» в контракте на поставку. То есть фактического разделения контрактов на практике не случилось. Они так и остались для украинской стороны взаимосвязанными (как минимум поведенчески, мотивационно). В дополнение, естественно, к заложенной в контракты количественной взаимосвязи между ценами на поставляемый газ и величиной тарифа на транзит, поскольку оба контракта являются «формульными» и в формулу определения уровня транзитного тарифа входят регулярно пересчитываемые затраты на потребление топливного газа (на привод компрессоров на газоперекачивающих станциях).

Несогласие с высоким уровнем импортных цен и ожидание дальнейших рисков, связанных с поставками из России, вполне закономерно побудили Украину начать поиск альтернативных поставщиков и источников поставок, дабы избежать монополии РФ как единственного поставщика, «диктующего», по мнению Киева, несправедливые и нерыночные (хотя и посчитанные по «европейским формулам») цены.

Полагаем, что «точка невозврата» в политическом решении Украины по уходу от российского газа была пройдена еще в рамках предыдущих электоральных циклов. Достижение «точки невозврата» в экономическом закреплении этой политической тенденции явлось лишь делом времени, поскольку тенденция ухода от российского газа носит необратимый характер.

При этом (помимо политики) на Украине существуют как экономические предпосылки (экономическая заинтересованность — после января 2006 г., особенно после января 2009 г.), так и юридические обязанности (международно-правовые обязательства, начиная с 3 декабря 2013 г.) по уменьшению зависимости от поставок газа из России.

Экономическая заинтересованность обусловлена высокой, по мнению украинских властей, импортной ценой российского газа и нежеланием «Газпрома» (России) смягчить или изменить механизм ценообразования на газ. Это стимулирует Украину к поиску:

- альтернативы российскому газу на стороне предложения за счет развития внутренней добычи (на суше и на море), освоения запасов сланцевого газа, импорта СПГ, реверса мощностей, создания новых подземных хранилищ газа (ПХГ);
- возможностей ухода от газа (читай: от российского газа) через механизмы на стороне спроса: замещение данного энергоносителя углем и ядерной электроэнергией, энергосбережение и повышение энергоэффективности<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Конопляник А. Слезает с иглы. Российско-украинские газовые войны скоро канут в Лету — российский газ на украинском рынке медленно, но неуклонно теряет безальтернативность // Эксперт. 2012. № 38. 24–30 сент. С. 52–54.

При этом определение цены как «высокой» получается (независимо от ее происхождения в результате применения «европейских формул») при ее «лобовом» сравнении с более низкими уровнями цен в Европе (прежде всего, в Северо-Западной Европе и Великобритании) и мире (в первую очередь, в США), т. е. в совершенно иной рыночной среде, где, в отличие от Украины, существуют множественные источники (страны-экспортеры), формы (трубопроводный газ и СПГ) и пути (маршруты) доставки газа потребителю. Иными словами, в странах с более низкими ценами на газ есть конкурентная рыночная среда, отсутствующая в настоящее время на Украине, исторически зависящей только от одного поставщика — России. Именно поэтому и создается иллюзия, что поставляемый из России газ необоснованно дороже, чем у европейских соседей. Ибо не учитывается главное отличие Украины от них — у этих соседей в Северо-Западной Европе (в первую очередь, в Германии и Великобритании, с которыми чаще всего сравнивают украинские цены) есть сегодня множественность поставок и избыток предложения газа — если не физический, то контрактный. А поэтому при наличии контрактных поставок с более высокими формульными ценами присутствует и спотовый сегмент с более низкими (в условиях избытка предложения) ценами разовых сделок. А на Украине этого нет.

В то же время сохранение российской линии на отказ от пересмотра модели экспортного ценообразования, построенной на нефтепродуктовой индексация, во-первых, сопровождалось односторонними скидками с цены для облегчения «ценового бремени», легшего на украинскую сторону после перехода на столь желанные ею «европейские формулы». Во-вторых, Россия опирается на нормы международного права<sup>1</sup>, в соответствии с которыми государство — собственник недр стремится получить (в данном случае — через контролируруемую этим государством компанию «Газпром») максимальную монетизируемую этим государством ренту от освоения своих невозобновляемых природных энергетических ресурсов.

Юридические обязательства возникли в связи с тем, что 1 февраля 2011 г. Украина официально присоединилась к Договору об Энергетическом Сообществе (ДЭС) (не путать с Договором об Энергетической Хартии/ДЭХ). С тех пор она обязана исполнять на своей территории энергетическое законодательство ЕС (Третий энергопакет), в том числе его положения о диверсификации поставок, включая (в соответствии с Регулированием ЕС 994/2010) обязанность иметь как минимум три источника газовых поставок, физические реверсные мощности на по-

---

<sup>1</sup> Резолюция Генассамблеи ООН № 1803 от 16 декабря 1962 г. «Постоянный суверенитет государств над своими природными ресурсами», ст. 18 «Суверенитет государств над своими энергетическими ресурсами» Договора к Энергетической хартии от 17 декабря 1994 г., вступившего в силу 16 апреля 1998 г.



граничных переходах между странами — членами ЕС (а значит, и странами ДЭС) и т. п. Она также должна перевести свой рынок на модель «бассейнового» типа «вход — выход», обеспечить обязательный доступ третьих сторон к газотранспортной инфраструктуре, провести раздел НАК «Нафтогаз Украины» и т. п.

Это создает новые проблемы для экспорта российского газа на Украину и дополнительные риски для его транзита в ЕС (причем как для РФ, так и для ЕС), аналогичные тем, которые уже имеются. Во-первых, после расширения ЕС в 2004 г. пункты сдачи-приемки российского газа оказались глубоко внутри территории Евросоюза. Во-вторых, «правила игры» на газовом рынке ЕС поменялись в 2003 г. в связи с принятием Второго энергетического пакета, который ввел, помимо прочего, обязательный доступ третьих сторон (ОДТС) к газотранспортной инфраструктуре и разделил вертикально интегрированные компании (ВИК), потребовав создания независимых операторов ГТС в каждой из стран ЕС.

#### **«Евроинтеграция», реверсные мощности и риски поставок**

Одна из ключевых проблем для российских поставок газа на Украину связана с теперешней обязанностью стран — членов ЕС и ДЭС иметь физические реверсные мощности на границах между собой. В связи с этим 3 июля 2014 г. еврокомиссар по энергетике Гюнтер Эттингер заявил о праве европейских компаний перепродавать обратно на Украину российский газ, который они покупают у «Газпрома» на пунктах сдачи-приемки внутри ЕС. Через своего официального представителя Сабину Бергер Г. Эттингер отметил, что энергетические компании в ЕС имеют «абсолютное право распоряжаться газом, купленным у “Газпрома”, по своему усмотрению, в том числе перепродавать его обратно на Украину»<sup>1</sup>.

Председатель правления ОАО «Газпром» Миллер А. Б. неделей ранее заявил, что его компания может принять встречные меры против компаний ЕС, если они будут осуществлять реверсные поставки российского газа обратно на Украину. «Если мы зафиксируем реверсные поставки на пунктах замера газа в Европе, мы можем ввести ограничения», — отметил он<sup>2</sup>. Президент Владимир Путин поддержал позицию Миллера А. Б., хотя, в отличие от последнего, сообщил, что Украина уже отбирает газ, предназначенный для европейских потребителей. «На самом деле Украина отбирает наш газ, и они платят одному из наших европейских партнеров, который не получает эти объемы. Мы все видим, но пока не предпринимаем никаких мер, чтобы не усугублять ситуацию», — сказал Президент РФ<sup>3</sup>.

<sup>1</sup> EU Claims Right to Reverse Flow of Gas // The Moscow Times. 2014. 4 July. P. 5.

<sup>2</sup> Там же.

<sup>3</sup> Там же.

Украина намерена использовать реверсные поставки с Запада для замещения российского импорта. Это ведет к снижению контрактных отборов российского газа по сравнению с объемами, предусмотренными в российско-украинском экспортном контракте от января 2009 г. В 2013 г. «Нафтогаз» импортировал всего 12,9 млрд м<sup>3</sup> против минимально разрешенного (без наложения штрафных санкций за недобор) годового объема «бери и (или) плати» — 41,6 млрд м<sup>3</sup>.

Таким образом, организация реверсных поставок является для Украины одним из экономически мотивированных путей и способов уменьшения зависимости от импорта российского газа. Однако для этого, безусловно, должны быть созданы технические предпосылки, ибо во времена Советского Союза общесоюзная ГТС формировалась с ориентацией на поставки с Востока на Запад. А впоследствии, после распада СССР и вплоть до настоящего времени, ГТС Украины оставалась предназначенной для поставок в том же направлении и не имела реверсных мощностей на пограничных переходах с западными соседями.

Создание таких мощностей в нынешних условиях вызывает первую группу проблем, причем для европейской стороны. То есть эти проблемы возникают не между Россией и Украиной, а между Украиной и ее западными соседями. Это вопросы финансирования строительства реверсных мощностей. Так, например, в апреле 2014 г. Словакия была готова вложить 20 млн долл. в сооружение таких мощностей на словацко-украинской границе, но хотела получить от Киева долгосрочные гарантии полномасштабных отборов газа. Ведь экономическая логика финансирования инвестиционных инфраструктурных проектов требует предсказуемого расчетного тарифа и долгосрочного контракта на транспортировку, чтобы обеспечить окупаемость инвестиций за счет данного тарифа и гарантированных объемов прокачки за период, необходимый для окупаемости инвестиций в проект. Однако Украина не была готова предоставить такие гарантии. «Эффект масштаба» требовал (для сокращения срока окупаемости) максимальной загрузки мощностей, и Словакия хотела, чтобы Украина законтрактовала 10 млрд м<sup>3</sup> в год. Но последняя не была готова предоставить такие гарантии.

Таким образом, первый аспект создания реверсных мощностей на границе стран ЕС/ДЭС с Украиной заключается в проблеме, кто заплатит за их создание и как эти инвестиции будут окупаться. В нормальной экономике (т. е. с нормальной платежной дисциплиной) окупаемость обеспечивается оплатой тарифа за прокачку. Однако (и это второй аспект проблемы), скажем мягко, низкая платежная дисциплина Украины («Нафтогаза») за поставки российского газа становится серьезным прецедентным риском невозврата (несвоевременного возврата) инвестиций для западных соседей Украины, намеренных/обязанных создавать реверсные мощности на границе со своей восточной соседкой.

Однако когда реверсные мощности созданы (а именно это наконец-то произошло 1 сентября 2014 г. на словацко-украинской границе), возникает следующая, гораздо более существенная группа проблем. На сей раз между Украиной и ее восточным соседом, т. е. Россией.

Любые контрактные обязательства являются обоюдными, как и ответственность за их неисполнение. Поэтому нарушение положений российско-украинского контракта на поставку в части отбора объемов импортером ведет к экономическим ущербам для России, аналогичным по своей экономической сути неплатежам за поставленный газ (рис. 2.36). Ведь для того, чтобы обеспечить гарантии поставок контрактных объемов газа (52 млрд м<sup>3</sup> в год, но не менее 41,6 млрд м<sup>3</sup>), «Газпром» заблаговременно инвестировал средства в создание соответствующих мощностей по добыче и поставке сырья в газотранспортную систему страны. Невыборка этих объемов Украиной означает, что «Газпром» недополучает экспортную выручку и не окупает ранее сделанные многомиллиардные инвестиции под украинский контракт.

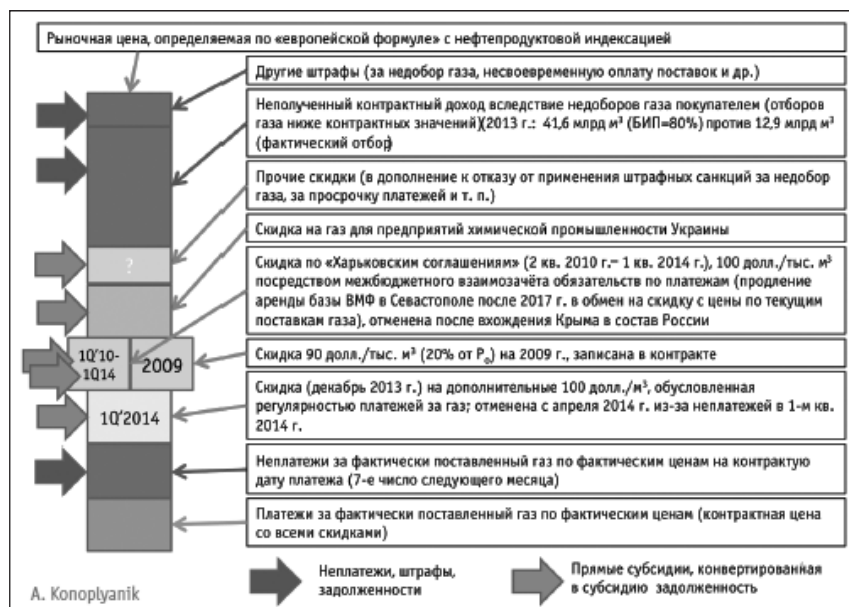


Рис. 2.36. Российско-украинский газовый экспортный контракт: контрактные и фактические платежи, неплатежи и субсидии

Источник: Конопляник А., Орлова Е., Ларионова М. Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречия // Нефть России. 2014. № 9. С. 4–9.

За период с начала действия экспортного контракта до перевода Украины на авансовую систему оплаты (что привело к прекращению поставок

газа с июня 2014 г. из-за полного отсутствия оплаты) этот суммарный ущерб был сопоставим с величиной всех скидок с контрактной цены. В апрельском письме В. Путина европейским лидерам об урегулировании долга Украины за газ сказано, что «начиная с 2009 г. суммарно эти скидки (с контрактной цены. — *Авт.*) составили 17 млрд долл. К этому следует добавить еще 18,4 млрд долл. — не оплаченные украинской стороной штрафные санкции за невыборку минимального годового количества газа (*take-or-pay*)»<sup>1</sup>.

Кстати, ситуация с реверсными поставками с Запада (де-факто российского газа) на Украину вместо прямых поставок из России весьма напоминает — в инвестиционно-экономическом разрезе — ситуацию с трубопроводом *OPAL*, который построен, но не может быть использован более чем на 50% мощности из-за административных (процедурных) ограничений ЕС. Это означает, что инвестиции в его создание «принудительно» не окупаются. Только в случае с Украиной ситуация выглядит почти вдвое хуже для экспортера, поскольку, например, в 2013 г. было использовано не 50% мощностей (как в случае с *OPAL*), а лишь 30% от годовых минимально допустимых контрактных отборов с соответствующим уменьшением экспортных доходов, необходимых для окупаемости предшествующих инвестиций в добычу.

### **Конфликт публичного и контрактного права**

В ситуации с реверсными поставками на Украину существует ключевой, пока не разрешенный правовой аспект — конфликт между контрактным и публичным правом (начало применения на территории Украины энергетического законодательства ЕС в связи с ее членством в ДЭС).

На пути к евроинтеграции, по которому Украина начала движение в энергетической сфере в 2004 г., страна присоединилась к Договору об Энергетическом Сообществе (ДЭС) между ЕС и государствами Юго-Восточной Европы. В соответствии с ДЭС, ее обязанностью является распространение правовых норм ЕС (применение права ЕС — *acquis communautaire* — в его развитии) на территории Украины, которые основываются в настоящее время на нормах Третьего энергетического пакета ЕС. ДЭС предусматривает, что ключевые положения конкурентного законодательства ЕС также должны применяться.

Согласно ДЭС, Украина также обязана применять положения ЕС об альтернативных источниках и путях энергоснабжения, в том числе предусмотренные Регулированием ЕС 994/2010 (минимум три источника поставок для каждой страны, правило «N-1» и т. д., включая создание

---

<sup>1</sup> «Письмо Владимира Путина европейским лидерам об урегулировании долга Украины за газ» // ИТАР-ТАСС. 2014. 10 апр.: <http://itar-tass.com/politika/1111982>.

реверсных мощностей). Статья 6.5 этого Регулирования гласит: «Операторы ГТС должны обеспечить постоянные мощности для двусторонних поставок на всех трансграничных переходах между странами-членами как можно раньше, и не позже 3 декабря 2013 г.

К 3 декабря 2013 г. операторы ГТС должны адаптировать функционирование ГТС частично или полностью таким образом, чтобы обеспечить физические поставки в обоих направлениях на трансграничных переходах»<sup>1</sup>.

То есть с этой даты у Украины возникло международно-правовое обязательство (как страны — члена ДЭС) иметь реверсные мощности на своей западной границе — на пограничных переходах ГТС со странами ЕС (Польшей, Словакией, Венгрией, Румынией) и членом ДЭС Молдавией (присоединилась к ДЭС 1 мая 2010 г.).

Однако обязательства Украины («Нафтогаза») по объемам ежегодных закупок российского газа в рамках контрактного права возникли много раньше (в январе 2009 г.), чем обязанность Киева обеспечить создание на своих границах физические реверсные мощности. При этом «создание» мощностей подразумевает (с позиций экономики), но автоматически не означает (с позиций права) их «использование». Этот специфический экономико-правовой конфликт двух разделов международного права — контрактного и публичного — с различными датами вступления в силу соответствующих обязательств, с различными экономическими последствиями для каждой из сторон требует дальнейшего детального профессионального обсуждения. На наш взгляд, доминирующими являются те контрактные обязательства, в том числе по отборам газа, которые были взяты ранее. *Pacta sunt servanda* (лат.) — «контракты должны исполняться». В инвестиционных соглашениях (контрактах) в этих случаях действуют так называемые «дедушкины (стабилизационные) оговорки», защищающие существующие контрактные обязательства сторон в случае изменения действующего законодательства.

### Реверс физический и виртуальный

Но в ситуации с реверсными поставками есть и второй аспект, поскольку следует различать реверс физический и виртуальный. В странах ЕС при модели рыночных зон по типу «бассейна» («вход — выход»), когда все участники рынка являются субъектами права ЕС и подчиняются ему, виртуальный реверс возможен, поскольку поставщик сдает свой газ в ГТС зоны ее оператору и отбирает его в назначенном им же пункте

---

<sup>1</sup> Regulation (EU) No 994/2010 of the European Parliament and of the Council of 20 October 2010 concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 2004/67/EC // OJ (Official Journal of the European Union). 2010. 12 November. L 295/1.

доставки в рамках этой зоны. При этом согласно законодательству ЕС, внутри ЕС теперь отсутствует понятие «транзит». Однако в случае российских поставок через Украину собственность на газ в системе принадлежит «Газпрому» (поставщику) до его сдачи европейским покупателям в пунктах сдачи-приемки внутри ЕС — российские контракты на поставку и на транзит никто не отменял. «Нафтогаз» не может распоряжаться транзитным газом «Газпрома» в своей системе без согласия собственника. Недопоставка российского газа в пункты сдачи-приемки на Западе на величину обязательств по виртуальным реверсным контрактам потребует произвести взаимозачет этих двух контрактных обязательств (сделка зачисления, своповская операция), с участием трех субъектов, поскольку две контрактные пары различаются:

- при транзите российского газа на Запад — это «Нафтогаз» (оператор) и «Газпром» (поставщик),
- при реверсных поставках с Запада де-факто российского газа — тот же «Нафтогаз» (оператор) и европейская компания-поставщик, которая, как правило (например, как наиболее активная в реверсных операциях на Украину немецкая *RWE*), является покупателем газа у «Газпрома».

Поэтому виртуальный реверс на Украине без согласия «Газпрома» невозможен, несмотря на высказывания министра энергетики и угольной промышленности Ю. Продана о том, что «Украине нужно перейти на виртуальный реверс газа из Евросоюза»<sup>1</sup>.

Более того, 5 июня 2014 г. Европейский суд поставил точку в дискуссии о возможности распространения обязательств по физическому реверсу на реверс виртуальный, приняв решение по делу C-198/12 «Комиссия против Болгарии» (неисполнение государством — членом ЕС обязательства по предоставлению услуги «виртуального реверса»). Суд отклонил требования Еврокомиссии в отношении Болгарии, постановив, что положения Регулирования ЕС №715/2009 «Об условиях доступа к транспортным сетям» (один из пяти базисных документов Третьего энергопакета) не могут толковаться как устанавливающие обязательство оператора ГТС предоставить услугу «виртуального реверса» пользователям ГТС<sup>2</sup>.

Еще одним важным результатом украинской евроинтеграции и для экспортных, и для транзитных поставок (пока с неопределенными последствиями, но очевидно создающими дополнительные риски и неопре-

---

<sup>1</sup> В Киеве готовы возобновить переговоры с Россией и Евросоюзом по газовому вопросу // Коммерсантъ-FM. Новости. 2014. 25 июля.

<sup>2</sup> European Commission v Republic of Bulgaria (Case C-198/12), Judgment of the Court (Fifth Chamber). 2014. 5 June: URL: [http://curia.europa.eu/juris/document/document\\_print.jsf?doclang=EN&text=&pageIndex=0&part=1&mode=lst&docid=153307&occ=first&dir=&id=20144](http://curia.europa.eu/juris/document/document_print.jsf?doclang=EN&text=&pageIndex=0&part=1&mode=lst&docid=153307&occ=first&dir=&id=20144).

деленности для обоих типов поставок) является реформа НАК «Нафтогаз Украины». Она нацелена (в соответствии с энергетическим законодательством ЕС) на создание отдельных предприятий газовой отрасли по видам деятельности. В результате «Нафтогаз» должен быть разделен на транспортную (естественно-монопольную) и прочие (конкурентные) составляющие. Однако эта компания находится в предбанкротном состоянии. Кому достанутся ее долги? На кого перейдут ее обязательства перед «Газпромом»?

### Во что выльется реформа ГТС

Серьезные последствия для транзита будет иметь проводимое украинским руководством реформирование системы управления единой ГТС Украины (во исполнение требований ДЭС об адаптации национальных энергосистем к положениям Третьего энергопакета ЕС), осуществляемое одновременно с введением санкций против России, которые могут распространяться и на транзит энергоресурсов.

14 августа 2014 г. Верховная Рада приняла во втором чтении и в целом законопроект № 4116-а «О внесении изменений в некоторые законы Украины о реформировании системы управления единой ГТС Украины». 8 сентября аппарат Верховной Рады объявил, что Президент Украины П. Порошенко подписал этот закон. Украинский премьер Яценюк А., представляя законопроект Раде, отметил: «Газотранспортная система остается на 100% в госсобственности. Украинское государство проведет публичный конкурс по привлечению инвесторов для модернизации и управления ГТС. Инвесторами могут стать только компании из стран ЕС и из США. Компания-оператор будет контролироваться государством: 51% ее акций будет закреплен в госсобственности, а 49% получат западные компании-инвесторы»<sup>1</sup>. Окончательное решение о допуске инвестора принимается Радой. При обсуждении в парламентском зале звучал тезис о том, что главное — не допустить к управлению стратегическим объектом российские компании.

Одновременно был принят Закон «О санкциях», который закрепил принципиальную возможность установления запрета на транзит российского газа через территорию Украины. Накануне принятия этих законов «Нафтогаз» разъяснил, что компании, не попавшие под санкции, могут осуществлять такой транзит, например, в случае переноса пунктов сдачи-приемки российского газа из глубины территории ЕС (где они расположены с начала поставок советского газа в Западную Европу в 1968 г. и до настоящего времени) на российско-украинскую границу. Это по умолчанию означает: с последующей его транспортировкой до конеч-

---

<sup>1</sup> Рада разрешила реформу газотранспортной системы // ГОРДОН. 2014. 14 авг.: <http://gordonua.com/news/money/rada-razreshila-reformu-gazotransportnoy-sistemy-36363.html>.

ных потребителей в Европе нероссийскими компаниями, в том числе по территории Украины вновь создаваемым оператором ГТС с участием украинского государства, европейских и американских инвесторов. То есть предполагается радикальное изменение контрактной структуры поставок российского газа в Европу.

Но тогда возникает естественный вопрос: насколько Россия (государство — собственник природных ресурсов) и «Газпром» (государственная компания и монопольный агент по экспорту трубопроводного газа) вообще будут заинтересованы в транзите своего газа через Украину в Европу на таких условиях? Ведь уже существующие риски привели, как будет показано далее, к фактической смене экспортной концепции поставок газа в ЕС. И теперь она базируется на философии множественных путей доставки на каждый экспортный рынок (диверсификация как инструмент минимизации транзитных рисков).

Если пункты сдачи газа находятся на восточной границе Украины, то право собственности на газ на территории этой страны переходит к покупателю — компаниям ЕС, или «Нафтогазу», или консорциуму по управлению ГТС. И тогда, во-первых, сразу становится возможным виртуальный реверс, взаимозачет на территории Украины разнонаправленных (с востока и с запада) поставок российского по происхождению газа. Ведь он уже в этом случае, находясь за пределами России (при переносе пунктов сдачи газа), не принадлежит «Газпрому». Это ведет к вышеуказанным негативным последствиям, связанным с уменьшением монетизируемой ресурсной ренты для собственника ресурсов/производителя/экспортера.

«Газпром», таким образом, фактически отсекается от поставок конечным потребителям в ЕС, т. е. от использования одного из потенциальных преимуществ Третьего энергопакета ЕС для любых (в том числе и извне ЕС) поставщиков. Целью России («Газпрома») является перенос пунктов сдачи-приемки газа дальше на Запад и глубже по «цепочке формирования стоимости», т. е. выход на рынки конечных потребителей, где ценовая рента выше, а ему предлагается двигаться в противоположном направлении.

Основной целью формирования «нового» газотранспортного консорциума с участием инвесторов из ЕС и США и с законодательным запретом на участие в нем компаний из России является, как неоднократно заявляли нынешние президент и премьер Украины, модернизация и реорганизация ГТС. Это-де позволит усилить позиции Украины как транзитной страны на мировом рынке.

Оставим в стороне вопрос, как этот запрет соотносится с обязательствами Украины в рамках ее членства в ВТО, ДЭХ и ДЭС — организациях, построенных на принципах недискриминации. При этом отметим, что негативный прецедент для Украины создан самим Евросоюзом, ибо



недискриминационные обязательства законодательства ЕС<sup>1</sup> нарушаются самими европейскими законодателями (см., например: ст. 11 Директивы 73/2009 о лицензировании операторов ГТС из третьих стран, так называемую антигазпромовскую статью).

### Ограничения для инвесторов

По мнению А. Яценюка, новый порядок может стимулировать европейцев к увеличению газового транзита через Украину. Однако при представлении законопроекта в Раде он признал, что «привлечь инвестора будет непросто». И вот с этим нельзя не согласиться.

Во-первых, «антигазпромовская» ст. 11 Директивы 73/2009 о лицензировании операторов ГТС из третьих стран будет иметь (по-видимому, неожиданные для украинского законодателя) негативные «антиамериканские» последствия. Инвесторам из США (как «операторам ГТС из третьих стран») придется проходить усложненную процедуру лицензирования для участия в новом газотранспортном консорциуме.

Во-вторых, не все потенциальные участники консорциума, которые проявили интерес и могут принять в нем участие по «национальному» признаку, способны реализовать этот интерес из-за правовых ограничений, содержащихся в законодательстве ЕС, распространяющемся теперь и на территорию Украины. Так, 18 августа ИТАР-ТАСС со ссылкой на три (правда, неназванных) источника сообщило, что три компании, включая американскую *Chevron*, уже (т. е. сразу после принятия 14 августа Верховной Радой Закона 4116-а) планируют подать заявки на участие в новом газотранспортном консорциуме<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> При этом продолжительная работа одного из авторов раздела 2.5.3 в рамках Рабочей группы Европейского объединения операторов ГТС (*ENTSOG*) по подготовке расширенной версии Сетевого кодекса ЕС по правилам доступа к действующим и новым мощностям газотранспортной инфраструктуры ЕС (*Amended CAM NC*) выявила весьма своеобразную трактовку Европейским Агентством по сотрудничеству энергорегуляторов (*ACER* — орган, созданный в рамках Третьего энергопакета ЕС и формирующий технические задания на подготовку Сетевых кодексов, т. е. подзаконных актов в развитие Третьего энергопакета) понятия «недискриминация». В международном праве «недискриминацией» является как равное отношение к равным, так и разное отношение к разным участникам рыночных отношений. Но не является «недискриминацией» равное отношение к разным и (или) разное отношение к равным участникам рыночных отношений. Однако именно такую норму (равное отношение к разным участникам рыночных отношений — как к располагающим ресурсами газа потенциальным долгосрочным грузоотправителям, нацеленным на физические поставки газа конечным потребителям, так и к не располагающим ресурсами газа краткосрочным трейдерам-спекулянтам на биржевых площадках) *ACER* трактует как недискриминационную при разработке Сетевых кодексов, например по формированию доступа к газотранспортным мощностям (так называемая «позитивная дискриминация»).

<sup>2</sup> «Нафтогаз Украины» подтвердил начало переговоров с компаниями — претендентами на управление украинской ГТС: Три западные компании, в том числе американская *Chevron*, планируют подать заявки на участие в управлении украинской ГТС // ИТАР-ТАСС. 2014. 18 авг.

Если это так, то *Chevron* придется выбирать между участием в консорциуме и освоением месторождений сланцевого газа на Украине. 5 ноября 2013 г. эта компания подписала соглашение о разделе продукции (СРП) сроком на 50 лет по освоению залежей сланцевого газа на Олеской площади с общей суммой инвестиций (по информации тогдашнего украинского правительства) до 10 млрд долл. (очередная магия цифр?!). Добыча ожидается на уровне 5 млрд м<sup>3</sup>, а возможно, и 8–10 млрд м<sup>3</sup>. Но, в соответствии с действующим законодательством ЕС (со времен еще Второго энергопакета, принятого в 2003 г.), одна и та же компания — ни напрямую, ни через аффилированных с ней лиц — не может быть собственником/оператором ГТС и грузоотправителем (эти нормы детально прописаны уже в Третьем энергопакете).

В-третьих, и это наиболее существенно, потенциальные европейские и американские акционеры нового газотранспортного консорциума должны четко знать, за счет чего они смогут окупить свои инвестиции. Пример несостоявшегося трубопровода «Набукко» служит тому хорошей иллюстрацией: при всемерной поддержке со стороны Евросоюза ни один из потенциальных грузоотправителей (производителей газа) не захотел связывать себя обязательствами поставок по этому трубопроводу. В результате данный проект оказался нереализуемым (не было гарантий возврата требуемых для его осуществления капиталовложений, которые обеспечиваются за счет резервирования мощностей грузоотправителями и применения правил «транспортируй или плати», «используй или теряй» и т. п.).

Источников поставок газа через украинскую ГТС, которые могут обеспечить окупаемость за счет транспортных тарифов, только два: либо сохранение российского транзита в ЕС, либо адекватное наращивание внутреннего производства газа на Украине (например, сланцевого) и его поставка в Евросоюз. Но независимо от проектов СРП с участием *Chevron* и *Shell* украинский сланцевый газ — это пока утопия и по объемам, и по времени их получения<sup>1</sup> в промышленных масштабах, несмотря на вовлеченность в эти проекты родственников первых лиц США. К тому же сланцевый газ является топливом скорее для местного, чем для экспортного потребления.

Украинскую добычу газа на суше и на море вряд ли удастся существенно увеличить — разговоры об этом, на наш взгляд, скорее всего, имели эффект «переговорного влияния» на «Газпром», чтобы побудить его («угрозами» вытеснения его поставок собственной добычей) снизить

---

<sup>1</sup> Да и по самой возможности его широкого освоения — принимая во внимание, например, траекторию развития событий, связанных с освоением сланцевого газа в соседней с Украиной Польше. Перспективы газоносности последней оценивались поначалу много выше, но, увы, не были подтверждены бурением и привели к существенному сворачиванию работ.

экспортные цены. Остается транзит. Но никакой транзит невозможен без желания собственника ресурсов осуществлять поставки по тому или иному маршруту. И если он считает риски таких поставок слишком высокими или экономику недостаточно привлекательной, то выберет другое направление транспортировки.

Любая транзитная страна остается лишь «потенциальным» транзитером до тех пор, пока не заинтересует производителя-экспортера в поставках своего газа через нее. Сегодня единственным таким поставщиком для Украины является Россия, ибо Средняя Азия давно переориентировалась на Китай, а ЕС в стремлении заполучить себе среднеазиатский газ упустил время. Сначала он проиграл борьбу с Москвой, которая не допустила этот газ к российским трубам по внутрироссийским и внутригазпромовским транспортным тарифам<sup>1</sup>, а затем так и не смог заполучить в трубопровод «Набукко» туркменский газ, без которого проект оказался мертв.

Нельзя принудить экспортера поставлять газ по тому или иному маршруту — его можно только заинтересовать в этом. Но риски поставок на Украину (и через Украину) растут. Это ведет к дальнейшему снижению интереса России («Газпрома») продолжать транзит газа в ЕС через Украину и еще больше стимулирует развитие обходных путей (диверсификацию маршрутов) для доставки газа в Евросоюз.

### **Источники Конопляника А. А., Орловой Е., Ларионовой М.**

1. *Конопляник А. А.* Россия: сложная адаптация к новым реалиям европейского газового рынка // Энергетика Евразии: новые тенденции и перспективы. 2016. С. 5–23.
2. *Конопляник А.* Whether low oil prices put an end to oil indexation in gas? What are alternative ways & means to obtain Maximum Marketable Resource Rent in term gas contracts? (invitation to discussion). — Presentation at the 8th “ENERGETIKA-XXI: Economy, Policy, Ecology” International Conference, Saint-Petersburg, 11–12.11.2015.
3. *Конопляник А.* Russia and the problems of EU gas market development. — Presentation at the International Summit “Russia within the changing world of international markets: new challenges and possibilities”, International Energy Center of the European University of Saint-Petersburg, 02 October 2015.
4. *Конопляник А. А.* О некоторых дискуссионных вопросах адаптации экспортной политики России в газовой сфере. — Выступление на Эконо-

---

<sup>1</sup> Кстати, в полном соответствии с согласованной в рамках двусторонних консультаций РФ и ЕС по проекту Транзитного Протокола ДЭХ в 2004–2007 гг. интерпретацией ст. 7.3 ДЭХ о допустимости разного уровня транзитных и внутренних транспортных тарифов на территории стран — членов ДЭХ, несмотря на то, что делегация ЕС поначалу апеллировала к нормам законодательства ЕС (?), ВТО и своей интерпретации ст. 7.3 ДЭХ, в соответствии с которыми РФ якобы была обязана предоставить доступ среднеазиатскому газу к транзиту через территорию РФ по внутрироссийским и внутригазпромовским тарифам.

- мическом Факультете Московского Государственного Университета им. М. В. Ломоносова, 28 сентября 2015 г.
5. *Konoplyanik A.* Debate on some elements of further adaptation of Russia's/ Gazprom's gas export policy (after cancellation of South Stream, decisions on Turkish Stream & Nordstream-2), EU reaction & possible way forward. — Presentation at GDF Suez training/cooperation programme, 21 September 2015, Gazprom's Corporate Institute, Moscow, Russia.
  6. *Konoplyanik A.* Debate on some elements of adaptation of Russia's/Gazprom's gas export policy. — Presentation at Gazprom Business Club meeting, 17 September 2015, Gazprom's Corporate Institute, Moscow, Russia.
  7. *Konoplyanik A.* What next after cancellation of South Stream, decision on Turkish Stream & announcement on Nordstream-2. Gazprom's plans, possible EU reaction & way forward. — Lecture at GDF Suez training/cooperation programme, 07 September 2015, Gazprom's Corporate Institute, Moscow, Russia.
  8. *Konoplyanik A.* Russian gas within "Broader Energy Europe" and in emerging Eurasian gas market: adaptation to new post-2009 realities (to understand current objective interests of the interdependent parties as a precondition for their yet-to-be-developed policies to be aimed to reach balance of common interests). — Quest Lecture at the Secretariat of the Gas Exporting Countries Forum (GECF), Doha, Qatar, 24 March 2015.
  9. *Конопляник А. А.* Как будет развиваться рынок газотранспортных мощностей Юго-Восточной и Центральной Европы после перехода от «Южного» к «Турецкому потоку» (экономическая логика и последствия переброски российского газа для Южной Европы на новый транспортный маршрут — и новые правила регулирования ЕС). — Выступление на совместном круглом столе ИМЭМО-РГО-БП на тему «Рынок газа Юго-Восточной и Центральной Европы в условиях формирующегося Южного Газового Коридора», организованном в рамках Форума ИМЭМО РАН «Нефтегазовый Диалог», Москва, ИМЭМО РАН, 17.03.2015.
  10. *Конопляник А., Орлова Е., Ларионова М.* Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречия // Нефть России. 2014. № 6. С. 16–21 (ч. 1); № 7–8. С. 4–9 (ч. 2); № 9. С. 4–9 (ч. 3); № 10. С. 4–10 (ч. 4).
  11. *Konoplyanik A., Orlova E.* Gas transportation infrastructure density in the EU: "CEE vs NWE". — Presentation at the 20th round of Informal Russia-EU Consultations on EU Regulatory Topics & 13th meeting of the EU-Russia Gas Advisory Council's Work Stream on Internal Market Issues (WS2 GAC), Vienna, E-Control, 15 July 2014.
  12. *Konoplyanik A., Orlova E., Larionova M.* What is the future of Russian gas Strategy for Europe after the Crimea? // Oil, Gas & Energy Law Intelligence. June 2014.
  13. *Konoplyanik A.* Third EU Energy Package & development of new gas transportation capacities. — Presentation at the IX International Conference "Russia-EU Energy Dialogue: Gas Aspect", Round Table 2 "Legal background of the EU gas market", 14 May 2014, Steigenberger Grandhotel, Brussels, Belgium.
  14. *Конопляник А. А.* Экономическая подоплека газовых проблем в треугольнике Россия — ЕС — Украина и возможные пути их решения. — РАН Институт народнохозяйственного прогнозирования, октябрь 2014 г.

15. *Конопляник А. А.* Эволюция международных рынков газа (Европа — Евразия) и экономическая подоплека нарастания газовых проблем Европа-Россия-Украина. — Курс лекций в компании Sakhalin Energy Investment Co Ltd в рамках проекта «Коммерческая Академия» — «Коммерческие перспективы на Мировом и Российском нефтегазовых рынках», Южно-Сахалинск, 19 сентября 2014 г.
16. *Konoplyanik A.* Russia and the EU: in search for new equilibrium in the new post-2009 European gas world? — Presentation at the Budapest Energy Club meeting, Budapest, Hungary, 27 March 2014.
17. *Konoplyanik A.* Russia and the EU in search of new equilibrium within the new post-2009 gas world. — Presentation at the Conference “Europe at the crossroads — Future perspectives for sources of energy supply in Central and Western Europe”, Diplomatic Academy of Vienna, Wien, 12 March 2014.
18. *Konoplyanik A.* Russia, Ukraine, the EU & the new pipelines in the new post-2009 gas world: a way towards new equilibrium. — Presentation at the Plenary Session of the Energy Transition Conference, University of Eastern Finland, Joensuu, Finland, 03 March 2014.
19. *Конопляник А. А.* Россия — ЕС — Украина: в поисках нового равновесия на газовом рынке «Большой Энергетической Европы». — Выступление перед руководящими работниками — слушателями программы профессиональной переподготовки «МВА Газпром: управление нефтегазовой корпорацией в глобальной среде» (2014–2016 гг.), СПбГЭУ, Санкт-Петербург, 12 декабря 2014 г.
20. *Конопляник А. А.* Газовый рынок Европы: однообразие или многообразие ценообразования? // Нефтегазовая Вертикаль. 2013. № 15–16.
21. *Конопляник А. А.* Уменьшить риски и неопределенности Третьего энергопакета ЕС // Нефтегазовая Вертикаль. 2012. №7. С. 79–88.
22. *Конопляник А. А.* Еврокомиссия против Газпрома // Нефтегазовая Вертикаль. 2012. № 19. С. 44–56.
23. *Конопляник А. А.* Европа — больше чем Европа. Третий энергетический пакет ЕС будет иметь последствия и за пределами Евросоюза // Нефть России. 2011. № 4. С. 56–61; № 5. С. 60–67; № 7. С. 48–51; № 8. С. 79–83.
24. *Конопляник А. А.* Российский газ в континентальной Европе и СНГ: эволюция контрактных структур и механизмов ценообразования. Институт народнохозяйственного прогнозирования, 2010 г.
25. *Конопляник А. А.* Российский газ для Европы: об эволюции контрактных структур (от долгосрочных контрактов, продаж на границе и оговорок о пунктах конечного назначения — к иным формам контрактных отношений?) // Нефть, газ и право. 2005. № 3. С. 33–44; № 4. С. 3–12.
26. *Конопляник А. А.* Эволюция ценообразования на газ в континентальной Европе (ч. 1) // Газовый бизнес. 2009. Январь-февраль. С. 62–69.
27. *Конопляник А. А.* Эволюция ценообразования на газ в континентальной Европе (ч. 2) // Газовый бизнес. 2009. Март-апрель. С. 78–80.
28. *Конопляник А. А.* Эволюция ценообразования на газ в континентальной Европе (ч. 3) // Газовый бизнес. Май-август. 2009. С. 76–82.
29. *Конопляник А. А.* Кто определяет цену нефти? // Нефть России. 2009. № 3. С. 7–12; № 4. С. 7–11.

30. Конопляник А. А. О причинах взлета и падения нефтяных цен // Нефть и газ (Украина). 2009. № 2. С. 2–4, 6–8, 10–11.
31. Конопляник А. А. О ценах на нефть и нефтяных деривативах // Экономические стратегии. 2009. № 2. С. 2–9.
32. Конопляник А. А. Нефтяной рынок необходимо реформировать // Время новостей. 2008. 12 дек.
33. Конопляник А. А. Когда один договор стоит тысячи // Нефть России. 2007. № 4. С. 7–10; № 5. С. 10–13.
34. Конопляник А. А. Российско-украинский газовый спор: размышления по итогам Соглашения от 4 января 2006 г. (в свете формирования цен и тарифов, экономической теории и ДЭХ) // Нефть, газ и право. 2006. № 4. С. 47.
35. Конопляник А. А. Россия на формирующемся Евроазиатском энергетическом пространстве: проблемы конкурентоспособности. М.: Нестор Академик Паблишерз, 2004. 655 с. (гл. 2).
36. Конопляник А. А. Многосторонние международно-правовые инструменты как путь снижения рисков проектного финансирования и стоимости привлечения заемных средств // Нефтяное хозяйство. 2003. № 5. С. 24–30 (ч. I); 2003. № 6. С. 18–22 (ч. II).
37. Конопляник А. А. Развитие рынков газа, долгосрочные контракты и Договор к Энергетической Хартии // Нефтегаз. 2002. № 4. С. 25–33.

#### **Источники Орловой Е.**

---

1. Орлова Е. Денег нет, а внят Газпром // Нефтегазовая Вертикаль. 2016. № 18. С. 60–65.
2. Орлова Е. Перспективы формирования единого рынка газа в Европе // Нефть, газ и бизнес. 2016. Март.
3. Орлова Е. Газотранспортная система Центральной и Восточной Европы: сформированы ли технические предпосылки для конкурентного рынка? // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом (ОАО «ВНИИОЭНГ»). 2016. Янв.
4. Орлова Е. Новая архитектура рынка газа ЕС: долгосрочные контракты vs спот // Oil & Gas Journal Russia. 2015. Ноябрь. С. 16–21.
5. Орлова Е. Обвинения Еврокомиссии против «Газпрома» — результат недоинвестирования газовой инфраструктуры со стороны ЕС // Научный журнал Российского газового общества. 2015. С. 45–49.

#### **Источники других авторов**

---

1. Stern J. Is There a Rationale for the Continuing Link to Oil Product Prices in Continental European Long-Term Gas Contracts? // OIES, NG 19, April 2007. P. 17.
2. Презентация PEGAS Trader Workshop 'New Balancing Product', 1 июля 2015 г.
3. Годовые отчеты European Energy Exchange за 2014–2015 гг.
4. Отчет Международного газового союза (International Gas Union) Wholesale gas price survey 2016 Edition.

5. Официальные сайты бирж: ICE, Powernext, European Energy Exchange, CEGH, Gas Point Nordic, Polish Power Exchange.
6. Bloomberg.
7. Печатное издание ICIS Heren European Gas Markets.
8. GMT, Wagner & Elbling, ICIS Heren, EFET hubs scoreboard, ENTSO-G, Trayport, Frontier, National Grid (UK), GTS (NL), NCG (DE), Gaspool (DE), Hubera (BE), GRTGaz (FR), Snam (IT), CEGH (AT), VTP (CZ), POLPX (PL), Comparison of the degree of functioning of gas hubs in 2014.

## ГЛАВА 3

# ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИЗМЕНЕНИЙ НА МЕХАНИЗМЫ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ И ДИНАМИКУ ЦЕН НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ

### 3.1. СПГ и ценообразование на мировом рынке газа<sup>1</sup>

#### Факторы влияния

В соответствии с данными очередного ежегодного «Обзора мировых оптовых цен на газ», опубликованного Международным газовым союзом в начале мая 2016 г.<sup>2</sup>, на долю импорта газа в 2015 г. пришлось четверть (27%) его мирового потребления. При этом практически половина (49%) глобального импорта газа (трубопроводного и СПГ) осуществляется с нефтяной и (или) нефтепродуктовой привязкой/индексацией (отражающей историческую конкуренцию «газ — нефть»). Почти столько же (45%) реализуется в рамках конкуренции «газ — газ», когда цена отражает баланс спроса и предложения на рынке газа с множественным числом его участников.

В сфере СПГ (1/3 всех импортных поставок) доминирование нефтяной индексации заметнее — на ее долю в 2015 г. пришлось 69% против 31% у ценообразования по модели конкуренции «газ — газ». В АТР доля нефтяной индексации при импорте СПГ еще выше, чем среднемировые значения. При этом выше и зависимость стран АТР от поставок из других регионов.

С одной стороны, в условиях падения нефтяных цен (с середины 2014 г.), с другой — в связи с началом экспорта американского СПГ (в феврале 2016 г.) важно понимать, каким образом меняется не только экономика (конкурентоспособность) поставок, осуществляемых с разных

---

<sup>1</sup> Конопляник А. А., Сун Дж. Есть ли шансы у американского СПГ? // Нефть России. 2016. № 5–6.

<sup>2</sup> Wholesale Gas Price Survey, 2016 Edition. A Global Review of Price Formation Mechanisms 2005 to 2015, IGU, May 2016, 62 p.: [http://www.igu.org/sites/default/files/node-news\\_item-field\\_file/IGU\\_WholeSaleGasPrice\\_Survey0509\\_2016.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-news_item-field_file/IGU_WholeSaleGasPrice_Survey0509_2016.pdf).



проектов СПГ в рамках единой (доминирующей) модели ценообразования, но и конкурентоспособность разных механизмов ценообразования на данном рынке. Каковы последствия такой ценовой турбулентности для разных моделей ценообразования?

В частности, в АТР, который изначально был целевым регионом для экспорта американского СПГ и который рассматривается в качестве перспективного для поставок российского газа (как сетевого, так и СПГ)?

В своем интервью от 25 мая 2016 г., озаглавленном «Влияние нефтяных цен: как долго продлится этот новый мир ценообразования»<sup>1</sup>, генеральный секретарь международной газовой ассоциации *Cedigaz*<sup>2</sup> Дж. Хьюро отметил, что после 2009 г. произошло существенное уменьшение значения нефтяной индексации в ценообразовании на газ в мировой торговле. Но это, по его словам, «преимущественно европейский феномен вследствие волны пересмотра контрактов в результате либерализации на фоне изменения фундаментальных тенденций на рынке». Действительно, в 2015 г. только 30% европейского потребления газа было привязано к ценам на нефть (через нефтепродуктовую индексацию в долгосрочных газовых контрактах) против 78% в 2005 г. В АТР, напротив, нефтяная индексация по-прежнему доминирует. Там на ее долю приходится около 60% потребления и 83% ценообразования на импортный газ<sup>3</sup>. В итоге, отмечает Дж. Хьюро, анализируя эволюцию газовых цен, необходимо принимать во внимание поведение двух различных рынков — нефтяного и газового. Различающиеся (расходящиеся) фундаментальные тенденции этих рынков создают разрывы между уровнями цен, которые определяются в рамках нефтяной индексации и конкуренции «газ — газ». В свою очередь, данные ценовые разрывы могут стать катализаторами эволюции механизмов ценообразования на газ по образу того, как это произошло в Европе в последние годы<sup>4</sup>.

Напомним, что в результате американской «сланцевой революции» (взрывного роста добычи сланцевого газа в стране с середины 2000-х гг.) после 2007 г. внутренний рынок США оказался де-факто закрыт для газа извне Американского континента, т. е. в первую очередь для катарского СПГ. Законтрактованные объемы последнего были перенаправлены с рынка Соединенных Штатов в ЕС, где в итоге образовался избыток

---

<sup>1</sup> Geoffroy Hureau. Impact of the oil price: How long will this new pricing world continue? // Gastech News. 25 May 2016. (URL: [http://www.gastechnews.com/ing/impact-of-the-oil-price-how-long-will-this-new-pricing-world-continue/?utm\\_medium=email&utm\\_campaign=7143193\\_Gastech%20News%20EMEA%2026%2F05%2F2016&utm\\_source=00QF-000000dDvwXMAS&dm\\_i=18NV,493Q1,L8I4VK,FIW3S,1](http://www.gastechnews.com/ing/impact-of-the-oil-price-how-long-will-this-new-pricing-world-continue/?utm_medium=email&utm_campaign=7143193_Gastech%20News%20EMEA%2026%2F05%2F2016&utm_source=00QF-000000dDvwXMAS&dm_i=18NV,493Q1,L8I4VK,FIW3S,1)).

<sup>2</sup> *Cedigaz* — международная газовая ассоциация, независимый источник всеобъемлющей информации по газовой отрасли с 1961 г.

<sup>3</sup> Wholesale Gas price Survey. 2016 Edition...

<sup>4</sup> Geoffroy Hureau. Impact of the oil price...

предложения, что привело к наращиванию конкуренции «газ — газ» и расширению применения спотового ценообразования, построенного на данной модели.

Катар имел (и использовал) возможность опускать цену на свой СПГ ниже цен конкурентов (например, российского газа). Добывая вместе с газом жидкие углеводороды, он мог компенсировать недобор выручки по газу за счет экспорта жидких фракций в условиях высоких цен на нефть во второй половине 2000-х — первой половине 2010-х гг. Этого не могли делать экспортеры в Европу, которые добывали газ как монопродукт (как, например, «Газпром» с его сухим сеноманским газом). Таким образом, конкурентная цена отсечения у Катара уходила в область отрицательных величин (т. е. он мог бы для выдавливания конкурентов с рынка продавать газ и по отрицательной цене)<sup>1</sup>.

На наш взгляд, постановка вопроса о возможности повторения на рынке АТР европейского сценария с начала экспортных поставок американского СПГ является вполне корректной. Более того, один из авторов неоднократно ставил его в качестве предмета для дискуссии в разных (отечественных и зарубежных) аудиториях<sup>2</sup>. Дело в том, что экспортная цена американского СПГ фактически построена на механизме «кост-плюс» (привязана к закупочной цене газа на внутреннем рынке). Поскольку до февраля 2016 г. США фактически являлись «энергетическим островом», взрывное наращивание добычи сланцевого газа обрушило его цены на замкнутом внутреннем рынке и удерживало их на низком уровне. Поэтому базой для привязки экспортных цен (в формулах экспортных контрактов американского СПГ) служили снижающиеся внутренние

---

<sup>1</sup> Глобальные последствия американской «сланцевой революции» (ее «эффекты домино», включая один из изложенных здесь) подробно проанализированы одним из авторов. См., например: *Конопляник А.* Сланцевый газ: не конкурент, но стимулятор реформы экспортного ценообразования «Газпрома» (комментарий к статье К. Барыш «Сланцевый газ и энергобезопасность Евросоюза») // *Нефтегазовая Вертикаль*. 2010. № 18. С. 28–29; *Он же.* «Эффекты домино» американской «сланцевой революции» // *Вестник аналитики*. 2014. № 1 (55). С. 87–94; *Он же.* Американская «сланцевая революция»: последствия неотвратимы // *ЭКО*. 2014. № 5. С. 111–126; *Konoplyanik A.* The US Shale Gas Revolution And Its Economic Impacts In The Non-US Setting: A Russian Perspective” (p. 65–106) // *Handbook of Shale Gas Law and Policy* / ed. by Tina Hunter, Intersentia, 2016. 412 p.

<sup>2</sup> *Конопляник А.* О возможных последствиях превращения США в экспортера СПГ (приглашение к дискуссии) / Выступление на Московском международном энергетическом форуме «ТЭК России в XXI веке» (ММЭФ-2013) / «Круглый стол»: Открытое заседание Программного комитета ММЭФ-2013 «“Энергетическая стратегия” России: догма или изменяющийся взгляд на перспективу?». М., 2013. 7 февр. (URL: [http://www.konoplyanik.ru/speeches/130207-Konoplyanik-MMEF\\_RT.pdf](http://www.konoplyanik.ru/speeches/130207-Konoplyanik-MMEF_RT.pdf)); *Konoplyanik A.* ‘Domino Effects’ of US Shale Gas Revolution: International Consequences in Institutional Sphere // Presentation at Forum1: “Keynote Forum — Decoding Global and Chinese Trend on Emerging Industries”, BIT’s 1st Frontier Industrial Forum-2013. Qingdao. China. 24–25 October 2013 (URL: <http://www.konoplyanik.ru/speeches/131024-Konoplyanik-Qingdao.pdf>).

цены. А основным конкурентом для будущих поставок СПГ из США был экспорт из других источников (в том числе с российского проекта «Сахалин-2») по ценам, привязанным к высоким в то время нефтяным котировкам.

Ряд авторов также обращали внимание на необходимость оценки влияния американского СПГ на мировой рынок. Так, еще в 2012 г. об этом писала Т. Митрова: «...после 2020 г. около 60–90 млн т СПГ из Северной Америки выйдут на глобальный рынок. При этом поставки газа из США не только могут вытеснить с рынка более дорогие проекты (например, из Австралии и России), но и, по всей видимости, сыграют важную роль в процессе выработки нового подхода к формированию цен на СПГ по всему миру и в переходе в долгосрочной перспективе к привязке к спотовым ценам»<sup>1</sup>. Аналогичный вывод содержался и в исследовании компании *Deloitte*<sup>2</sup>.

Азиатская ценовая премия была основным притягательным моментом для начала экспорта американского СПГ. Ибо только так можно было бы разрешить накапливаемые финансовые проблемы американских компаний, добывающих сланцевый газ, и «рассосать» растущий ком их накопленной задолженности, образовавшейся в результате применения механизмов долгового финансирования для добычи сланцевых углеводородов в условиях низких цен на газ на внутреннем рынке. На фоне высоких нефтяных цен (и газовых цен с нефтяной привязкой у основных конкурентов американского СПГ в АТР) конкурентоспособность американского СПГ не вызывала сомнения. Поэтому если с начала его поставок сложился бы (пусть минимальный) избыток предложения СПГ в АТР (на высокую ценовую премию на данном рынке после аварии на АЭС «Фукусима» нацелились многие производители газа), то это привело бы к неизбежной конкуренции «газ — газ». И как результат — к снижению цен на него и постепенному (или, наоборот, обвальному) уходу от нефтяной индексации в АТР. То есть к повторению европейского сценария в Азии с негативными последствиями для компаний, принимавших свои «окончательные инвестиционные решения» (*Final Investment Decision, FID*) в отношении новых проектов экспортных поставок СПГ в регион в период высоких цен на нефть, столь же высокий уровень которых экстраполировался и на перспективные периоды окупаемости инвестиций в эти проекты.

Падение цен на нефть замутило эту четкую картинку. Попробуем разобраться и вновь прояснить ее, на сей раз — для новой ценовой ситуации на рынках углеводородов.

<sup>1</sup> Митрова Т.А. Перспективы развития экспорта СПГ из Северной Америки и его влияние на мировые газовые рынки // Энергетическая политика. 2012. № 6. С. 30–41.

<sup>2</sup> Exporting the American Renaissance. Global impacts of LNG exports from the United States. A report by the Deloitte Center for Energy Solutions and Deloitte Market Point LLC, Deloitte Center, 2013. 24 p.

### Формирование цен на СПГ в АТР

Итак, на рынке физического газа существуют три модели ценообразования, применение которых зависит от стадии развития соответствующего энергетического рынка<sup>1</sup>.

1. Цена «кост-плюс» (издержки-плюс), определяемая прямым счетом (суммированием) элементов затрат и приемлемой нормой прибыли в рамках производственно-сбытовой газовой цепочки от устья скважины до пункта сдачи-приемки газа (цена срочных контрактов: минимальная инвестиционная цена, цена самофинансирования).
2. Цена по принципу «нэт-бэк от стоимости замещения», определяемая обратным счетом от цены (с дисконтом) конкурирующего с газом энергоресурса у потребителя («на горелке») к пункту сдачи-приемки газа (цена срочных контрактов: максимальная инвестиционная цена, обеспечивающая производителю экспортеру получение максимальной монетизируемой ресурсной ренты); исторически цена газа привязывается (индексируется) к цене сырой нефти (в АТР) или нефтепродуктов (в Европе).
3. Спотовая цена (разовых сделок), определяемая в рамках конкуренции «газ — газ» на торговых площадках (физических или виртуальных) в тех или иных рыночных зонах (торговая — неинвестиционная — цена, может включаться в качестве механизма ценообразования в срочные контракты в условиях избытка предложения газа на рынке).

Применение разных моделей ценообразования на газ представлено на рис. 3.1.

**Японская формула.** Привязка цен на СПГ к сырой нефти в АТР имеет давние исторические корни, уходящие во времена, предшествующие началу импорта сжиженного газа в данный регион. На его долю приходится 70% мировой торговли СПГ, в нем находятся пять крупнейших импортеров данного энергоносителя (Япония, Южная Корея, Китай, Индия, Тайвань). Крупнейший из них как в АТР, так и в мире — Япония. В 1969 г. она впервые в Азии импортировала сжиженный природный газ с Аляски (с месторождения компании *Marathon* в заливе Кука)<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии. Брюссель, 2007. 277 с.; *Конопляник А.* Российский газ в континентальной Европе и СНГ: эволюция контрактных структур и механизмов ценообразования (ИНП РАН, Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса», 99-е заседание 25 марта 2009 г.). М.: Изд-во ИНП РАН, 2010.

<sup>2</sup> Положительный опыт взаимодействия по поставкам американского СПГ с этого проекта в Японию предопределил успешное участие компании *Marathon* и японских корпораций *Mizui* и *Mitsubishi* в консорциуме по реализации проекта СРП «Сахалин-2». Его оператором являлась *Marathon* до продажи своей доли и передачи функции оператора *Shell* (до вхождения в проект мажоритарным акционером компании «Газпром»).

**Системы формирования цен на газ/СПГ в международной торговле: (а) конкуренция «газ — нефть»; (б) конкуренция «газ — газ»**

**(1) Европа**

- (а) Индексация к ценам нефтепродуктов (мазут/газойль) с дисконтом (Гронингенская формула — нет-бэк от стоимости замещения у конечного потребителя/«на горелке», с 1962 г. по настоящее время)
- (б) Индексация к ценам газовых хабов в Европе (с 2009 г. по настоящее время)

**(2) АТР**

- (а) Индексация к цене сырой нефти в АТР (JCC, с 1970-х гг. по настоящее время)
- (б) Индексация к цене газа на Генри Хаб США (с 2016 г., поставки СПГ из США)

**Формула СПГ-контрактов для международной торговли в АТР**

- $$P(\text{СПГ/СИФ}) = A(\%) \cdot \text{JCC}(\text{СИФ}) + B$$
- Коэффициент «В» — константа (предмет переговоров)
  - Коэффициент «А» для СПГ контрактов («slope» — наклон контрактной кривой):
    - 17,2% (нефтяной паритет СПГ по калорийности);
    - привязка к нефтяному паритету по калорийности с дисконтом => «А» меньше 17,2%, чтобы СПГ был конкурентноспособным против JCC

**Почему JCC?**

Япония — первый импортер СПГ в Азии (с 1969 г.): сырая нефть БСВ (тяжелая высокосернистая аравийская нефть) как основное топливо для производства электроэнергии в Японии в 1970-х гг. => прямая конкуренция СПГ и сырой нефти в Японии в секторе производства электроэнергии и промышленного тепла => привязка к JCC

Рис. 3.1. Как формируется цена на СПГ на рынке в АТР

Источник: Конопляник А. А., Сун Дж. Есть ли шансы у американского СПГ? // Энергия России. 2016. № 5–6. С. 11–19.

Японские компании начали привязывать цены на СПГ к ценам на сырую нефть (с учетом калорийности) с самого начала его экспорта, ибо именно нефть (а не нефтепродукты, как в Европе) была в то время прямым конкурентом (замещающим топливом) для входящего на рынок этой страны импортного сжиженного газа. В 1960-х гг. цены на нефть находились на низком уровне (около 2 долл. за баррель), а об охране окружающей среды практически не задумывались. Поэтому для Японии, демонстрировавшей миру свое «экономическое чудо» (двузначные темпы экономического роста), намного выгоднее было покупать наиболее дешевую тяжелую арабскую/аравийскую (*Arabian Heavy*) высокосернистую (с содержанием серы выше 3,5%) нефть и использовать ее непосредственно в качестве котельно-печного топлива — для прямого сжигания в топках электростанций и промышленных бойлеров. Именно за счет этого и было в значительной степени обеспечено упомянутое «экономическое чудо».

Сырая нефть и мазут — наиболее используемые виды котельно-печного топлива для производства электроэнергии в 1970-е гг. На них приходилось более 40% электрогенерации в Японии<sup>1</sup>. В итоге это привело

<sup>1</sup> Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ. Секретариат Энергетической хартии...

к серьезному загрязнению окружающей среды (в частности, к эффекту «кислотных дождей»). Чтобы снизить зависимость от импорта сырой нефти, ставшей в 1970-е гг. более дорогой и являющейся экологически более «грязной», Япония начала привязывать цену на более экологически чистый СПГ к ценам на нефть с дисконтом по калорийности. Тем самым обеспечивалась денежная экономия при энергетическом импорте.

Изложенное объясняет, почему исторически первая формула СПГ-контрактов для международной торговли в АТР содержала привязку к цене сырой нефти — «японского нефтяного коктейля» (*JCC*). Импортная цена (*P*) построена в этой формуле по принципу «нэт-бэк от стоимости замещения»:  $P(\text{СПГ/СИФ}) = A(\%) \times JCC(\text{СИФ}) + B$  (долл. за 1 млн БТЕ).

Поскольку стоимость замещения определяется «на горелке» (у конечного потребителя), то цены в формуле — это цены СИФ, а не ФОБ.

В данной формуле параметр *A* называется «наклон кривых СПГ-контрактов», или «наклон контрактных кривых» (*contract slope*), и его величина отражает степень зависимости цен СПГ от цен на сырую нефть. Сжиженный газ находится в паритете с нефтью по калорийности, когда  $A = 17,2\%$ . Поэтому контрактные цены на СПГ привязаны к ценам на сырую нефть с наклоном кривых *A* менее чем  $17,2\%$  (т. е. с дисконтом), чтобы СПГ был конкурентоспособен (более выгоден для потребителя).

Константа *B* (скидка/надбавка к цене) согласуется между продавцами и покупателями. От Японии эта контрактная практика распространилась по всему региону.

**Американская формула (Сабин-Пасс).** США в феврале 2016 г. начали вновь (после 1969 г.) экспортировать сжиженный газ. Американские экспортные СПГ-проекты используют совершенно другой механизм ценообразования, в основе которого лежит контрактная формула первого (в «нижних» 48 штатах, помимо Аляски) аналогичного проекта — Сабин-Пасс компании *Cheniere*. Согласно данной формуле, цены на СПГ не привязаны к цене замещения у импортера (*JCC*), а будут определяться ценами на выходе с экспортного терминала. А они, в свою очередь, будут зависеть от цен в *Henry Hub* — основном, маркерном для США газовом хабе (физической торговой площадке) в штате Луизиана.

Иными словами, цена на выходе с экспортного терминала — это та цена, по которой компания-экспортер, являющаяся торговым посредником между производителем и зарубежным потребителем газа, закупает сжиженный газ у компании — владельца завода. А та, в свою очередь, либо сама добывает газ, либо закупает его на внутреннем рынке США. То есть фактически это механизм ценообразования «кост-плюс» (рис. 3.2):

$$P(\text{СПГ/СИФ}) = P(\text{ФОБ/Генри Хаб}) \times 115\% + \text{Годовая фиксированная плата за мощность (2,25–3 долл. за 1 млн БТЕ)} + \text{Стоимость сжижения и транспортировки.}$$

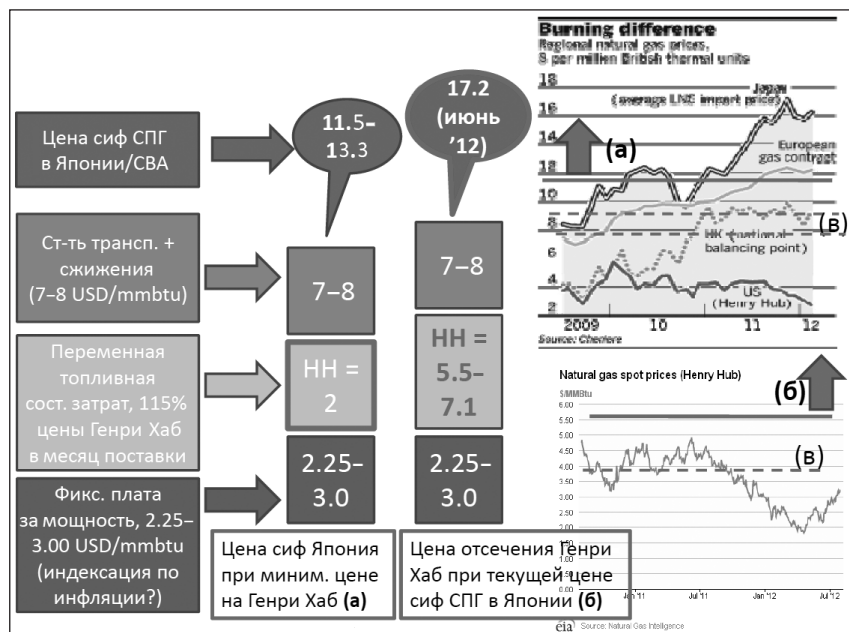


Рис. 3.2. Модель ценообразования на СПГ проекта *Sabine Pass* компании *Cheniere Energy Inc.* (США)

Источник: Конопляник А. А. О возможных последствиях превращения США в экспортера СПГ (приглашение к дискуссии). — Выступление на Московском международном энергетическом форуме «ТЭК России в XXI веке» (ММЭФ-2013), слайд 5.

Дополнительные 15% к цене *Henry Hub* покрывают стоимость транспортировки газа до СПГ-терминала на побережье Мексиканского залива и уже обеспечивают положительную маржу производителю СПГ. Фиксированная ставка означает сумму, которую покупатели (компании-посредники, заключившие контракт на закупку СПГ на заводе для последующей его продажи на экспортных рынках) обязуются выплачивать производителю ежегодно в качестве «платы за резервирование мощности» вне зависимости от того, покупают ли они у него газ или нет. К этому добавляется стоимость сжижения и транспортировки до рынка страны-импортера. В итоге экспортер получает контрактную цену СИФ, которую он может сравнить со спотовыми ценами в целевом регионе потребления либо с расчетной ценой СИФ других экспортеров (в случае доступа к их данным).

С тех пор как в 2012 г. было принято окончательное инвестиционное решение по проекту «Сабин Пасс», прошло много дискуссий о ценовой конкурентоспособности американского СПГ на глобальном рынке и степени его влияния на международные цены. До того как котировки сырой

нефти начали падать (в июле 2014 г.), ожидалось, что американский СПГ будет одним из наиболее привлекательных на мировом рынке — на фоне высоких цен на нефть и низких цен на Генри Хаб.

Так, при конъюнктуре рынка 2011 г. маржа при экспорте (прибыль при реализации по споту) американского СПГ при поставках в АТР оценивалась специалистами Университета Райс (США) втрое выше, чем при поставках в Европу (рис. 3.3). В данных их расчетов издержки по сжижению и транспортировке (4–5 долл. за 1 млн БТЕ) оказывались примерно в полтора раза ниже, чем у других источников (7–8 долл.) (см. рис. 3.2).

	Для Велико- Британии	Для Японии
Цена газа, поставляемого на сжижение (на завод/терминал в США)	3,8	3,8
Стоимость сжижения	2,92	2,92
Транспортные расходы 4–5<7–8	1,07	2,15
Цена СИФ (у импортёра)	7,79	8,87
Спотовая цена (у импортёра)	8,84	11,73
Прибыль от реализации по споту	+1,06	+2,86

Расчёты Университета Райс, США (по данным ФизЭ).

Рис. 3.3. Один из расчетных вариантов экономики поставок СПГ из США на экспорт в 2011 г. по направлениям (долл./млн БТЕ)

Источник: Конопляник А. А. О возможных последствиях превращения США в экспортёра СПГ (приглашение к дискуссии). — Выступление на Московском международном энергетическом форуме «ТЭК России в XXI веке» (ММЭФ-2013), слайд 6.

Расчеты, выполненные одним из авторов по состоянию на середину 2012 г. (на дату принятия *FID* по проекту «Сабин Пасс»), показали (см. рис. 3.2), что при державшейся в то время на рынке АТР импортной цене СПГ СИФ Япония на уровне 17,2 долл./млн БТЕ формула «Сабин Пасс» обеспечивала цену «кост-плюс» в Японии на уровне 11,5–13,3 долл./млн БТЕ и маржу для экспортёра 3,3–5,7 долл./млн БТЕ, что составляло бы 19–33% цены СИФ. Было за что побороться! При этом величина маржи в полтора-три раза превышала бы закупочную цену газа на американском рынке, поскольку в это время цены на *Henry Hub* сократились до исторического минимума. Тогдашняя конъюнктура рынка СПГ в АТР удерживала цену отсечения по закупкам газа на внутреннем рынке США (цену *Henry Hub*) для американского экспортёра СПГ на уровне в полтора-три раза выше ее тогдашних значений: 5,5–7,1 против 2 долл./млн БТЕ (см. рис. 3.2).

По данным расчетам, это делало бы американский СПГ (напомним, что в то время речь шла лишь о будущих — начиная с 2016 г., не ранее, экспортных поставках), безусловно, конкурентоспособным в АТР, причем с большим «запасом прочности». Он также становился более конку-



рентоспособным (в зависимости от уровня оценок затрат на сжижение и транспортировку, с большим или меньшим «запасом прочности») по сравнению с контрактными поставками трубопроводного газа (читай: в первую очередь российского), а то и со спотовыми поставками «голубого топлива» в Европу (см. рис. 2.2).

Но так как нефть с тех пор подешевела более чем на 50% — с более 100 долл./баррель до менее 50 долл./баррель — американский СПГ потерял свое очевидное ценовое преимущество. Да и сохранил ли он его вообще? Так как ситуация на рынках изменяется быстро, а цены на СПГ в АТР могут быть привязаны как к цене нефти, так и к цене *Henry Hub*, необходим более глубокий сравнительный анализ ценовой конкурентоспособности двух указанных ценовых механизмов. Для этого сначала оценим типовую структуру действующих контрактных поставок СПГ в АТР.

### Наклон контрактных кривых

На рис. 3.4 показана динамика коэффициента  $A$  (наклона контрактных кривых) СПГ-контрактов в Японии и Южной Корее на основании их среднегодовых импортных цен (СИФ) за 2010–2014 гг. Данная среднегодовая цена в каждый год периода рассматривается как один условный контракт с определенным (фиксированным) коэффициентом  $A$ . В Южной Корее этот коэффициент варьируется в диапазоне 11–15%, а в Японии — 13–15%.

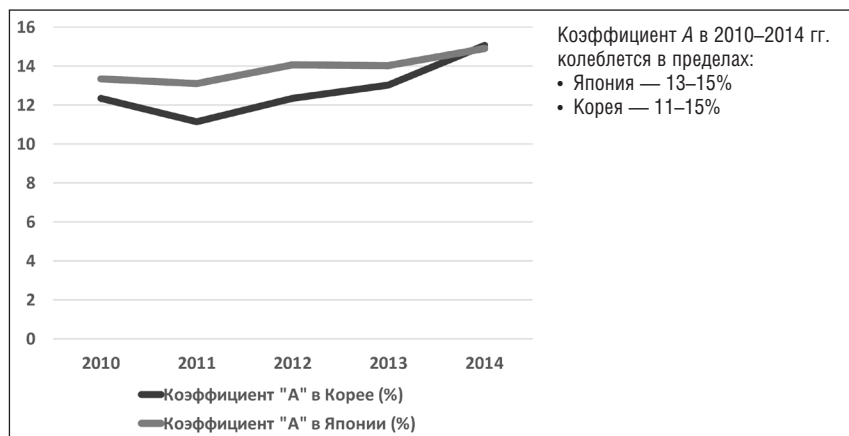


Рис. 3.4. Коэффициент  $A$  («наклон контрактных кривых») для СПГ-контрактов в Японии и Корее (в целом по среднегодовым объемам импорта в 2010–2014 гг., по цене СИФ)

Источник: Конопляник А. А., Сун Дж. Есть ли шансы у американского СПГ? // Нефть России. 2016. № 5–6. С. 11–19.

Расчет выполнен Дж. Суном по данным Таможенной статистики Японии и Кореи.

В Японии «контрактные кривые» находятся в этот период на более высоком уровне, так как импорт СПГ в страну резко возрос после аварии на АЭС «Фукусима» в марте 2011 г. (для использования в качестве котельно-печного топлива на тепловых электростанциях для компенсации падения выработки электроэнергии на АЭС страны). За ним выросла и импортная цена на СПГ в стране. В то же время у Корейской газовой корпорации (*Kogaz*) было заключено несколько долгосрочных контрактов на закупку СПГ с Йеменом, Россией (проект «Сахалин-2») и Малайзией на более выгодных для покупателя условиях, чем в Японии. В Южной Корее не было такого резкого роста спроса, поэтому сохранилось более конкурентное предложение СПГ и «контрактные кривые» расположены на более низком уровне, чем у Японии<sup>1</sup>. На рис. 3.5 показана динамика коэффициента  $A$  импортных контрактов СПГ в Японии и Южной Корее, рассчитанных на основе средних импортных цен СИФ по отдельным поставщикам, представляющим разные страны. Уровень этого коэффициента в Южной Корее не сильно варьируется в период с 2011 по 2014 г., за исключением наклона контрактных кривых малайзийского СПГ в 2013 г. по сравнению с 2012 г. и наклона контрактных кривых российского сжиженного газа в 2014 г. по сравнению с 2013 г. В первом случае причина резкого роста коэффициента заключается в пересмотре условий долгосрочного контракта между *Petronas* и *Kogaz*<sup>2</sup>. Что касается второго случая, то в СМИ нет подтверждений того, что между Южной Кореей и Россией велись переговоры об изменении цены.

Наклон контрактных кривых СПГ в Южной Корее по поставщикам варьируется в диапазоне от 5,2 до 16,9%. При этом до 2014 г. самыми низкими значениями коэффициента  $A$  характеризовался российский СПГ-контракт (поставки с проекта «Сахалин-2»). Без его учета изменения данного коэффициента в 2010–2013 гг. в Южной Корее и Японии находились в одном диапазоне 9–16% (см. рис. 3.5).

Разброс значений коэффициента  $A$  для импортных японских СПГ-контрактов по странам-поставщикам — в пределах 8,5–16%. Если исключить наиболее дешевый оманский СПГ, то наклон варьируется от 10,3 до 16%. Диапазон разброса коэффициента наклона кривых СПГ в Японии уже, чем для Южной Кореи. Кривые для японских контрактов располагаются в среднем на более высоком уровне, чем для южнокорейских. То есть среднегодовая импортная цена СПГ в Японии выше, чем в Республике Корея.

---

<sup>1</sup> Aldersley L. Yemen LNG defends ongoing price reviews (13.02.2014). URL: <http://www.icis.com/resources/news/2014/02/13/9753072/yemen-lng-defends-ongoing-price-reviews/>; Ревенков В. И. Цены на российский СПГ для Южной Кореи необоснованно низкие (09.10.2013) / URL: <http://www.fief.ru/analytic/read.209.htm>.

<sup>2</sup> Aldersley L. Yemen LNG defends ongoing price reviews (13.02.2014) / URL: <http://www.icis.com/resources/news/2014/02/13/9753072/yemen-lng-defends-ongoing-price-reviews/>.

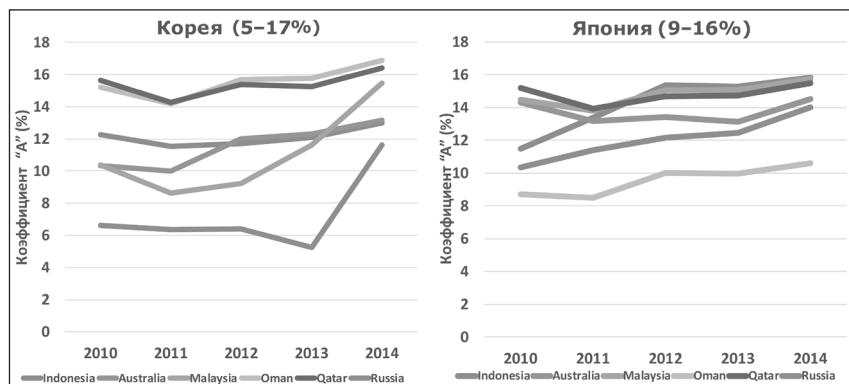


Рис. 3.5. Коэффициент  $A$  для СПГ-контрактов в Японии и Корее по поставщикам в 2010–2014 г. (цена СИФ)

Источник: Конопляник А. А., Сун Дж. Есть ли шансы у американского СПГ? // Нефть России. 2016. № 5–6. С. 11–19.

Расчет выполнен Дж. Суном по данным Таможенной статистики Японии и Кореи.

### Конкурентоспособность механизмов ценообразования

Как уже отмечалось, цены на СПГ в АТР с 2016 г. формируются с помощью двух механизмов ценообразования — индексации к  $JCS$  и привязки к *Henry Hub*. Причем в середине 2014 г. резко упали мировые цены на нефть. Поэтому ожидания поведения рынка нефти и газа в период до принятия *FID* по американским СПГ-проектам и в настоящее время (в период реализации принятых ранее, в период иной конъюнктуры, инвестиционных решений) принципиально различаются (рис. 3.6).

В 2011–2014 гг. наблюдалась разнонаправленная динамика цен на СПГ с нефтяной ( $JCS$ ) и газовой (*Henry Hub*) привязкой в АТР. При высокой цене на нефть происходило снижение цены на газ на *Henry Hub* вследствие роста добычи сланцевого газа в США и отсутствия возможности для его экспорта.

С 2014 г. по настоящее время произошло снижение цен на СПГ с нефтяной привязкой в результате падения мировых нефтяных котировок, а цены на *Henry Hub* сохранились на низком уровне (2–4 долл. за 1 млн БТЕ в 2015 г.) (рис. 3.6). Однако будет ли цена на *Henry Hub* держаться на низком уровне после начала экспорта СПГ из США и поставок трубопроводного газа в Мексику? Существуют оценки, согласно которым мощности по экспорту американского СПГ могут достичь 70 млн т в год к 2020 г. Т. Митрова и *Deloitte* пишут об экспорте 60–90 млн т после 2020 г.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> URL: <http://blog.argusmedia.com/how-much-us-lng-is-underconstruction/>; Мумрова Т. А. Перспективы развития экспорта СПГ из Северной Америки...; Exporting the American Renaissance. Global impacts of LNG exports from the United States. A report by the Deloitte Center...

У американских производителей заключены долгосрочные контракты не только с азиатскими, но и с европейскими и южно-американскими торговыми компаниями (так, первые отгрузки американского СПГ были направлены в Латинскую Америку). Так как эти контракты не предусматривают условие «бери и/или плати» (*Take-And/Or-Pay*) и «пункт назначения» (*Destination clause*), сейчас сложно предсказать, какие объемы направятся в Азию, Европу и страны Южной Америки в будущем. Это будет зависеть от ценовой конъюнктуры на рынке газа в каждом из этих регионов. И пока рынок газа не является глобальным (хотя и быстро глобализируется за счет развития СПГ-инфраструктуры и торговли им), то конъюнктура региональных рынков газа станет определяться как общими, так и особенными факторами.

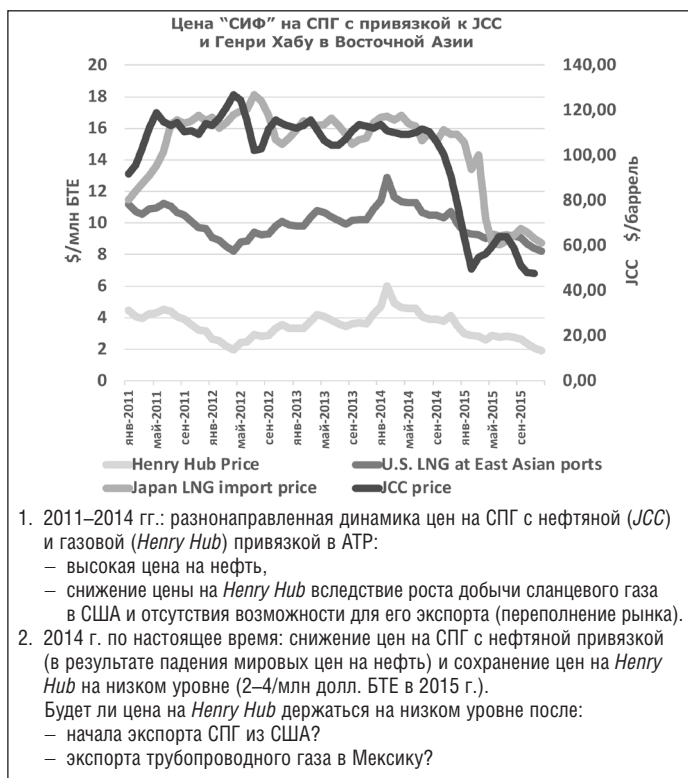


Рис. 3.6. Динамика цен JCC и Henry Hub

Источник: Конопляник А. А., Сун Дж. Есть ли шансы у американского СПГ? // Нефть России. 2016. № 5–6. С. 11–19.

Расчет выполнен Дж. Суном  
по данным Министерства финансов Японии, EIA natural gas price,  
World Bank, Petroleum Association of Japan.

Экспорт трубопроводного газа в Мексику растет очень быстро: его объем увеличился с 20,6 млрд м<sup>3</sup> в 2014 г. до 29,8 млрд м<sup>3</sup> в 2015 г. — почти на 50%<sup>1</sup>.

США перестают быть «энергетическим островом», переполненным предложением газа. Ослабление данного избытка неизбежно должно будет привести к росту цен на газ на внутреннем рынке (этимися опасениями были продиктованы долгие ожесточенные дискуссии сторонников и противников разрешения экспорта СПГ: низкие цены на внутреннем рынке были очень выгодны для потребителей энергоресурсов).

Итак, инвестиционные решения в отношении американских экспортных СПГ-проектов принимались в период устойчиво высоких цен на нефть и значительного превышения импортных цен СПГ в АТР с нефтяной индексацией (повторявших с лагом запаздывания динамику цен на нефть) против расчетных цен по принципу «кост-плюс» (нижней инвестиционной цены любого инвестпроекта, обеспечивающей его самоокупаемость). В 2014 г., как видно из данных рис. 3.6, ситуация принципиально поменялась.

Целью наших расчетов было определить, какое значение «цены отсечения» для американского СПГ в АТР (или цены одинаковой конкурентоспособности двух механизмов ценообразования) мы получим при различных уровнях закупочных цен американского газа на внутреннем рынке (на *Henry Hub*) в рамках его фактической и ожидаемой динамики и при стандартной контрактной практике на рынке СПГ в АТР. Иначе говоря, каковы должны быть уровни цен на нефть на мировом рынке, чтобы американский СПГ был конкурентоспособен (стал неконкурентоспособен) в Азии с СПГ с традиционной нефтяной индексацией.

Для исследования сравнительной конкурентоспособности этих двух механизмов ценообразования нами были выполнены расчеты на основе следующих параметров (рис. 3.7):

- 1) пограничные уровни коэффициента  $A$  (диапазон используемых в нашем расчете «наклонов контрактных кривых») для СПГ-контрактов с индексацией к  $JCC$  от 13 до 16% (стандартные фактические усредненные параметры современных импортных контрактов СПГ Японии и Южной Кореи);
- 2) пограничные уровни (диапазон используемых в нашем расчете) закупочных цен газа на внутреннем рынке США (на *Henry Hub*) для последующего его сжижения и экспорта: от 2 долл. за 1 млн БТЕ (минимальное, фактически наблюдаемое значение за период после проявления эффекта «сланцевой революции») до 6 долл. (максимальное, фактически наблюдаемое значение за тот же период и уровень, к которому будут двигаться внутренние цены после начала и по мере наращивания экспорта СПГ из США);

<sup>1</sup> EIA Natural Gas Data (URL: <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9132mx2A.htm>).

- 3) применение формулы формирования цен на СПГ для долгосрочного контракта «Сабин Пасс СПГ — *Kogaz*»:  $P(\text{СПГ/СИФ Ю. Корея}) = P(\text{Henry Hub}) \cdot 115\% + (\text{фиксированная ставка } 3 \text{ долл. за } 1 \text{ млн БТЕ})^1$ ;
- 4) стоимость фрахтовых ставок СПГ из Мексиканского залива до Японии / Южной Кореи (3 долл. за 1 млн БТЕ)<sup>2</sup>;
- 5) цены на нефть на мировом рынке в диапазоне их фактического изменения.

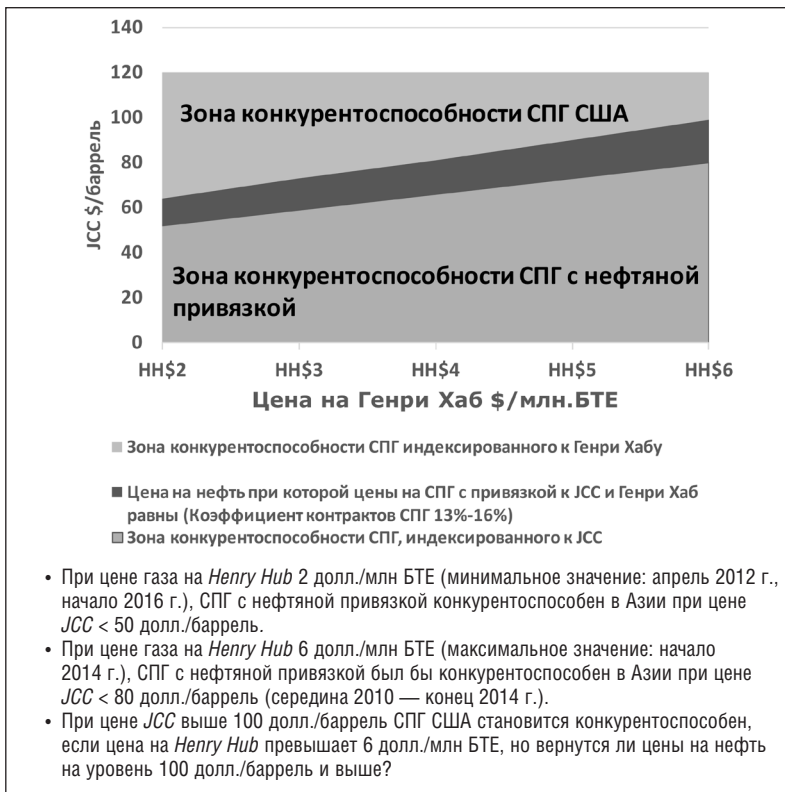


Рис. 3.7. Зоны конкурентоспособности СПГ в Азии с привязкой к *JCC* и к *Henry Hub*

Источник: Конопляник А. А., Сун Дж. Есть ли шансы у американского СПГ? // Нефть России. 2016. № 5–6. С. 11–19.

Расчет выполнен А. А. Конопляником и Дж. Суном.

<sup>1</sup> Cheniere Energy Annual Report 2014.

<sup>2</sup> Asian Quest for LNG in a Globalizing Market: IEA.

Расчеты показали три зоны сравнительной конкурентоспособности двух механизмов ценообразования на СПГ в АТР (см. рис. 3.7):

- 1) зону преимущественной конкурентоспособности американского СПГ;
- 2) зону преимущественной конкурентоспособности СПГ с нефтяной привязкой;
- 3) разделяющую их зону равной конкурентоспособности обоих механизмов ценообразования на СПГ в АТР (нижняя граница коридора равной конкурентоспособности соответствует контрактам с коэффициентом  $A$ , равным 16%, а верхняя — 13%).

Для пограничных уровней цен на *Henry Hub* картина такова. При цене 2 долл. за 1 млн БТЕ (минимальное значение, зафиксированное в апреле 2012 г., начале 2016 г.) СПГ с нефтяной привязкой будет более конкурентоспособен в Азии, чем американский СПГ, при цене *JCS* ниже 50 долл./баррель. Это отражает сегодняшние условия на рынке.

При цене газа на *Henry Hub* 6 долл. за 1 млн БТЕ (максимальное значение, зафиксированное в начале 2014 г.) американский СПГ был бы более конкурентоспособен в Азии, чем СПГ с нефтяной привязкой, при цене *JCS* выше 80 долл. за баррель (что отражает ценовые условия на рынке газа АТР в период с середины 2010 г. до конца 2014 г., когда и принимались основные инвестиционные решения в отношении экспортных проектов американского СПГ).

При цене *JCS* свыше 100 долл. за баррель СПГ из США становится конкурентоспособен, если цена на *Henry Hub* даже превышает 6 долл. за 1 млн БТЕ. Но вернутся ли цены на нефть на уровень 100 долл. и выше? По мнению одного из авторов, мир вступил в период относительно более низких по сравнению с предыдущим десятилетним периодом цен на нефть<sup>1</sup>. Это объясняется, во-первых, разным характером формирования избытка предложения на рынке по сравнению с кризисом 2008–2009 гг.<sup>2</sup> Тогда вслед за падением цен на нефть произошел их быстрый отскок на докризисные уровни. В ходе нынешнего падения цен такого не наблюдалось, поскольку предыдущий кризис был вызван изменением баланса спроса и предложения на рынке «бумажной нефти», т. е. на рынке нефтяных финансовых деривативов, а этот — на рынке «физической нефти», т. е. изменением баланса спроса и предложения на нефть как таковую.

---

<sup>1</sup> *Konoplyanik A.* Whether low oil prices put an end to oil indexation in gas? What are alternative ways & means to obtain Maximum Marketable Resource Rent in term gas contracts? (invitation to discussion) / Presentation at the 8th “ENERGETIKA-XXI: Economy, Policy, Ecology” International Conference, Saint-Petersburg, 11–12.11.2015.

<sup>2</sup> Предпосылки, характер, механизм нефтяного кризиса 2008–2009 гг. подробно проанализированы одним из авторов, например: *Конопляник А.* Кто определяет цену нефти? Ответ на этот вопрос позволяет прогнозировать будущее рынка «черного золота» // Нефть России. 2009. № 3. С. 7–11; № 4. С. 7–11; *Бушув В. В., Конопляник А. А., Миркин Я. М. и др.* Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз. М.: ИД «Энергия». 2013. 344 с.

Во-вторых, возвращению нефтяных цен в диапазон свыше 100 долл. за баррель препятствуют глобальные научно-технические последствия американской «сланцевой революции»<sup>1</sup>.

### Американский СПГ в Европе

На рис. 3.8 представлены результаты наших расчетов цен на американский СПГ по долгосрочным контрактам в Северо-Западной Европе в сравнении с фактическими ценами российского трубопроводного газа на границе с Германией. Мы проверили, может ли американский СПГ вытеснить экономическими методами (предлагая более низкую цену) российский трубопроводный газ из Европы. Тезис о том, что не только сможет, но и вытеснит — является излюбленным аргументом многих американских и европейских политиков<sup>2</sup>.

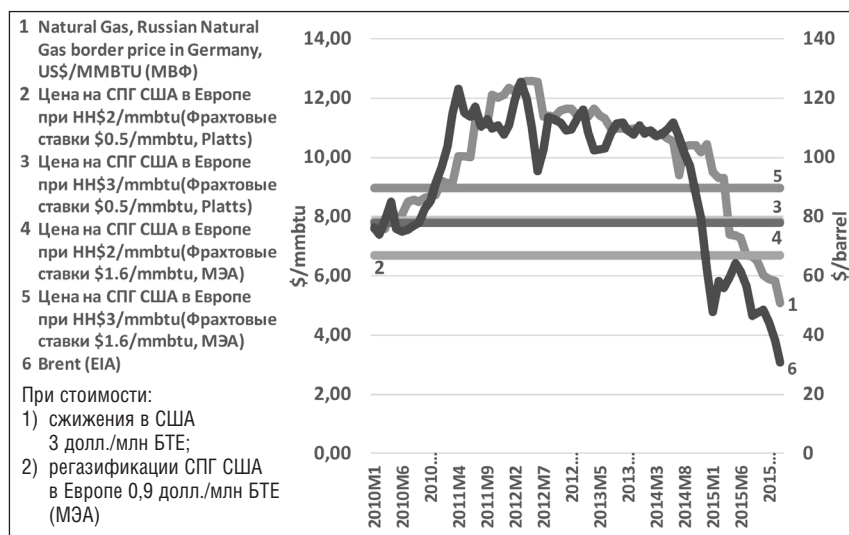


Рис. 3.8. Сравнение цены американского СПГ и российского трубопроводного газа в Европе

Источник: Конопляник А.А., Сун Дж. Есть ли шансы у американского СПГ? // Нефть России. 2016. № 5–6. С. 11–19.

Расчет выполнен А.А. Конопляником и Дж. Суном по данным МЭА, Commodity price (МВФ), EIA.

<sup>1</sup> Konoplyanik A. The US Shale Gas Revolution And Its Economic Impacts In The Non-US Setting: A Russian Perspective (P. 65–106) // Handbook of Shale Gas Law and Policy / ed. by Tina Hunter, Intersentia. 2016. 412 p.

<sup>2</sup> См., например: US LNG Exports and European Energy Security Conference. Atlantic Council, 28 April 2016 (Summary by M. Hulse and M. Altenbern “US LNG Seen as Fuel for US-EU Energy Security Relationship”. 29.04.2016).



При этом мы исходили из постулата, что при оценке конкурентных позиций проверять варианты на устойчивость нужно, выбирая наиболее тяжелый набор параметров для одной стороны (для себя) и наиболее благоприятный — для другой (для ваших конкурентов). Поэтому мы рассмотрели фактически наихудшую для российского трубопроводного экспорта (и наиболее благоприятную для американского СПГ) ситуацию. В основу расчета мы положили низшие значения (2–3 долл. за 1 млн БТЕ) закупочных цен на *Henry Hub*. Взяли также не только стандартные значения фрахтовых ставок СПГ из Мексиканского залива в Северо-Западную Европу (1,6 долл. за 1 млн БТЕ)<sup>1</sup>, но и недавно проскочившие в прессе их минимальные зафиксированные значения (0,5 долл.)<sup>2</sup>, чтобы «утяжелить» конкурентную ситуацию для российского газа и облегчить — для американского СПГ. Стоимость сжижения в США (3 долл. за 1 млн БТЕ) и регазификации СПГ в Европе (0,9 долл.) брали по данным МЭА<sup>3</sup>.

Расчеты показали, что, несмотря на низкие цены на газ на *Henry Hub* и фрахтовые ставки, сегодня российский газ более конкурентоспособен по цене, чем американский СПГ, на европейском рынке. К этому же выводу приходят и известные серьезные западные специалисты, такие как нефтегазовый аналитик банка *Societe Generale* Тьерри Бро, который к тому же считает, что «Россия является поставщиком на европейский рынок с самыми низкими издержками»<sup>4</sup>, или Дж. Хендерсон с коллегами из Оксфордского института энергетических исследований (рис. 3.9).

По их расчетам, сегодня американский СПГ проигрывает ценовую конкуренцию российскому газу по уровню своих долгосрочных маржинальных издержек, учитывающих капиталоемкую их составляющую (*US LRMC* на рис. 3.9). Он выдерживает данную конкуренцию, если только брать в расчет краткосрочные маржинальные издержки, включающие в цену лишь эксплуатационную/операционную составляющую (*US SRMC* на рис. 3.9). Но это означает, что перед американскими производителями сланцевого газа еще острее встает проблема выплаты накопленной задолженности, поскольку вся американская сланцевая добыча построена на долгом финансировании инвестиций. Невозможность возврата профинансированных в долг капиталовложений (если текущая европейская цена не обеспечивает их возврата, ибо находится ниже уровня долгосрочных маржинальных издержек американского СПГ) приводит к дальнейшему раздуванию пузыря финансовой задолженности. Будет ли он мягко слут или с шумом схлопнется?

<sup>1</sup> Asian Quest for LNG in a Globalizing Market. IEA, 2014.

<sup>2</sup> Platts, November 2015 (ставки из Тринидада и Тобаго до Европы).

<sup>3</sup> The Asian Quest for LNG in a Globalizing Market. IEA, 2014.

<sup>4</sup> См., например: *Thierry Bros. Gas Price Development. Presentation at ENERGETIKA-XXI Conference, SPB. 11.11.2015. Slides 10, 14.*

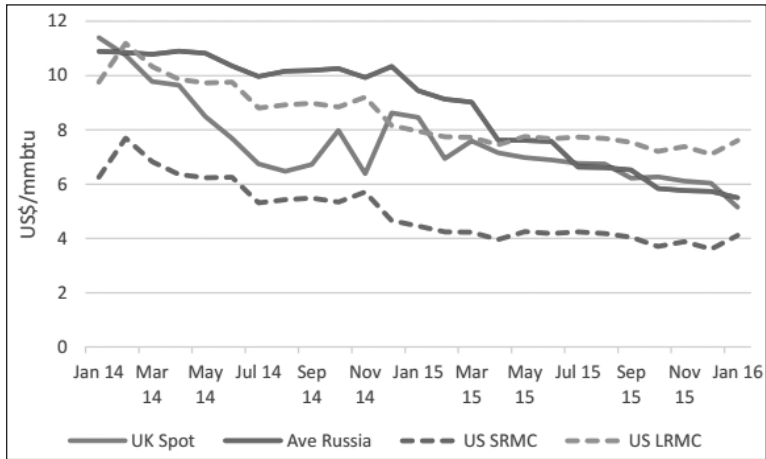


Рис. 3.9. Европейские газовые цены и маржинальные издержки американского СПГ

Источник: *Henderson J. Gazprom — Is 2016 the Year for a Change of Pricing Strategy in Europe?* // OIES, OXFORD ENERGY COMMENT, January 2016. P. 7 (fig. 3).

### Финансовые последствия для американского СПГ

И это в очередной раз ставит вопрос о долгосрочной финансовой привлекательности экспорта СПГ для производителей американского сланцевого газа, которые являются основной ресурсной базой данных операций.

После кризиса 2009 г. и снижения цен на газ на рынке США обслуживание долга стало более дорогостоящим предприятием. Это привело к образованию долговой пирамиды и росту объема накопленной задолженности, которая особенно болезненно сказывается на мелких и средних компаниях — основных добытчиках сланцевых углеводородов. В отличие от крупных международных корпораций, они не являются «богатыми» в финансовом отношении компаниями, т. е. не располагают большими объемами собственных финансовых резервов. Поэтому они не осуществляют финансирования своих добывающих проектов из прибыли, а полностью зависят от долгового инвестирования<sup>1</sup>.

С одной стороны, это является позитивной тенденцией, поскольку проектное финансирование, которое раньше рассматривалось как своего рода «искусство для финансовой аристократии» (и применялось обычно в рамках штучных мегапроектов, реализуя «эффект масштаба»), посте-

<sup>1</sup> *Stern J. and Fattouh B.* Oxford Institute for Energy Studies, 'Lower Oil and Gas Prices: new phenomenon or history repeated?' / Presentation at the ENERGETIKA-XXI, St. Petersburg. 12 November 2015. Slide 18.

ленно, по мере расширенного применения в сфере добычи сланцевых углеводородов превращалось в стандартизированную «конвейерную» финансовую технологию.

С другой стороны, данная тенденция приводит к росту задолженности этих компаний. А так как ценовая (нефтяная и газовая) конъюнктура резко ухудшилась, то для получения нового финансирования — как для реализации новых проектов, так и для перекредитования (обслуживания долга) по старым — большая часть новых заимствований переместилась в зону «мусорных облигаций». То есть в зону заимствований с кредитными рейтингами ниже минимального инвестиционного уровня «Ваа3» (*Moody's*) / «ВВВ-» (*Standard and Poor's, Fitch IBCA*)<sup>1</sup>. Иными словами, в зону спекулятивных кредитных рейтингов.

В итоге задолженность энергетических компаний стала крупнейшим компонентом американского рынка мусорных облигаций, превысив 15% последнего в конце 2014 г. Основной вклад в это сомнительное «первенство» внесли предприятия, занимающиеся разработкой сланцевых углеводородов. Энергетические компании опередили по этому показателю корпорации финансового (12%, второе место) и телекоммуникационного (11%, третье место) секторов<sup>2</sup>.

Резкое изменение ценовой конъюнктуры на рынке нефти отодвигает на (обозримую/необозримую?) перспективу возможность мягкого сдувания пузыря накопленной финансовой задолженности американских компаний, ведущих добычу сланцевого газа. Нынешняя ценовая ситуация изменила ожидания, ощущения финансового сектора в отношении дальнейших возможностей хеджирования сегодняшних финансовых рисков американских энергетических компаний — производителей сланцевых углеводородов. Сегодня вопрос стоит таким образом: смогут ли они вообще вернуть взятые в долг средства.

Однако не все специалисты оценивают ситуацию драматически. Так, эксперты Центра энергетических исследований Института мировой экономики и международных отношений (ИМЭМО) РАН считают, что текущая финансовая ситуация в сланцевой индустрии США несопоставимо мягче по сравнению с кризисом ипотечного кредитования в 2007 г. Во-первых, сумма накопленной задолженности сегодня гораздо меньше. Во-вторых, существенно ниже уровень вовлеченности банков в финансирование высокодоходных (т. е. высокорискованных) инструментов (капиталовложений в добычу сланцевых нефти и газа). Доля банковских

---

<sup>1</sup> *Moody's, Standard and Poor's, Fitch IBCA* — три основных международных рейтинговых агентства; наличие кредитных рейтингов от двух из них является необходимым условием получения международного долгового финансирования.

<sup>2</sup> *Konoplyanik A. The US Shale Gas Revolution And Its Economic Impacts In The Non-US Setting: A Russian Perspective (P. 65–106) // Handbook of Shale Gas Law and Policy / ed. by Tina Hunter, Intersentia, 2016. 412 p.*

кредитов нефтегазовому сектору в общем портфеле банковского кредитования составляет 2,5–3,5%, в то время как в 2007 г. доля ипотечных кредитов достигала 33%<sup>1</sup>. Поэтому, заключают авторы, мы стоим на пороге волны банкротств отдельных компаний, но не сланцевой отрасли в целом. При снижающемся ценовом цикле в энергетических отраслях многие производители, включая тех, что добывают сланцевые нефть и газ, остаются под угрозой дефолта. Тем не менее, полагают эксперты ИМЭМО РАН, даже в случае массовых банкротств их активы просто перейдут в руки более успешных (финансово устойчивых) компаний-конкурентов.

Однако повысит ли это долгосрочную конкурентоспособность американского СПГ в Европе и Азии?

### 3.2. Сланцевая революция и ее последствия для энергетических рынков. «Эффекты домино»<sup>2</sup>

#### Освоение сланцев и НТП

Освоение сланцев не является чем-то принципиально новым, в том числе и в нашей стране. Например, старейший отраслевой журнал «Нефтяное хозяйство» издавался в 1920-е гг. под названием «Нефтяное и сланцевое хозяйство». Во времена СССР месторождения горячих сланцев разрабатывались в Эстонской ССР и дали свое имя городу Сланцы и т. д. Но освоение сланцев было в XX в. скорее исключением из правила, ибо были доступны иные, более дешевые углеводородные ресурсы, которые считались «традиционными» для коммерческого освоения, а сланцы (будучи, как правило, более дорогими углеводородами) относились к категории «нетрадиционных». Их переход из нетрадиционных в традиционные стал возможен после появления ряда прорывных технологий.

Существуют два типа научно-технического прогресса (НТП): революционный и эволюционный. Именно революционный характер достижений НТП, лежащих в основе американской сланцевой революции, дает возможность характеризовать ее именно как «революцию» — по своим прямым и косвенным последствиям, причем не только для национальной, но и мировой энергетики и экономики.

---

<sup>1</sup> Жуков С. В., Золина С. А. США: финансовые рынки и развитие сектора неконвенциональной нефти // *Мировая экономика и международные отношения*. 2016. № 10.

<sup>2</sup> Конопляник А. А. «Эффект домино» американской сланцевой революции // *Вестник аналитики*. 2014. № 1 (55). С. 87–94; *Он же*. Американская сланцевая революция: последствия неотвратимы // *ЭКО*. 2015. № 5. С. 111–126. См. более подробно: *Konoplyanik A. The US Shale Gas Revolution And Its Economic Impacts In The Non-US Setting: A Russian Perspective* (p. 65–106) // *Handbook of Shale Gas Law and Policy* / ed. by Tina Hunter, Intersentia, 2016. 412 p.

Революционный НТП — это технологические прорывы, принципиально новые разработки, инновации, приводящие радикальные изменения в окружающую нас жизнь, раскрывающие новые горизонты, создающие «эффекты домино» в сопряженных отраслях и ведущие к появлению новых отраслей и производств, в отличие от эволюционного НТП, который обеспечивает монотонное снижение издержек за счет совершенствования существующих технологий путем накопления опыта их эксплуатации. Наиболее известные примеры достижений революционного НТП из разных сфер — персональный компьютер, Интернет. Ранее — ядерная энергия. Еще раньше — автомобиль. Все они привнесли в нашу жизнь преобразования и оказали «эффекты домино», сходные по масштабам с теми, о которых будет говориться далее применительно к последствиям революции сланцевой.

Внедрение достижений революционного НТП на уровне отдельных отраслей может происходить за счет как инновационных разработок, изначально нацеленных на применение в данных сферах деятельности, так и адаптационного переноса технологий из одной отрасли (например, ВПК) в другую (например, в геологию). Пример — сейсмические методы разведки месторождений полезных ископаемых: в начале XX в. они разрабатывались для использования в артиллерии, а сегодня наиболее широко применяются в нефтепоисковых работах.

Однако американская «сланцевая революция» реализовывалась по иной траектории. Она, на наш взгляд, стала результатом мультипликативного эффекта от объединения нескольких отдельных (частных) достижений революционного НТП в единую коммерческую систему. А именно: были сведены в единый технологический комплекс существовавшие ранее, но применявшиеся по отдельности прорывные технологии в сейсмике (обеспечившие ее переход от двухмерной к трехмерной), бурении (распространение, помимо вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин и забуривание нескольких скважин из одного ствола), методах воздействия на пласт (переход от одиночного к множественному гидроразрыву). В итоге разработка технологии множественного гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах в рамках трехмерного моделирования участков недр и стала, на наш взгляд, технологической основой американской сланцевой революции, резко снизившей технические издержки разработки ресурсов сланцевых углеводородов. Но одного этого, думается, было бы недостаточно.

Затем в дело вступили совокупные характеристики экономической модели США: экономические (налоговые и инвестиционные стимулы), правовые (модель недропользования), финансовые (доступный и дешевый кредит), институциональные (множество дееспособных мелких и средних компаний и высококонкурентная среда их существования/деятельности, обеспечивающая их эффективность) и прочие факторы,

сделавшие возможной сланцевую революцию именно в этой стране. Они обеспечили возможность быстрой («время — деньги») — и не вопреки, а благодаря взаимовыгодному сочетанию интересов участников производственно-сбытовой цепочки — реализации сланцевых проектов и снижения их финансовых и транзакционных издержек.

Плюс благоприятное стечение обстоятельств (растущие в 2000-е гг. цены на нефть, а вслед за ними — и на газ). И, конечно, роль личности в истории: настойчивость пионера освоения сланцевого газа Дж. Митчелла<sup>1</sup> в опытно-промышленном применении технологии множественного гидроразрыва на горизонтальных скважинах.

В итоге сошлись воедино техническая возможность, экономическая целесообразность и институциональная простота освоения нового кластера энергетических ресурсов, широко до того известных, но коммерчески нерентабельных для разработки. Цены пошли вверх, издержки — вниз, образовалась расширяющаяся зона рентабельности — и случилась американская сланцевая революция, причем именно в этой стране и именно в это время. Она запустила последовательную цепочку глобальных по последствиям «эффектов домино».

#### **Сланцевая революция: почему в США и нигде более**

Можно выделить как минимум с десяток факторов, объясняющих, почему первая сланцевая революция случилась именно в США и именно в указанное время. Они же объясняют, почему повторения сланцевой революции — в таких масштабах и темпах — нигде больше в мире ждать не приходится.

**Во-первых** (хотя это далеко не главная причина американского феномена), обильная ресурсная база как сухого, так и жирного (т. е. с высоким содержанием жидких фракций) сланцевого газа. По данным Администрации по энергетической информации Министерства энергетики США, как минимум четыре страны по объемам технически извлекаемых ресурсов сланцевого газа превосходят США: Китай — в 2,6 раза, Аргентина — в 1,6, Мексика — в 1,4 раза, Южная Африка — на доли процента, и еще две — близки к уровню США (Австралия и Канада, примерно по 80% от уровня США каждая). И все они не менее США должны быть заинтересованы в освоении собственных энергоресурсов. Однако для них

---

<sup>1</sup> Роль Дж. Митчелла в современной энергетике (практическом применении инноваций, обеспечивших революцию и необратимые изменения не только в национальной энергетике США, но и в мировой экономике) настолько велика, что его кандидатура могла бы быть рассмотрена в качестве претендента на получение учрежденной Россией (ее энергетическими компаниями) премии «Глобальная энергия» за 2014 г. Однако по процедурным соображениям/ограничениям этому предложению Конопляника А. А. (как тогдашнему члену Международного комитета по присуждению премии «Глобальная энергия») не смог быть дан ход.

(кроме двух последних) освоение собственного сланцевого газа остается делом будущего, а в США пик революции уже позади. Значит, дело не в ресурсах, а в той совокупности факторов, которая превращает технически извлекаемые ресурсы в доказанные извлекаемые запасы, т. е. делает их рентабельными для освоения здесь и сейчас. Эту совокупность факторов мы называем инвестиционным климатом, характеристики которого оказались в США несравнимо лучше, чем в других странах.

**Во-вторых**, технологические инновации были бы невозможны без долговременного государственного финансирования фундаментальных НИОКР, которые впоследствии могут быть коммерциализованы частным бизнесом. Президент США в своем докладе Конгрессу «О положении в стране» 24.01.2012 г. говорил, что «именно государственное финансирование научных разработок, продолжавшееся более 30 лет, помогло развитию технологий извлечения газа из сланцевых пород, напоминая нам, что господдержка жизненно необходима для помощи бизнесу в извлечении энергии недр посредством реализации новых энергетических идей».

**В-третьих**, США смогли трансформировать исторические «минусы» развития своей нефтяной отрасли в ее современные «плюсы», что обеспечило быстрое и широкое освоение сланцевых углеводородов. Общеизвестно, что США были пионером коммерческого освоения ресурсов «традиционной нефти» в мире (Пенсильвания, 1859 г.). Недостаточные знания в то время о геологии пластов, организация системы лицензирования в условиях «дикого капитализма» в период первоначального накопления капитала посредством выставления на аукционы множества мелких участков привели к нескоординированному и неоптимальному освоению месторождений, бурению избыточного числа скважин в течение последующих десятилетий (нефтегазовый бизнес — долгосрочный и инерционный). В итоге в США сосредоточено 85% общего числа эксплуатационных скважин в мире, большинство из которых — малодобитные и работающие в непостоянном режиме. Но это же послужило мощным стимулом для развития высокоэффективной и широко диверсифицированной, адекватной по масштабам скважинному фонду и нацеленной на снижение затрат сервисной отрасли (бурение скважин, производство оборудования), что делает стоимость скважин в США (основной элемент затрат для производителя) на 60–80% дешевле, чем в других странах.

**В-четвертых**, либеральная экономическая модель. В США сегодня действуют более 4000 нефтегазодобывающих компаний (в России максимальное число мелких и средних нефтегазовых компаний на пике их развития в конце 1990-х гг. было равно 108). В условиях большого числа мелких и средних месторождений в стране (сланцевый газ — это ресурс локальный, не для дальней транспортировки) это предотвращает

монополистический контроль за отраслью со всеми его негативными последствиями, одно из которых — невозможность (по определению, из-за высокой инерционности любого крупного бизнеса) быстро откликнуться на новые веяния и веления времени, брать на себя соответствующие «пионерные» риски.

**В-пятых**, система недропользования, в соответствии с которой на суше США право пользования недрами принадлежит землевладельцам. Поскольку именно они, а не государство, как в других странах, получают арендные платежи и плату за право пользования недрами, это стимулирует частных владельцев участков земли передавать их в аренду недропользователям. Но это же стимулирует недропользователей к быстрейшему освоению полученных участков недр, так как лицензионные соглашения обычно предусматривают интенсивную программу работ, невыполнение которой ведет к расторжению арендного договора.

**В-шестых**, разветвленная трубопроводная система с конкурентным, открытым (прозрачным) и недискриминационным доступом к ней. Это дает возможность любому производителю и потребителю получить доступ к любым элементам этой системы и тем самым монетизировать эффект от разработки новых месторождений.

**В-седьмых**, преимущества развитой финансовой системы США, с одной стороны, обеспечивали наличие дешевого и доступного кредита, ибо нефтегазовые проекты финансируются преимущественно за счет заемных средств. С другой — возможность через фьючерсные рынки, финансовые деривативы сохранять при сделках приемлемый интервал финансовой прибыльности на годы вперед, хеджируя и перестраховывая риски снижения цен за счет будущих периодов. Правда, тем самым накапливается пузырь финансовой задолженности, который может рассосаться со временем, но может и лопнуть.

**В-восьмых**, налоговые и инвестиционные стимулы и прочие интенсивные меры прямой господдержки частного бизнеса (если страна нацелилась на достижение энергонезависимости или иной не менее амбициозной задачи, в основе которой лежат огромные инвестиции, то это делается в союзе, а не в противоборстве государства и частного бизнеса).

**Наконец**, «преимущества незнания», свойственные любому пионеру по причине отсутствия знания на начальном этапе о возможных негативных последствиях применения новых технологий, в первую очередь — экологического характера, которые проявляются и фильтруются на истинные и мнимые только в процессе их дальнейшей эксплуатации. Освоение сланцевого газа в этом смысле — не исключение. А коль скоро неизвестны риски и негативные последствия, то и отсутствуют удорожающие издержки усложнения/ужесточения разрешительных процедур, которые должны предотвращать эти (реальные или мнимые) негативные последствия.



В общем, как сказал известный публицист Дэн Йергин, лауреат престижной Пулитцеровской премии за свой посвященный глобальной истории развития нефтяного бизнеса фундаментальный труд *The Prize*, «такой комбинации факторов нет более нигде в мире»<sup>1</sup>. Поэтому освоение сланцевого газа (сланцевых углеводородов) в других странах, будь то в Европе или Азии, не поменяет глобальную картину энергетического мира и будет иметь лишь локальные последствия для этих стран.

Другой известный специалист, Филип Верлегер-мл., также считает, что «уникальные институциональные условия, лежащие в основе американской сланцевой революции, не могут быть найдены где-либо еще»<sup>2</sup>. По его мнению, США и Канада (образующие, по сути, единый газовый рынок) остаются единственными странами, которые поощряют развитие мелких эффективных энергетических компаний с низкими затратами, в то время как остальные страны полагаются на энергетические компании-гиганты типа «Экссон». Но освоение сланцевых углеводородов требует бурения сотен тысяч скважин с низкими затратами, а крупные транснациональные корпорации не могут реализовывать проекты на множестве мелких месторождений — это не их профиль. Они преуспевают в освоении небольшого числа очень дорогих, но высокопродуктивных мегапроектов, реализуя эффект масштаба.

### Пример случайной выборки

15 января 2014 г. в бизнес-зале ожидания Брюссельского аэропорта в двух имевшихся там англоязычных газетах и одном журнале политико-деловой направленности были представлены четыре материала по сланцевым углеводородам. В американском журнале *Bloomberg Business week*<sup>3</sup> из 8 1/2 успехов года под номером 4 описано, как гидроразрыв и горизонтальное бурение США переломили тенденцию снижения добычи нефти в США и привели к ее росту (в одном Техасе на 30% за год — с сентября 2012 г. по сентябрь 2013 г.). В заметке в *European Voice*<sup>4</sup> обсуждалось, что ужесточение экологического законодательства ЕС (в части требований по оценке экологических последствий проектов) не коснулось бурения на сланцевый газ: страны — члены ЕС не поддержали это предложение европарламентариев, и оно не вошло в согласованный незадолго до этого список поправок. Тем самым для сланцевого газа фактически предоставлены инвестиционные льготы (любая такая оценка стоит немалых денег, плюс в ЕС работает принцип «загрязнитель платит»). И тут же —

<sup>1</sup> Pfeifer S. Finds that form a bedrock of hope // Financial Times. 2012. 22 April.

<sup>2</sup> Verleger-Jr. P. K. The coming US boom and how shale gas will fuel it // Financial Times. 2012. 25 April.

<sup>3</sup> Bloomberg Business week. 2013, 23 дек. — 2014, 5 янв. С. 11.

<sup>4</sup> European Voice. 2014. 9 янв. С. 6.

две статьи про фактическое схлопывание перспектив сланцевого газа в Европе в *International New York Times*<sup>1</sup>: публикация известного ученого экономиста-энергетика П. Стивенса «Почему сланцевый газ не покорит Британию» и обзор, посвященный разочарованию энергетических компаний и их уходу из сланцевых проектов в Европе — «После разочаровавших результатов бурения *ENI* выходит из сланцевых проектов в Польше».

Общий тон обеих статей одинаков — Европа не США, и повторение американской сланцевой революции в Европе невозможно. Политики разочарованы, компании списывают убытки, завышенные ожидания не оправдались.

Итак, в основе вывода о невозможности повторения сланцевого опыта США в других странах лежат преимущественно институциональные факторы. Но тогда возникает естественный вопрос: если сланцевая революция США не может быть нигде воспроизведена за пределами этой страны по причинам институционального характера (по крайней мере, в сопоставимых масштабах и темпах), то в чем же тогда проявляются ее революционные и глобальные «эффекты домино»?

#### «Эффекты домино» американской сланцевой революции

На наш взгляд, американская сланцевая революция уже запустила цепочку необратимых по своим последствиям процессов в сопряженных с его освоением отраслях и сферах деятельности по всему миру. Взрывной рост добычи сланцевого газа в США привел к формированию избытка предложения и резкому снижению цен на газ в стране. Стало выгоднее покупать газ собственный, чем импортный. Поэтому в США — все еще пока крупнейшей мировой экономике — резко сократился спрос на импортный газ. В итоге сработал своеобразный «эффект матрицы», когда изменение параметров одной ее клетки приводит к изменению суммы по столбцу и по строке, а также общей суммы и, тем самым, к формированию новой матрицы. Но американская «матрица» сопоставима по масштабам с глобальной. Отсюда и серьезность последствий.

Можно выделить несколько волн прямых и косвенных эффектов/последствий («эффектов домино») от изменения баланса спроса — предложения на газ в США в результате сланцевой революции.

Эффект **первый** — для Европы (и нефтяной индексации). Фактическое закрытие рынка США для импортного (кроме канадского) (рис. 3.10) газа привело к переориентации в Атлантическом бассейне экспортных потоков сжиженного природного газа (СПГ) и к перенаправлению в Европу нацеленных на США поставок (преимущественно катарского) СПГ. Это повлекло формирование избытка предложения на европейском рынке газа, которое наложились на снижение спроса на газ в результате эко-

<sup>1</sup> International New York Times. 2014. 15 янв.

номического кризиса, мероприятий по повышению энергоэффективности и субсидируемого государствами ЕС развития возобновляемых энергоресурсов.

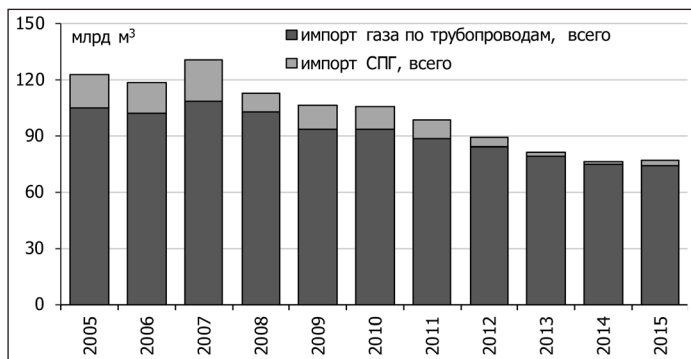


Рис. 3.10. Импорт природного газа и СПГ в США<sup>1</sup>

Источник: Орлова Е. Влияние сланцевой революции США на рынки газа ЕС. — Выступление на Семинаре по экономике энергетики и окружающей среды в Московской школе экономики МГУ, 6 октября 2016 г.

Расчет выполнен Е. Орловой, старшим экспертом Энергетического департамента ФИЭФ / аспиранткой РГУ нефти и газа кафедры «Международного нефтегазового бизнеса» (МНГБ), на основе данных Energy Information Administration.

В условиях избытка предложения, как это обычно и бывает, стали активно развиваться спотовые продажи и рынок разовых сделок, особенно в Великобритании и Северо-Западной Европе, где существует наиболее диверсифицированная в ЕС инфраструктура газовых поставок. Именно в это время (сентябрь 2009 г.) вступил в силу Третий энергетический пакет ЕС, который предусматривает радикальное изменение архитектуры газового рынка ЕС путем создания системы рыночных зон «вход — выход» (по типу бассейнов) с центрами спотовой торговли (виртуальными торговыми площадками) в каждой зоне. Можно сказать, что без американской сланцевой революции реформа газовой отрасли в Европе на основе Третьего энергопакета была бы как минимум сильно затруднена.

Последствия формирования избытка предложения в Европе в результате сланцевой революции в США оказали серьезное и, полагаю, необратимое влияние на контрактные структуры и механизмы ценообразования поставок сетевого газа в Европе основных традиционных

<sup>1</sup> Орлова Е. Влияние сланцевой революции США на рынки газа ЕС. — Выступление на Семинаре по экономике энергетики и окружающей среды в Московской школе экономики МГУ, 6 октября 2016 г.: [http://www.fief.ru/img/files/2016.10.06\\_OrlovaES\\_Vli\\_nie\\_slancevoj\\_revologii\\_SSA\\_na\\_Evropu.pdf](http://www.fief.ru/img/files/2016.10.06_OrlovaES_Vli_nie_slancevoj_revologii_SSA_na_Evropu.pdf).

экспортеров — России, Норвегии, Алжира и новых поставщиков, в первую очередь Катара (рис. 3.11). На сжимающемся рынке началась борьба увеличившегося числа поставщиков за удержание и завоевание своей рыночной ниши, т. е. пошла игра на понижение цен (вплоть до прямого демпингования) в условиях, когда у покупателей расширились возможности выбора альтернативных поставщиков. Экспортеры вынуждены пересматривать свои контракты, смягчать их условия, вводить различные скидки к цене, фактически все более и более отходя от нефтяной (в Европе — нефтепродуктовой) индексации газовых цен. Вот это, на наш взгляд, главный на сегодня «эффект домино» американской сланцевой революции.

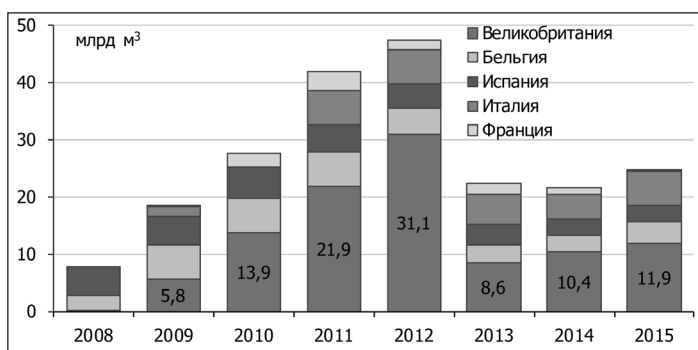


Рис. 3.11. Поставки катарского СПГ в ЕС<sup>1</sup>

Источник: Орлова Е. Влияние сланцевой революции США на рынки газа ЕС. — Выступление на Семинаре по экономике энергетики и окружающей среды в Московской школе экономики МГУ, 6 октября 2016 г.

Расчет выполнен Е. Орловой, старшим экспертом

Энергетического департамента ФИЭФ / аспиранткой РГУ нефти и газа кафедры «Международного нефтегазового бизнеса» (МНГБ), на основе данных ВР.

При этом страны, добывающие газ как попутный (Норвегия, Великобритания) или с большим содержанием жидких фракций (Катар), могут позволить себе продавать его даже ниже себестоимости, поскольку потери (или недополученную выручку) от продажи газа по низким ценам они с лихвой компенсируют продажей жидких углеводородов по высоким ценам, сохраняющимся на рынке нефти. России («Газпрому») в этом отношении намного сложнее — мы продолжаем добывать преимущественно сухой сеноманский газ из гигантских месторождений, реализуя

<sup>1</sup> Орлова Е. Влияние сланцевой революции США на рынки газа ЕС. — Выступление на Семинаре по экономике энергетики и окружающей среды в Московской школе экономики МГУ, 6 октября 2016 г.: [http://www.fief.ru/img/files/2016.10.06\\_OrlovaES\\_Vli\\_nie\\_slancevoj\\_revologii\\_SSA\\_na\\_Evropu.pdf](http://www.fief.ru/img/files/2016.10.06_OrlovaES_Vli_nie_slancevoj_revologii_SSA_na_Evropu.pdf).

тем самым «эффект масштаба», но возможность ценового маневра для нас из-за монотоварного характера газодобычи существенно сужена по сравнению с нашими конкурентами на рынке ЕС, для которых газ является фактически побочным или даже бросовым продуктом нефтедобычи.

Эффект **второй** — для Азии (и нефтяной индексации). Нарастивание добычи сланцевого газа в США привело к превращению страны в экспортера сжиженного природного газа уже в 2016 г., когда первый экспортный терминал СПГ США в Сабин Пасс начнет отгрузки. К этому времени была завершена реконструкция третьей очереди Панамского канала под пропуск стандартных танкеров-метановозов дедвейтом 275 тыс. т. Первые поставки американского СПГ были законтрактованы на премиальный рынок АТР, где контрактная цена на СПГ — наиболее высокая в мире, так как привязана к нефти (так называемому «японскому нефтяному коктейлю» — корзине нескольких ключевых сортов сырой нефти, импортируемой в страну). Однако формула цены американского СПГ при поставках в АТР, по крайней мере, в первых трех разрешенных контрактах, предусматривает иной механизм ценообразования — привязку к цене американского спотового рынка *Henry Hub*.

Таким образом, на рынке АТР может начаться конкуренция двух контрактных моделей ценообразования с разными закономерностями формирования и поведения цен «замещающих» энергоресурсов (т. е. тех, к чему привязаны импортные цены СПГ в АТР): с нефтяной индексацией и с газовой индексацией по *Henry Hub*.

В первом случае привязка цены СПГ производится к цене на мировом рынке нефти, которая определяется поведением глобальных ненефтяных спекулянтов, т. е. глобальных финансовых игроков (преимущественно крупнейших американских инвестиционных банков), в инвестиционные портфели которых включены также и разнообразные нефтяные бумаги (нефтяные финансовые деривативы), поскольку рынок «бумажной» нефти (фьючерсные контракты и их производные) давно стал составной, но при этом весьма незначительной по объему частью глобального финансового рынка. Во втором случае цена СПГ индексируется по котировкам газового хаба (центра спотовой торговли) США *Henry Hub*. Их динамика определяется балансом спроса-предложения газа на рынке США.

Таким образом, и динамика этих замещающих энергоресурсов (для СПГ в АТР) различная, и происходит она на разном уровне.

Сегодняшние цены на СПГ в АТР с нефтяной индексацией существенно выше, чем проектные цены СПГ в АТР из США с привязкой к *Henry Hub*. Ценовая привлекательность рынка АТР нацеливает многие новые проекты СПГ (а именно: американские, канадские, австралийские, будущие восточноафриканские) именно на этот рынок. Незаконтрактованная рыночная ниша в АТР поэтому быстро сжимается. На наш

взгляд, существует риск повторения в АТР ситуации, что сложилась ранее на рынке Европы, когда избыток предложения заставил экспортеров пойти на понижение цен, реструктуризацию контрактов и значительно сократил рыночную нишу контрактов с нефтяной (нефтепродуктовой) индексацией в Европе. Если избыток предложения сложится и на рынке АТР (замедление роста спроса, наращивание нового предложения в погоне за высокой ценой), то это может запустить маховик массового перехода, инициированного и ведомого потребителями, от нефтяной привязки к привязке к газовым ценам *Henry Hub*.

Неблагоприятные последствия этого для России очевидны: ориентированные на рынок АТР проекты могут оказаться нерентабельными. По мнению Татьяны Митровой (аналогичный вывод — у компании «Делойт»), «поставки газа из США не только могут вытеснить с рынка более дорогие проекты (например, из Австралии и России), но и, по всей видимости, сыграют важную роль в процессе выработки нового подхода к формированию цен на СПГ по всему миру и в переходе в долгосрочной перспективе к привязке к спотовым ценам»<sup>1</sup>.

Но это же создает и мощные стимулы для концентрации первоочередных усилий на повсеместном (по всей газовой цепочке) снижении издержек за счет, в первую очередь, революционных направлений НТП, для чего потребуются пересмотреть политику по формированию благоприятного инвестиционного климата в нашей стране. То есть, как гласит народная мудрость, «нет худа без добра».

Эффект **третий** — для формирования глобального рынка газа. Превратившись в газового экспортера, США станут вторым после Катара глобальным арбитражером на рынке СПГ (третьим, на наш взгляд, станут Мозамбик и Танзания, на шельфе которых были открыты крупнейшие ресурсы газа), т. е. страной-экспортером, которая сможет работать одновременно как в Атлантическом бассейне, так и в АТР. Это ускорит ставшее необратимым формирование глобального рынка газа, который будет состоять из региональных рынков сетевого газа, связанных воедино поставками СПГ, где глобальные арбитражеры будут играть роль своеобразных регуляторов рыночной конъюнктуры в региональных секторах, влияя на межрегиональные перетоки газа (как Катар в 2013 г. фактически ушел с европейского рынка — из Атлантического бассейна — на рынок АТР за более высокой ценой — см. рис. 3.11 и 3.12).

Эффект **четвертый** — сланцевая революция продлевает эру углеводородной энергетики. Она делает еще менее актуальной теорию «пиковой нефти» (построенную на некритической интерпретации теории Кинга Хабберта и его «кривой Хабберта») о якобы скором исчерпании ресурсов

---

<sup>1</sup> Митрова Т.А. Перспективы развития экспорта СПГ из Северной Америки и его влияние на мировые газовые рынки // Энергетическая политика. 2012. № 6. С. 30–41.

углеводородов. Бывшие когда-то нерентабельными для освоения ресурсы сланцевой нефти и газа теперь перешли в категорию «традиционных» энергоресурсов, т. е. ушли «под» «кривую Хабберта», сдвинув ее пик вправо вверх.

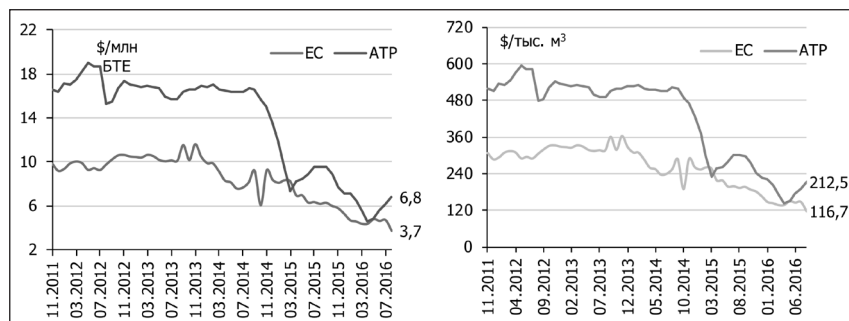


Рис. 3.12. Средняя контрактная цена СПГ в ЕС и ATP<sup>1</sup>

Источник: Орлова Е. Влияние сланцевой революции США на рынки газа ЕС. — Выступление на Семинаре по экономике энергетики и окружающей среды в Московской школе экономики МГУ, 6 октября 2016 г.

Расчет выполнен Е. Орловой, старшим экспертом Энергетического департамента ФИЭФ / аспиранткой РГУ нефти и газа кафедры «Международного нефтегазового бизнеса» (МНГБ), на основе данных Poten and Partners, Bloomberg.

Эффект **пятой** — ставший дешевым американский газ начал вытеснять более дорогой (по американским меркам) уголь из баланса котельно-печного топлива на рынке США. И вытеснил его на экспорт в Европу, где, ставший дешевым (по европейским меркам), этот уголь вступил в конкуренцию и начал выигрывать ее, например — в электроэнергетике, у более дорогого контрактного трубопроводного газа с нефтепродуктовой индексацией (т. е. в первую очередь, у российского газа), вытесняя его из конкурентных сфер потребления. Это — вторая волна конкурентного давления на экспортеров трубопроводного газа с контрактами с нефтепродуктовой ценовой привязкой в направлении снижения цен для сохранения своей конкурентной ниши. При этом коммерческая выгода потребителей вступает в прямое противоречие с заявленными долгосрочными политическими целями Евросоюза по уменьшению негативного воздействия на окружающую среду, ибо более чистое топливо (газ) вытесняется более грязным (уголь).

<sup>1</sup> Орлова Е. Влияние сланцевой революции США на рынки газа ЕС. — Выступление на Семинаре по экономике энергетики и окружающей среды в Московской школе экономики МГУ, 6 октября 2016 г.: URL: [http://www.fief.ru/img/files/2016.10.06\\_OrlovaES\\_Vlienie\\_slancevoi\\_revologii\\_SSA\\_na\\_Evropu.pdf](http://www.fief.ru/img/files/2016.10.06_OrlovaES_Vlienie_slancevoi_revologii_SSA_na_Evropu.pdf).

Эффект **шестой** — экология. Уменьшение потребления угля в США и замещение его газом и, наоборот, наращивание потребления угля в Европе и вытеснение им газа привело к уменьшению выбросов  $\text{CO}_2$  в США и фактическому (но не статистическому, из-за механизма торговли квотами на выбросы) наращиванию выбросов в Европе.

Европейская экономическая и энергетическая политика имеет ярко выраженную экологическую компоненту — за чистоту окружающей среды. Однако когда выяснилось, что потреблять уголь (преимущественно дешевый американский, вытесненный в Европу американским сланцевым газом), гораздо более грязное, чем газ, топливо, стало выгоднее, чем газ, в первую очередь, дорогой контрактный газ с нефтепродуктовой индексацией цены, в Европе тут же забыли про борьбу за экологию и стали преследовать прямую коммерческую выгоду. Отсюда — расширение доли потребления угля в европейской электроэнергетике, вытеснение газа углем за счет того, что он стал более дешевым. То есть в Европе идут процессы, обратные американским.

Конечно, существует механизм торговли квотами на выбросы, обеспечивающий в рамках специфического статистического учета и отчетности (реальные выбросы плюс/минус «бухгалтерский» баланс торговли квотами на выбросы), который может показать уменьшение или неувеличение выбросов «на бумаге» (за счет баланса по торговле квотами на выбросы) при фактическом их увеличении в данном регионе (за счет вытеснения более чистого при сжигании газа более грязным углем). Но если говорить о фактических выбросах, то США, замещая уголь сланцевым газом, уменьшают выбросы  $\text{CO}_2$  в окружающую среду, а Европа, которая прорекламировала свои экологические цели, наоборот, их увеличивает.

Очевидно, что доминирует коммерческий интерес. Когда государство видит, что компании не могут платить налог на прибыль, поскольку прибыль уходит в минус, оно защищает своих крупнейших налогоплательщиков, каковыми, в частности, являются газовые компании. В Европе большая часть налогов — это налоги с прибыли, поэтому если она схлопывается, то и налоговые платежи уменьшаются. Но они ой как нужны во время кризиса... А выбросы парникового газа не растут из-за потребления угля потому, что компании начинают покупать квоты в других странах. Вот и получается, что на бумаге вроде как все выглядит чисто, а в реальности — нет.

Эффект **седьмой** — сланцевая нефть. Успехи в добыче сланцевого газа и снижение цен на него в США привели к переносу акцента в освоении сланцевых ресурсов углеводородов с сухого на жирный газ и сланцевую нефть в США для повышения монетизации их освоения. В итоге США стали пионером освоения не только сланцевого газа, но и сланцевой нефти, что было вызвано прежде всего насущными экономическими



потребностями — избежать нарастающего кризиса задолженности американских компаний, занимающихся освоением сланцев. Таким образом, похоже, что добыча сланцевого газа нужна все более для того, чтобы добывать ассоциированные жидкие фракции.

Эффект **восьмой** — мировой рынок нефти. Нарращивание добычи сланцевой нефти в США повышает вес этой страны на мировом рынке нефти. Сегодня, на наш взгляд, он биполярный, ибо на рынке физической нефти доминирует Саудовская Аравия, а США уже давно доминируют на рынке «бумажной» нефти. При этом они являются экспортером нефтепродуктов, сокращают импорт сырой нефти. И не приведет ли наращивание добычи сланцевой нефти в США к превращению страны в экспортера жидкого топлива и в итоге — к трансформации мирового нефтяного рынка в униполярный?

Эффект **девятый** — мировой рынок капитала. Снижение цен на газ в США приводит к развороту международных потоков капитала: инвестиции в энергоемкие производства начинают возвращаться в США, привлекаемые низкими затратами на энергию, из развивающихся стран, куда они ранее двигались из-за низких издержек на рабочую силу и пренебрежения стандартами охраны окружающей среды.

Итак, американская сланцевая революция — это действительно *game changer*, имеющая глобальные последствия в глобальном мире с учетом веса США в мировой экономике. Вызванные ею изменения описываются и «эффектом домино», и «эффектом матрицы», и «эффектом масштаба». Последствия эти, на наш взгляд, необратимы, точка невозврата пройдена. Свою историческую роль американская сланцевая революция уже сыграла. Но какова может быть ее дальнейшая судьба в самих США?

### Текущие проблемы США

Важнейшим фактором реализации американской сланцевой революции было наличие в докризисный период финансового благополучия — доступного кредита, необходимого для интенсивного проектного (долгового) финансирования освоения сланцевого газа. Но в условиях снижения газовых цен в результате формирования избытка предложения это привело к нарастанию пузыря финансовой задолженности. В статье со знаковым названием «США: революция съест своих детей» в журнале *Shale Gas Investment Guide* (зима 2012 г.) говорилось, что «еще до коллапса газовых цен производители сланцевого газа тратили в 2–5 раз больше получаемой операционной прибыли на финансирование покупки или аренды земельных участков, программы бурения и заканчивания скважин...» Ровно такой же вывод содержался в статье в *Financial Times* — по видимому, ведущей деловой газете — весной того же года<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> *Dizard J. Familiar echoes in shale gas boom // Financial Times. 2012. 6 May.*

После кризиса 2009 г. и снижения цен на газ кривая добычи сланцевого газа (резкое падение дебитов скважин) требует эскалации бурения и, соответственно роста затрат и обслуживания долга. Отсюда — образование пирамиды и нарастание финансового пузыря накопленной задолженности. При этом доступные механизмы хеджирования лишь отодвигают, но не решают проблему. Решением может быть выход на экспортный рынок АТР, где более высокая премиальная цена реализации газа позволит уменьшить пузырь задолженности, в результате чего он начнет постепенно сдуваться, и удастся избежать его схлопывания.

Система недропользования США требует быстрого возврата неразбуриваемых участков владельцу земли, поэтому арендаторам участков нельзя отложить их освоение. Разработчики сланцевых ресурсов «второй волны» (пришедшие в бизнес по следам успеха первой) стоят перед дилеммой поздней (дорогой, с премией) аренды участков: либо вернуть их (и списать затраты), либо продолжать бурить (меньший из убытков) в ожидании получения права на экспорт.

У компаний-разработчиков сланцевых ресурсов существуют опасения, что администрация США закроет период налоговых каникул для независимых компаний, которые сегодня предъявляют к налоговым вычетам затраты на бурение, что позволяет финансировать бурение новых скважин и сдерживать надувание пузыря задолженности. Многие компании идут на списание затрат на рынке США в надежде экспортировать накопленный опыт на рынки сланцевого газа в других странах.

Таким образом, перед страной, обеспечившей сланцевую революцию и запустившей необратимую цепочку ее глобальных последствий, стоит задача предотвращения схлопывания пузыря финансовой задолженности компаний — разработчиков сланцевых ресурсов и мягкого постепенного его сдувания. Удастся ли это — покажет время.

## Источники

1. *Konoplyanik A.* The US Shale Gas Revolution And Its Economic Impacts In The Non-US Setting: A Russian Perspective (pp. 65–106). — in: “Handbook of Shale Gas Law and Policy” / ed. by Tina Hunter, Intersentia, 2016. 412 pp.
2. *Konoplyanik A.* US LNG vs Russian pipeline gas in the EU: to get rid of the rival? // Presentation at the Free webinar “US LNG and European gas market”, organized by Vostock Capital prior to “LNG 2017 Congress Russia”, Moscow — London, 26.10.2016.
3. *Конопляник А.А.* Границы конкурентоспособности контрактных поставок на рынке СПГ в АТР при разных механизмах ценообразования: нет-бэк от стоимости замещения в АТР (нефтяная привязка — к *JCC*) vs кост-плюс (газовая привязка — к *Henry Hub*). — Выступление на международной конференции «СПГ Конгресс Россия 2016», 16–18 марта 2016 г., Балчуг Кемпински, Москва (совместно с Сун Джинсок) (на сайте

- www.konoplyanik.ru презентация представлена на русском и английском языках).
4. *Конопляник А. А., Сун Дж.* Есть ли шансы у американского СПГ? // Нефть России. 2016. № 5–6. С. 11–19.
  5. *Сун Дж.* Сланцевый газ, надежда или разочарование? Американский СПГ — выход для потребителей в АТР или иллюзия? // Энергетика Евразии: новые тенденции и перспективы. 2016. С. 51–59.
  6. *Конопляник А. А.* Американская сланцевая революция: последствия неотвратимы // ЭКО. 2014. № 5. С. 111–126.
  7. *Конопляник А. А.* «Эффект домино» американской сланцевой революции // Вестник аналитики. 2014. № 1 (55). С. 87–94.
  8. *Конопляник А. А.* Сланцевый газ: не конкурент, но стимулятор реформы экспортного ценообразования «Газпрома» (комментарий к статье К. Барыш «Сланцевый газ и энергобезопасность Евросоюза») // Нефтегазовая Вертикаль. 2010. № 18. С. 28–29.
  9. *Конопляник А. А.* О возможных последствиях превращения США в экспортера СПГ (приглашение к дискуссии) / Выступление на Московском международном энергетическом форуме «ТЭК России в XXI веке» (ММЭФ-2013) / «Круглый стол»: Открытое заседание Программного комитета ММЭФ-2013 «“Энергетическая стратегия” России: догма или изменяющийся взгляд на перспективу?». М., 2013. 7 февр.
  10. *Konoplyanik A.* ‘Domino Effects’ of US Shale Gas Revolution: International Consequences in Institutional Sphere” // Presentation at Forum1: “Keynote Forum — Decoding Global and Chinese Trend on Emerging Industries”, BIT’s 1st Frontier Industrial Forum-2013. Qingdao. China. 24–25 October 2013.
  11. *Konoplyanik A.* Shale gas as “game changer” for the European energy market? A perspective from exporter’s angle (Economic and Geopolitical Implications for Russia). — Keynote speaker’s presentation at the Conference “Unconventional Gas Market Scenarios: Economics, Supply & Pricing Strategies for Upstream & Downstream Operators”, Ramada Hotel Alexanderplatz, Berlin, Germany, 21–22 May 2012.
  12. *Konoplyanik A.* Shale gas: Economic and Geopolitical Implications for Russia. — Presentation at the Transatlantic Energy Governance Dialogue Conference “Shale Gas. A game changer for European energy security?”, Central European University, Budapest, Hungary, 12–13 May 2011.

### **Источник Орловой Е.**

*Орлова Е.* Влияние сланцевой революции США на рынки газа ЕС / Выступление на Семинаре по экономике энергетики и окружающей среды в Московской школе экономики МГУ, 6 октября 2016 г.

### **Источник Дж. Сун.**

*Сун Дж.* Сланцевый газ, надежда или разочарование? Американский СПГ — выход для потребителей в АТР или иллюзия? // Энергетика Евразии: новые тенденции и перспективы. 2016. С. 51–59.

### Сторонние источники

1. Жуков С. В., Золина С. А. США: финансовые рынки и развитие сектора неконвенциональной нефти // *Мировая экономика и международные отношения*. 2016. № 10 (в печати).
2. Bros T. Gas Price Development. Presentation at ENERGETIKA-XXI Conference, SPB. 11.11.2015. Slides 10, 14.
3. Stern J., Fattouh B. Oxford Institute for Energy Studies, 'Lower Oil and Gas Prices: new phenomenon or history repeated?' / Presentation at the ENERGETIKA-XXI, St. Petersburg. 12 November 2015. Slide 18.
4. Cheniere Energy Annual Report 2014.
5. Asian Quest for LNG in a Globalizing Market: IEA.
6. EIA Natural Gas Data (<https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9132mx2A.htm>).
7. Pfeifer S. Finds that form a bedrock of hope // *Financial Times*. 2012. 22 April.
8. Verleger-Jr. P. K. The coming US boom and how shale gas will fuel it // *Financial Times*. 2012. 25 April.
9. Мумрова Т. А. Перспективы развития экспорта СПГ из Северной Америки и его влияние на мировые газовые рынки // *Энергетическая политика*. 2012. № 6. С. 30–41.
10. Exporting the American Renaissance. Global impacts of LNG exports from the United States. A report by the Deloitte Center for Energy Solutions and Deloitte Market Point LLC, Deloitte Center, 2013. 24 p.
11. Dizard J. Familiar echoes in shale gas boom // *Financial Times*. 2012. 6 May.

### 3.3. Альтернативная энергетика и цены на энергоносители

#### 3.3.1. Альтернативная энергетика перестала быть «альтернативной»

Изменение конкурентных позиций Российской Федерации на мировых рынках связано не только с усложнением ситуации на рынках нефти и газа, но и с быстрым развитием альтернативной энергетики, способствующей формированию избытка углеводородов на европейском континенте. С начала XXI в. в мире наблюдается процесс трансформации глобальной энергетики, одной из важнейших черт которого является увеличение доли безуглеродных технологий, в первую очередь технологий возобновляемой энергетики (ВИЭ), в балансах производства и потребления энергии. Эти изменения энергетических приоритетов зафиксированы в концептуальных документах ООН, принятых этой организацией на конференциях по устойчивому развитию в 2012 и 2015 гг., а также на климатической конференции сторон РКИК ООН в Париже в декабре 2015 г.

Как недавно заметил исполнительный директор Международного энергетического агентства (МЭА) Фатих Бироль, «эра ВИЭ как ниши закончилась»<sup>1</sup>. Действительно, статистика ввода новых мощностей

---

<sup>1</sup> Страница Фатих Бироля в Твиттере [Электронный ресурс] / URL: <https://twitter.com/ieabirol/status/746251999285477376>.

в энергетике свидетельствует, что возобновляемая энергетика вышла из категории «альтернативной». На данный момент ВИЭ это самый быстрорастущий и быстроразвивающийся сектор мировой энергетики: в 2015 г. доля прироста новых мощностей ВИЭ в мире составила 59%, а в ЕС на нее приходилось все 100% чистого прироста мощностей. В 2015 г. производство электроэнергии на основе ВИЭ в мире достигло рекордных 23%. Такие впечатляющие результаты стали возможны, прежде всего, благодаря сокращению стоимости применяемых технологий и увеличению их эффективности: по некоторым технологиям (в частности, фотогальваники) сокращение стоимости за последние семь лет составило 80%<sup>1</sup>.

В России отношение к возобновляемой энергетике противоречивое. Сторонники традиционной генерации отвергают всякую необходимость дорогостоящих экспериментов с экзотической энергетикой в стране, где запасов газа, нефти и угля хватит на десятилетия вперед, особенно, когда эти эксперименты вынуждены оплачивать конечные потребители электроэнергии в период непростой экономической ситуации. На недавнем Петербургском экономическом форуме вице-премьер Аркадий Дворкович сообщил, что возобновляемые источники энергии пока «бесконечно дороги» и «мы просто ждем, когда технологии станут более дешевыми»<sup>2</sup>. Таким образом, в России распространено мнение, что возобновляемая энергетика дорогая, экономически неэффективная и развивать ее, по крайней мере, в ближайшей перспективе, не стоит.

Однако находятся и немногочисленные сторонники «зеленой» генерации, которые считают, что России необходимо занять свое место на мировом рынке возобновляемой энергетики, наращивая долю ВИЭ-генерации внутри страны, и выходить на внешние рынки с инжиниринговыми решениями и конечной продукцией.

Таким образом, экономическое обоснование развития возобновляемой энергетики в России не является однозначным.

### 3.3.2. Стоимость технологий, *LCOE*

По данным инвестиционного банка *Lazard*<sup>3</sup>, в 2015 г. ветроэнергетика и крупная солнечная энергетика стали самыми экономичными способами генерации электроэнергии в США.

По данным Министерства энергетики США, средняя цена долгосрочных договоров на приобретение электроэнергии, произведенной на ВЭС, уже в 2014 г. упала до 23,5 долл./МВт·ч (или 1,5 руб. за 1 кВтч

<sup>1</sup> Сидорович В. А. Мировая энергетическая революция. М.: Альпина Паблишер, 2015.

<sup>2</sup> URL: <https://rg.ru/2016/06/17/dvorkovich-prizval-ne-toropitsia-s-vozobnovliaemyimi-istchnikami-energii.html>.

<sup>3</sup> URL: <https://www.lazard.com/media/2392/lazard-s-levelized-cost-of-energy-analysis-90-key-findings.pdf>.

по нынешнему курсу), т. е. ниже американских оптовых цен. К слову сказать, еще в 2009 г. она составляла примерно 70 долл./МВт·ч.

Продолжается снижение цен и на солнечное электричество. По итогам тендера в Дубае в начале 2015 г. была зафиксирована цена 58,4 долл./МВт·ч. В 2016 г. в Перу был достигнут уровень 48 долл./МВт·ч, в Мексике – 36 долл./МВт·ч. Самой низкой на сегодняшний день является цена недавнего тендера на 800 МВт в ОАЭ, упавшая до 29,9 долл./МВт·ч.

Таблица 3.1

**Приведенная стоимость производства энергии (LCOE)  
без учета субсидий, долл./МВт·ч, 2016 г.**

Ветроэнергетика	32–77
Крупные СЭС	50–70
Парогазовая генерация	52–78
Газотурбинные электростанции	68–101

*Источник:* Как альтернативная энергетика становится выгодной // РБК Газета. № 114 (2370) (3006) // URL: <http://www.rbc.ru/newspaper/2016/06/30/5773ab2d9a794727f46ccaff>.

Таким образом, ВИЭ уже сегодня обеспечивают низкую стоимость электроэнергии во многих регионах мира. Электричество на основе ВИЭ практически бесплатно, в его производстве нет топливной составляющей. При этом то, что удельные капитальные затраты в ветровой и в солнечной энергетике будут падать и дальше, ни у кого не вызывает сомнения.

Помимо собственно финансовой стороны, при сравнительной оценке различных технологий генерации сегодня все чаще принято учитывать социально-экономические и экологические факторы. Действительно, если вследствие производства «дешевой» угольной электроэнергии увеличиваются заболеваемость и смертность, не значит ли это, что она обходится слишком дорогой ценой? Между тем, локальное загрязнение от электроэнергетики непосредственно воздействует на здоровье людей. Согласно статистике ВОЗ (Всемирной организации здравоохранения), ежегодно порядка 7 млн человек преждевременно умирает из-за заболеваний, связанных с плохим качеством воздуха<sup>1</sup>. В Нью-Дели, признанным самым грязным городом, около половины населения страдают респираторными заболеваниями. В 2014 г. правительство Китая выделило 2,4 млрд долл. на повышение качества воздуха, а Национальный центр Китая по борьбе с изменением климата призвал правительство радикаль-

<sup>1</sup> Household Air Pollution and Health, Fact sheet N°292, WHO 2014 [Электронный ресурс] / URL: <http://www.who.int/mediacentre/news/releases/2014/air-pollution/en/> (дата обращения: 18.02.2016).

но снизить долю угля в национальном энергобалансе. В августе 2014 г. Пекин объявил мораторий на использование угля, начиная с 2020 г.<sup>1</sup>

Воздействие сжигания углеводородов на здоровье людей существенно, однако оценить его сложно, и попыток сделать это до сих пор было немного. В частности, Агентство по защите окружающей среды США представило оценку расходов населения на лечение от астмы и респираторных заболеваний, которые, по мнению ученых, могли быть вызваны сжиганием углеродного топлива; оценка составила 362–887 млрд долл. в год. В свою очередь, Альянс по вопросам здоровья и окружающей среды Европейского союза представил оценку аналогичного показателя в 42,8 млрд долл. в год<sup>2</sup>. Если можно было бы включить эти издержки в себестоимость производства электроэнергии, то она оказалась бы куда более затратной, чем сейчас.

### 3.3.3. Влияние ВИЭ на цены на энергетических рынках

В России экономически обоснованная цена электроэнергии, произведенная ВИЭ-генераторами, пока сильно превышает существующие тарифы. Однако следует отметить, что тариф не является единственным источником возврата инвестиций в электроэнергетике. А самое главное, «зеленая» генерация становится конкурентоспособной не вдруг сама по себе, а это является результатом целенаправленных, планомерных усилий общества по возвращению новой отрасли, подкрепленных широким кругом мер государственной поддержки. Без участия государства новые отрасли не создаются, неважно, будь то атомная энергетика или добыча сырья. По мере становления отрасли и проявления эффекта масштаба возобновляемая энергетика требуют все меньше государственной поддержки, и объем последней постепенно сокращается.

В настоящее время программы поддержки возобновляемой энергетики реализуются в 173 странах<sup>3</sup>. На практике, как правило, применяется сразу несколько инструментов. Согласно статистике в странах с высоким доходом применяется в среднем 4,8 механизма, в странах с низким доходом — только 2,2<sup>4</sup>. В табл. 3.2 представлен обзор инструментов поддержки в мире.

---

<sup>1</sup> Smoggy Beijing to ban coal use, Xinhua 2014 [Электронный ресурс] / URL: [http://news.xinhuanet.com/english/china/2014-08/04/c\\_133531366.htm](http://news.xinhuanet.com/english/china/2014-08/04/c_133531366.htm) (дата обращения: 18.02.2016).

<sup>2</sup> *Machol B., Rizk S.* Economic value of U.S. fossil fuel electricity health impacts, Volume 52, February 2013. P. 75–80. Environment International.

<sup>3</sup> Renewables 2016 Global Status Report, REN21 2016. Pp.9 [Электронный ресурс] / URL: [http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR\\_2016\\_KeyFindings1.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_KeyFindings1.pdf).

<sup>4</sup> Evaluating Renewable Energy Policy: A Review of Criteria and Indicators for Assessment, IRENA, 2014 [Электронный ресурс] / URL: [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Evaluating\\_RE\\_Policy.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Evaluating_RE_Policy.pdf).

Таблица 3.2

**Обзор использования механизмов поддержки ВИЭ по видам**

Инструменты поддержки	2004	2013	2015
Страны с утвержденными национальными целями по ВИЭ	48	144	173
Страны/субъекты, использующие фиксированный тариф ( <i>FIT</i> )	34	106	110
Страны/субъекты, использующие квоты/сертификаты	11	99	100

Источник: Renewables 2016 Global Status Report, REN21 2016. P. 9 [Электронный ресурс] / URL: [http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR\\_2016\\_KeyFindings1.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_KeyFindings1.pdf).

Налоговые стимулы используются практически повсеместно, в то время как инвестиционные субсидии и гранты — в основном в странах с высоким доходом.

Фиксированный тариф (*FIT*) является самым распространенным механизмом поддержки ВИЭ в мире: на 2015 г. 110 стран (66%) использовали именно этот инструмент<sup>1</sup>. В Европейском Союзе схема фиксированного тарифа используется в качестве основного механизма поддержки ВИЭ в 20 из 28 стран — членов ЕС. Помимо этого, в трех странах данная схема применяется для развития определенных технологий<sup>2</sup>. На основе фиксированного тарифа в ЕС было построено и введено в эксплуатацию порядка 85% ветровых и 100% солнечных электростанций<sup>3</sup>. Доказано, что данный инструмент является более эффективным, чем налоговые льготы, квоты или портфельные стандарты<sup>4</sup>.

Впервые фиксированный тариф был введен в 1978 г. в США на уровне штатов<sup>5</sup>. Однако наибольшую популярность он приобрел после принятия Германией в 1994 г. своего закона о ВИЭ, введившего фиксированный тариф в качестве основного механизма поддержки возобновляемой энергетики. Немецкий Закон о ВИЭ стал своего рода бэнчмаркингом для законодательного регулирования поддержки ВИЭ во многих странах.

В рамках схемы фиксированного тарифа инвесторам (девелоперам) предоставляются долгосрочные контрактные условия на покупку «зеленой» электроэнергии на длительный срок, как правило, на 15–20 лет. Плата определяется за каждый кВт·ч произведенной электроэнергии. Величина фиксированного тарифа в значительной степени зависит от технологии, года ввода в эксплуатацию, вида и размера установки, а так-

<sup>1</sup> *Haller M.* EEG-Umlage und die Kosten der Stromversorgung für 2014 Eine Analyse von Trends, Ursachen und Wechselwirkungen. Öko-Institut e.V. Berlin 2013 [Электронный ресурс] / URL: <http://www.oeko.de/oekodoc/1793/2013-475-de.pdf>.

<sup>2</sup> *Копылов А. Е.* Экономика ВИЭ. М.: Грифон, 2015.

<sup>3</sup> Там же.

<sup>4</sup> Renewables 2009 Global Status Report, REN21 2009. [Электронный ресурс] / URL: <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>.

<sup>5</sup> *Копылов А. Е.* Экономика ВИЭ. М.: Грифон, 2015.



же не в последнюю очередь от амбициозности планов правительства в отношении достижения целей по ВИЭ. Таким образом, одним из ключевых факторов успеха и эффективности механизма фиксированного тарифа является то, что он гарантирует инвесторам выручку, достаточную, чтобы покрыть издержки и обеспечить доходность на капитал<sup>1</sup>.

В странах, где фиксированный тариф применяется уже давно (например, в Германии), существуют четко отлаженные административные процедуры, позволяющие минимизировать транзакционные издержки реализации данного механизма, в частности, сократить сроки, снизить бюрократические расходы и издержки на осуществление проекта. Кроме того, право использования схемы фиксированного тарифа распространяется на всех, кто способен инвестировать, включая домовладельцев, предпринимателей, федеральные и местные органы власти, частных инвесторов, энергокомпании и НКО. Все это, в конечном счете, приводит к быстрому распространению технологий ВИЭ внутри страны<sup>2</sup>.

Механизм фиксированного тарифа существует в двух вариантах: схема фиксированной цены и схема фиксированной надбавки. В первом варианте плата за кВт·ч не зависит от рыночной цены и не меняется на протяжении установленного периода действия схемы поддержки (15–20 лет). Таким образом, обеспечивая гарантированные денежные потоки в течение долгосрочного периода, такой подход создает стабильные условия инвестирования и, тем самым, минимизирует риск для инвестора.

В случае фиксированной надбавки объем выплат определяется суммой фиксированной надбавки и рыночной стоимости электроэнергии. Таким образом, модель фиксированной является наиболее рыночно-ориентированной из всех систем на основе фиксированных выплат, так как величина выплат зависит от рыночной цены, а гарантий генераторам на покупку их энергии не предоставляется. Генерирующие компании, функционирующие на основе ВИЭ, вынуждены становиться полноправными участниками рынка электроэнергии и играть по его правилам.

В настоящее время самым распространенным подходом остается модель фиксированной цены, однако многие страны начинают параллельно вводить механизм фиксированной надбавки и предлагать генераторам выбор из двух вариантов.

Фиксированный тариф, если он оптимален, эффективен в достижении целевых показателей. Однако ввиду несовершенства рынка, асимметричности информации, лоббирования в отрасли, технологического прогресса и прочих факторов уровень тарифа зачастую оказывается не-

<sup>1</sup> Dinica V. Support Systems for the Diffusion of Renewable Energy Technologies — An Investor Perspective. Energy Policy, 2006. P. 461–480.

<sup>2</sup> Hans-Josef Fell Feed-in Tariff for Renewable Energies: An Effective Stimulus Package without New Public Borrowing. German Bundestag, Energy and Technology Policy ALLIANCE 90/THE GREENS working paper. Berlin, 2009.

оптимальным. Примером такого неэффективного уровня тарифа стала, в частности, политика в отношении фотоэлектрических установок (фото-вольтаика) в Европе. Технический прогресс, эффект масштаба и рост эффективности технологий привели к тому, что стоимость солнечного модуля с 2007 г. упала на 80%. Политика при этом не была соответствующим образом скорректирована, фиксированный тариф остался на неоправданно высоком уровне, и инвесторам оказалось чрезвычайно выгодно вкладывать деньги в проекты солнечной генерации (например, в Чехии инвесторы реализовывали ставку дохода на акционерный капитал 25% и более). Это привело к чрезмерному скачку объемов ввода новых мощностей солнечной генерации, который перегрузил рынок электроэнергии и экономику стран и стал причиной последующих изменений в программах фиксированного тарифа<sup>1</sup>.

Одним из постоянных источников критики фиксированного тарифа является распространенное мнение, что его применение приводит к росту цен на электроэнергию для конечного потребителя. Больше всего это проявилось в европейских странах, где доля возобновляемой энергетики существенна, прежде всего, в Германии и Дании. Это предположение является отчасти верным, однако для понимания проблемы необходимо рассмотреть полную картину функционирования рынка электроэнергии в Европе, процесс ценообразования и место фиксированного тарифа в нем.

До того как рынок электроэнергии в Европе был либерализован, производство и сбыт электричества конечным потребителям осуществлялось несколькими немногочисленными генерирующими компаниями. В таких условиях функционирование отрасли было крайне непрозрачным, степень монополизации велика, и, как следствие, цена намного выше конкурентного уровня. Чтобы обеспечить конкурентное ценообразование в отрасли, были организованы биржи. В 1993 г. в Скандинавском регионе появилась первая европейская биржа электроэнергии. Остальные известные нам европейские биржи электроэнергии появились уже после 1999 г. (1999 *Amsterdam Power Exchange (APX)*, 2001 *die Energy Exchange Austria (EXAA)* и т. д.)<sup>2</sup>. На этих биржах электроэнергия торгуется на двух основных сегментах: долгосрочном и краткосрочном (спотовом). На долгосрочном сегменте рынка договоры заключаются на несколько лет вперед. На спотовом сегменте рынка приобретается электроэнергия, поставка и потребление которой осуществляется в течение дня или суток. На рис. 3.13 представлен ключевой принцип формирования рыночных

<sup>1</sup> Копылов А. Е. Экономика ВИЭ. М.: Грифон, 2015.

<sup>2</sup> Haas R., Loew T. Die Auswirkungen der Energiewende auf die Strommärkte und die Rentabilität von Konventionellen Kraftwerken [Электронный ресурс] / URL: [http://www.nachhaltigkeit.wienerstadtwerke.at/fileadmin/user\\_upload/Downloadbereich/Haas-Loew-Auswirkungen-Energiewende-auf-Energiemaerkte2012.pdf](http://www.nachhaltigkeit.wienerstadtwerke.at/fileadmin/user_upload/Downloadbereich/Haas-Loew-Auswirkungen-Energiewende-auf-Energiemaerkte2012.pdf).

сегментов и соотношение торгуемых на них объемов электроэнергии. Как видно из рисунка, основной объем потребляемой электроэнергии в Европе (80–85%) торгуется на долгосрочном сегменте рынка<sup>1</sup>.

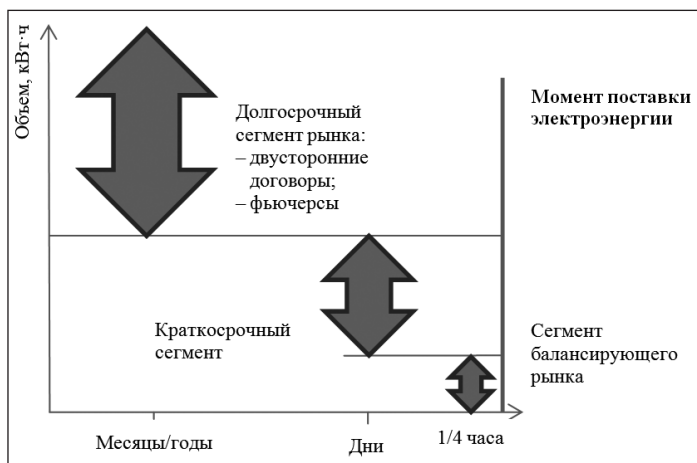


Рис. 3.13. Сегменты рынка электроэнергии

Источник: Гречухина И. А., Кирюшин П. А. Возобновляемая энергетика как фактор ценообразования на рынке электроэнергии // Вестник Государственного Университета Управления. 2014. № 17. С. 120–128.

Ввиду ограничения мощностей сетей, в Европе пока еще отсутствует единый рынок электроэнергии, однако торговля электроэнергией все же выходит за национальные границы государств. На данный момент существует семь рыночных зон, которые объединяют энергосетевые системы нескольких стран Европы. Для каждой зоны существует своя биржа<sup>2</sup>.

В основе ценообразования на краткосрочном (спотовом) рынке электроэнергии лежит классический механизм спроса и предложения. Поскольку это краткосрочный рынок, здесь для генерирующих компаний ключевую роль играют их переменные издержки (*OPEX*). Пока цена выше переменных издержек компаний, у них есть экономический интерес задействовать свои генерирующие мощности. Как известно, в краткосрочном периоде кривая переменных издержек одновременно является и кривой предложения. Поскольку различные электростанции

<sup>1</sup> Гречухина И. А., Кирюшин П. А. Возобновляемая энергетика как фактор ценообразования на рынке электроэнергии // Вестник Государственного Университета Управления. 2014. № 17. С. 120–128.

<sup>2</sup> Haller M. EEG-Umlage und die Kosten der Stromversorgung für 2014 Eine Analyse von Trends, Ursachen und Wechselwirkungen. Öko-Institut e.V. Berlin, 2013 [Электронный ресурс] / URL: <http://www.oeko.de/oekodoc/1793/2013-475-de.pdf>.

имеют разные переменные издержки, агрегированная кривая предложения приобретает многоступенчатый характер: происходит ранжирование производителей электроэнергии по возрастанию их предельных производственных издержек. Этот принцип имеет название «маржинальное ценообразование» (*Merit Order*). Кривая предложения, основанная на принципе *Merit Order*, до появления на рынке генерирующих мощностей ВИЭ начиналась с переменных издержек ГЭС. У атомных электростанций переменные издержки также очень малы, поэтому в кривой предложения *Merit Order* они следуют за гидроэлектростанциями. Газовые и угольные электростанции работают с самыми высокими переменными издержками, что определяет их положение справа сверху (рис. 3.14).

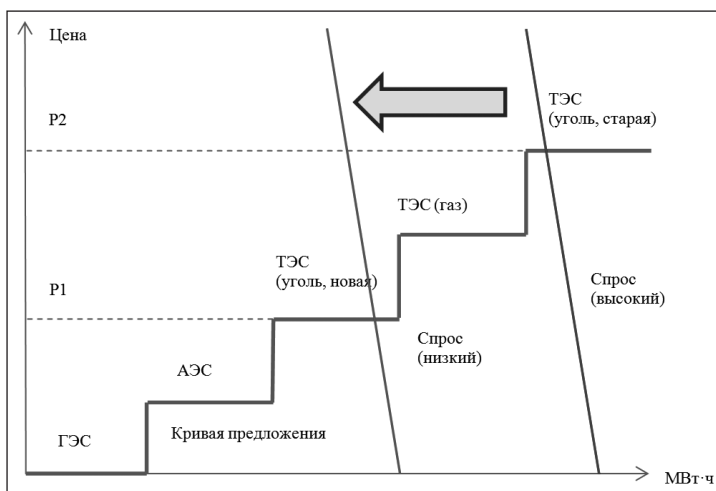


Рис. 3.14. Формирование цены на спотовом рынке электроэнергии

Источник: Гречухина И. А., Кирюшин П. А. Возобновляемая энергетика как фактор ценообразования на рынке электроэнергии // Вестник Государственного Университета Управления. 2014. № 17. С. 120–128.

Кривая спроса абсолютно неэластична, соответственно, практически вертикальна, поскольку лишь немногие потребители электроэнергии реагируют на ценовые сигналы. В пиковые периоды, когда спрос на электроэнергию высок, кривая спроса смещается глубоко вправо и цена для всех участников рынка определяется переменными издержками старых угольных электростанций (P1). Если спрос низкий, кривая спроса смещается влево, и цена устанавливается на уровне переменных издержек новых угольных электростанций (P2) (см. рис. 3.14).

На основании этого рисунка можно сделать несколько выводов, в частности, относительно господствовавшей до недавнего времени теории модернизации парка электростанций. Ввиду того, что перемен-

ные издержки морально и физически устаревших электростанций всегда были особенно велики, генерирующие объекты нового поколения получают максимальную прибыль при высоком спросе, когда переменные издержки старых электростанций являются ценоопределяющими. При низком спросе старые электростанции не задействуются, поскольку цена, сложившаяся на рынке, не позволяет им покрыть свои переменные издержки. При этом электростанции, которые работают при низком спросе, имеют малую маржинальную прибыль<sup>1</sup>.

Как известно, переменные издержки генерирующих объектов ВИЭ практически равны нулю, поскольку солнечную и ветровую энергию мы получаем бесплатно<sup>2</sup>. Во многих странах электроэнергия, произведенная на генерирующих объектах ВИЭ, имеет привилегированный доступ к сетям и потребляется в первую очередь. Ввиду вышесказанного, когда генераторы ВИЭ выходят на рынок, кривая предложения смещается вправо и, соответственно, цена падает до уровня P2, несмотря на то, что спрос остается высоким (рис. 3.15).

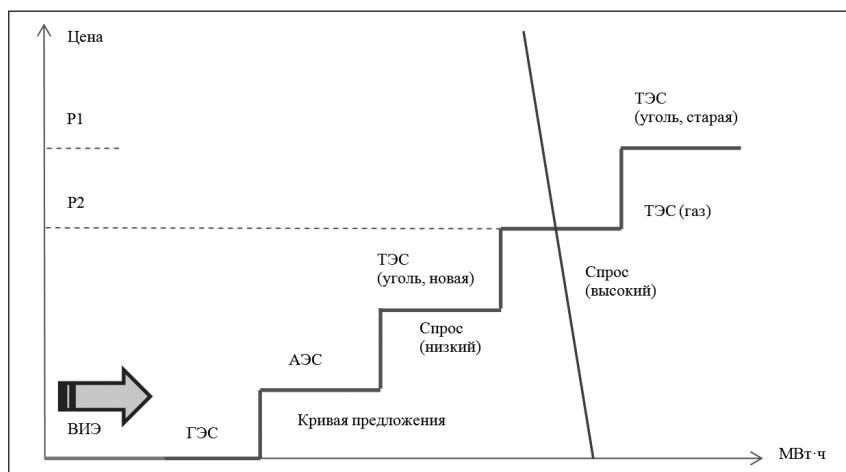


Рис. 3.15. Влияние ВИЭ на процесс ценообразования

Источник: Гречухина И. А., Кирюшин П. А. Возобновляемая энергетика как фактор ценообразования на рынке электроэнергии // Вестник Государственного Университета Управления. 2014. № 17. С. 120–128.

<sup>1</sup> Groba F., Indvik J., Jenner S. Assessing the Strength and Effectiveness of Renewable Electricity Feed-in Tariffs in European Union Countries Deutsches Institut fuer Wirtschaftsforschung pp.6 [Электронный ресурс] / URL: [http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.390079.de/dp1176.pdf](http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.390079.de/dp1176.pdf).

<sup>2</sup> Haller M. EEG-Umlage und die Kosten der Stromversorgung für 2014 Eine Analyse von Trends, Ursachen und Wechselwirkungen. Öko-Institut e.V. Berlin 2013 [Электронный ресурс] / URL: <http://www.oeko.de/oekodoc/1793/2013-475-de.pdf>.

Следует отметить, что эта теория подтверждается на практике. С 2010 г. цены на европейском спотовом рынке электроэнергии действительно падают. В 2015 г. средние цены на РСВ (рынке на сутки вперед) в Германии, крупнейшем европейском рынке электроэнергии, снизились до 31,68 евро за 1 МВт·ч. Основными факторами снижения цены были названы увеличение производства энергии на солнечных и ветрогенераторах. Аналогичные тенденции можно наблюдать и на долгосрочном рынке<sup>1</sup>, в частности, цена на поставку киловатт-часа на период 2014–2019 гг. упала на 4 цента и достигла исторического минимума<sup>2</sup>. Таким образом, вопреки всем прогнозам биржевые цены на электроэнергию с 2011 г. упали на 40%<sup>3</sup> (рис. 3.16 и 3.17).

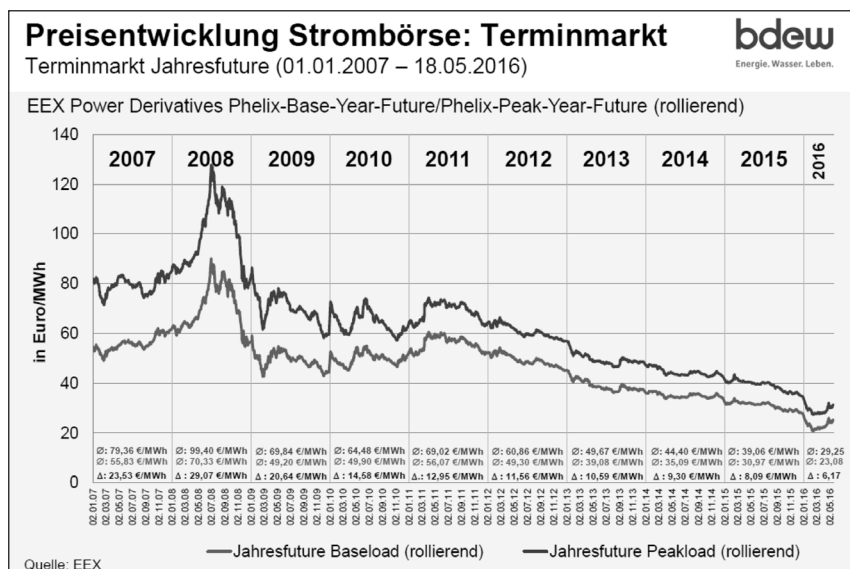


Рис. 3.16. Динамика цен на электроэнергию на срочном рынке (01.01.2007–18.05.2016)

Источник: URL: [https://www.bdeu.de/internet.nsf/res/886756C1635C3399C1257FC500326489/\\$file/160524\\_BDEW\\_Strompreisanalyse\\_Mai2016.pdf](https://www.bdeu.de/internet.nsf/res/886756C1635C3399C1257FC500326489/$file/160524_BDEW_Strompreisanalyse_Mai2016.pdf).

<sup>1</sup> Bundesministerium fuer Wirtschaft und Energie. Energiedaten: Ausgewaehlte Grafiken [Электронный ресурс] / URL: <http://www.bmwj.de/DE/Themen/Energie/energiedaten.html>.

<sup>2</sup> Jasim S., Kunz C. Erneuerbare Energien im Strommarkt. Renew's Kompakt. Agentur für Erneuerbare Energien [Электронный ресурс] / URL: [http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/276.AEE\\_RenewsKompakt\\_Strommarkt\\_dez13.pdf](http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/276.AEE_RenewsKompakt_Strommarkt_dez13.pdf) (дата обращения: 15.10.2014).

<sup>3</sup> Там же.

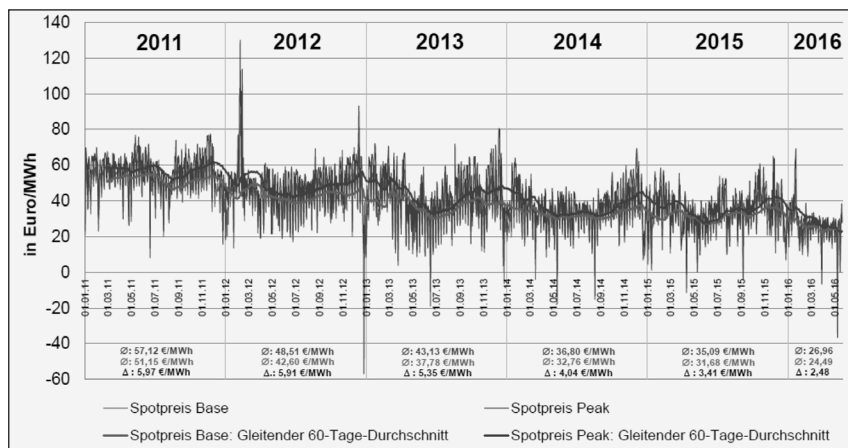


Рис. 3.17. Динамика цен на электроэнергию на спотовом рынке (2011–2016)

Источник: URL: [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/886756C1635C3399C1257FC500326489/\\$file/160524\\_BDEW\\_Strompreisanalyse\\_Mai2016.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/886756C1635C3399C1257FC500326489/$file/160524_BDEW_Strompreisanalyse_Mai2016.pdf).

Однако важно отметить, что конечный потребитель этих положительных тенденций никак не ощутил. Более того, с начала либерализации цена на электричество для промышленности и домашних хозяйств не то что не упала, а возросла более чем в 2 раза<sup>1</sup>. Как уже говорилось, механизм фиксированного тарифа является доминирующим инструментом поддержки ВИЭ в Европе. Поскольку выручка, получаемая за сбыт «зеленой» электроэнергии на бирже, не достигает уровня фиксированного тарифа, а инвестор должен получить свой фиксированный доход, гарантированный в рамках программы поддержки, возникает необходимость в надбавке к рыночной цене. В очень сильном упрощении, размер надбавки рассчитывается по следующей формуле: совокупное вознаграждение генераторам ВИЭ за вычетом дохода от продажи «зеленой» электроэнергии на бирже делится между конечными потребителями электроэнергии:

$$U = \frac{C - R}{n},$$

где  $U$  — надбавка;

$C$  — вознаграждение генераторам ВИЭ, равное произведению премиальной ставки и объема произведенной ими электроэнергии;

$R$  — доход от продажи электроэнергии на бирже;

$n$  — количество непривилегированных потребителей электроэнергии.

<sup>1</sup> Bundesministerium fuer Wirtschaft und Energie. Energiedaten: Ausgewählte Grafiken [Электронный ресурс] / URL: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiedaten.html>.

Таким образом, получаемая в итоге сумма надбавки перекладывается на конечного потребителя электроэнергии. Этот процесс можно проиллюстрировать, обратившись к рисунку с кривой предложения *Merit Order* (рис. 3.18).

Генерация на основе ВИЭ соответствует отрезку *OG*. Цена на рынке определяется пересечением кривых спроса и предложения и равна  $P_2$ . Доход от сбыта электроэнергии, произведенной на основе ВИЭ, соответствует площади прямоугольника *OP<sub>2</sub>LG*. Однако генераторы ВИЭ получают за свой кВт·ч не рыночную цену  $P_2$ , а премиальную  $P_1$  (фиксированный тариф). Таким образом, их вознаграждение (или их премия) соответствует площади прямоугольника *OP<sub>1</sub>KG*. В итоге возникают непокрытые издержки (*P<sub>2</sub>P<sub>1</sub>KL*), которые и перекладываются на конечных потребителей, в результате чего цена растет.

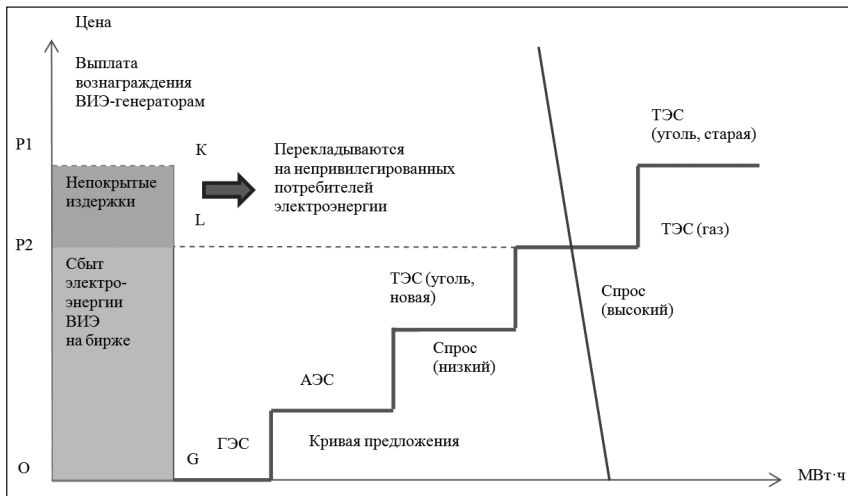


Рис. 3.18. Процесс перекладывания зеленой надбавки на непривилегированных потребителей

Источник: Гречухина И. А., Кирюшин П. А. Возобновляемая энергетика как фактор ценообразования на рынке электроэнергии // Вестник Государственного Университета Управления. 2014. № 17. С. 124.

Все потребители, которые получают электроэнергию из единой сети, вынуждены оплачивать соответствующую ставку надбавки на потребленный кВт·ч. Средства аккумулируются на специальных счетах сетевых компаний, информация по которым открыта для всех желающих. С этих счетов производится оплата чистой электроэнергии по «зеленому тарифу». Размер надбавки сегодня составляет 6,354 цента за кВт·ч. Таким образом, цена для конечного потребителя действительно возрас-



тает. Однако насколько драматичным является этот рост, и каков вклад именно ВИЭ?

Рассмотрим динамику цен на электроэнергию для различных секторов конечного потребления.

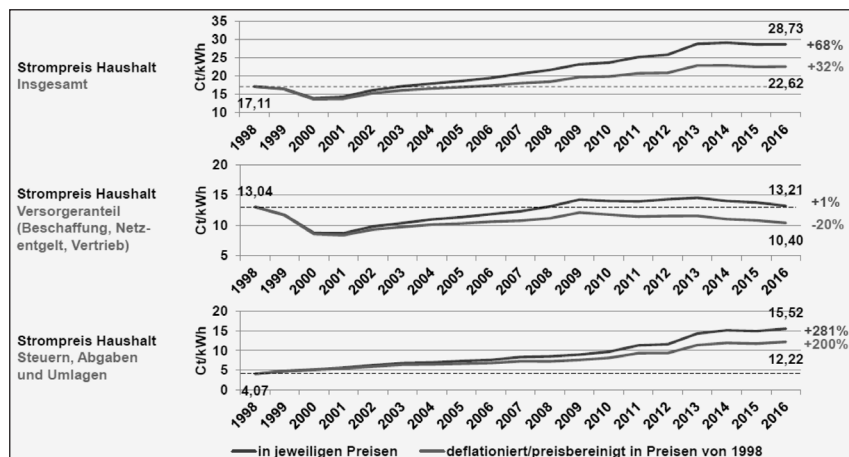


Рис. 3.19. Динамика цен на электроэнергию для населения (в реальном и номинальном выражении), 1998–2016 гг.

Источник: URL: [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/886756C1635C3399C1257FC500326489/\\$file/160524\\_BDEW\\_Strompreisanalyse\\_Mai2016.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/886756C1635C3399C1257FC500326489/$file/160524_BDEW_Strompreisanalyse_Mai2016.pdf).

На рисунке представлена динамика цен на электроэнергию для домашних хозяйств. Как видно, на протяжении 19 лет рост цен для домашних хозяйств составил 68% в номинальном выражении и на 32% — в реальном. Вряд ли такие показатели можно назвать стремительными. Примечательно, что собственно «энергетическая составляющая» (средний график — производство и передача электроэнергии) за 19 лет не выросла вообще, а в реальном выражении сократилась. Таким образом, весь рост цен обусловлен выплатами налогового характера (нижний график).

На рис. 3.20 представлена структура тарифа.

Как видно, доля «зеленой» надбавки в тарифе для домашних хозяйств составляет 22%. Также примечательно, что последние четыре года цены стабильны, а за 10 лет (2007–2016) стоимость электроэнергии выросла в 1,39 раза. По мировым меркам такой рост цен не является сверхвысоким.

На следующем рисунке (рис. 3.21) представлена динамика цен на электроэнергию для средних промышленных потребителей (годовое потребление до 20 млн кВт·ч).

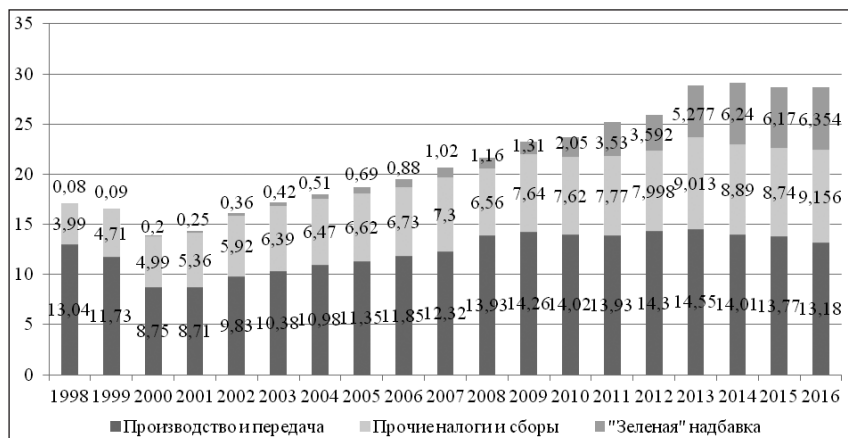


Рис. 3.20. Структура тарифа на электроэнергию для населения, цент/кВт·ч (годовое потребление 3,5 тыс. кВт·ч), 1998–2016

Источник: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (bdew).

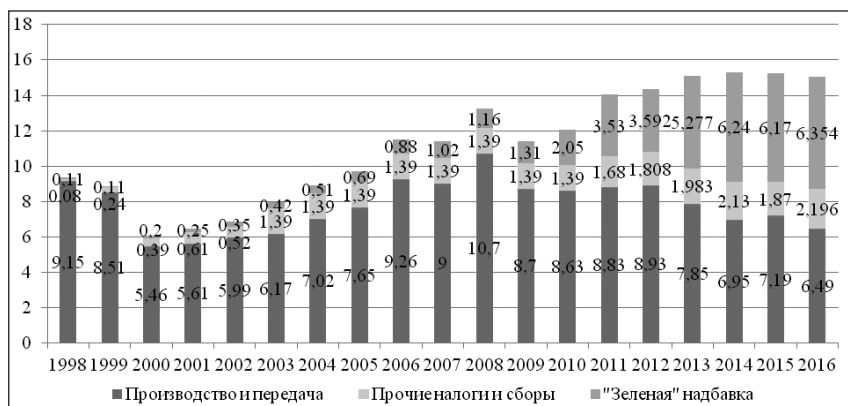


Рис. 3.21. Структура тарифа на электроэнергию для промышленности, 1998–2016 гг. (годовое потребление 160 тыс. — 20 млн кВт·ч)

Источник: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (bdew).

Примечательно, что и здесь цены на электроэнергию в течение последних четырех лет не менялись. При этом «зеленая» надбавка составляет уже 42% цены электричества. Таким образом, распространенное представление, что развитие ВИЭ оплачивается исключительно населением, ошибочно.

На рис. 3.22 показано, что при общем объеме выплат за ВИЭ в 2016 г. 22,9 млрд евро на долю домохозяйств приходилось всего лишь 7,9 млрд евро, или 34,5%.



Рис. 3.22. Распределение ценовой надбавки ВИЭ в 2016 г., млрд евро  
 Источник: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (bdew).

Интересно отметить, что прочие составляющие тарифов, помимо «зеленой» надбавки, совсем не связаны с развитием ВИЭ. Например, средства, получаемые от налога на электричество, направляются на пенсионное обеспечение.

Что касается крупных предприятий (потребление от 70 до 150 млн кВт·ч), то для многих из них действуют правила исключения, которые сильно занижают, а то и вовсе отменяют ставку надбавки, дабы не снижать их конкурентоспособность на мировых рынках. К этой категории относятся промышленные предприятия, работающие на экспорт. Средняя цена для них стабильна с 2011 г., и в 2015 г. составила 9,76 центов за кВт·ч (рис. 3.23).

При этом предприятия с годовым потреблением в 100 млн кВт·ч и подпадающие под все существующие льготы в 2015 г. платили за электроэнергию 4,0–4,5 цента за кВт·ч (примерно 2,8–3,1 руб./кВт·ч). Цена для такого же предприятия без использования льгот составила бы 12,7–14,7 цента.

Подводя итог, отметим, что цены на электроэнергию для немецких домохозяйств действительно являются одними из самых высоких в Европе и, вероятно, в мире. В то же время с 2013 г. тариф для населения не растет вообще, в то время как доля ВИЭ в потреблении энергии выросла с 23,7 до 32,6% (2013–2015). При этом цены для промышленных потребителей самыми высокими в Европе не являются и также неизменны с 2013 г. Отдельные категории крупных промышленных потребителей платят за электроэнергию меньше, чем не только российский бизнес, но и наши граждане. Цены оптового рынка низки и устойчиво снижаются

с 2011 г. С 2003 г. Германия является нетто-экспортером электроэнергии. Количество занятых в секторах ВИЭ в 2014 г. составило 355 тыс. Таким образом, распространенному мнению в ВИЭ корня зла в вопросе роста цен на электроэнергию в Германии, можно справедливо возразить, что развитие ВИЭ привело к стабилизации цен на электроэнергию для населения, существенному снижению цен на оптовом рынке, повышению конкурентоспособности немецкой промышленности.

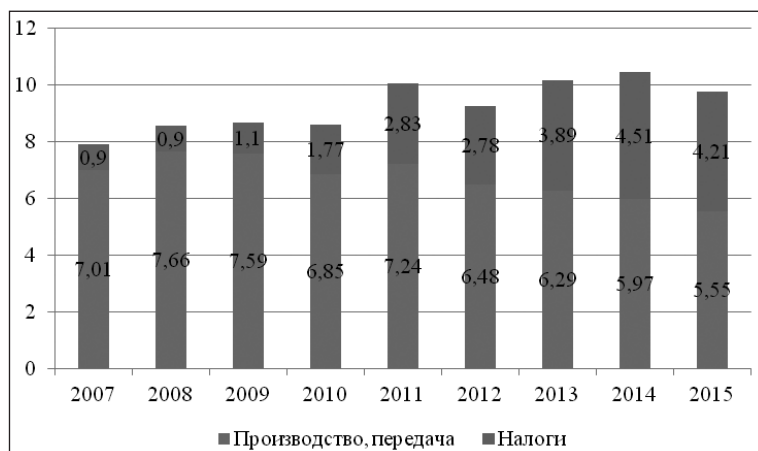


Рис. 3.23. Структура тарифа на электроэнергию для крупных промышленных потребителей

(потребление от 70 до 150 млн кВт·ч в год), 2007–2016 гг.

Источник: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (bdew).

Говоря о реализации политики поддержки в Германии, отметим, что ее объем постепенно снижается (рис. 3.24). На рисунке представлено схематичное изображение динамики немецкого фиксированного тарифа, величина которого достигала в 2004 г. 0,57 евро за кВт·ч. Сегодня размер платы за электроэнергию ВИЭ существенно снижен, по некоторым позициям тариф отменен (для новых объектов), все больше регуляторов отказывается от практики фиксированного тарифа и переходит к тендерным механизмам.

Отметим, что целью правительства является не только развитие ВИЭ, но и снижение стоимости энергии. Сокращение «зеленого тарифа», окончание 20-летних сроков высокой поддержки и уменьшение общего объема надбавки, повышение эффективности новых генерирующих объектов ВИЭ и улучшение их экономики, увеличение доли генераторов ВИЭ с закончившимся сроком амортизации — все это будет способствовать снижению стоимости электроэнергии в среднесрочной перспективе.

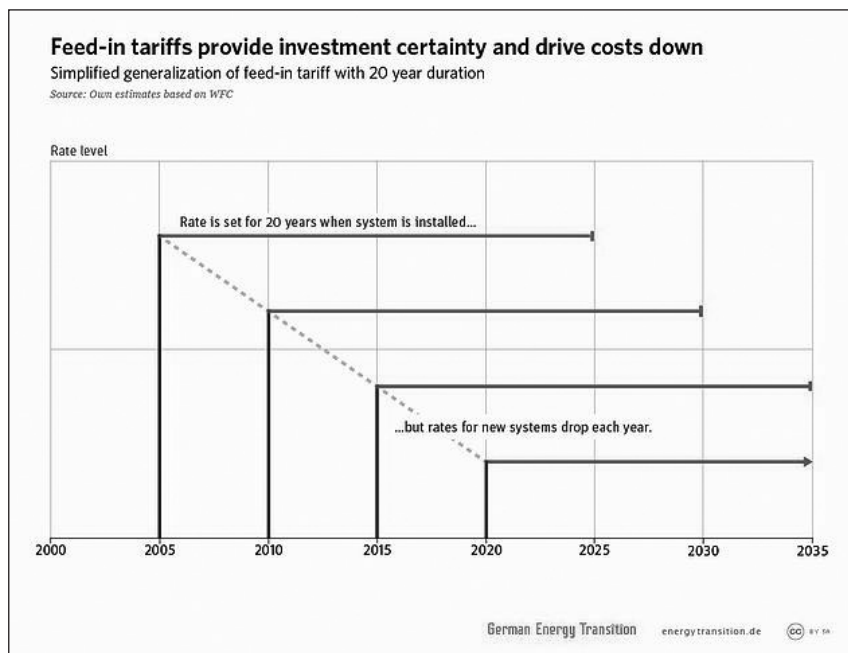


Рис. 3.24. Схема планового снижения фиксированного тарифа

Однако именно благодаря продуманной системе поддержки рынок возобновляемой энергетики был создан и укреплен. При этом подчеркнем, что в случае Германии речь идет не просто о развитии ВИЭ, а о фундаментальной трансформации энергетики, о строительстве больших генерирующих мощностей в короткие сроки. При масштабном «энергетическом повороте» возникают дополнительные издержки, которые кто-то должен нести, а инвестиции возвращать. В случае с Германией это делается понятным, прозрачным способом, и полностью поддерживается обществом.

Без участия государства новые отрасли не создаются. Более того, как показывает практика, даже давно существующие инфраструктурные секторы не обходятся без государственной помощи в разных формах, и возобновляемая энергетика отнюдь не является основным получателем государственной поддержки. По оценке МЭА, глобальные субсидии на потребление ископаемого топлива в 2014 г. составили 493 млрд долл., что в 4 раза превышает господдержку в секторе ВИЭ. При этом если в случае с возобновляемой энергетикой поддержка осуществляется в транспарентных формах и в большинстве случаев из внебюджетных средств, субсидирование сырьевого сектора, углеводородной и атомной энергетики происходит посредством непрозрачных налоговых льгот, скрытых

субсидий и прямого бюджетного финансирования. Это справедливо и для России. Одним из крупнейших элементов субсидирования топливно-энергетического комплекса России является перекрестное субсидирование в электроэнергетике, при котором часть затрат потребителей на покупку электроэнергии компенсируется за счет перераспределения затрат генерирующих или сетевых компаний через изменение тарифов либо за счет регулирования и перераспределения затрат в тарифах разных потребителей. Объем перекрестного субсидирования в электроэнергетике России, по оценке специалистов Энергетического центра Московской школы Сколково, составляет порядка 350 млрд руб. в год<sup>1</sup>. Для сравнения, на государственную среднесрочную программу развития возобновляемой энергетики на период до 2024 г. правительством было выделено 190 млн руб.<sup>2</sup> Очевидно, что даже частичная отмена топливных субсидий могла бы существенно повысить относительную конкурентоспособность «зеленой» энергетики, создав тем самым мощный импульс для развития возобновляемой энергетики в России.

Несмотря на весьма противоречивое отношение к возобновляемой энергетике в российском обществе, объективно существует ряд факторов, которые говорят в пользу развития последней.

#### **Экономическая эффективность автономных энергосистем ВИЭ в регионах децентрализованного энергоснабжения**

Говоря о факторах развития возобновляемой энергетики в России, прежде всего хотелось бы указать на экономическую эффективность проектов автономного энергоснабжения на основе ВИЭ в изолированных регионах, не имеющих доступа к Единой энергосистеме. 70% территории России находится в зоне децентрализованного энергоснабжения<sup>3</sup>. По оценке РЭА Минэнерго России, 900 дизельных генераторов (ДЭС) мощностью 665 МВт обеспечивают электроэнергией изолированные зоны, ежегодно вырабатывая около 2,54 млрд кВт·ч в год<sup>4</sup> (рис. 3.25).

---

<sup>1</sup> *Ряпин И.* Риски «большой» электроэнергетики: уход потребителей на самостоятельное обеспечение электроэнергией как результат недоработки реформы. Энергетический центр Московской школы Сколково Москва, март 2013 г.

<sup>2</sup> Постановление Правительства Российской Федерации от 15.04.2014 г. № 321 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики»». URL: <http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/b6b/b6b29df2dcb578dc1073b4fb18f9412.pdf>.

<sup>3</sup> *Елистратов В. В.* Проблемы и опыт разработки проектов электроснабжения Северных поселений на основе ветродизельных электростанций. Презентация. III Международная конференция «Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке России». Якутск. 25–27.06.2015 г.

<sup>4</sup> *Егоров И. Ю.* Предложения ФГБУ «РЭА» Минэнерго России по развитию ВИЭ на Дальнем Востоке. Презентация. III Международная конференция «Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке России». Якутск. 25–27.06.2015 г.

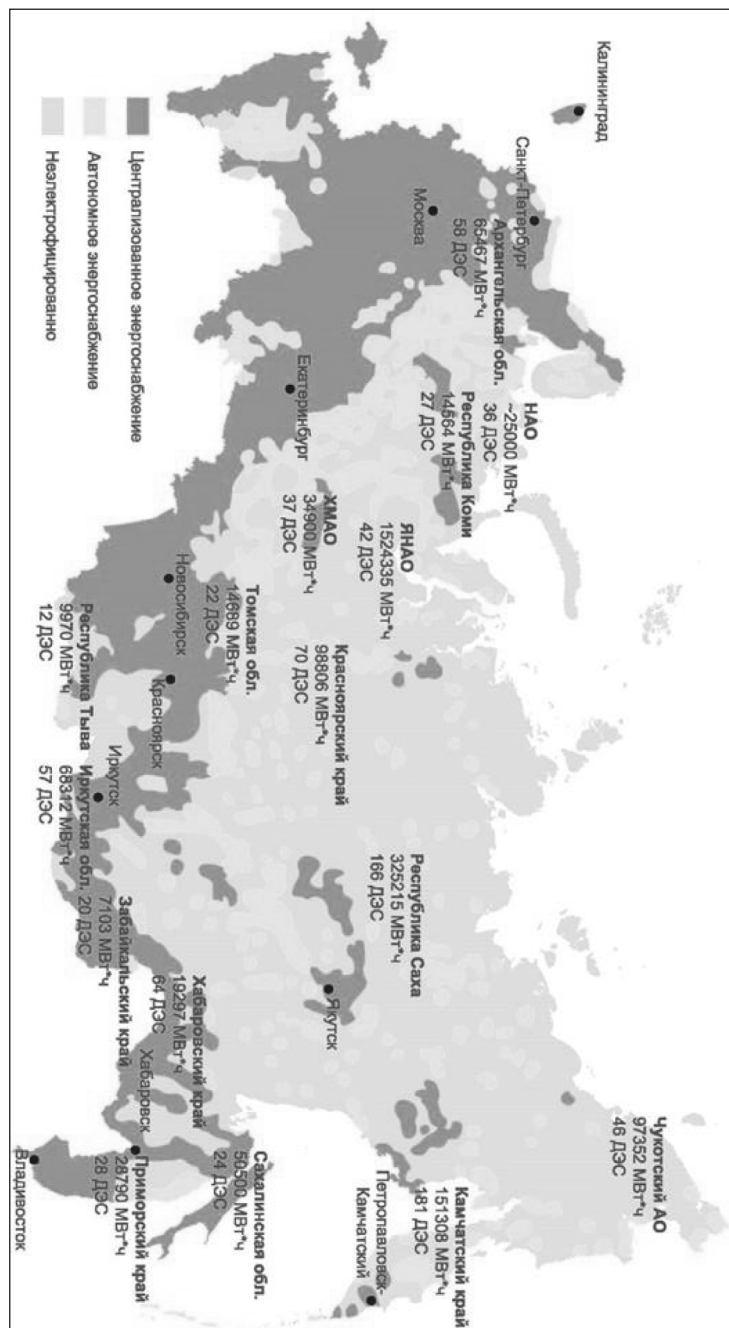


Рис. 3.25. Потенциал ВИЭ по замещению дизельной генерации

энергоснабжающих организаций (выработка электроэнергии в год, количество ДЭС)

Источники: Егоров И. Ю. Предложения ФГБУ «РСА» Минэнерго России по развитию ВИЭ на Дальнем Востоке. — Презентация. III Международная конференция «Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке России». Якутск. 25–27.06.2015.

Дизельная генерация исключительно затратна: ежегодно 5,0–6,0 млн т топлива доставляется в эти изолированные регионы по так называемому «Северному пути», при этом стоимость дизеля достигает 40 тыс. руб. за тонну. Таким образом, себестоимость электроэнергии, произведенной на дизельных генераторах, в среднем составляет 150 руб./кВт·ч, а в некоторых точках достигает 600 руб./кВт·ч<sup>1</sup>.

В результате, большая часть стоимости электроэнергии, отпускаемой потребителям, в первую очередь бытовым, дотируется из бюджетов различного уровня. Возникает перекрестное субсидирование, которое затрудняет проведение эффективной тарифной политики и существенно замедляет реальную окупаемость проектов энергоснабжения. По данным РЭА, ежегодные субсидии на энергоснабжение в технологически изолированных регионах составляют порядка 20 млрд руб.<sup>2</sup>

Помимо экономических предпосылок отказа от дизельной генерации, существуют и серьезные инфраструктурные ограничения, связанные с моральным и физическим износом большинства ДЭС, работающих в изолированных регионах. Многие ДЭС уже выработали свой моторесурс, в связи с чем имеют очень высокий расход топлива. Степень износа оборудования составляет более 60%, их КПД — 20–30%<sup>3</sup>.

Территориальная разрозненность мелких потребителей в технологически изолированных регионах делает экономически нецелесообразным строительство сетей, однако вполне оправдывает развитие децентрализованной генерации на основе ВИЭ. К тому же, Север и Дальний Восток России обладают высоким ветропотенциалом, средняя скорость ветра здесь более 5 м/с на высоте 10 м и удельной плотностью более 400 Вт/м<sup>24</sup>. Солнечная энергетика так же, как показывает практика, оказывается экономически эффективной даже в самых холодных населенных пунктах нашей страны: примером тому служит успешный запуск 23 июня 2015 г. крупнейшей солнечной электростанции за полярным кругом в поселке Батагай Верхоянского улуса в Якутии<sup>5</sup>. Согласно оценке

---

<sup>1</sup> *Елистратов В. В.* Проблемы и опыт разработки проектов электроснабжения Северных поселений на основе ветродизельных электростанций. Презентация. III Международная конференция «Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке России». Якутск. 25–27.06.2015 г.

<sup>2</sup> *Егоров И. Ю.* Предложения ФГБУ «РЭА» Минэнерго России по развитию ВИЭ на Дальнем Востоке. Презентация. III Международная конференция «Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке России». Якутск. 25–27.06.2015.

<sup>3</sup> *Елистратов В. В.* Проблемы и опыт разработки проектов электроснабжения Северных поселений на основе ветродизельных электростанций. Презентация. III Международная конференция «Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке России». Якутск. 25–27.06.2015.

<sup>4</sup> Там же.

<sup>5</sup> В поселке Батагай в Якутии открыта крупнейшая за полярным кругом в мире Солнечная электростанция. URL: <http://www.sakha.gov.ru/node/247077>.



Минэнерго, потенциал развития ВИЭ до 2020 г. в технологически изолированных регионах составляет до 1 ГВт<sup>1</sup>. В основном этот потенциал сосредоточен в Дальневосточном федеральном округе.

Энергодефицит в регионах централизованного энергоснабжения

Несмотря на то что Россия в целом является экспортером углеводородов, множество российских регионов производят меньше энергоресурсов, чем потребляют. Таким образом, в энергодефицитных районах в зонах централизованного энергоснабжения зачастую возникает проблема обеспечения гарантированного минимума энергоснабжения населения и производства (в первую очередь, аграрного). Возрастает риск ограничительных и аварийных отключений. Это касается жизнеобеспечения 10–13 млн человек<sup>2</sup>. Ситуация усугубляется еще и проблемой доступа к электросетям со стороны строящихся предприятий. В Московской и Ленинградской областях, Красноярском крае и других энергодефицитных регионах предприятия вынуждены платить высокую цену за технологическое присоединение. Согласно статистике, в среднем 30% заявок на технологическое присоединение не удовлетворяется<sup>3</sup>.

### *Рост цен в электроэнергетике*

Становлению рынка ВИЭ в России будут способствовать также масштабные проблемы, с которыми в ближайшем времени столкнется российский ТЭК. И здесь рост цен на розничном рынке электроэнергии станет основным катализатором развития ВИЭ.

За последние десять лет цена на электроэнергию в России выросла в три раза. После либерализации рынка электроэнергии в 2011 г. цена за кВт·ч в России, обладающей избыточными запасами углеводородного сырья, приблизилась к уровню стран с серьезным дефицитом последних. Стоимость 1 кВт·ч для промышленных потребителей превысила 0,08–0,1 евро<sup>4</sup>. Ряд факторов говорит о том, что в ближайшие годы тарифы продолжат расти. Этому будет способствовать дорогостоящая программа модернизации ЕЭС, либерализация рынка электроэнергии,

<sup>1</sup> *Каплун А. А.* Развитие проектов ВИЭ в ДФО. III Международная конференция «Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке России». Якутск. 25–27.06.2015.

<sup>2</sup> *Кожуховский И. С.* Концепция развития электроэнергетической и теплоснабжающей инфраструктуры в Российской Федерации на основе когенерации и распределенной энергетики. Международный форум *Smart grid & Metering*. Интеллектуальные сети и системы измерений. Генеральный директор ЗАО «АПБЭ». Презентация. 15 ноября 2012 г.

<sup>3</sup> *Егоров И.* Современное состояние и потенциал развития биогазовой энергетики в России. Вып. 2 «Возобновляемые источники энергии». Русско-немецкое бюро экологической информации (Русско-немецкий обмен) Берлин, 2013. С. 7–15.

<sup>4</sup> Там же.

включение в тариф инвестиционной составляющей, отмена регулирования сбытовых надбавок на розничном рынке, отсутствие конкуренции на рынке генерации. Особо следует отметить рост внутрироссийских тарифов на газ, которые по плану Правительства в ближайшие три-четыре года увеличатся в 2,5 раза<sup>1</sup>.

Ввиду всех этих факторов потребителям малой и средней мощности выгоднее становится отказываться от централизованного энергоснабжения в пользу собственных автономных генерирующих установок. В России стихийно возрастает спрос на несетевую генерацию. По некоторым оценкам, собственная генерация обходится в 1,5–2,5 раза дешевле покупной, так как не приходится платить за транспортировку, гарантированный резерв мощности, оплачивать потери в сетях<sup>2</sup>. Собственная генерация позволяет также избежать двух скрытых «налогов» — перекрестного субсидирования и платы за подключение к сетям. Несетевая генерация часто оказывается выходом и для коттеджных поселков, крупных объектов для среднего бизнеса, торговых центров и пр. И поскольку технологии возобновляемой энергетики по своей природе имеют несетевую, децентрализованный характер, стихийно начинают возникать проекты автономного энергообеспечения, основанные на ВИЭ.

#### *Экологический и климатический факторы развития ВИЭ*

Развитие возобновляемой энергетики является одним из важнейших тем международной климатической повестки дня. Поскольку Россия является одним из крупнейших эмитентов парникового газа (ПГ), мировое сообщество ждет от нас активных митигационных мер, в том числе мер, направленных на развитие ВИЭ. До сих пор Россия не декларировала целей радикального сокращения выбросов, однако признавала общий вектор сокращения эмиссий ПГ, а также и необходимость декарбонизации энергетики и развития ВИЭ<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> *Гречухина И. А.* Факторы развития возобновляемых источников энергии в России и в мире. Научные исследования и разработки в эпоху глобализации. Сборник статей международной научно-практической конференции. 5 февраля 2016 г. Научно-издательский центр «Аэтерна». С. 75–79.

<sup>2</sup> Обзор возможностей для внедрения возобновляемой энергетики в Российской Федерации. Доклад. «Экозащита!» [Электронный ресурс] / URL: <https://below2c.files.wordpress.com/2014/02/reer160220141.pdf>.

<sup>3</sup> Заявление спецпредставителя Президента России по вопросам климата Александра Бедрицкого. Информационный портал президента России. [Электронный ресурс] / URL: <http://kremlin.ru/events/administration/19598>, Сайт Министерства энергетики РФ. [Электронный ресурс] / URL: <http://minenergo.gov.ru/activity/vie/>; *Давыдова А.* Безденежный климат // Коммерсантъ. 2015. 19.06. [Электронный ресурс] / URL: <http://www.kommersant.ru/doc/2751818>.

Даже если исключить из рассмотрения проблему изменения климата, ввиду того, что для многих она до сих пор является дискуссионной<sup>1</sup>, нельзя не признать, что экологическая ситуация многих российских городов и регионов весьма неудовлетворительна. И электроэнергетика, являясь крупнейшим эмитентом, вносит свой весомый вклад в общую экологическую деградацию<sup>2</sup>. В этом контексте, декарбонизация энергетического сектора посредством развития ВИЭ является одним из перспективных путей улучшения экологической ситуации проблемных городов и регионов.

В заключение хотелось бы упомянуть о таком косвенном факторе развития ВИЭ в России, как предстоящий вывод мощностей генерации, отработавших свой ресурс. Согласно данным Росстата, износ основных фондов в электроэнергетике России на конец 2014 г. составлял 47,6%<sup>3</sup>, при этом износ сетей в целом — 48,5%<sup>4</sup>. По данным Минэнерго России, суммарный вывод мощностей в период с 2010 по 2030 г. ожидается на уровне 67,7 тыс. МВт<sup>5</sup>. При благоприятных условиях развития электроэнергетики, рекомендуемый масштаб вывода мощностей составит 101,8 тыс. МВт<sup>6</sup>. В контексте формирования новой технологической платформы развития энергетики представляется уникальная возможность обновления основных фондов с использованием низкоуглеродных технологий, в том числе и на основе возобновляемых источников.

Таким образом, нужно ли развивать ВИЭ в России — это вопрос не только энергетической, но и промышленной политики, экономического развития в целом. Страны — лидеры по установленной мощности солнечной энергетики (Китай, Германия, Япония, США) являются одновременно ведущими индустриальными державами. Они формируют новую технологическую платформу в энергетике и непосредственно сам рынок ВИЭ, который демонстрирует двузначные темпы роста. Ожидается, что

---

<sup>1</sup> Результаты социологического опроса населения Российской Федерации по проблемам изменения климата. Информационный портал Президента России. [Электронный ресурс] / URL: <http://kremlin.ru/events/administration/19203>.

<sup>2</sup> По данным Росстата, на долю электроэнергетики в 2014 г. приходилось порядка 3,8 млн т выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (или 21,5% всех выбросов) (URL: [http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat\\_main/rosstat/ru/statistics/environment/#](http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/environment/#)).

<sup>3</sup> Основные фонды. Федеральная служба государственной статистики. [Электронный ресурс] / URL: [http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat\\_main/rosstat/ru/statistics/enterprise/fund/#](http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/enterprise/fund/#).

<sup>4</sup> Глобальная энергетика. Энергоэффективная автономная энергоустановка нового поколения [Электронный ресурс] / URL: [http://ekoteh.narod.ru/rbe\\_new/power\\_plant/page01.html](http://ekoteh.narod.ru/rbe_new/power_plant/page01.html).

<sup>5</sup> URL: <http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/c01/c0189eca745117f406a803c05c2c85a8.pdf>.

<sup>6</sup> *Кожуховский И. С.* Генеральная схема размещения объектов энергетики до 2030 г. Презентация, 23 ноября 2010 г.

уже к 2020 г. установленная мощность СЭС в мире, по консервативным оценкам, достигнет 600 ГВт (с нынешних 230 ГВт). На целевом для России азиатском направлении Индия до 2022 г. намерена построить 100 ГВт фотоэлектрических мощностей, внушительная программа развития ВИЭ принята в Иране.

Стоит ли участвовать в этом крупнейшем рынке в качестве одного из игроков или лучше подождать и покупать на сжимающиеся нефтегазовые доходы подешевевшие технологии когда-то потом? Выжидательная позиция в данном случае может оказаться тупиковой. Достаточно посмотреть на российскую газовую генерацию, являющуюся главным производителем электроэнергии в стране. Даже пользуясь всевозможными государственными преференциями в форме «специальных» цен на газ, отрасль отнюдь не отличается высокой эффективностью. Причина состоит в отказе от собственного производства турбин большой мощности, что влечет за собой зависимость от иностранных производителей, их сервиса и комплектующих, оплачиваемых в валюте.

Поэтому представляется, что России имеет смысл занять подобающее место на гигантском мировом рынке ВИЭ, как расширяя долю ВИЭ-генерации внутри страны (где это экономически целесообразно), так и налаживая внутреннее высокотехнологичное производство оборудования для ВИЭ и выходя на внешние рынки с инжиниринговыми решениями и конечной продукцией.

### Источники

1. BDEW-Strompreisanalyse Mai 2016. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. [Электронный ресурс] / Режим доступа: [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/886756C1635C3399C1257FC500326489/\\$file/160524\\_BDEW\\_Strompreisanalyse\\_Mai2016.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/886756C1635C3399C1257FC500326489/$file/160524_BDEW_Strompreisanalyse_Mai2016.pdf).
2. Bundesministerium fuer Wirtschaft und Energie. Energiedaten: Ausgewahlte Grafiken [Электронный ресурс] / <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiedaten.html>.
3. *Dinica V.* Support Systems for the Diffusion of Renewable Energy Technologies — An Investor Perspective // Energy Policy 2006. P. 461–480.
4. Evaluating Renewable Energy Policy: A Review of Criteria and Indicators for Assessment, IRENA, 2014 [Электронный ресурс] / Режим доступа: [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Evaluating\\_RE\\_Policy.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Evaluating_RE_Policy.pdf).
5. Global Energy Transfer Feed-In Tariffs For Developing Countries, Deutscher Bank Climate Change Advisers (DBCCA), Frankfurt, Germany 2010.
6. *Groba F., Indvik J., Jenner S.* Assessing the Strength and Effectiveness of Renewable Electricity Feed-in Tariffs in European Union Countries Deutsches Institut fuer Wirtschaftsforschung. P. 6 [Электронный ресурс] / [http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.390079.de/dp1176.pdf](http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.390079.de/dp1176.pdf).

7. *Haas R., Loew T.* Die Auswirkungen der Energiewende auf die Strommärkte und die Rentabilität von Konventionellen Kraftwerken [Электронный ресурс] / [http://www.nachhaltigkeit.wienerstadtwerke.at/fileadmin/user\\_upload/Downloadbereich/Haas-Loew-Auswirkungen-Energiewende-auf-Energie-maerkte2012.pdf](http://www.nachhaltigkeit.wienerstadtwerke.at/fileadmin/user_upload/Downloadbereich/Haas-Loew-Auswirkungen-Energiewende-auf-Energie-maerkte2012.pdf).
8. *Haller M.* EEG-Umlage und die Kosten der Stromversorgung für 2014 Eine Analyse von Trends, Ursachen und Wechselwirkungen. Öko-Institut e.V. Berlin, 2013 [Электронный ресурс] / <http://www.oeko.de/oekodoc/1793/2013-475-de.pdf>.
9. Hans-Josef Fell Feed-in Tariff for Renewable Energies: An Effective Stimulus Package without New Public Borrowing // German Bundestag, Energy and Technology Policy ALLIANCE 90/THE GREENS working paper. Berlin, 2009.
10. Household Air Pollution and Health, Fact sheet N°292, WHO 2014 [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.who.int/mediacentre/news/releases/2014/air-pollution/en/> (дата обращения: 18.02.2016).
11. *Jasim S., Kunz C.* Erneuerbare Energien im Strommarkt. Renew's Kompakt. Agentur für Erneuerbare Energien [Электронный ресурс] / [http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/276.AEE\\_RenewsKompakt\\_Strommarkt\\_dez13.pdf](http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/276.AEE_RenewsKompakt_Strommarkt_dez13.pdf) (дата обращения: 15.10.2014).
12. Lazard leveled cost of energy analysis 9.0. Key findings / Инвестиционный банк Lazard [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://www.lazard.com/media/2392/lazard-s-levelized-cost-of-energy-analysis-90-key-findings.pdf>.
13. *Machol B., Rizk S.* Economic value of U.S. fossil fuel electricity health impacts. Vol. 52. February 2013. P. 75–80. Environment International.
14. Renewables 2009 Global Status Report, REN21 2009. [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>.
15. Renewables 2016 Global Status Report, REN21 2016. Pp.9 [Электронный ресурс] / Режим доступа: [http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR\\_2016\\_KeyFindings1.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_KeyFindings1.pdf).
16. Smoggy Beijing to ban coal use, Xinhua 2014 [Электронный ресурс] / Режим доступа: [http://http://news.xinhuanet.com/english/china/2014-08/04/c\\_133531366.htm](http://http://news.xinhuanet.com/english/china/2014-08/04/c_133531366.htm) (дата обращения: 18.02.2016).
17. В поселке Батагай в Якутии открыта крупнейшая за полярным кругом в мире Солнечная электростанция / <http://www.sakha.gov.ru/node/247077>.
18. Глобальная энергетика. Энергоэффективная автономная энергоустановка нового поколения [Электронный ресурс] / Режим доступа: [http://ekoteh.narod.ru/rbe\\_new/power\\_plant/page01.html](http://ekoteh.narod.ru/rbe_new/power_plant/page01.html).
19. *Гречухина И. А.* Факторы развития возобновляемых источников энергии в России и в мире // Научные исследования и разработки в эпоху глобализации. Сборник статей международной научно-практической конференции. 5 февраля 2016 г. Науч.-изд. центр «Аэтерна». С. 75–79.
20. *Гречухина И. А., Кирюшин П. А.* Возобновляемая энергетика как фактор ценообразования на рынке электроэнергии // Вестник Государственного Университета Управления. 2014. № 17. С. 120–128.

21. Дворкович призвал не торопиться с возобновляемыми источниками энергии // Российская газета. 2016. 17 июня [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://rg.ru/2016/06/17/dvorkovich-prizval-ne-toropitsia-s-vozobnovliaemymi-istochnikami-energii.html>.
22. *Егоров И.* Современное состояние и потенциал развития биогазовой энергетики в России. Вып. 2: «Возобновляемые источники энергии». Русско-немецкое бюро экологической информации (Русско-немецкий обмен). Берлин, 2013. С. 7–15.
23. *Егоров И. Ю.* «Предложения ФГБУ “РЭА” Минэнерго России по развитию ВИЭ на Дальнем Востоке». — Презентация. III Международная конференция «Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке России». Якутск. 25–27.06.2015 г.
24. *Елистратов В. В.* «Проблемы и опыт разработки проектов электро-снабжения Северных поселений на основе ветродизельных электростанций». — Презентация. III Международная конференция «Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке России». Якутск. 25–27.06.2015 г.
25. Заявление спецпредставителя Президента России по вопросам климата Александра Бедрицкого. Информационный портал президента России. [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://kremlin.ru/events/administration/19598>, Сайт Министерства энергетики РФ. [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/activity/vie/>, *Давыдова А.* Безденежный климат. Коммерсантъ. 2015. 19 июня [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.kommersant.ru/doc/2751818>.
26. Как альтернативная энергетика становится выгодной // РБК Газета. № 114 (2370) (3006) [Электронный ресурс] / <http://www.rbc.ru/newspaper/2016/06/30/5773ab2d9a794727f46ccaff>.
27. *Каплун А. А.* Развитие проектов ВИЭ в ДФО / III Международная конференция «Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке России». Якутск. 25–27.06.2015 г.
28. *Кожуховский И. С.* «Генеральная схема размещения объектов энергетики до 2030 г.» — Презентация, 23 ноября 2010 г.
29. *Копылов А. Е.* Экономика ВИЭ. М.: Грифон, 2015.
30. Обзор возможностей для внедрения возобновляемой энергетики в Российской Федерации. Доклад. «Экозащита!» [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://below2c.files.wordpress.com/2014/02/reer160220141.pdf>.
31. Основные фонды. Федеральная служба государственной статистики. [Электронный ресурс] / Режим доступа: [http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat\\_main/rosstat/ru/statistics/enterprise/fund/#](http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/enterprise/fund/#).
32. Постановление Правительства Российской Федерации от 15.04.2014 № 321 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации “Энергоэффективность и развитие энергетики”» / <http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/b6b/b6b29df2dcbb578dc1073b4fb18f9412.pdf>.
33. Результаты социологического опроса населения Российской Федерации по проблемам изменения климата. Информационный портал президента

- России. [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://kremlin.ru/events/administration/19203>.
34. *Ряпин И.* Риски «большой» электроэнергетики: уход потребителей на самостоятельное обеспечение электроэнергией как результат недоработки реформы. — Энергетический центр Московской школы Сколково Москва, март 2013 г.
  35. *Сидорович В. А.* Мировая энергетическая революция. М.: Альпина Паблишер, 2015.
  36. Страница Фатих Бироля в Твиттере [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://twitter.com/icabirol/status/746251999285477376>.

## ГЛАВА 4

# ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ НА РЫНКАХ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ

### 4.1. Развитие рынка нефтепродуктов: эволюция механизмов ценообразования на российском рынке нефтепродуктов

Рынок нефтепродуктов тесно связан с рынком сырой нефти. Нефть является специфическим товаром — монопродуктом, который отличается качественными характеристиками, такими как химический и фракционный состав, плотность, наличие примесей.

Сфера применения нефти довольно ограничена и, по сути, полностью сводится к нефтепереработке. Нефтеперерабатывающая промышленность — отрасль обрабатывающей промышленности, охватывающая переработку нефти и производство нефтепродуктов. Она является неотъемлемым звеном в технологическом цикле, основанном на вертикальной интеграции добычи нефти, ее переработки и химии органического синтеза. Продукция нефтеперерабатывающей промышленности находит применение во многих отраслях экономики, наиболее массовыми из которых являются энергетика (мазут) и транспорт (бензины, дизельное топливо, масла, керосин).

Так же как и нефтяной рынок, рынок нефтепродуктов на протяжении всей истории своего становления всегда чутко реагировал на системные экономические и политические изменения, расширял свое многообразие, претерпевал трансформации внутренней структуры. В силу технологической взаимосвязи нефтедобычи и нефтепереработки по многим аспектам рынки нефти и нефтепродуктов развивались в едином экономическом фарватере.

Формирование рынка нефти и нефтепродуктов началось примерно в середине XIX в. Стремительный рост населения и экономическое развитие вследствие промышленной революции требовали новых источников топлива и энергии. В 1854 г. был зарегистрирован патент на



производство керосина, что послужило толчком для развития рынка нефтепродуктов.

Примерно в одно и то же время в России и США стали применять нефть в промышленных масштабах для нужд развития экономики. Нефтеперерабатывающая промышленность как часть топливно-энергетического комплекса всегда играла важную роль в экономике России. Наряду с нефтяной промышленностью нефтепереработка является инструментом проведения внутренней и внешней политики, ее продукция составляет значимую часть в товарной структуре российского экспорта, а также тесно взаимодействует с остальными отраслями промышленности.

Российская нефтеперерабатывающая промышленность имеет полуторавековую историю развития и становления. До 1917 г. она динамично развивалась и была неотъемлемой частью единой мировой системы, была неразрывно экономически связана с зарубежными производителями нефти и нефтепродуктов, а также разделяла технологические новации. В советский период отечественная нефтепереработка развивалась в совершенно иных экономических условиях.

Таким образом, представляется целесообразным выделить три крупных этапа формирования и развития российского рынка нефтепродуктов:

- ранние годы развития — до 1917 г.;
- советский период развития — до 1991 г.;
- современный этап.

По мере развития, усложнения и трансформации структуры российского рынка нефтепродуктов происходило и изменение механизмов ценообразования, их эволюционирование — от простых подходов к более сложным.

Изучение исторического опыта формирования цен на нефтепродукты в России имеет большую научную и практическую значимость с точки зрения анализа эффективности и последствий различных способов установления цен.

*В ранний период развития* действующие на российском и американском рынке нефтепродуктов экономические механизмы во многом были похожи, что позволяет привести их в сравнении. И в США, и в России на рынке доминировали крупные монополии.

К господству крупных нефтяных монополий привел хаос на рынке нефти, который переносился и на рынок нефтепродуктов. Нефтяной бизнес на заре своего становления был достаточно прибыльным и некапиталоемким, что привлекало большое количество предпринимателей. Нефтедобыча увеличивалась неконтролируемыми темпами. Рынок не успевал поглощать быстро растущие объемы нефти. Установилась высокая волатильность: цены на сырье колебались в больших диапазонах, что сделало нефть самым спекулятивным товаром.

Уже в 1871 г. на американском рынке появилась первая нефтяная биржа<sup>1</sup>. Существовало несколько условий, на которых продавалась и покупалась нефть и нефтепродукты. Спотовая сделка с немедленной поставкой осуществлялась по действующим ценам. Стандартная продажа предусматривала окончание сделки в течение 10 дней. По фьючерсной сделке определенное количество товара продавалось в установленное время в будущем по фиксированной цене.

Биржевое ценообразование и связанная с ним волатильность нефтяных цен неоднозначно сказывались на рынке нефтепродуктов. В тот период времени цены на нефтепродукты и нефтеперерабатывающая отрасль в целом зависели от нефтяного рынка.

На раннем этапе развития рынок нефтепродуктов был рынком продавца, вследствие чего ценообразование на нем формировалась исходя из издержек по принципу *Cost+*: затраты плюс прибыль. Таким образом, цена на продукт нефтепереработки складывалась из стоимости нефти, затрат на переработку и транспортных издержек.

Биржевые спекуляции и высокая волатильность нефтяных цен дестабилизировали рынок нефтепродуктов и нефтеперерабатывающую промышленность. В 60-х гг. XIX в. в течение одного года нефть могла упасть в цене в 10 раз и в течение еще двух лет полностью восстановиться. Такие колебания нефтяных цен, с одной стороны, приводили к стабилизации рынка нефти и увеличению рентабельности нефтепереработки. Низкие цены на нефть стимулировали развитие отрасли и продвижение нефтепродуктов на рынке энергоносителей. Однако, несмотря на быстрорастущий спрос на продукцию нефтепереработки, этот рынок испытывал те же проблемы, что и нефтяной — кризис перепроизводства. Нарастивание мощностей по переработке нефти опережало спрос: большое количество компаний боролось за одних и тех же потребителей. В условиях высокой конкуренции резкий рост нефтяных цен приводил к разорению нефтепереработчиков и делал нефтяной бизнес нестабильным, что препятствовало накоплению финансовых ресурсов для успешного развития отрасли и инвестиций в усовершенствование технологий.

В конце 1960-х гг. произошел последний кризис перепроизводства: цены на керосин упали в 2 раза. По оценке того времени, предложение на рынке нефтепродуктов в 3 раза превышало спрос<sup>2</sup>.

Для установления контроля над рынком нефтеперерабатывающая промышленность пошла по пути монополизации. Именно объединение всей отрасли в единую систему в рамках одной компании *Standard Oil* в 1870 г., а не создание картелей, привело к ликвидации избыточных мощностей по переработке и стабилизации рынка.

---

<sup>1</sup> *Ергин Д.* Добыча: Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть. М., 2011. 944 с.

<sup>2</sup> Там же.

Руководителям *Standard Oil* удалось внедрить в нефтяную промышленность первую интеграционную модель. В результате этого к концу XIX в. *Standard Oil* контролировала 80% рынка нефти и 90% рынка нефтепродуктов. Она стала первой вертикально-интегрированной компанией, которая к тому же контролировала сбытовые сети для создания организованного продвижения продукта от производителя к потребителю.

Как уже упоминалось ранее, установление цен на нефтепродукты в рассматриваемый период основывалось на затратном подходе. Поэтому особенно важным был вопрос себестоимости продукции. Одной из причин успеха *Standard Oil* являлась их основная стратегия — производить дешево. Это требовало эффективных действий по контролю над ценами на сырье, модернизации производства и расширения системы сбыта.

Не случайно интеграция в нефтяной промышленности началась с верного звена технологической цепочки — нефтепереработки. Продукция нефтепереработки отличается от нефти более высокой добавленной стоимостью, что при эффективной и рациональной организации деятельности делало нефтепереработку экономически приоритетней и прибыльней нефтедобычи.

Установив доминирование на рынке нефти (80% нефтеперерабатывающих мощностей), *Standard Oil* привязала цены на нефть к положению на рынке нефтепродуктов, несмотря на то, что они отличались от биржевых котировок. После этого количество и объем торговых сделок начал неуклонно падать. Это привело к окончанию эпохи нефтяных бирж. С этого момента цена на нефть зависела от спроса на нефтепродукты. А так как *Standard Oil* контролировала практически всю нефтепереработку, она смогла установить оптимальную для себя цену на сырье, тем самым снизив издержки и цены на готовую продукцию.

В то время нефтяное производство помимо США в больших, промышленных масштабах существовало только в России и развивалось по схожему пути, однако экономические механизмы на российском рынке нефти и нефтепродуктов были выражены не так ярко, как на американском.

На раннем этапе развития вся нефтяная промышленность России была сосредоточена только на Апшеронском полуострове с центром в Баку. Формирование этого нефтяного района и послужило началом развития российской нефтепереработки.

Толчком для развития отрасли стала отмена в 1870 г. государственной монополии, что открыло регион для частных конкурирующих компаний, в том числе и зарубежных инвесторов. Это привело к взрыву предпринимательской активности.

За десять лет на Кавказе возникло несколько сотен нефтеперерабатывающих заводов, а добыча нефти стала сопоставима с США. Ис-

ключительно важную роль в развитии российского нефтяного рынка, сопоставимую с ролью *Standard Oil* в США, сыграла компания «Братья Нобель».

Руководство «Братья Нобель» внимательно проанализировало каждую составляющую нефтяного бизнеса, а также изучило американский опыт *Standard Oil*. Для достижения результата российская компания использовала схожие методы управления и бизнес-планирования. В целях увеличения производительности и прибыльности внедрялись новые технологии, скупались производственные мощности, расширялась сбытовая сеть.

К середине 1880-х гг. удалось создать крупный интегрированный нефтяной концерн, которому принадлежали месторождения нефти, нефтепроводы, НПЗ, баржи, танкеры, железная дорога, а также розничная сбытовая сеть. Для захвата российского рынка и поглощения других компаний «нобелевцы» использовали те же методы, что и *Standard Oil*: искусственно занижали цены на нефть и нефтепродукты, чтобы разорить конкурентов и вынудить их покинуть рынок.

В итоге за несколько лет компания «Товарищество нефтяного производства братьев Нобель» не только вытеснила американские нефтепродукты с российского рынка, но и заняла значительную часть рыночной ниши. К 1883 г. доля компаний на российском рынке достигла 50% и до 1917 г. никогда не падала ниже этой отметки, а в отдельные годы доходила до 90%<sup>1</sup>.

Если в США основной задачей в вопросе ценообразования на нефтепродукты являлось снижение себестоимости производства, то в Российской империи главной проблемой было снижение транспортных издержек.

И если в США высокие затраты на транспортировку объяснялись тарифными войнами с железнодорожными компаниями, монополизацией парка железнодорожных цистерн, строительством дальних трубопроводов независимыми операторами рынка, то в Российской империи — большой удаленностью основных потребителей от места производства нефтепродуктов и отсутствием развитой транспортной инфраструктуры.

Основная нефтяная база того времени — Кавказский регион имел удаленное географическое положение, что сильно ограничивало возможности сбыта в пределах Империи. Большие сложности вызывала проблема транспортировки на дальнейшее расстояние. Продукции перевозилась из Баку в бочках по Каспийскому морю до Астрахани, где осуществлялась перевалка на баржи. Водным транспортом нефтяные грузы доставлялись вверх по Волге до пункта пересечения с железной дорогой,

---

<sup>1</sup> Становление нефтяной промышленности России. СПб., 2011. 255 с.

по которой и доставлялись конечным потребителям. Таким образом, на пути в основные промышленные центры Европейской части России нефтяные грузы доставлялись и переваливались несколькими видами транспорта (гужевым, железнодорожным, речным, морским). Стоимость погрузочно-разгрузочных работ была очень велика, что сказывалось на конкурентоспособности российских нефтепродуктов<sup>1</sup>. Также поставки носили ярко выраженный сезонный характер. На первых этапах развития стоимость керосина, доставленного из США в Санкт-Петербург, была ниже, чем из Баку.

Для захвата отечественного рынка компания «Братья Нобель» организовала самое передовое и технически оснащенное производство в мире, а также нашла революционное решение проблемы транспортировки. Именно в России нефтяные грузы впервые стали перевозиться «наливом» и был построен первый в мире нефтеналивной танкер<sup>2</sup>.

Однако помимо высоких транспортных затрат существовали ограничения и на самом российском рынке. Российская империя конца XIX в. — страна с аграрной экономикой. Большинство ее населения составляли крестьяне, для которых освещение не было большой необходимостью.

Ограниченный спрос на внутреннем рынке при увеличивающихся темпах производства нефти и нефтепродуктов заставил отечественных нефтепромышленников искать выходы на внешние рынки. Для осуществления этого замысла в 1883 г. была построена железная дорога Баку — Батуми (а позже и трубопровод), где были построены резервуары для хранения нефти и ее последующей перевалки, что сделало Батуми крупнейшим нефтяным портом того времени<sup>3</sup>.

Таким образом, практически с начального этапа развития нефтяная промышленность России ориентировалась на экспорт. И уже в конце XIX — на рубеже XX вв. российские нефтепродукты и нефть составляли конкуренцию *Standard Oil* на европейском рынке.

На рубеже XIX и XX столетий произошли огромные перемены в жизни общества, которые в значительной мере отразились на развитии нефтяной промышленности. Изменения затронули потребительский спрос и структуру потребления нефтепродуктов. Научные достижения и технический прогресс привели к появлению не только новой энергии, но и целой индустрии. Так, электрическая лампочка Эдисона давала более яркий свет и не требовала к себе повышенного внимания со стороны пожаробезопасности. Уже в начале XX в. электрический свет повсеместно

<sup>1</sup> *Ергин Д.* Добыча: Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть.

<sup>2</sup> *Капустин В. М., Кулес С. Г., Бертолусини Р. Г.* Нефтеперерабатывающая промышленность США и бывшего СССР. М., 1995. 304 с.

<sup>3</sup> Там же.

распространился, в то время как рынок керосина — основы нефтяного бизнеса, сузился до сельских районов.

Однако по мере сужения одного рынка сбыта, благодаря все тому же техническому прогрессу, у нефтяной отрасли с открытием двигателя внутреннего сгорания появился новый рынок сбыта и новые потребители — автомобили. И если до этого бензин представлял собой побочный продукт, имевший узкое применение в качестве растворителя, то после изобретения двигателя внутреннего сгорания бензин становится стратегическим продуктом. Кроме того, для мазута нашли эффективное применение в качестве дешевого топлива в паровых котлах.

Однако с начала XX столетия российская нефтяная промышленность начала приходить в упадок, несмотря на то, что в остальном мире спрос на продукцию нефтепереработки качественно и количественно увеличивался. Внутриполитическая ситуация в стране ухудшалась. Разрастались антиправительственные настроения, сопровождавшиеся рабочими забастовками и демонстрациями. Протесты также затронули и Баку — главный центр нефтяной промышленности. В результате беспорядков Первой русской революции было уничтожено 2/3 фонда скважин. В целом годы, предшествовавшие революции 1917 г. и Гражданской войне, можно охарактеризовать как период спада в нефтяной промышленности России. В 1920 г. все предприятия нефтяной отрасли были национализированы — российский рынок нефтепродуктов трансформировался в совершенно иную экономическую структуру.

Таким образом, и в России, и в США в ранние годы развития господствовали крупные монополии. Доминирование на рынке вертикально-интегрированного концерна имело как свои преимущества, так и недостатки. К преимуществам можно отнести концентрацию всех сегментов нефтяной отрасли: добыча, транспортировка, переработка, сбытовые сети, маркетинг. Это дало возможность аккумулировать финансовые ресурсы, что позволило инвестировать в строительство более рентабельных крупных НПЗ, использовавших новейшие технологии, и в итоге производить и реализовывать нефтепродукты по низким ценам при увеличивающейся прибыли. Резко увеличивался выход керосина, что также способствовало снижению цен.

Вместе с тем, недостатком такой системы являлось отсутствие конкуренции, снижение качества реализуемых нефтепродуктов, бесконтрольное загрязнение окружающей среды и отсутствие экологических мероприятий по восстановлению естественной среды.

Для американского и российского рынков нефтепродуктов первый этап развития завершился примерно в одно и то же время. Это было связано с появлением двигателя внутреннего сгорания, ростом автомобилизации и завершением Первой мировой войны, в которой моторы

доказали свою эффективность. Все эти факторы послужили толчком для выхода рынка нефтепродуктов на новый этап развития.

Однако если в США новый этап характеризовался ликвидацией господства монополии, разделением *Standard Oil* на более мелкие нефтяные компании, внедрением антимонопольного законодательства и усилением конкуренции, то в России — переходом от частной монополии к государственной.

Начало *советского периода развития* ознаменовалось национализацией в нефтяной промышленности, и после непродолжительного периода концессий в начале 30-х гг. XX в. промышленность стала переводиться на военные рельсы. Ликвидация политики НЭПа окончилась установлением полной государственной монополии в управлении нефтяной промышленностью.

Несмотря на двукратное увеличение к тому времени производства и потребления нефтепродуктов по сравнению с довоенным 1913 г., эти показатели были несравнимы с темпами роста потребления нефтепродуктов в США, где главным драйвером являлось расширение рынка за счет бурного развития автомобильной промышленности и роста автомобилизации.

В 30-е гг. XX в. автомобильная промышленность была развита крайне слабо. Армия и флот оставались главным потребителем нефтепродуктов.

В 1930-е гг. Советский Союз взял курс на индустриализацию. В этот период началось интенсивное строительство НПЗ, которое и заложило фундамент современной нефтеперерабатывающей промышленности.

В 1930 и 1931 гг. были построены нефтеперерабатывающие заводы в Туапсе и Батуми, т. е. в конечных точках нефтепроводов из Баку и Грозного. Расположение первых советских НПЗ в портовых городах подчеркивает важность экспорта нефти и нефтепродуктов для советского государства.

Как и во времена царской России, нефть и нефтепродукты из Советского Союза активно экспортировались в Европу. Несмотря на уменьшение реальных объемов добычи, нефть заняла довольно важное место в структуре экспорта СССР. Даже в самые успешные годы нефтяной промышленности России доля нефти в структуре внешней торговли составляла всего 7%. После Гражданской войны она постоянно увеличивается и достигает к 1932 г. 18%<sup>1</sup>. В послевоенные годы экспортная ориентация нефтяной промышленности только усилится.

Необходимо отметить, что избытка и разнообразия в ассортименте нефтепродуктов не было. Экономика была плановой, поэтому планы

---

<sup>1</sup> Черныш М. Е. Развитие нефтеперерабатывающей промышленности в Советском Союзе: фрагменты истории. М., 2007. 320 с.

в нефтяной промышленности выполнялись таким образом, чтобы нефтепродуктообеспечение выполнялось на минимальном уровне.

В послевоенный период нефтяная промышленность СССР развивалась особенно быстрыми темпами. Большинство крупных заводов были построены в 1950–1960-е гг. Особенности экономической модели, действовавшей в Советском Союзе, отразились и на целом ряде аспектов функционирования сегмента российской нефтепереработки.

Большинство заводов были ориентированы на внутренний рынок, что также оказывало влияние на выбор места строительства. Немаловажную роль в экономических расчетах советского периода играл учет транспортных затрат по транспортировке нефти — значительная часть НПЗ расположена в непосредственной близости к основным регионам нефтедобычи. И наконец, высокая потребность народного хозяйства в мазуте, который может быть использован как котельное топливо, учитывалась при выборе технологической схемы работы НПЗ.

Нефтеперерабатывающие предприятия СССР были оснащены в основном только установками первичной переработки нефти. Доля термических, каталитических и других вторичных процессов была невелика. По этому показателю советские заводы сильно уступали американским. Эти направления требовали больших капитальных затрат, так как на установках риформинга производился бензин с высоким содержанием ароматических углеводородов, что по американским и мировым стандартам было недопустимым и делало такое топливо неконкурентоспособным.

Важно отметить, что глубина переработки нефти на советских заводах находилась на крайне низком уровне (табл. 4.1), что было вызвано отсутствием больших капиталовложений в нефтеперерабатывающую промышленность.

Таблица 4.1

#### Глубина переработки нефти и выход нефтепродуктов на НПЗ СССР

	1960	1970	1980	1990
Количество переработанной нефти, млн т	128	272	471	459
Выход нефтепродуктов, млн т:				
моторные топлива	60	125	203	202
масла	3,7	6,6	8	7
нефтяной битум	4,1	8,7	9,6	12
котельное топливо	41	110	206	168
Глубина переработки	67	60	57	63

Источник: Капустин В. М., Кулес С. Г., Бертолусини Р. Г. Нефтеперерабатывающая промышленность США и бывшего СССР.

В условиях государственной монополии СССР большая часть прибыли не возвращалась обратно в нефтяную промышленность, а использовалась



лась правительством в разных отраслях хозяйства или для других целей. В результате нефтяная промышленность, и нефтеперерабатывающая в частности, оставалась недоинвестированной.

Важной характеристикой потребительского рынка нефтепродуктов СССР было существование только нескольких унифицированных марок бензина, которые выпускались без присадок. Отсутствовала любого рода конкуренция: как между производителями, так и между продукцией. Вся территория страны делилась на экономические районы, за обеспечение которых отвечали НПЗ, находившиеся на этой территории<sup>1</sup>.

Таким образом, в советский период на рынке нефтепродуктов политика рационального маркетинга не осуществлялась, а происходило их централизованное распределение.

В этих условиях цены на нефтепродукты в командно-административной экономике СССР устанавливались централизованно. При расчетах за нефтепродукты предприятия-производители и организации нефтепродуктообеспечения со всеми покупателями, кроме населения (предприятия других отраслей промышленности), руководствовались едиными ценами прейскуранта № 04-02 «Оптовые цены промышленности на нефтепродукты», утверждавшегося Госкомцен СССР. При реализации нефтепродуктов населению, а также автомобильного бензина всем потребителям (государственным, кооперативным и общественным предприятиям, учреждениям, организациям и населению), применялись единые цены прейскуранта № 083 «Розничные цены на нефтепродукты»<sup>2</sup>.

Оптовые цены на нефтепродукты устанавливались исходя из средних условий производства определенного вида продукции по уровню техники, технологии и организации труда в разрезе среднеотраслевой себестоимости.

Помимо плановой себестоимости в оптовых ценах на нефтепродукты предусматривалась определенная рентабельность. В прейскуранте цены дифференцировались в зависимости от поясного деления регионов СССР. На оптовые цены промышленности на нефтепродукты (кроме котельного топлива) осуществлялось деление на два пояса дальности: регионы Дальнего Востока и Восточной Сибири относились ко второму поясу, а все остальные регионы — к первому. Оптовые цены на котельное топливо дифференцировались по трем поясам дальности — в отдельную третью группу выделялись регионы Крайнего Севера<sup>3</sup>.

В прейскуранте указывалось административно-территориальное деление республик, краев и областей СССР, включаемых в определенный

---

<sup>1</sup> Алисов Н. В., Золотарёв Ю. Ф., Савинская М. Э. Размещение химических производств и предприятий. М., 1974. 232 с.

<sup>2</sup> Рябикина А. А. Ценообразование на рынке нефтепродуктов. СПб., 2000. 148 с.

<sup>3</sup> Там же.

пояс. Оптовые цены на нефтепродукты в прејскуранте дифференцировались также в зависимости от установленных на них ГОСТов и ТУ. Аналогичным образом были построены и цены розничного прејскуранта на нефтепродукты.

Формирование отпускных оптовых цен было тесно связано с особенностями организации системы снабжения и сбыта. Отгрузка нефтепродуктов с НПЗ напрямую потребителям не осуществлялась. Продукция нефтеперерабатывающих заводов по нефтепродуктопроводам и железной дороге поставлялась на региональные нефтебазы. Таким образом, шло плановое распределение нефтепродуктов по территории, за нефтепродуктообеспечение которой был ответственен соответствующий НПЗ. С нефтебаз уже шло распределение по розничной сети сбыта.

В связи с этим оптовые цены для потребителей должны были устанавливаться по принципу франко нефтебаза/склад. То есть это условия поставки, согласно которым продавец передает товар в распоряжение покупателя на своем складе, а покупатель берет на себя все расходы на транспортировку товара до своего пункта назначения. По условиям поставки франко нефтебаза/склад ценообразование нефтепродуктов включало бы себестоимость производства плюс транспортный тариф до нефтебазы.

Однако так как себестоимость производства и транспортные тарифы приравнивались к среднеотраслевым, то формирование оптовых цен фактически осуществлялось по принципу франко район потребления.

Стоит подчеркнуть, что устанавливаемые государством централизованные цены на нефтепродукты на внутреннем рынке СССР в значительной мере отличались от цен самофинансирования заводов-производителей. Это являлось частью общей экономической политики страны в сфере ценообразования. Поддержка искусственно низких цен на энергоносители в сравнении с уровнем цен на продукцию других отраслей промышленности привела к возникновению и развитию значительных ценовых различий в экономике Советского Союза. Цены на нефтепродукты не повышались вплоть до 1991 г.

«Низкие цены на нефтепродукты были причиной того, что их доля в себестоимости большинства видов продукции и услуг была значительно занижена. Это вызывало неэкономное отношение к энергоресурсам у потребителей. Неэффективное и расточительное использование этого вида энергоресурсов компенсировалось путем наращивания их производства в основном за счет усиленного использования мощностей НПЗ, наиболее подготовленных запасов и резервов нефти. Одновременно снижались затраты государства на развитие отраслей, обслуживающих нефтеперерабатывающую промышленность, откладывались или существенно сокращались долгосрочные программы модернизации производства. Это привело к резкому снижению спроса на технику и технологии, которые

определяют качество продукции, эффективность производства и глубину переработки нефти. Увеличились масштабы загрязнения окружающей среды»<sup>1</sup>.

За советский период кардинальным образом изменилась отечественная нефтяная промышленность и механизмы ценообразования. Была создана сырьевая база и ключевая инфраструктура, которая заложила фундамент и сформировала облик современного рынка нефтепродуктов.

С одной стороны, были построены значительные мощности по переработке нефти практически во всех экономических районах страны<sup>2</sup>. С другой стороны, монопольное государственное управление и централизованно устанавливаемые цены привели к отсутствию конкуренции на рынке и стагнации в развитии и модернизации отрасли.

В результате России достались технологически устаревшие НПЗ с низкой глубиной переработки нефти. Также не придавалось большого значения экологическому фактору. Если в США увеличение издержек производства нефтепродуктов вследствие внедрения законов об охране окружающей среды и ужесточения экологических требований привели к модернизации НПЗ и увеличению выхода светлых нефтепродуктов, то в СССР требования к качеству производимых нефтепродуктов оставались крайне низкими.

В конце 1991 г. Советский Союз прекратил свое существование. Россия перешла на новые экономические пути развития. Соответственно, нефтяная промышленность России также перешла на условия рыночной экономики, а также подверглась реформе, направленной на либерализацию деятельности.

Таким образом, в нефтеперерабатывающей промышленности России накануне проведения экономических реформ сложилась непростая ситуация. С одной стороны, в связи с резким сокращением количества источников финансовых ресурсов низкие цены на нефтепродукты не могли обеспечивать реинвестиции в обновление отрасли. С другой стороны, небережливое, расточительное использование этих видов энергоресурсов приводило к наращиванию их производства при сохранении невысокого уровня расходов на энергию в структуре затрат своей деятельности. Это все негативно сказалось как на финансовой устойчивости, так и на производственной сфере российской нефтепереработки, что привело к ее кризисному состоянию. В целях улучшения состояния отрасли необходимо было внедрить новый институциональный фундамент и новые механизмы ведения хозяйственной деятельности, которые могли бы

<sup>1</sup> *Рябикина А. А.* Ценообразование на рынке нефтепродуктов. СПб., 2000. 148 с.

<sup>2</sup> *Егоров В. И., Злотникова Л. Г.* Экономика нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. М., 1982. 286 с.

эффективно адаптировать нефтеперерабатывающую промышленность к новым условиям рыночной экономики в переходный период.

Начало *современного этапа* развития российского рынка нефтепродуктов ознаменовалось крупными структурными преобразованиями в нефтяной отрасли и приватизацией предприятий ТЭК. Итогом этих мероприятий стало создание крупных хозяйствующих субъектов на рынке нефти и нефтепродуктов — вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК). Появление именно таких форм хозяйствования было обусловлено способностью ВИНК аккумулировать внутренние ресурсы; быть финансово устойчивыми и конкурентоспособными как на внутреннем рынке, так и на внешнем. Еще одна причина создания крупных нефтяных компаний — это сохранение технологических связей внутри единых производственных комплексов по добыче и переработке нефти.

Эти меры способствовали смягчению для российского нефтяного комплекса последствий экономического кризиса 1991—1998 гг., который сопровождался гиперинфляцией, нехваткой оборотных средств при сокращающемся спросе.

В части ценообразования нефтепродуктов возник переходный период, в течение которого государство сохранило контроль и возможность регулирования цен. В соответствии с Указом Президента РФ от 03.12.1991 г. № 297 «О мерах по либерализации цен» по большинству промышленной продукции и товаров народного потребления вводилось свободное установление тарифов и введение рыночных механизмов ценообразования. Вместе с тем, нефтепродукты, как и другие основные виды энергоносителей, входили в перечень товаров, к которым применялось государственное регулирование цен.

Государственное регулирование цен на нефтепродукты в тот период выражалось в ведении предельных уровней наценок в каждом сегменте рынка нефтепродуктов:

- предельный уровень рентабельности производства нефтепродуктов — на крупнооптовом рынке;
- предельный уровень надбавок предприятий нефтепродуктообеспечения — на мелкооптовом рынке;
- предельный уровень наценок рознично-сбытовой сети — на розничном рынке.

При этом ценообразование нефтепродуктов попадало под действие антимонопольного законодательства, которое предусматривало обязательное декларирование повышения цен. За несоблюдение и нарушение установленных нормативов предусматривались соответствующие штрафные санкции.

Государственное регулирование цен на такой важный энергоресурс, как нефтепродукты, также было призвано поддержать потребительский спрос в условиях кризисной экономики.

Следующим этапом по либерализации цен на российском рынке нефтепродуктов стала отмена в 1995 г. государственного регулирования цен на нефтепродукты в рамках проводимых экономических реформ по развитию эффективной рыночной экономики. Таким образом, был осуществлен переход на свободное рыночное ценообразование. Цены на нефтепродукты стали устанавливаться продавцами исходя из конъюнктуры рынка на основании соотношения спроса и предложения.

Первоначально процесс ценообразования на нефтепродукты крупных нефтяных компаний включал в себя: производственные затраты на добычу и транспортировку нефти, себестоимость переработки, маркетинговые и организационные затраты, учет налогов. Закладываемая в базовые цены на нефтепродукты прибыль предусматривала определенный уровень рентабельности<sup>1</sup>. То есть устанавливаемые ВИНК цены на нефтепродукты обеспечивали безубыточные условия ведения бизнеса.

В результате либерализации, рыночных трансформаций, приватизации и образования крупных ВИНК, в чьей собственности концентрируются практически все мощности по добыче и переработке нефти, структура российского рынка нефтепродуктов приняла олигополистический характер.

Практически все производство моторных топлив, соответствующих Техническому регламенту Таможенного Союза и допущенных к реализации на территории Российской Федерации, начиная с 1990-х гг. приходится на долю нескольких крупных компаний. На сегодняшний день «Роснефть», «Лукойл», группа компаний, входящих в ПАО «Газпром», «Сургутнефтегаз», «Башнефть» являются основными производителями автомобильного бензина в Российской Федерации (рис. 4.1).

Соответственно в этой же пропорции распределяются отгрузки моторных топлив на внутренний рынок, что позволяет нескольким компаниям контролировать крупнооптовый рынок и диктовать свои условия остальным участникам. Несмотря на то что доля независимых компаний на розничном рынке равна 50%, конкуренция на российском рынке нефтепродуктов является, по сути, фиктивной, так как независимым операторам приходится производить закупки у сбытовых подразделений ВИНК. Таким образом, крупные компании, доминируя на крупном опте, имеют возможность влиять на предложение и ценообразование.

Олигополистическое доминирование на отечественном рынке нефтепродуктов может служить косвенной причиной практически перманентного роста цен в розничном сегменте, даже на фоне резкого падения цен на нефть и «ценовых провалов» на рынках нефтепродуктов других стран. ВИНК имеют несколько способов поддержания роста цен. Во-первых,

<sup>1</sup> Рябикова А. А. Ценообразование на рынке нефтепродуктов. СПб., 2000. 148 с.

контролируя практически все производство, они имеют возможность снизить предложение для возникновения предпосылок дефицита моторного топлива на внутреннем рынке. Во-вторых, они могут разгонять цены в крупнооптовом сегменте, чтобы вынудить независимых участников в краткосрочной перспективе первыми поднять розничные цены в рознице, тем самым вводя в заблуждение регулирующие органы и антимонопольное законодательство относительно рыночной обоснованности повышения цен.

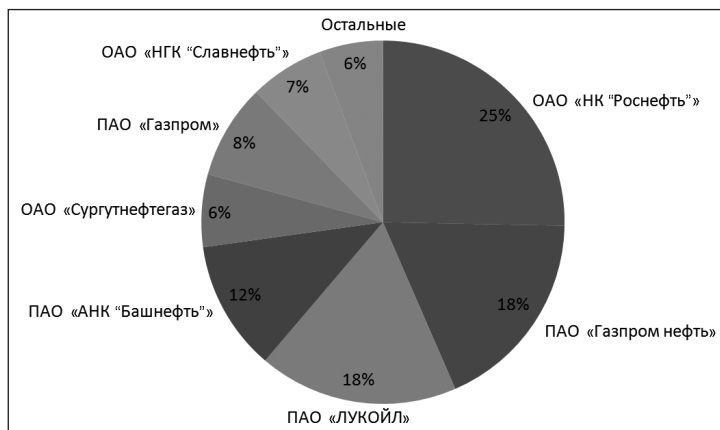


Рис. 4.1. Производство автомобильного бензина в Российской Федерации в разрезе нефтяных компаний за 2015 г., %

Источник: Минэнерго России.

Еще один способ воздействия на внутренний рынок — регулирование объемов поставок нефтепродуктов на экспорт. Начиная с 1995 г. с отмены государственного регулирования рост цен на внутреннем рынке опережал рост цен на зарубежных рынках. Экспортный паритет (или *netback*) является основой рыночного механизма ценообразования на российском рынке нефтепродуктов. Чистая производственная цена *netback* базируется на рыночной стоимости продукции. Такой механизм ценообразования позволяет обезопаситься от рыночных рисков, заключать долгосрочные контракты, а также дает возможность продавцам получить обоснованный доход при резких колебаниях рынка.

На отечественном топливном рынке применяется примерно такая же формула расчета *netback*, как и на рынке нефти. В самом общем случае за основу берется средняя цена спотовых сделок в двух крупных хабах: Роттердаме в Северном море и Аугусте в Средиземном. Из средней цены вычитается стоимость морского фрахта, таможенная пошлина и затраты на транспортировку. Для установления итоговой внутрироссийской

цены формулу ценообразования приводят к различным базисам поставок. Так как практически вся перевозка нефтепродуктов осуществляется железнодорожным транспортом, конечная цена рассчитывается до определенной железнодорожной станции. Также в качестве базиса поставки принимаются пункты слива и налива в системе АО «АК «Транснефтепродукт» (на нефтяном рынке, наоборот, основными базисами служат пункты учета нефти в системе магистральных трубопроводов). Однако при формировании транспортного тарифа возможны и комбинированные варианты.

Нововведением российского времени в системе нефтепродуктообеспечения стала возможность отпуска нефтепродуктов путем автоналива в автомобильные цистерны конечных потребителей напрямую с НПЗ производителей. Это снижает логистическую загруженность в системе перевозок нефтепродуктов, а также позволяет конечным потребителям приобретать продукт напрямую без посредников по более низким рыночным ценам. Поэтому расчет цен по условиям поставок принял характер франко-НПЗ.

Таким образом, большая часть нефтепродуктов на российском рынке реализуется по фиксированным ценам, которые устанавливают крупные игроки (ВИНК). В силу недостаточной развитости рыночных и биржевых индексов, зачастую в своей деятельности продавцы руководствуются статистическими сборниками по различным котировкам, которые издаются специализированными агентствами типа *Platts, Argus, KORTES*.

К концу 2000-х гг. на российском рынке нефтепродуктов сложилась следующая ситуация. Доминирование ВИНК, применяющих трансфертное ценообразование при продаже нефтепродуктов своим сбытовым «дочкам», сводило практически к нулю свободные поставки нефтепродуктов между участниками рынка. Укоренившаяся олигополия подавляла развитие рыночных механизмов ценообразования.

Попыткой установления прозрачных механизмов ценообразования на российском рынке стало внедрение биржевой торговли нефтепродуктами. В соответствии с мировой практикой реальные цены на нефтепродукты устанавливаются в ходе торговли срочными контрактами на специализированных биржах. Биржевые котировки мировых цен не могут служить в качестве ориентиров для внутреннего рынка из-за разницы российских и мировых цен. Кроме того, отечественные экспортеры нефти и нефтепродуктов ежегодно теряют часть прибыли из-за отсутствия системы прямого ценообразования, так как российская нефть и нефтепродукты более высокого качества продаются по усредненным ценам.

Стартом для биржевой торговли нефтепродуктами стал 2008 г., когда начали работу сразу три площадки: Межрегиональная биржа нефтегазового комплекса (МНБК), Санкт-Петербургская Международная то-

варно-сырьевая биржа (СПБМТСБ) и биржа «Санкт-Петербург». Изначально объемы торгов нефтепродуктами распределились следующим образом: на СПБМТСБ заключалось 49% всех сделок, на МНБК — 46%, на бирже «Санкт-Петербург» — 5%.

Изначально СПБМТСБ создавалась под кураторством Министерства экономического развития и была нацелена на торговлю нефтепродуктами. И именно эта площадка получила государственную поддержку по решению задачи создания конкурентного рынка нефтепродуктов. Уже к 2013 г. доля сделок, проводимых через СПБМТСБ, достигла 85%<sup>1</sup>.

Кроме того, в 2013 г. совместным приказом ФАС и Минэнерго России был установлен определенный процент нефтепродуктов, который ВИНК должны были реализовывать на внутреннем рынке через биржу. Данный документ обязывает крупных компаний-производителей продавать 10% бензинов, 5% дизельного топлива, 10% топлива для реактивных двигателей, а также 2% мазута на торгах. По мнению руководителей регулирующих органов, биржевые торги способствуют здоровому рыночному ценообразованию и дадут возможность привязывать формирование цен к обоснованным биржевым котировкам.

СПБМТСБ использовала несколько форматов проведения торгов. В частности, практиковалось использование дискретного аукциона, в ходе которого компании собирали заявки от покупателей и на их основе формировали цену на нефтепродукты. Также торги на бирже проходили в форме одностороннего аукциона, когда покупатель в течение 10 минут могли повышать стартовую цену, кратную 10 руб. Основным режимом торгов на сегодняшний день является двойной встречный аукцион. Он подразумевает выставление участниками торгов заявок на продажу и покупку нефтепродуктов определенных объемов и по определенной цене. Сделка заключается, если покупателю и продавцу удастся сблизить позиции.

В 2010 г. объем биржевых торгов составил 8 млн т, в 2015 г. — 15,5 млн т. Таким образом, за последние годы в Российской Федерации удалось сформировать необходимую биржевую инфраструктуру, позволяющую решать задачи, поставленные Правительством РФ, по реализации нефтепродуктов путем проведения организованных торгов. Одним из главных достижений биржевых торгов является признание биржевых цен индикативными со стороны антимонопольного законодательства.

В настоящее время на бирже рассчитывается несколько индексов, позволяющих всем участникам рынка ориентироваться на биржевые цены.

---

<sup>1</sup> *Западаев И. И.* Биржевая торговля нефтью и нефтепродуктами: количество или качество? // Научные труды: Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН. 2011. № 9. С. 522–533.



Среди них: индекс «Владимир», Композитные индексы, Национальные индексы и региональные индексы.

Индекс «Владимир» рассчитывается как средневзвешенная цена по всем сделкам, заключенным в ходе торгов на базисах Московского, Ярославского, Рязанского и Нижегородского НПЗ, и приведенная к базису железнодорожной станции Владимир, как географически среднеудаленной точке от крупнейших НПЗ Центральной России. Данный индекс позволяет отслеживать динамику и уровень цен на наиболее емком региональном рынке нефтепродуктов.

Композитный индекс — единый универсальный индикатор рынка нефтепродуктов, отражающий динамику изменения стоимости усредненной тонны светлых нефтепродуктов на биржевом рынке РФ. Композитный индекс рассчитывается как сумма значений Национальных индексов цен светлых нефтепродуктов, умноженных на специальные весовые коэффициенты. Весовые коэффициенты позволяют учитывать в индексе доли поставок различных видов нефтепродуктов (бензины, керосин, дизельное топливо) с НПЗ на внутренний рынок РФ.

Третий вид индексов — национальный, который рассчитывается по основным видам торгуемых нефтепродуктов как средневзвешенная (по объемам) цена на соответствующие нефтепродукты на наиболее крупных НПЗ. Таким образом, данный индекс показывал усредненную на российском рынке цену каждого вида нефтепродуктов.

Четвертый вид — региональные, рассчитывается по восьми наиболее крупным городам России.

Следует отметить, что биржевая торговля нефтепродуктами в Российской Федерации постепенно развивается. За восемь лет можно наблюдать неуклонный рост объемов продаж, расширение структуры торгов, а также увеличение доли биржевой торговли на отечественном рынке нефтепродуктов. Практически все ВИНК не только выполняют обязательства по реализации объемов на бирже, но и поддерживают развитие биржевой торговли.

Таким образом, биржевая торговля стала не только прозрачным механизмом ценообразования на рынке нефтепродуктов, но и эффективным каналом сбыта.

Однако существует и другой, не менее эффективный, прозрачный и понятный механизм ценообразования — торги на электронных торговых площадках.

Электронные торги, в отличие от биржевых, проходят в соответствии с правилами, установленными организатором торгов. Одним из таких организаторов торгов является электронный портал eOil.ru. Он был создан в 2006 г. по частной инициативе без государственной поддержки, поэтому получил меньшую известность, чем товарные биржи.

С 2014 г. АО «Газпром газэнергосеть», специализированный оператор ПАО «Газпром» по реализации нефтепродуктов, сжиженного углеводородного газа и гелия, проводит торги на электронной торговой площадке (ЭТП) — вполне успешной альтернативе бирже.

Биржевые торги на СПБМТСБ являются хорошим инструментом ценообразования для крупных игроков. Однако имеется и ряд недостатков: покупателю для получения права участвовать в торгах необходимо иметь денежное обеспечение в размере 5% от суммы сделки, также необходимо заплатить вознаграждение бирже — 0,065% и еще 0,065% — расчетно-депозитарной компании.

При этом с участников торгов не взимается комиссия за проведение сделок. С покупателя взимается фиксированная плата за пользование площадкой, притом получает ее не продавец ресурса, а владелец площадки<sup>1</sup>.

Важный момент по организации торгов на электронной торговой площадке заключается в том, что они проводятся не по схеме двойного встречного аукциона (как на СПБМТСБ), а по схеме последовательного аукциона. Аукцион начинается со стартовой цены, при отсутствии спроса она пошагово снижается до определенного минимального уровня. И только с момента, когда весь товар, выставленный на продажу, был заявлен к покупке (либо при достижении минимального уровня), цена прекращает падение. В ином случае, когда спрос большой, цена повышается, но тоже до определенного максимального уровня. При этом диапазон колебания цен в ходе торгов не превышает 5%. То есть покупатель мог предложить минимальную цену на 5% ниже стартовой; максимальная цена также не может превышать 5% от стартовой. Шаг аукциона — 50 руб. Время торгов ограничено 30 мин. Для покупателя особенно важен тот факт, что «Газпром газэнергосеть» как продавец никак не участвует в торгах и не может влиять на цену. На нее влияют только покупатели. Стартовая цена торгов на ЭТП рассчитывается исходя из средневзвешенной цены предыдущего аукциона.

Данный механизм оказался настолько прозрачным, что в конце 2015 г. «Газпром газэнергосеть» смогла перейти на систему ценообразования по прямым договорам с привязкой к результатам торгов на ЭТП. Покупатель может заключить несколько видов договоров, которые дают возможность либо покупать по мере необходимости нужные объемы на ЭТП, либо получать объемы ежемесячно в соответствии с принципами распределения, которые прописаны в документе, либо гарантируют фиксированный годовой объем — прямой договор. Цена по прямому договору формируется по результатам торгов на ЭТП и выставляется еже-

---

<sup>1</sup> Петров И. Электронные торги — прозрачный механизм ценообразования на внутреннем рынке // Энергетика и промышленность России. 2016. № 6.

недельно как средневзвешенная пяти предыдущих торгов. Неоспоримым плюсом такого подхода для покупателя является возможность выбора: отгружать гарантированные объемы по фиксированной цене в течение недели либо (если такая цена не устраивает) пытаться купить на торгах на ЭТП по более низкой цене.

Таким образом, богатый опыт формирования цен на нефтепродукты в России прошел все возможные исторические этапы. Механизмы ценообразования эволюционировали не только по рыночным принципам: от затратного подхода к ценообразованию и доминирования рынка продавца до внедрения биржевых механизмов и формирования прозрачных цен и свободного доступа к ресурсам покупателей. Но и с точки зрения степени воздействия действующей экономической системы в государстве на процесс ценообразования: от административно-командного установления цен до применения свободных рыночных механизмов.

Однако непрерывный рост цен на нефтепродукты свидетельствует о том, что окончательного решения проблемы чисто рыночного ценообразования, адекватно реагирующего на изменения рыночной конъюнктуры, баланса спроса и предложения, пока нет. Как свидетельствует мировой опыт, процесс переключения большей части рынка на биржевые торги занимает немалый промежуток времени.

В дальнейшем с поддержкой государства будет происходить рост объемов биржевых торгов нефтепродуктами. Следующим шагом по развитию биржевой торговли должно стать развитие производных финансовых инструментов и построение срочного рынка — фьючерсных контрактов на нефтепродукты. Это позволит участникам спотового рынка использовать инструменты хеджирования для защиты от колебания цен на нефтепродукты.

### Источники

1. *Алисов Н. В., Золотарёв Ю. Ф., Савинская М. Э.* Размещение химических производств и предприятий, М., 1974. 232 с.
2. *Василенко А. Б.* Нефть России. М., 2002. 230 с.
3. *Западаев И. И.* Биржевая торговля нефтью и нефтепродуктами: количество или качество? / Научные труды: Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН. 2011. № 9. С. 522–533.
4. *Егоров В. И., Злотникова Л. Г.* Экономика нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. М., 1982. 286 с.
5. *Ергин Д.* Добыча: Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть. М., 2011. 944 с.
6. *Иномов А. Д.* Развитие механизма биржевой торговли нефтепродуктами в Российской Федерации как фактор эффективного функционирования рынка нефтепродуктами. М., 2015. 171 с.
7. *Капустин В. М., Кукес С. Г., Бертолусини Р. Г.* Нефтеперерабатывающая промышленность США и бывшего СССР. М., 1995. 304 с.

8. *Левинбук М. И.* Основные направления модернизации нефтеперерабатывающей промышленности России с учетом тенденций развития мировых рынков нефтепродуктов. М., 2008. 340 с.
9. *Петров И.* Электронные торги — прозрачный механизм ценообразования на внутреннем рынке // Энергетика и промышленность России. 2016. № 6.
10. Прозрачная цена // Современная АЗС. 2016. № 2. С. 36–38.
11. *Рябикина А. А.* Ценообразование на рынке нефтепродуктов. СПб., 2000. 148 с.
12. Становление нефтяной промышленности России. СПб., 2011. 255 с.
13. Техничко-экономический очерк развития топливной промышленности СССР и использования топлива. М., 1971. 352 с.
14. *Черныш М. Е.* Развитие нефтеперерабатывающей промышленности в Советском Союзе: фрагменты истории. М., 2007. 320 с.

#### **4.2. Экологические требования к моторным топливам как фактор развития нефтеперерабатывающей промышленности**

Автотранспорт является источником загрязнения атмосферного воздуха на локальном, региональном и глобальном уровнях. В мегаполисах доля автотранспорта в загрязнении атмосферы составляет 70–90%. Отработавшие газы автомобилей содержат до 200 различных вредных веществ, в том числе оксид углерода, оксиды азота, твердые частицы, летучие углеводороды, оксиды серы и др., которые оказывают негативное влияние на здоровье населения. Оксид углерода, или угарный газ (СО), является причиной кислородной недостаточности. При взаимодействии оксидов азота (N<sub>x</sub>O<sub>y</sub>) с водой и кислородом в воздухе образуются азотная и азотистая кислоты, что вызывает кислотные дожди и фотохимический смог Лос-Анжелесского типа. Оксиды азота провоцируют воспаление слизистых оболочек верхних дыхательных путей, хронические бронхиты, нервные расстройства. Доказано токсическое действие оксидов азота на плод во время беременности. В отработавших газах автомобилей содержится более 40 видов углеводородов (СН), от которых страдает нервная система (неврастения, вегетоневрозы, астеновегетативный синдром). Твердые частицы (сажа) выпадают в виде пыли и аэрозолей, негативно влияя на функционирование дыхательной системы человека. К тому же они отражают солнечное излучение и провоцируют тепловой эффект. Оксиды серы SO<sub>2</sub> и SO<sub>3</sub> при их взаимодействии с парами воздуха образуют сернистую и серную кислоты, провоцирующие кислотные дожди и смог (Лондонского типа). Попадая в организм через дыхательные пути, кислоты способствуют развитию хронических ринитов и бронхитов. При длительном воздействии наблюдаются расстройства желудочно-кишечного тракта и функциональные нарушения щитовидной железы.

Таким образом, спектр воздействия выбросов автотранспорта очень широк. На локальном уровне, в городах с высокой концентрацией автотранспорта, источниками риска здоровью людей являются углеводороды, оксиды углерода, азота и серы, а также твердые частицы. На региональном уровне транспортные выбросы провоцируют кислотные дожди. На глобальном уровне — это источник выбросов парниковых газов (CO<sub>2</sub>), оказывающих глобальное воздействие на климат. Таким образом, центральной проблемой при оценке экологического воздействия автотранспорта является загрязнение атмосферного воздуха выхлопными выбросами автотранспорта.

*Регламентация токсичности выбросов автотранспорта и качество топлива.* Весь жизненный цикл автомобиля, начиная с его производства и заканчивая утилизацией, сопровождается негативными воздействиями на окружающую природную среду. Основное загрязнение от автотранспорта происходит в процессе эксплуатации автомобиля (табл. 4.2).

Таблица 4.2

**Сравнение выбросов в процессе жизненного цикла автомобиля  
(в % — доля веществ, поступающих в окружающую среду  
при производстве, эксплуатации автомобилей  
и при производстве автомобильного топлива)**

г/км	CO <sub>2</sub>	CO	NOx	CH	SO <sub>2</sub>	Тв. част	N2O
Производство топлива	47 16,3%	0,061 1,8%	0,174 31,1%	0,388 49,1%	0,185 26,5%	0,011 35,7%	0,0066 10,9%
Производство автомобиля	54,5 18,9%	0,021 0,6%	0,016 28,7%	0,105 13,2%	0,493 70,6%	0,016 48,8%	0,0007 1,2%
Эксплуатация автомобиля	186,3 64,7%	3371 97,6%	0,224 40,2%	0,299 37,7%	0,020 2,9%	0,005 15,5%	0,0538 88%
Всего	287,8	3453	0,558	0,792	0,699	0,032	0,0611

*Источник:* Рассчитано на основе Faiz A., Weaver C. Air Pollution from Motor Vehicles (Standards and Technologies for Controlling Emissions). The World Bank, 1996.

Выбросы автомобиля зависят от работы системы «двигатель — топливо». Двигатель определяет расход топлива и соответственно объем выбрасываемых загрязняющих веществ. Экологические стандарты на выбросы автотранспорта устанавливают допустимые объемы выбросов на единицу пробега для различных типов автотранспортных средств.

Развитие регулирования автотранспорта в мире шло по пути ужесточения требований к токсичности выбросов автотранспортных средств, на которую существенным образом влияет качество применяемых моторных топлив. Продемонстрируем это на примере автомобильных бензинов. В табл. 4.3 показано влияние характеристик бензина на объем и состав токсичных выбросов.

Таблица 4.3

**Экологические характеристики бензина**

Характеристики бензина	Влияние на токсичность выбросов
Детонационная стойкость	Определяет работу двигателя
Фракционный состав и летучесть	Пуск при низких температурах, вероятность образования паровых пробок в системе питания в летний период, приемистость автомобиля, скорость прогрева, износ цилиндро-поршневой группы и расход топлива
Испаряемость	Безопасность с экологической точки зрения условий хранения, транспортировки и применения бензина
Содержание серы в топливе	Увеличение выбросов оксидов серы и твердых частиц, ухудшение работы нейтрализатора, что, в свою очередь, приводит к увеличению эмиссии в воздух всех загрязняющих веществ, а также способствует нагарообразованию и износу деталей двигателей
Содержание ароматических углеводородов	Увеличение выбросов несгоревших углеводородов
Содержание олефиновых углеводородов	Повышение эмиссии озонообразующих веществ и токсичных диеновых соединений
Наличие кислородосодержащих добавок (эфиров, спиртов)	Улучшение процессов сжигания топлива (улучшение эксплуатационных свойств автомобильных бензинов)
Наличие оксигенатов	Снижение токсичности отработавших газов автомобилей (позволяет заменить ароматические углеводороды)
Наличие моющих присадок	Улучшение работы всей топливной системы автомобиля

Источник: Составлено автором.

Экологические стандарты на выбросы могут быть обеспечены только топливом определенного класса. В табл. 4.4 представлена эволюция требований Евросоюза к бензину.

Таблица 4.4

**Требования к бензинам в ЕС**

Нормы «Евро»	Евро-2	Евро-3	Евро-4	Евро-5
Год введения		2000	2005	
Содержание бензола, % макс	5	1	1	1
Содержание сера, мг/кг, не более	500	150	50	10
Содержание ароматических веществ, % макс	Не нормируется	42	35	35
Содержание олефиновых, % макс	Не нормируется	18	14	14
Содержание кислорода, % макс	Не нормируется	2,3	2,7	2,7

Окончание табл. 4.4

Нормы «Евро»	Евро-2	Евро-3	Евро-4	Евро-5
Наличие моющих присадок	Не нормируется	Обязательно	Обязательно	Обязательно
Объемная доля этанола	Не нормируется	5	5	5

Источник: Емельянов В. Е. Все о топливе. Автомобильный бензин. Свойства. Ассортимент. Применение. М.: АСТ, 2003.

Современные требования к автомобильным бензинам в некоторых зарубежных странах представлены в табл. 4.5.

Таблица 4.5

### Требования к качеству автомобильных бензинов за рубежом

Показатель качества бензина	Евро-6 (с 2014 г.)	США	Япония	Китай (класс 5)
Содержание бензола, % макс	1	0,62	1	1
Содержание сера, ppm, не более	10	10	10	10
Содержание ароматических веществ, % макс	35	—	—	40
Содержание олефиновых, % макс	18	—	—	25
Содержание насыщенных паров, кПа	45–100	54–103	До 93	40–85
Концентрация марганца мг/дм <sup>3</sup> , не более	2	—	—	2

Источник: Емельянов В. Е. Роль бензина в повышении экологичности автомобилей // Экологический вестник России. 2013. № 7. С. 7.

Мировые тенденции изменения требований по токсичности выбросов применительно к бензинам состоят в более строгой регламентации содержания ароматических и олефиновых углеводородов, ограничении металлосодержащих октаноповышающих присадок, запрете применения метанола и в обязательном использовании моющих присадок. Это требует развития процессов вторичной переработки нефти. Последние полвека нефтеперерабатывающая промышленность развивалась под влиянием экологических требований к моторным топливам.

*Экологические характеристики моторных топлив.* В мире производится около 1,1 млрд т бензина и около 1,3 млрд т дизельного топлива. К альтернативным топливам относятся электричество, природный газ (сжатый — *CNG*), сжиженный (*LNG*), пропан (*LPG*), этанол и биодизель. Основная доля (57,3%) применяемых альтернативных топлив — это природный газ. Для природного газа характерны низкие выбросы в процессе эксплуатации, с одной стороны, и высокая стоимость автомобилей и отсутствие сети заправочных станций — с другой.

Информация о выбросах при использовании различных топлив очень противоречива. Обычно данные подаются в виде, позволяющем автору обосновать пропагандируемое топливо. Выбросы могут быть система-

тизированы по различным критериям: за весь цикл «производство — потребление», в сфере производства — сфере потребления, на единицу мощности двигателя. К тому же сам выбор загрязняющих веществ, по которым осуществляется сравнение, дает возможности для манипулирования. Поэтому выбор топлива — это во многом выбор наиболее и наименее предпочтительных загрязнителей.

В наибольшей степени на рынке конкурируют бензин и дизельное топливо. Структура выбросов бензинового и дизельного автомобиля различна: в выбросах дизельного двигателя преобладают выбросы NOx и твердых частиц, в бензиновых — CO и CH. Поскольку дизельные автомобили потребляют в среднем на 20% меньше топлива и выбрасывают на 10% меньше CO<sub>2</sub>, чем бензиновые, европейские стандарты устанавливают менее жесткие требования по NOx и твердым частицам для дизельных автомобилей, выбросы которых у дизельных автомобилей выше, чем у бензиновых. На рис. 4.2 видно, что европейские и японские стандарты дают фору дизельным автомобилям в отличие от американских (стандарты *Tier1*, *Tier2*, *LEV2*, *ULEV2*, *SULEV*), устанавливающих равные требования по выбросам дизельных и бензиновых автомобилей.

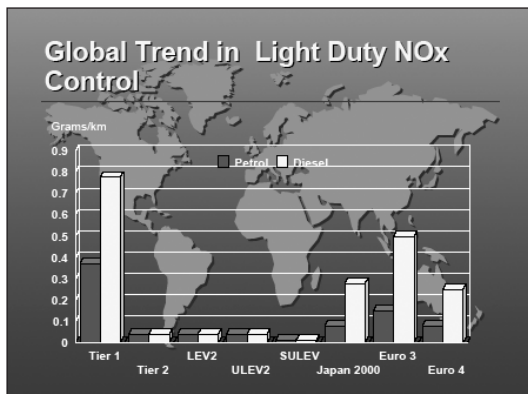


Рис. 4.2. Стандарты требований по выбросам дизельных и бензиновых автомобилей

Источник: Walsh M.P. Motor Vehicle Pollution Control in the Asia Pacific Region. Washington DC, Nov. 21, 2000. URL: <http://www.walshcarlines.com>.

Для оценки воздействия бензиновых и дизельных автомобилей на окружающую среду мы проанализировали данные по странам ОЭСР за 1980–1996 гг. — период активной политики по регулированию автотранспорта<sup>1</sup>. Рассматривалась динамика удельных показателей загрязнения:

<sup>1</sup> Indicators for the integration of environmental concerns into transport policies, OECD, ENV/EPOC/SE(98)1/FINAL, 1999.



выбросов автотранспорта, отнесенных к единице населения, единице ВВП и к единице пройденных автомобиле-километров. Анализируемые страны были разбиты нами на три группы: 1) с доминированием бензина в структуре потребляемых моторных топлив (США, Канада, Мексика, Австралия, Греция, Венгрия, Исландия, Польша, Швейцария, Великобритания); 2) с практически равными долями бензина и дизельных топлив на рынке (Япония, Чехия, Ирландия, Италия, Люксембург); 3) со значительным преобладанием дизельных топлив (Корея, Австрия, Бельгия, Франция, Португалия, Испания, Турция). Анализ показал, что в большинстве стран удалось последовательно снизить выбросы на единицу пробега (автомобиле-км). Гораздо худшая динамика наблюдается по показателям выбросов, отнесенных к численности населения. Это можно объяснить продолжающимся ростом автомобилизации в рассматриваемых странах, который в какой-то мере снижает эффект от экологических программ. Наилучшие экологические показатели демонстрируют страны, в которых соблюдается равновесие в потреблении бензина и дизельного топлива. Диверсификация топлив позволяет лучше сбалансировать качество воздуха.

***Налоговое стимулирование производства  
и потребления топлив высоких экологических классов***

Цена на моторные топлива различается по странам мира более чем в 10 раз. При этом маржа нефтепереработки в цене топлив не превышает 15%. Основным фактором, определяющим цену моторных топлив на внутренних рынках отдельных стран, является уровень налогообложения топлив. По этому критерию все страны можно условно разделить на три группы: 1) страны с очень низким уровнем налогообложения топлив (в основном нефтедобывающие страны); 2) страны со средним уровнем налогообложения (на уровне 30% от оптовой цены, как в США) и 3) страны с высоким уровнем налогообложения топлив — в 5–6 раз превосходящим американский уровень (Евросоюз). Уровень налогообложения моторных топлив в стране имеет политическую природу и определяется проводимой энергетической политикой. Сами же налоги на моторное топливо в большинстве развитых стран формируются в значительной степени на основе экологических критериев: на более качественное топливо устанавливаются сниженные налоги, возникает спрос на топливо высоких экологических классов, что служит стимулом для их производства. К основным налогам на топлива относятся акцизы на нефтепродукты, топливный налог (обычно направляемый в дорожный фонд) и специфические экологические налоги.

Практически во всех европейских странах акцизы на дизельное топливо ниже, чем на бензин, причем разница составляет до 85%. Директива Евросоюза указывает минимальный уровень акциза и устанавливает

небольшое (15%) преимущество для дизельного топлива. Учитывая эти требования, страны самостоятельно выбирают уровень налогообложения топлив. Акцизы в Великобритании, например, предполагают полное равенство налогов при конкуренции топлив. Ряд стран (Бельгия, Дания, Германия, Франция, Нидерланды, Финляндия, Швеция) серьезно лоббируют применение дизельного автотранспорта.

При содержании серы меньше 50 ppm скидка с величины акциза может достигать 5%. В ряде стран существуют и специфические топливные экологические налоги в виде углеродного налога. В Германии, например, экологический налог на топливо полностью перечисляется в пенсионный фонд. Использование налога на социальные нужды создает к нему позитивное отношение общественности. В Швеции энергетический налог применяется ко всем энергетическим топливам и дифференцирован в зависимости от содержания серы в топливе. Во всех странах тем или иным способом стимулируется использование биотоплив.

Использование в моторных топливах биотоплив вообще и этанола в частности обусловлено современными экологическими тенденциями отказа от углеводородного сырья и использования возобновляемых источников энергии. Добавка этанола в определенном объеме улучшает экологические свойства моторных топлив и снижает их цену. Основное сырье для производства этанола — это сахарный тростник, кукуруза, сахарная свекла, пшеница. В 2009 г. потребление этанола составило 6% от мирового потребления бензина (58,65 млн т), а основное производство было сосредоточено в США (54,3%), Бразилии (33,7%) и ЕС (5%)<sup>1</sup>.

В целом в ЕС наблюдается самый высокий уровень налоговой нагрузки на нефтепродукты: доля налогов в цене бензина составляет 51–61%. В Японии, Канаде — 30–40%, что намного превосходит США (около 15%)<sup>2</sup>.

### **4.3. Регулирование производства и потребления моторных топлив**

#### **4.3.1. Техническое регулирование рынка моторных топлив в Российской Федерации**

Ассортимент и качество вырабатываемых и применяемых моторных топлив определяется величиной и структурой автопарка, возможностями нефтеперерабатывающей промышленности и экологическими ограничениями, с помощью которых общество регламентирует эту деятельность.

<sup>1</sup> Мирзоев В., Пушак Е. Бензин и этанол: мировые перспективы. URL: [http://www.cleandex.ru/articles/2010/10/12/gasoline\\_and\\_ethanol\\_world\\_perspectives\\_1](http://www.cleandex.ru/articles/2010/10/12/gasoline_and_ethanol_world_perspectives_1).

<sup>2</sup> Бобылев Ю. Н. Развитие нефтяного сектора в России, экономический портал. URL: <http://institutiones.com/industry/2599-razvitie-neftyanogo-sektora-rossii.html>.

Значение последнего фактора постоянно растет. Экологические ограничения в нашей стране устанавливаются требованиями технического регулирования.

Техническое регулирование в широком смысле включает в себя механизм, в соответствии с которым формируется единая техническая политика. Правовые основы технического регулирования и стандартизации в России установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании». Закон определяет техническое регулирование как правовое регулирование отношений в области установления, применения и исполнения *обязательных требований к продукции* или к связанным с ними процессам проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации. Обязательные требования, гарантирующие безопасность продукции, устанавливаются особыми документами — *техническими регламентами*, принимаемыми федеральными законами, указами Президента РФ или постановлениями Правительства РФ. Технические регламенты с учетом степени риска причинения вреда устанавливают *минимально необходимые требования* с тем, чтобы обеспечить безопасность излучений, взрывобезопасность, биологическую, механическую, пожарную, промышленную, термическую, химическую, электрическую, ядерную и радиационную безопасность, а также электромагнитную совместимость в части обеспечения безопасности работы приборов и оборудования и единство измерений. Обязательная сертификация проводится для наиболее опасных видов продукции и исключительно на соответствие требованиям регламентов.

Регламентация токсичности автомобильных выбросов имеет давнюю историю в нашей стране. Еще в СССР действовали Правила ЕЭК ООН, обязательные для стран участников Женевского Соглашения 1958 г. о сертификации АТС. С 90-х гг. XX в. Россия начала существенно отставать не только от американских, но и от европейских норм. Исправить положение должны были «Концепция развития автомобильной промышленности России» (2002) и ряд Постановлений Госстандарта России (1998, 2000), которые имели целью ввести европейские требования по выбросам в качестве государственных стандартов РФ. Однако ввод в действие целевых показателей постоянно откладывался.

Важной вехой стало принятие специального технического регламента «О требованиях к выбросам автомобильной техникой, выпускаемой в обращение на территории Российской Федерации, вредных (загрязняющих) веществ», в котором были сформулированы требования к автомобильной технике по выбросам загрязняющих веществ и срокам их реализации (Евро-2 — с момента принятия, т. е. с 2005 г., Евро-3 — 2008 г., Евро-4 — 2010 г., Евро-5 — 2014 г.). Регламент ввел понятие экологи-

ческого класса транспортного средства — классификационного кода, характеризующего автомобильную технику в зависимости от уровня выбросов. Вся автомобильная техника, выпускаемая в обращение на территории Российской Федерации (впервые изготовленная в Российской Федерации, а также ввозимая на таможенную территорию Российской Федерации), подразделяется на экологические классы 1–5. Уже сейчас видно, что временные цели, установленные в регламенте, достигнуть не удалось. Современные экологические стандарты на автомобильную технику по сравнению с развитыми странами внедряются в РФ с большим опозданием. В этом вопросе Россия отстает от европейских стран более чем на 10 лет.

Неотъемлемым элементом экологизации автотранспорта является регламентация качества применяемых топлив. Основными документами, определяющими качество моторных топлив на внутреннем российском рынке, являются: а) Федеральный закон от 22.03.2003 № 34-ФЗ «О запрете производства и оборота этилированных автомобильных бензинов в Российской Федерации» и б) Специальный регламент «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту» (утв. Постановлением Правительства РФ от 27.02.2008 № 118). Первый документ запретил производство и оборот этилированных автомобильных бензинов в РФ с 01.07.2003 и позволил снизить загрязнение окружающей среды свинцом. Второй — установил требования к выпускаемым в оборот и находящимся в обороте бензинам (автомобильным и авиационным), дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту. Определены характеристики топлива, обеспечивающие выполнение технических требований к автомобильной технике и установленным на ней двигателям разных классов. По регламенту предполагался выпуск в оборот автомобильного бензина в отношении: класса 2 — до 31 декабря 2010 г.; класса 3 — до 31 декабря 2011 г.; класса 4 — до 31 декабря 2014 г.; класса 5 — срок не ограничен.

Установленные временные ориентиры соблюсти не удалось. Нефтяные компании постоянно лоббировали перенос законодательно установленных сроков производства топлив высоких экологических классов, поскольку не выполняли программы модернизации НПЗ. Тем не менее, хотя и с опозданием, но с 1 июля 2016 г. в России запрещена продажа автомобильного бензина классом ниже «Евро-5», а аналогичный запрет для дизельного топлива действует с января 2016 г. Ниже будет показано, каким образом нефтяные компании смогли «смягчить» эти требования, однако по закону топливо более низких экологических классов не может поступать на внутренний рынок, а должно продаваться на рынках с менее жесткими требованиями (например, на среднеазиатском).

### 4.3.2. Стимулирование модернизации производства моторных топлив в Российской Федерации

Количество нефти, направляемой на переработку, а также показатели глубины ее переработки в нашей стране представлены в табл. 4.6.

Таблица 4.6

#### Основные показатели добычи и переработки нефти в России

	1990	1995	2000	2005	2010	2014	2015
Добыча нефти и газового конденсата, млн т	516,2	306,8	323,2	470,0	505,1	526,7	533
Доля переработки нефти в добыче, %	57,7	59,6	53,5	44,3	49,4	55,9	53,9
Глубина переработки нефти, %	65,2	62,9	71	71,6	71,1	72,4	74,2

Источник: Бобылев Ю. Развитие нефтяного сектора России // Вопросы экономики. 2015. № 6. С. 46.

Как видно из таблицы, за последние годы наблюдался небольшой рост доли переработки нефти в объеме добычи нефти, хотя уровень 1990 г. (57,7%) до сих пор еще не достигнут. Небольшую позитивную динамику демонстрирует глубина переработки.

Специфические нефтяные налоги (НДПИ, экспортная пошлина на нефть, экспортная пошлина на нефтепродукты и акцизы) существенным образом влияют на прибыльность различных направлений деятельности нефтяных компаний. Если НДПИ позволяет достаточно эффективно изымать природную ренту, то экспортная пошлина на нефть, экспортная пошлина на нефтепродукты и акцизы играют важную роль в налоговом регулировании нефтепереработки. Последние 10 лет велись поиски мер, которые заставили бы нефтяные компании вложиться в модернизацию нефтепереработки.

*Экспортная пошлина на нефтепродукты.* Манипулируя экспортными пошлинами на нефть и нефтепродукты, государство попыталось сделать вывоз светлых нефтепродуктов более выгодным по сравнению с экспортом сырой нефти и, тем самым, стимулировать модернизацию российских НПЗ. В 2006 г. экспортная пошлина на нефтепродукты была снижена до 65% от экспортной пошлины на нефть. В целом за период 2006–2010 гг. ставка экспортной пошлины на нефть составила 0,72 от экспортной пошлины на нефтепродукты, а ставка экспортной пошлины на темные нефтепродукты (мазут) — 0,39. Однако такое стимулирование внутренней переработки не решило главной задачи — увеличения глубины переработки. Вместо этого компании нарастили экспорт нефтепродуктов низких экологических классов: за период 2005–2014 гг. экспорт нефтепродуктов в структуре экспорта РФ вырос с 14,1 до 23,3%, в то же время как экспорт нефти упал с 34,8 до 31%. Следующим шагом государства было решение о повышении экспортной пошлины на мазут

до 0,66 от экспортной пошлины на нефть. Кроме того, до 0,9 была доведена ставка экспортной пошлины на бензин. Однако и это не возымело должного эффекта не нефтепереработчиков; производство и экспорт мазута продолжали расти (напомним, что мазут — это побочный продукт нефтепереработки, который продается дешевле сырой нефти). В 2014 г. мазут составил 53% от всего экспорта нефтепродуктов (было экспортировано 90% всего производства мазута в стране). Согласно Постановлению Правительства № 1155 от 26.08.2011 с 1 января 2015 г. ставка экспортной пошлины на мазут была поднята до уровня ставки экспортной пошлины на нефть (т. е. равна 1), что должно, наконец, побудить компании к существенному сокращению производства и экспорта мазута.

*Акцизы на моторные топлива.* Акциз — это косвенный налог на определенные виды массовой продукции, включаемый в цену товара. Моторные топлива являются подакцизными товарами. Долгое время ставки акцизов нашей стране постоянно росли, но при этом были ориентированы на высококачественное топливо. Например, в 2001 г. акцизы на высокооктановые бензины (ОЧС >80) составили 1850 руб. за тонну, а на низкооктановые — 1350 руб./т. В 2005 г. акцизы на высокооктановые бензины составили уже 3629 руб./т, а на низкооктановые — 2657 руб./т. Таким образом, акцизы в цене высокооктанового бензина в 2005 г. составляли 42%, а низкооктанового — 35%. Эта система не стимулировала производство высокооктановых бензинов и потому подвергалась справедливой критике. В 2011 г. были внесены изменения в механизм начисления и порядок взимания акцизов на моторное топливо. В 2011–2012 гг. отмечено кратное увеличение акцизов на топливо: на автомобильный бензин не соответствующий классу 3, 4 или 5 акцизы в 2012 г. по сравнению с 2010 г. выросли в 2,81 раза, на автобензин 3 класса — в 1,97 раза, на автобензин класса 4 — в 1,71 раза, класса 5 — в 1,29 раза; на дизельное топливо не соответствующее классу 3, 4 или 5, а также на дизельное топливо 3 класса акцизы в 2012 г. по сравнению с 2010 г. выросли в 3,62 раза, на дизельное топливо 4 класса — в 2,99 раза, класса 5 — в 2,49 раза. То есть ставки акцизов стали дифференцироваться в зависимости от качества топлива обратным образом: на топливо более высоких экологических классов устанавливался пониженный акциз. Например, с 2011 г. акцизы на бензины АИ-80 и ниже составили 4290 руб. за тонну, АИ-92 — 3630 руб./т, а АИ-95 и выше — 3500 руб./т. Таким образом, стало выгоднее производить топлива высоких экологических классов. В стране резко возросло производство бензина АИ-95. Однако на внутреннем рынке сложилась парадоксальная ситуация. На заправке продается «бензин АИ-95», но оказалось, что это не характеристика октанового числа, а просто бренд. Нефтепереработчики пролоббировали принятие Технического регламента Таможенного союза (ТР ТС 013/2011, утвержден решением Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011 г., № 826), где октановое число — важ-

нейшая характеристика топлива — не нормируется. И проконтролировать октановое число невозможно, поскольку по закону о техническом регулировании любой контроль может проверять товар лишь на соответствие требованиям регламентов (можно наказывать за обман потребителей, когда содержание не соответствует этикетке).

Показательна общая тенденция уменьшения количества нормируемых показателей моторных топлив. Ниже приведено сравнение требований к бензинам по ГОСТу 2084-77, ГОСТа Р 51105-97 и Технического регламента Таможенного союза 2011 г. (табл. 4.7). Как видно из таблицы, количество нормируемых показателей все время сокращается. Это позволяет недобросовестным товаропроизводителям манипулировать при производстве топлив (обычно это мелкие фирмы, поставляющие суррогатные бензины).

Таблица 4.7

## Эволюция требований к топливу в России

	Параметр топлива	ГОСТ 2084-77	ГОСТа Р 51105-97	ТР ТС 013/2011
1	ОЧ по исследовательскому и моторному методу	Нормируется	Нормируется	Не нормируется
2	Фракционный состав	Нормируется	Нормируется	Не нормируется
3	Давление насыщенных паров	Нормируется	Нормируется	Нормируется
4	Содержание фактических смол	Нормируется	Не нормируется	Не нормируется
5	Индукционный период бензина	Нормируется	Нормируется	Не нормируется
6	Испытание на медной пластине	Нормируется	Нормируется	Не нормируется
7	Кислотность	Нормируется	Не нормируется	Не нормируется
8	Механические примеси и вода	Нормируется	Не нормируется	Не нормируется
9	Содержание свинца	Нормируется	Нормируется	Запрещено
10	Содержание марганца	Не нормируется (в СССР марганец не применялся)	Нормируется для низкооктановых бензинов	Запрещено
11	Содержание бензола	Нормируется	Нормируется	Нормируется
12	Содержание серы	Нормируется	Нормируется	Нормируется
13	Массовая доля кислорода	Не нормируется	Не нормируется	Нормируется

Источник: URL: <http://wiki.zr.ru/>.

Таким образом, в нашей стране наблюдаются некоторые положительные сдвиги в развитии нефтеперерабатывающей отрасли, например повышение доли высокооктановых бензинов. Однако коренной

модернизации отрасли не произошло. Глубина переработки составляет 74%, в то время как в развитых странах она достигает 90–95%. Значение индекса Нельсона — показателя, отражающего технический уровень НПЗ, равен 4,4 при среднемировом значении 6,7 (США — 10,8, Западная Европа — 7,4)<sup>1</sup>.

По расчетам экспертов, в России стоимость нефти в цене бензина на АЗС составляет не более 10–15%. Остальная стоимость — это затраты на производство, реализацию и транспортировку нефтепродуктов, а самая главная статья — это налоги<sup>2</sup>. Уровень налогов в конечной цене на бензин АИ-92 в России составляет порядка 40%, а на бензин АИ-95 — около 30%.

#### **4.3.3. Оптовый и розничный рынки нефтепродуктов в Российской Федерации**

Реализация нефтепродуктов в нашей стране осуществляется через ряд звеньев: крупные оптовые нефтебазы — мелкий опт — АЗС. В каждом сегменте может производиться доработка топлива. Основное влияние на ценообразование на рынке моторных топлив оказывает первое звено (крупный опт). Продавцами в крупном опте выступают НПЗ вертикально-интегрированных нефтяных компаний, а покупателями — крупные нефтебазы, промышленные предприятия, зарубежные трейдеры. Здесь осуществляется «первая продажа с НПЗ», а цена, формируемая в этом сегменте, составляет 75% в цене моторного топлива.

В нашей стране в оптовом сегменте торговли нефтепродуктами сложилась олигополистическая структура рынка. Большинство НПЗ принадлежит ВИНКом, и нефтепродукты реализуются через их структуры. В работе М. И. Красновой<sup>3</sup> произведен анализ трех индикаторов уровня рыночной концентрации в оптовом сегменте торговли нефтепродуктами в России. Установлено, что индекс концентрации (показывает, какую часть рынка занимают крупные компании) составляет в целом по России 47,8% (три вертикально-интегрированные компании занимают практически половину рынка). Остальные участники рынка мало влияют и вообще не могут повлиять на цену продукции и вынуждены подстраиваться к условиям, сформированным крупнейшими игроками. Концентрация на многих региональных рынках еще выше (71,8% в Тюменской области). Эта закономерность подтверждается и другим показателем — индексом Херфиндаля — Хиршмана (показывает степень неравномерности

<sup>1</sup> Бобылев Ю. Двадцать лет отечественной нефти // Нефть России. 2012. № 11. С. 7.

<sup>2</sup> Обзор ситуации на рынке нефтепродуктов. 30.09.2015. URL: <http://www.regionfas.ru/67/86387>.

<sup>3</sup> Краснова М. И. Совершенствование методики оценки конкуренции на региональном рынке нефтепродуктов // Вестник Пермского университета, экономика. 2012. Вып. 2 (13). С. 15–19.



распределения долей фирм на рынке), где региональный показатель по Тюменской области (2852) в два раза выше общероссийского (1397)<sup>1</sup>. Индекс энтропии (показывает разброс между фирмами общего объема реализации в отрасли (чем выше показатель энтропии, тем более конкурентная среда)) также свидетельствует о низкой степени конкуренции на региональных рынках (1,3 в целом по России и 0,097 в Тюменской области). Таким образом, региональные рынки нефтепродуктов в России отличаются высоким уровнем монополизации.

В РФ были предприняты попытки организовать биржевую торговлю нефтью и нефтепродуктами, что должно было привести к справедливому ценообразованию на этом рынке. Основными отличительными признаками биржевой торговли являются: организованность рынка, подчиненность установленным правилам, приуроченность к определенному месту, стандартизация товаров и контрактов, котировка цен и совершение сделок в отсутствии самого товара. Впервые биржевая торговля нефтепродуктами введена в нашей стране в начале 1990-х гг. Тогда торговля нефтью и нефтепродуктами велась более чем на 10 биржах. Однако реальных сделок с сырой нефтью и нефтепродуктами проводилось крайне мало. Вторая попытка реанимировать внутреннюю биржевую торговлю была предпринята «сверху» в середине 2000-х гг. В мае 2008 г. по инициативе российского правительства была создана «Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа». Основным биржевым товаром должна была стать российская экспортная смесь *Rebco (Russian export blend crude oil)*.

Федеральная антимонопольная служба отмечает ряд важных нарушений антимонопольного законодательства на рынке нефтепродуктов. Во-первых, имеет место рыночное доминирование ВИНКов. Такое положение сложилось во многом исторически. В процессе первичной приватизации предприятия нефтепродуктообеспечения были распределены между региональными монополиями. В настоящее время крупные региональные игроки в состоянии устанавливать монопольно высокие цены на нефтепродукты и создавать дискриминационные условия для независимых потребителей на региональных оптовых рынках нефтепродуктов. ВИНКам в принципе не выгодно продавать свои нефтепродукты независимым оптовым торговцам через биржу, поскольку, продавая нефтепродукты через биржу, они своими руками плодят конкурентов. По закону (совместный приказ ФАС России и Минэнерго) нефтяные компании обязаны продавать 10% своих автомобильных бензинов через биржу. Фактически торговля организована так, чтобы нефтепродукты попадали в дочерние структуры крупных нефтяных компаний. В свободную

---

<sup>1</sup> 0–1000 — слабоконцентрированный рынок, 1000–1800 — среднеконцентрированный рынок, больше 1800 — высококонцентрированный рынок.

продажу поступает лишь небольшая часть нефтепродуктов, что приводит к ажиотажному спросу и завышению цен. Есть претензии у антимонопольной службы и к самой организации торговли нефтепродуктами как на электронной торговой площадке, так и в ЗАО «Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа». Нарушения правил ведения торгов (отсутствие анонимности торгов, совершение сделок между лицами, входящими в одну группу лиц, выставление заявок на продажу крупных объемов) не позволили обеспечить необходимые условия для рыночного ценообразования. То есть на сегодняшний день задачу формирования полноценного биржевого рынка нефти и нефтепродуктов в России нельзя признать решенной.

Из всех стадий переработки нефти розничный рынок РФ наименее монополизирован. Важно добиться, чтобы АЗС получали топливо на тех же условиях, что и АЗС предприятий нефтепродуктообеспечения, входящих в ВИНКи, для чего необходимо юридически и (или) организационно отделить добычу от переработки.

Однако к самим независимым АЗС очень много претензий по качеству реализуемых топлив. В развитых странах вся ответственность за качество продукции возлагается на конечного продавца, т. е. АЗС. При выявлении несоответствия характеристик товара заявленным требованиям продавца можно привлечь к судебной ответственности за обман потребителя. Желание утвердиться на рынке и оградить себя от возможных имущественных претензий со стороны потребителей заставляет продавцов/производителей товара добровольно сертифицировать свою продукцию на соответствие формально необязательным стандартам.

Либерализация производства топлив в нашей стране (отмена лицензирования при производстве) привела к падению качества моторных топлив на розничном рынке. В России при наличии трех десятков НПЗ зарегистрировано 1,5 тыс. производителей моторного топлива. В основном это фирмы-однодневки, производящие товарный бензин с помощью различных присадок и добавок. Чаще всего подделывают бензины 95 и 92. Дизтопливо обычно не разбавляют, а под видом автомобильного дизтоплива продают печное или судовое. Вдоль трасс вдали от населенных пунктов от трети до половины горючего — поддельное. По данным Международного центра по надзору за качеством горючего (*IFQC*), в 2009 г. Россия заняла лишь 84-е место по качеству топлива (всего в списке было 100 позиций)<sup>1</sup>. В 2015 г. жалобы на плохое качество бензина в нашей стране поступали и на горячую линию с президентом. На совещании с членами правительства В. В. Путин назвал сложившуюся

---

<sup>1</sup> Рейтинг стран мира по качеству бензина. URL: <http://basetop.ru/mirovoy-reyting-kachestva-benzina/>.

ситуацию «просто обманом потребителей» и потребовал навести порядок в этой сфере<sup>1</sup>.

На сегодняшний день продавцы некачественного бензина наказываются штрафами, предусмотренными Кодексом об административных правонарушениях. Размеры штрафов несоизмеримы с денежными оборотами в этом бизнесе. Если топливо на заправке оказалось некондиционным, то по закону надо убедиться, что оно стало таким в результате умышленных действий конкретных лиц. Возможности потребителей доказать вину продавцов топлива крайне малы. Как правило, удается взыскать лишь компенсацию за приобретенное топливо, а не за ремонт автомобиля. Случаи более существенного наказания за некачественное топливо единичны.

Отсутствие федеральных нормативных актов, регулирующих продажу моторных топлив, пытаются частично восполнить местные власти. В качестве эффективной меры следует упомянуть политику раскрытия информации, проводимую Департаментом природопользования г. Москвы. Долгие годы на сайте правительства Москвы регулярно публиковался «черный список АЗС Москвы», оштрафованных в течение года за некачественное топливо. По данным Московской топливной ассоциации, доля некондиционного бензина в столице не превышает 5%<sup>2</sup>.

Таким образом, проведенный анализ показывает, что необходимо принимать серьезные меры по совершенствованию контроля и повышению ответственности в области регулирования качества моторных топлив на внутреннем рынке.

---

<sup>1</sup> Новикова А. Путин поручил Генпрокуратуре разобраться с низким качеством бензина // КП. 2015. 29 апр. URL: <http://www.kp.ru/online/news/2043584/>.

<sup>2</sup> Салмин В. Количество поддельного бензина растет вместе с ценами // Известия. 2016. 23 дек. URL: <http://izvestia.ru/news/290667>.

## ГЛАВА 5

# ЦЕНЫ НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ И МАКРОЭКОНОМИЧЕСКАЯ СИТУАЦИЯ В РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКЕ. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА МИРОВОМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ РЫНКЕ

### 5.1. Ценообразование на энергетических рынках: определяющие факторы и модели

#### 5.1.1. Факторы ценообразования на рынке нефти

Цены на основные энергоносители в мире в настоящее время во многом зависят от контрактов и соответствующих финансовых инструментов, реальный спрос и предложение уже давно не играют такой роли, как это было раньше.

Так, по мнению А. А. Конопляника, нижний предел цен на нефть в настоящее время определяется наибольшей величиной из следующих: текущие издержки добычи и бездефицитный бюджет Саудовской Аравии. При этом верхним пределом можно считать наименьшую величину из следующих: стоимость замещения другими видами ресурсов, долгосрочные маржинальные издержки производства «нетрадиционной нефти», в том числе из других видов ресурсов, спрос на мировом рынке на этот вид топлива по сравнению с другими видами производственных ресурсов<sup>1</sup>.

Спрос на нефть определяется несколькими основополагающими факторами. Учитывается экономическая активность страны: как правило, с ростом ВВП растет спрос на этот ресурс. Необходимо также учитывать характер инвестиций в энергетическую отрасль: при поступлении сигналов о повышении стоимости того или иного энергоносителя необходимо определенное время для возможного перехода на другие энергоносители.

---

<sup>1</sup> Цены на нефть: анализ, тенденции. М.: ИД «Энергия», 2013. 344 с.

Нефть и газ могут быть взаимозаменяемы, поэтому между спросом на нефть и газовым рынком существует связь. Появление новых технологий также может привести к тому, что спрос на энергетические ресурсы сократится.

В мировой научной литературе при построении прогнозов цен на нефть используются, как правило, два подхода: моделирование временного ряда или моделирование спроса и предложения.

Среди российских работ по моделированию цен на нефть можно выделить исследование, выполненное учеными Института экономики переходного периода в 2006 г.<sup>1</sup> В данном исследовании анализируется зависимость спроса на нефть от ВВП, от цен на этот энергоноситель, от уровня развития технологий. В частности, авторы предложили эконометрическую модель спроса на нефть, которая бы учитывала развитие нефтесберегающих технологий. Для оценки уровня развития технологий использовался калмановский фильтр. Авторы выделяют следующие этапы развития общества: аграрное, индустриальное, постиндустриальное. Зависимость спроса страны на нефть от ее ВВП моделируется при помощи функции Гомперца. Результаты предложенной модели оказались более точными, чем других, в области спроса и предложения, однако прогнозы относительно будущих цен на нефть, полученные при помощи этой модели, оправдываются лишь частично. Для построения прогнозов потребления нефти использовались прогнозы ВВП и прогнозы количества потребляемой нефти при помощи трендов. Авторы ожидали, что с 2013 до 2030 г. цена будет находиться на уровне примерно 53 долл. за баррель<sup>2</sup>.

К настоящему времени известно значительное число работ, исследующих взаимовлияние финансового рынка и реального сектора экономики<sup>3</sup>. Среди них работы как о влиянии нефтяной цены на реальные макропоказатели, инфляцию и совокупный спрос посредством изменения ожиданий, так и исследования, посвященные вопросу природы нефти как актива, механизму ценообразования на нее. Используя различные методологии анализа эмпирических данных, многие исследователи сходятся на том, что, начиная с 2000-х гг., мир вступил в новый период — глубокого проникновения финансового рынка в экономические отношения, ключевое место в которых занимают ожидания экономических агентов.

---

<sup>1</sup> Бобылев Ю. Н., Приходько С. В., Дробышевский С. М., Тагор С. В. Факторы формирования цен на нефть. М.: Институт экономики переходного периода, 2006. URL: <http://www.iep.ru/ru/factory-formirovaniya-cen-na-neft.html>.

<sup>2</sup> Там же.

<sup>3</sup> Следующая часть п. 5.1.1 (с. 390–397) написана при активном участии Банниковой В. А.

Развитие мирового рынка нефти можно описать как переход от неконкурентного физического рынка с системой относительно жестких цен к доминирующему биржевому ценообразованию с увеличением в нем доли спекулянтов. Если до 1970-х гг. в условиях Бреттон-Вудской системы цены были стабильны, назначались Международной нефтяной картелью (МНК — объединением пяти американских и двух европейских компаний), то после демонетизации золота в августе 1971 г. («шок Никсона») последовала девальвация доллара, в условиях которой страны-экспортеры нефти, стремясь компенсировать потери от обесценивания национальной валюты, подняли цену на этот энергоресурс. Дальнейшая девальвация доллара, а также геополитический фактор определили политику стран ОПЕК, взявших ценовой контроль в свои руки. Двукратный рост цен на нефть в период нефтяного кризиса 1979 г. стал дополнительным стимулом к добыче нефти, породив излишнее предложение на мировом рынке. Коллапс нефтяных цен в конце XX в. превратил в начале 2000-х гг. нефть в дефицитный товар. Подъему цен должны были способствовать факторы колоссального спроса со стороны Китая, Индии и других развивающихся стран.

К изменению схемы ценообразования привели следующие явления. Во-первых, это секьюритизация товарных рынков (газа, металлов, продовольствия), а именно финансовые активы приобрели форму ценных бумаг, более ликвидных и более надежных. Такой переход на мировом рынке нефти был логичен и последователен: наблюдались частые случаи нарушения поставок, большая ценовая нестабильность, рост числа поставщиков и потребителей вследствие волны национализации. Следовательно, более выгодными в новых условиях стали краткосрочные контракты, а именно спот (разовые сделки с немедленной поставкой), затем форвардные, фьючерсные, иные производные ценные бумаги. Во-вторых, изменилась структура финансового рынка: увеличилась доля спекулянтов. Финансовое дерегулирование, выразившееся в законе о модернизации финансовых услуг 1999 г. (*Financial Services Modernization Act of 1999*), а также в некоторых других нормативно-правовых актах, привело к появлению индексных инвесторов.

Однако увеличение доли влияния финансового рынка не означает, что фундаментальные факторы (серьезные военные конфликты, стихийные бедствия, катастрофы, нарушающие добычу) не могут оказывать серьезное воздействие на рынок нефти. Однако не существует значительной связи между ожиданиями катаклизмов и ценами на нефть. Это подтверждает, например, анализ динамики цен на нефть в сопоставлении с хронологией двух крупнейших ураганов «Катрина» и «Айк».

Факторы ценообразования на рынке нефти имеют двойную природу: нефть можно рассматривать, с одной стороны, как физический товар,

и в этом случае цена на нее определяется спросом и предложением (запасами, потреблением нефти), а с другой стороны, нефть — это финансовый актив, на цену которого влияют финансовые факторы.

На данный момент определяющими является последняя группа факторов. Это подтверждает, например, высокий коэффициент корреляции индекса *Dow Jones* и котировок нефти, составляющий с начала XXI в. более 0,8 (рис. 5.1). На данном этапе развития нефтяного рынка в процессе ценообразования участвуют в основном ненефтяные спекулянты, особенностью торговли стало то, что нефть продается и покупается без поставок. «Бумажный рынок» доминирует по объемам нефтяной торговли: об этом свидетельствует, например, тот факт, что только 3–4% фьючерсов *WTI* (*West Texas Intermediate*) связаны с физическими поставками нефти. Однако действие финансовых факторов было настолько значимым не всегда. Этому способствовали следующие явления в экономике. Во-первых, изменилась система торговли «черным золотом»: от системы долгосрочных контрактов рынок перешел на спотовые, форвардные, фьючерсные. В 1970–1980-х гг. появились биржевые операции с нефтью сначала на Нью-Йоркской (англ. *NYMEX — New York Mercantile Exchange*), а затем и на Лондонской международной нефтяной (*IPE*) биржах, которые теперь являются главными мировыми биржами по торговле нефтяными фьючерсами. Впервые фьючерсы на нефть были введены на биржах Чикаго и Нью-Йорка в 1983 г. Переход к беспоставочным фьючерсам (например, таковым сейчас является фьючерс *B*, или *The ICE Brent Crude futures*) означает, что рынок нефти действует аналогично финансовому: *Brent* — финансовый, спекулятивный инструмент, не связанный прямо с рынком физической нефти.

Связь между курсом доллара и ценой на нефть очевидна, поскольку цена на нефть выражена в долларах США, причем наблюдается взаимозависимость этих двух показателей. Укрепление американской валюты означает рост покупательской способности доллара, снижение нефтяной цены, выраженной в долларах, и одновременно рост нефтяной цены (согласно статистическим данным США, собственных запасов нефти недостаточно для обеспечения потребностей производства, поэтому вынужденные издержки на покупку недостающего сырья выражаются в росте себестоимости товаров). Такой ценовой рост ведет к долларовой инфляции и, как следствие, к снижению курса доллара. При понижающемся валютном курсе все вышеперечисленное происходит с точностью до наоборот. Также определенный вклад в финансовализацию нефтяного рынка осуществил переход в 1970-х гг. от золотовалютного стандарта Бреттон-Вудского соглашения к системе плавающих курсов валюты, к Ямайской валютной системе.

Финансовые рынки едины ввиду того, что инвесторы могут свободно выбирать тот или иной актив: акции, нефть, металлы и т. д. Можно

также говорить о корреляции нефтяной цены с фондовыми индексами, такими как *S&P 500*, *Dow Jones Index*. Это отражено, в частности, в приведенном ниже исследовании совместной динамики рыночных цен акций, нефти, валютного курса, золота<sup>1</sup>. Данное исследование показало вероятность коинтеграции этих показателей, при этом на основе теста Грейнджера выявлены особенности причинно-следственной зависимости по Грейнджеру между величинами (*Granger causality test*). (Идея теста Грейнджера состоит в том, что если существует причинно-следственная зависимость (по Грейнджеру) переменной  $y$  от переменной  $x$ , то должно выполняться следующее: изменения  $x$  предшествуют изменениям  $y$ . Для этого надо, чтобы гипотеза « $x$  не влияет на  $y$ » была отвергнута, а гипотеза « $y$  не влияет на  $x$ » принята.) В результате была установлена причинно-следственная связь по Грейнджеру, зависимость цены на нефть от цен на акции (*DJ Index*); обратная связь не наблюдалась (см. рис. 5.1 и 5.2). Однако проведение теста Грейнджера не доказывает наличие причинно-следственной связи, для включения в модель объясняющих факторов требуется обоснование. На настоящий момент существует достаточное количество исследований, посвященных описанию механизмов трансмиссии шоков на фондовом рынке на нефтяной рынок.

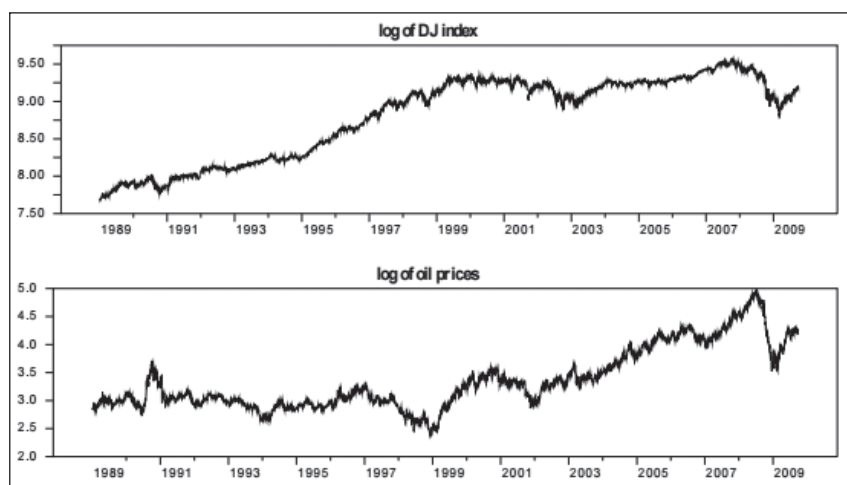


Рис. 5.1. Временные ряды логарифмических значений цены на нефть и индекса *Dow Jones*

<sup>1</sup> Subarna K. S., Zadeh A. H. M. Co-Movements of Oil, Gold, the US Dollar, and Stocks // *Modern Economy*. 2012. № 3. P. 111–117. URL: <http://dx.doi.org/10.4236/me.2012.31015>.



Test	DF	Chi-Square	Pr > Chi-Sq
1	3	3.97	0.2646
2	3	10.84	0.0126
3	3	9.53	0.0230
4	3	4.22	0.2383

Test 1: log Gold causes the other variables (log OIL, log ER, log DJ); but the other variables do not cause log Gold, *i.e.* log Gold is influenced by itself; Test 2: log Oil is caused by the other variables (log Gold, log ER, log DJ); but the other variables are not caused by the log Oil; Test 3: log ER is caused by the other variables (log GOLD, log OIL, log DJ); but the other variables are not caused by the log ER; Test 4: log DJ causes the other variables (log Gold, log OIL, log ER, log DJ); but the other variables do not cause log DJ, *i.e.* log DJ is influenced by itself.

Рис. 5.2. Результаты теста Грейнджера на причинность

Источник: Subarna K. S., Zadeh A. H. M. Co-Movements of Oil, Gold, the US Dollar, and Stocks // Modern Economy. 2012. № 3. P. 111–117.  
URL: <http://dx.doi.org/10.4236/me.2012.31015>.

Под фундаментальными факторами будем понимать классические факторы ценообразования, такие, что напрямую воздействуют на спрос и предложение актива. Выделим две группы факторов — факторы спроса и предложения.

К факторам предложения нефти можно отнести запасы, свободные мощности добычи, издержки разведки, транспортировки. Остановимся подробнее на факторах спроса. Во-первых, это потребление. Чем выше потребление энергоресурса, тем выше спрос на него на мировом энергетическом рынке. Тенденцию к росту имеет и цена ресурса. В целом, потребление нефти в мире в период 2003–2015 гг., за исключением кризисного 2008 г., увеличивалось (рис. 5.3). Коэффициент корреляции между потреблением нефти и ее ценой составляет 0,87. Однако ситуация изменится, если рассматривать данные по отдельным регионам за определенные временные интервалы. С 2004 по 2007 г. корреляция цен на нефть и потребления для стран ОЭСР отсутствовала. В период 2008–2009 гг. коэффициент корреляции составил 0,4, что свидетельствует об умеренной зависимости, что показывает значимость фундаментальных факторов в кризисные периоды.

Как известно, уровень потребления энергоносителей определяется уровнем экономического развития. Очевидно, что развивающиеся страны, ориентированные на развитие промышленности, формируют большой спрос на нефть (среди них, например, Индия, Китай). Так, крупнейшими потребителями нефти в 2014 г. были следующие страны: США (19,9% от мирового потребления), Китай (12%), Япония (4,7%), Индия (4,3%), Российская Федерация (3,5%).

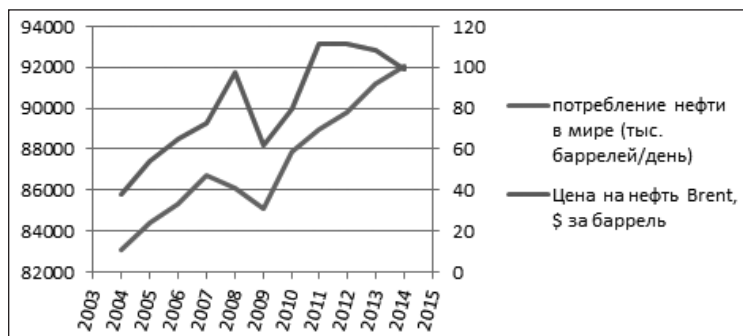


Рис. 5.3. Потребление нефти в мире (тыс. баррелей/день)

Источник: составлено на основе данных публикации  
«BP Statistical Review of World Energy June 2015».

Другой компонент совокупного спроса, определяемый спросом со стороны внешнего мира, — это импорт. Согласно публикации «BP Statistical Review of World Energy June 2015», крупнейшими импортерами нефти являлись страны Европы (22,2%), США (16,3%), Япония (7,6%).

### 5.1.2. Ценообразование на рынке природного газа и его основные факторы

На рынке природного газа происходит постоянная корректировка механизма ценообразования под новую экономическую реальность: даже в долгосрочных контрактных ценах можно наблюдать процесс приспособления формулы ценообразования к новым реалиям, к изменениям, происходящим на энергетическом рынке. Это процесс адаптации формулы ценообразования за счет расширения номенклатуры входящих в нее элементов и изменения их «весов». Последние, в свою очередь, отражают конкуренцию между «старыми» и «новыми» энергоресурсами, формами организации торговли газом. Происходит отказ от привязки цены на газ к цене на нефть.

С 1970 г. по настоящее время наблюдается следующая траектория развития системы ценообразования на рынке газа: от принципа *cost plus* к ценам, индексируемым по ценам на сырую нефть или на нефтепродукты и другие виды топлива, а также спотовым или фьючерсным ценам, формирующимся в торговых хабах и на биржах. Нельзя сделать вывод о финансовализации рынка газа в той мере, которая имела место быть в отношении рынка нефти. Можно лишь сказать, что данный период является переходным и логичным следствием процессов либерализации рынка, приближения его к условиям рыночной конкуренции. А. А. Конопляник считает, что переломный момент в развитии отношений на газовом рынке наступил после кризиса, в 2009 г.

На сегодняшний день применяемые схемы ценообразования следующие:

- скользящая цена на нефть (*Oil Price Escalation (OPE)*): цена на газ привязана к ценам иных, как правило, конкурентных видов топлива: например, к ценам на сырую нефть, дизельное топливо, мазут, уголь. Стоимость российского газа определяется на основе средних европейских цен на нефтепроизводные за 6-месячный период, отстоящий от текущего месяца на полгода, по формулам, фиксированным в долгосрочных контрактах. Этот способ формирования цены обусловлен исторически, а также свойством природного газа как субститута по отношению к нефти, он основан на стоимости замещения. Недостатком данной системы является односторонненность цен на нефть и газ: либо одновременный рост, либо одновременное падение. Поэтому во время роста нефтяных цен альтернативным предложением выдвигалась привязка к биржевым котировкам газа на ликвидных европейских рынках. В таком случае более ликвидный рынок как более конкурентный обеспечил бы более низкие цены, справедливое рыночное ценообразование. С другой стороны, такие контракты при инвестировании в крупные проекты обеспечивают меньшие ценовые риски;
- «Конкуренция внутри газовой отрасли (*Gas-on-Gas Competition (GOG)*)»: цена определяется соотношением спроса и предложения, внутри газовой отрасли действуют конкурентные отношения. Торговые площадки носят название хабов (*hub*). Они делятся на реальные, такие как *Henry Hub* в США, и виртуальные, например, Национальная точка балансировки (*NBP*) в Великобритании. При этом торговля разнообразна по периодичности, от ежедневной торговли до основанной на долгосрочных контрактах (более года). Сюда относят также спотовый рынок СПГ;
- двусторонняя монополия (*Bilateral Monopoly (BIM)*): цена определяется по итогам двусторонних переговоров и соглашений между крупным продавцом и крупным покупателем, причем цена фиксируется на определенный период — обычно на один год. В этом случае может быть подписан письменный договор, но зачастую имеется устная договоренность на уровне правительства или государственной компании (монополии);
- цена продажи привязывается к конечному продукту за вычетом транспортных расходов (*Netback from Final Product (NET)*): цена, назначаемая поставщиком газа, зависит от цены, получаемой покупателем за производимый этим покупателем конечный продукт. Это может происходить в тех случаях, когда газ используется в качестве исходного сырья на химических предприятиях, таких как заводы по производству аммиака или метанола, и является главной компонентой стоимости продукции.

Следующую группу способов ценообразования можно назвать «регулируемое ценообразование». Цены на газ определяются государством, они учитывают производственные затраты, а также субсидии производителям.

- регулирование: себестоимость обслуживания (*Regulation: Cost of Service (RCS)*). Цена определяется или утверждается регулирующими властями или министерством, но уровень цен устанавливается для покрытия себестоимости обслуживания, включая возврат инвестиций и разумную норму прибыли;
- регулирование: социальное и политическое (*Regulation: Social and Political (RSP)*). Цена на газ определяется на основании факторов социально-политического характера (поэтому, как правило, эти факторы оказывают временное влияние на процесс ценообразования), чтобы компенсировать растущие издержки или увеличить доходы государственной казны;
- регулирование: ниже себестоимости (*Regulation: Below Cost (RBC)*). Цена целенаправленно устанавливается ниже себестоимости, средней стоимости с учетом затрат на производство и транспортировку газа. Именно этот способ ценообразования носит характер государственных субсидий местному населению;
- цена не устанавливается (*No Price (NP)*): добываемый газ предоставляется домашним хозяйствам и производственным предприятиям на безвозмездной основе — например, связанный газ (считающийся побочным продуктом) в качестве первоначального сырья для предприятий и заводов химической промышленности, для производства удобрений.

Рисунок 5.4 иллюстрирует тот факт, что на сегодняшний момент на мировом газовом рынке присутствуют различные методы ценообразования. Также большое влияние имеет социальное и политическое регулирование. Более того, социальные и политические потрясения приводят к значительным изменениям цены, хотя и к кратковременным.

Рассмотрим подробнее рис. 5.5. В 2005 г. наивысший уровень цены достигался по внутригазовой конкуренции и составлял 8,15 долл. за декатерм (*MMBTU*). Однако за период 2005–2009 гг. значимость данного вида ценообразования сократилась, что связано с изменениями ценообразования на рынке природного газа в Северной Америке: самые высокие в 2005 г. цены на уровне 8,15 долл. снизились до 5,35 долл. в 2014 г. Способ формирования цены «скользящая цена на нефть», напротив, обеспечил рост цены на природный газ с 5,50 долл. за *MMBTU* в 2005 г. до 11,20 долл. в 2013 г., что логично объясняется в связи с ростом цен на нефть. Рост цен в категории «двусторонняя монополия» был также связан с потерями от торговли между странами бывшего Советского Союза по низким ценам.

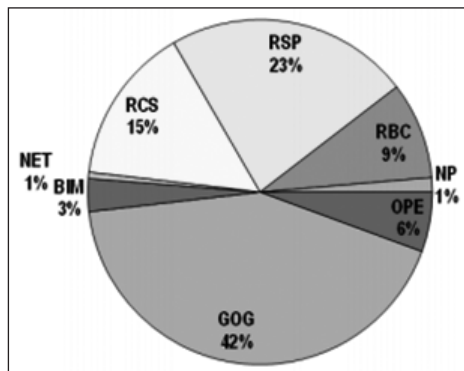


Рис. 5.4. Структура внутреннего производства по методам ценообразования на мировом рынке природного газа в 2014 г.  
 Источник: IGU: Wholesale Gas Price Survey 2015.

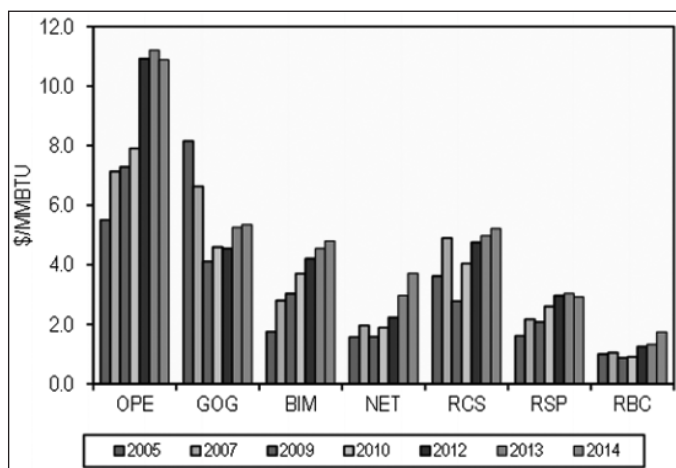


Рис. 5.5. Структура ценообразования на рынке природного газа в 2005–2014 гг.  
 Источник: IGU: Wholesale Gas Price Survey 2015.

На спрос и предложение могут повлиять такие факторы, как: технологические сдвиги, политические, социальные, а также резкие изменения погодных/климатических условий.

В крупнейших европейских странах частота перехода потребителей с газа на альтернативные виды топлива снижается. Это обусловлено, во-первых, стремлением потребителей снизить собственные издержки, связанные с поддержанием в соответствующем состоянии складов,

резервуарного парка для альтернативного топлива, различного оборудования, трубопроводной системы, а также с издержками на оплату труда для осуществления перехода на альтернативное топливо и т. п. Во-вторых, стоит иметь в виду тот факт, что затраты при использовании нефтепродуктов в качестве топлива несколько выше, чем при использовании природного газа<sup>1</sup>.

Несмотря на развитие нетрадиционных источников энергии, страны Западной Европы сохраняют зависимость от поставок природного газа из России. Надежность поставок российского газа в последнее время изменилась по причине сложных взаимоотношений с транзитными странами, например Украиной. Известны многочисленные «газовые конфликты», заканчивающиеся прерыванием поставок. Такие конфликты были в 2006 и 2008 гг.

В поисках возможного решения проблемы снижения надежности поставок российского газа и повышения цены для конечных потребителей в сотрудничестве с коллегами из Германии была построена математическая модель, которая доказывает повышение надежности поставок российского газа и уменьшение его цены для конечных потребителей при приобретении «Газпромом» транзитных сетей. Это противоречит общему вектору политики Европейского Союза, изложенному в Третьем энергетическом пакете 2007 г., согласно которому функции производителя и поставщика должны быть разделены. Конечно, российский газ может поставляться в Европу различными путями («Северный поток», «Южный поток», дополнительные поставки через Белоруссию), но покажем сильные стороны именно такого действия. Данная модель ранее была подробно представлена в статье Kudryavtseva O., Bolle F., Ruban R.<sup>2</sup>, поэтому в монографии остановимся на ней очень кратко и изложим основные полученные результаты.

В статье рассматривалась вертикальная интеграция в двухступенчатой олигополии, при этом предложение одного из игроков нестабильно, так как у него появляются стохастические издержки. Авторы доказали, что приобретение Россией транспортных сетей (вертикальная интеграция) в такой ситуации становится всем выгодно. Это может способствовать развитию конкуренции по причине избегания «Газпромом» «двойной маржинализации».

Итак,  $\alpha$  — вероятность прерывания российских поставок, а  $1 - \alpha$  назовем «надежность поставок». Пусть прерывание поставок отображается через повышение цен на газ.

<sup>1</sup> Эта часть (с. 390–397) п. 5.1.2 написана при активном участии Банниковой В. А.

<sup>2</sup> Kudryavtseva O., Bolle F., Ruban R. Competition and security of supply after vertical integration: should Russia be kept off the downstream natural gas market? // Научные исследования экономического факультета. 2012. Т. 4. Вып. 2. С. 179–204. Режим доступа: [http://archive.econ.msu.ru/ext/lib/Category/x0d/x2e/3374/file/10\\_Friedel.pdf](http://archive.econ.msu.ru/ext/lib/Category/x0d/x2e/3374/file/10_Friedel.pdf).

Пусть существуют  $m$  производителей  $P_1, \dots, P_m$  и отдельно «Газпром» ( $P_0 = P_R$ ). Они ( $P_j$ ) определяют количества  $x^j, j = 1, \dots, m$ , при этом  $x^0 = x^R$  относится к «Газпрому». Далее поставщики  $T_i, i = 1, \dots, n$  вступают в конкуренцию. Однако если  $T_0 = T_R$  у «Газпрома», он не является конкурентом. На европейском рынке известны долгосрочные контракты *Take or Pay* (*ToP*), когда производитель  $j$  должен предоставить количество  $x_{ji}$  поставщику  $i$ , а  $i$  должен платить  $p(x_{ji})$  независимо от факта совершения покупки. Если поставок будет недостаточно, возникают штрафы.

Имеются также постоянные издержки производителей  $c_1, \dots, c_m$ . Однако для «Газпрома» имеются также издержки, возникающие из-за повышения транзитной страной цены за транзит.

В модели использовалось равновесие Курно на рынке конечных потребителей, когда  $n$  поставщиков несут издержки  $p$  и  $p_R$  при покупке газа от  $m$  производителей. В случае, когда  $n > m$ , т. е. количество поставщиков больше количества производителей, то конечная цена на газ снижается, если Россия — прямой поставщик.

Уже более 35 лет Россия поставляет газ в Европу. При этом поставки через Украину прерывались самое большее на 13 дней. Вероятность прерывания поставок газа на два месяца равна почти нулю. Пусть максимальная  $\alpha = 0,05$ , это означает три месяца прерывания за пять лет. Число производителей и поставщиков меняется от двух до шести. Число производителей можно обозначить как  $m = 3$  (плюс Россия), в то время как число поставщиков различно (практически монополии во Франции и Дании и большое количество поставщиков в Германии и Великобритании). Цены на газ на конечном рынке не могут превышать 9 €/ct/kwh (если Россия его не поставляет), и так как  $\alpha = 0,05$ , то ожидаемая разница цен будет больше нуля. Излишек потребителя увеличивается.

Таблица 5.1

**Разница в ценах (Euro €/ct/kwh)  $q - q^1$ ,**  
**где  $q^1(q)$  цена на конечном рынке (в периоды, когда Россия поставляет),**  
**если Россия — прямой поставщик**

$m$	2	3	4	5	6
$n$					
2	1.33	1.21	1.13	1.08	1.03
3	1.05	0.94	0.86	0.81	0.76
4	0.91	0.79	0.72	0.67	0,62
5	0.82	0.71	0.64	0.59	0.54
6	0.76	0.65	0.58	0.54	0.49

Источник: Кудрявцева О. В. Цены на энергоносители и надежность их поставок // Вестник Университета (Государственный университет управления), 2014, № 13. С. 133–137.

Таблица 5.2

**Различия в безопасности поставок  $(1 - \alpha^1) - (1 - \alpha) = \alpha - \alpha^1$ ,  
где  $\alpha^1(\alpha)$  — вероятность прерывания в случае,  
когда «Газпром» — прямой поставщик**

<i>m</i>	2	3	4	5	6
<i>n</i>					
2	0.004	0.01	0.018	0.025	0.034
3	0.003	0.008	0.015	0.023	0.031
4	0.002	0.007	0.013	0.019	0.027
5	0.001	0.005	0.01	0.016	0.023
6	0	0.003	0.008	0.013	0.02

Источник: Кудрявцева О. В. Цены на энергоносители и надежность их поставок // Вестник Университета (Государственный университет управления). 2014. № 13. С. 133–137.

Здесь *m* — производители, *n* — поставщики. Итак, можно сделать следующий вывод: если «Газпром» является прямым поставщиком, то это может привести к снижению цены газа для конечных потребителей, к повышению надежности поставок, что было доказано применением модели к рынку энергоносителей Германии (см. также статью автора «Цены на энергоносители и надежность их поставок»<sup>1</sup>).

### 5.1.3. Взаимное влияние цен на традиционные энергоносители и стоимость энергии, полученной посредством ВИЭ, и перспективы взаимодействия России со странами ЕАЭС в области ВИЭ

К возобновимой энергетике относят ветроэнергетику, фотовольтаику, гелиотермальную энергетика, биотопливо, биомассу, биогаз, малые ГЭС, приливную и волновую энергетика, водородную энергетика. Производство альтернативной энергии, как правило, требует государственной поддержки ввиду долгосрочности вложений. Деление на возобновляемые и истощимые виды ресурсов условно: оно зависит от степени распространенности на рынке тех или иных видов ресурсов.

Мировые инвестиции в возобновляемую энергетика в 2015 г. составили 329 млрд долл., превысив вложения в нефтегазовую отрасль. С 2009 г. по настоящее время усредненные затраты на энергия, производимую на ветрогенераторах, снизились наполовину. Затраты на электроэнергия, производимую при помощи солнечных панелей, снизились с 1976 г. на 99%. Новые технологии позволяют регулировать реактивную мощность, контролировать напряжение, что делает альтернативные источники энергии все более конкурентоспособными.

<sup>1</sup> Кудрявцева О. В. Цены на энергоносители и надежность их поставок // Вестник Университета (Государственный университет управления). 2014. № 13. С. 133–137.



Согласно исследованию инвестиционного банка *Lazard* «Levelized cost of energy analysis — 9.0», выпущенного в ноябре 2015 г., ветро- и гелиоэнергетика на рынке США являются самыми дешевыми способами производства электроэнергии, даже если не принимать во внимание субсидии. Приведенная стоимость производства энергии (индекс *levelized cost of energy — LCOE*) «в ветроэнергетике составила 32–77 долл./МВт·ч, в «большой» солнечной энергетике — 50–70 долл./МВт·ч, в парогазовой генерации — 52–78 долл./МВт·ч, а для обычных газотурбинных электростанций *LCOE* равен 68–101 долл./МВт·ч. На других рынках наблюдается аналогичная ситуация, например в Испании.

Если сравнивать экономику ВИЭ с углеводородной энергетикой, то несомненным преимуществом первых являются короткие сроки проектирования, строительства, низкие удельные переменные затраты. Постоянное снижение стоимости киловатт-часа, полученного при помощи ВИЭ, делает их все более конкурентоспособными. Более того, себестоимость электричества, полученного при помощи ВИЭ, не зависит от скачкообразной динамики цен на топливном рынке.

Что касается нефтяного рынка, то цена на нефть практически не оказывает влияния на стоимость электроэнергии, полученной при помощи ВИЭ: нефть почти не используется в производстве электричества. Страны Персидского залива в перспективе ориентируются на солнечную энергетiku, которая дешевле и экологичнее. Для производства же биотоплива падение цены на нефть, напротив, является негативным фактором. Пока нефть является сравнительно дорогостоящим источником энергии, биотопливо конкурентоспособно. При низких нефтяных ценах биотопливо не может конкурировать по цене с традиционными энергоресурсами, становится менее выгодным. Однако спрос поддерживается за счет долгосрочных подписанных контрактов, долгосрочных целей компаний, например, авиакомпания *Boeing* в условиях поддержки правительством США разрабатывает биотопливо и занимается его коммерциализацией.

Факторы цены на рынке ВИЭ — это производственные затраты, институциональная среда (вид рынка, местное законодательство, виды поддержки, тарифы, схемы налогообложения, политические решения). Следовательно, процесс ценообразования на рынках возобновляемых энергетических ресурсов в большой степени носит рыночный характер.

В основе перехода к возобновимым источникам энергии лежит принцип сравнения предельных издержек. Предположим, есть истощимый и возобновляемый ресурсы, второй из которых является лучшим заменителем для невозобновляемого. Рассмотрим, как будут изменяться предельные издержки во времени, если в период  $t^*$  произошел переход на более дешевый энергоресурс. Этот период назовем точкой перехода.

Пусть до точки перехода потребляется только истощимый ресурс, а после нее — только возобновимый: переход обусловлен величиной издержек, которые ниже для возобновляемого после точки  $t^*$ . Данная модель представляет упрощенный вариант перехода к возобновляемым источникам энергии: во-первых, точка перехода разделяет потребление на два вида, совместное потребление невозможно, во-вторых, предельные издержки добычи для истощимого ресурса постоянны. Однако она позволяет выявить важные характеристики процесса перехода от одного ресурса к другому:

- 1) переход постепенен: общие предельные издержки плавно достигают значения  $t^*$ . Во время перехода общие предельные издержки обоих ресурсов должны быть одинаковы. Вид общих предельных издержек обуславливает этот переход, происходит сравнение относительных себестоимостей ресурсов;
- 2) после перехода темп прироста общих предельных издержек медленно снижается. Это объясняется тем, что компонента общих предельных издержек, определяющая возрастающий характер общих предельных издержек, для второго ресурса меньше, чем для первого.

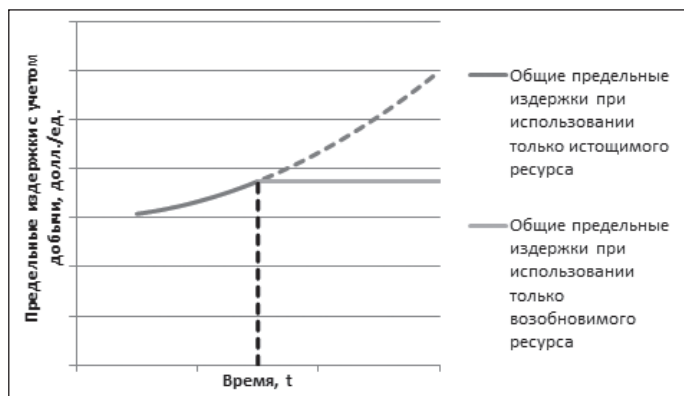


Рис. 5.6. Предельные издержки с использованием более дешевого заменителя, возобновимого ресурса (в количественном и стоимостном аспектах)

В области ВИЭ России необходимо сотрудничать с другими странами, среди которых особое место занимают страны ЕАЭС, имеющие в настоящее время в той или иной степени схожие с нашей страной особенности и проблемы экономического развития: необходимость структурной перестройки экономики, модернизации, развития наукоемких отраслей, перехода к «зеленому» экономическому росту. (Повестке «зеленой» экономики в последнее время отводится в мире достаточно много внима-

ния<sup>1</sup>.) В этой связи, а также в свете новых геополитических и экономических вызовов необходимо их тесное сотрудничество и взаимодействие по данным вопросам, поскольку эти страны существуют в одном экономическом и геополитическом пространстве. О Евразийской энергетической доктрине в этой связи неоднократно упоминалось, энергетическая инфраструктура (страны — «магниты» — Россия и Казахстан) может стать основой нового регионального объединения<sup>2</sup>.

Потребность в энергии будет в будущем возрастать, что сделает проблему эффективного использования ее источников еще более насущной. Кроме того, на фоне процесса регионализации энергетики возрастает важность региональной энергетической безопасности. Возобновляемые источники энергии — одно из решений этой проблемы там, где традиционные источники по тем или иным причинам не могут быть эффективно использованы.

На территории РФ находится четверть мировых запасов газа, 30% угля и 6% нефти, а использование возобновляемых источников энергии в общем ее производстве невелико — всего около 1%. Также до недавнего времени практически полностью отсутствовала законодательная база, регламентирующая данную сферу. Между тем, по данным на 2014 г., 144 страны на законодательном уровне установили целевые показатели доли ВИЭ в общем объеме производства энергии, и везде это достигается при помощи государственной поддержки (особенно на первом этапе осуществление проектов). По некоторым оценкам и планам, в РФ доля «зеленой» энергетики к 2010 г. может достигнуть 2,5%.

Известны два типа моделей государственной поддержки ВИЭ: ценовые модели и модели квот. К первому типу относятся модель фиксированной оплаты и модель надбавок к рыночной цене, ко второму типу — модель квот с «зелеными сертификатами» и модель тендеров. В модели фиксированной оплаты законодательно устанавливается фиксированная оплата электроэнергии, которая была произведена на объектах ВИЭ, однако при росте рыночной цены затраты на поддержку производителей могут быть уменьшены до нуля (в ситуации, когда производители ВИЭ станут конкурентоспособными). В модели надбавок к рыночной цене законодательно устанавливается надбавка, и при росте рыночной цены доходы производителей ВИЭ растут, что должно побуждать их производить большее количество энергии на ВИЭ. При этом среди преимуществ ценовых моделей можно отметить невысокие риски инвесторов, а к недостаткам — сложность прогнозирования производства энергии

<sup>1</sup> Кудрявцева О. В., Бобылев С. Н., Яковлева Е. Ю. Green economy regional priorities (на англ. яз.) // Экономика региона. 2015. № 2. С. 148–159.

<sup>2</sup> Громов А. И. О Евразийской энергетической доктрине // Международная жизнь. 2012. № 7 (июль). С. 94–101.

на основе ВИЭ. В модели тендеров в качестве критериев отбора проектов служат мощность и объем производства электроэнергии, при росте рыночной цены затраты на поддержку также сокращаются. Инвесторы конкурируют между собой за реализацию своих проектов.

Модель фиксированной оплаты получила свое распространение и доказала свою эффективность в Германии. В настоящее время государственная поддержка там активно сокращается.

В России могут использоваться: надбавка к рыночной цене и плата за мощность на оптовом рынке, регулирование тарифов на розничном рынке. Принятый в 2007 г. Федеральный закон «Об электроэнергетике» ввел надбавку к рыночной цене, однако методика расчета размера надбавки не была разработана. Регулирование тарифов на розничном рынке целесообразно в неценовых и изолированных регионах, где доказана экономическая целесообразность размещения ВИЭ.

Плата за мощность основана на проведении тендеров. В мае 2013 г. было принято Постановление № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности». Несмотря на требования достаточно высоких степеней локализации оборудования, была заметна высокая заинтересованность инвесторов в проектах ВИЭ, особенно солнечной энергетики. Для того чтобы требования высокой степени локализации оборудования были соблюдены, необходимо также активно поддерживать отечественных производителей оборудования. Следующая трудность заключается в том, что государственная поддержка предоставляется только объектам ВИЭ, расположенным в ценовых зонах российского оптового рынка (а наиболее эффективное использование ВИЭ достигается в других регионах).

Была выявлена также следующая проблема: несмотря на принятую программу по развитию биотехнологий на период до 2020 г., биотопливо попадает под акциз, что делает его производство нерентабельным. Что касается биогаза, то в России количество установок пока невелико, многие работают в экспериментальном режиме, находятся на стадии проекта. Активное использование таких установок могло бы дать существенные экономический и экологический эффекты. Россия также имеет хорошие перспективы в производстве пеллет (в настоящее время при обилии сырья мощности недогружены, а продукция отправляется на экспорт, внутренний спрос отсутствует)<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Кудрявцева О. В., Яковлева Е. Ю. Перспективы развития биоэнергетики в России (межотраслевой аспект): В сборнике 13-й Международной научно-практической конференции «Теория и практика экономического регулирования природопользования и охраны окружающей среды». М.: СОПС, Российское общество экологической экономики. М., 2015. С. 184–195.

Итак, некоторые источники возобновляемой энергии имеют очень хорошие экономические перспективы в России. Кроме перечисленного выше, они позволяют сохранить углеводороды (в частности, ВИЭ выгодны в удаленных областях России, где нет централизованного энергоснабжения и куда поставлять дизель достаточно дорого). Однако существует ряд особенностей, которые необходимо учитывать при дальнейшем развитии возобновляемых источников энергии в нашей стране.

Развитые страны обладают технологиями в области возобновляемых источников и опытом их коммерциализации, в настоящее время происходит стремительный трансфер их из США в Китай, который за последние годы достиг впечатляющих успехов в их использовании. России необходимо, с одной стороны, внедрять у себя передовые технологии, а с другой — экспортировать их и созданные таким образом услуги (оборудование, его обслуживание, консультирование). Это возможность на перспективу обеспечить себе выход на рынки различных стран (в частности, развивающихся). Перспективными являются совместные высокотехнологичные предприятия<sup>1</sup>. Созданная на их базе продукция могла бы помочь решить проблему локализации и себестоимости оборудования для ВИЭ. Эта способствует развитию смежных отраслей экономики. Россия и Казахстан (а также Беларусь) географически расположены между источником технологий (Европейским Союзом) и их активным реципиентом — Китаем, и это преимущество необходимо использовать. Также нельзя забывать о регионализации энергетики и региональной энергетической безопасности.

Итак, целесообразным и перспективным представляется взаимодействие стран ЕАЭС по вопросам энергетического машиностроения, их научно-технического сотрудничества, обмена технологиями и т. д., в частности, между Россией, Республикой Казахстан, Беларусью, рассматриваемыми в качестве важных стратегических партнеров, с которыми имеется опыт надежного взаимодействия по многим вопросам.

Интересно и перспективно также расширение взаимодействия с КНР, имеющей опыт успешного внедрения передовых технологий в области ВИЭ, что уже способствовало повсеместному значительному снижению их себестоимости.

Подводя некоторые итоги, можно сделать вывод о том, что ценообразование на рынках невозобновляемых энергетических ресурсов нельзя рассматривать в рамках стандартной экономической теории. На ликвидных рынках (нефтяном рынке) динамика цен на энергоресурсы определяется факторами других рынков, в том числе финансового. Это имеет отношение и к региональным рынкам природного газа (Великобритании,

---

<sup>1</sup> Кулбатыров Н. Н., Тулебекова А. А. Энергетический аспект евразийской экономической интеграции // Евразийская экономическая интеграция. 2014. №. 1 (22).

США). Во всех этих случаях ценообразование не является устойчивым, зависит от множества различных факторов.

В основе ценообразования на рынке возобновляемых ресурсов лежат фундаментальные рыночные факторы. В некоторых странах наблюдается значительное влияние альтернативной энергетики. Однако в условиях волатильности цен на традиционные энергоресурсы переход к возобновляемым источникам энергии сильно зависит от институциональных особенностей.

### Источники

1. *Бобылев Ю. Н., Приходько С. В., Дробышевский С. М., Тагор С. В.* Факторы формирования цен на нефть. М.: Институт экономики переходного периода, 2006: <http://www.iep.ru/ru/factory-formirovaniya-cen-na-neft.html>.
2. *Гордеев Д.* Теоретические и практические аспекты ценообразования на природный газ на внутреннем и внешнем рынках // Вопросы экономики. 2015. № 1. С. 80—102. — Режим доступа: [http://www.iep.ru/files/text/pauchnie\\_jurnali/idrisov1-15.pdf](http://www.iep.ru/files/text/pauchnie_jurnali/idrisov1-15.pdf), свободный.
3. *Громов А. И.* О Евразийской энергетической доктрине // Международная жизнь. 2012. № 7 (июль) 2012. С. 94—101.
4. *Кудрявцева О. В.* Цены на энергоносители и надежность их поставок // Вестник Университета (Государственный университет управления). № 13. С. 133—137.
5. *Кудрявцева О. В., Яковлева Е. Ю.* Перспективы развития биоэнергетики в России (межотраслевой аспект) в сборнике 13-й Международной научно-практической конференции «Теория и практика экономического регулирования природопользования и охраны окружающей среды». М.: СОПС, Российское общество экологической экономики Москва. С. 184—195.
6. *Кудрявцева О. В., Бобылев С. Н., Яковлева Е. Ю.* Green economy regional priorities // Экономика региона. 2015. № 2. С. 148—159.
7. *Кулбатыров Н. Н., Тулебекова А. А.* Энергетический аспект евразийской экономической интеграции // Евразийская экономическая интеграция. 2014. №. 1 (22).
8. Постановление Правительства РФ от 15.04.2014 № 321 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики».
9. Постановление Правительства РФ от 28.05.2013 № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности» (вместе с «Правилами определения цены на мощность генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии»).
10. *Стерн Д.* Установление цен на природный газ: прошлое, настоящее и будущее // Экономический журнал Высшей школы экономики. 2013. Т. 17. № 3. С. 459—486.
11. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
12. Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз. М.: ИД «Энергия», 2013. 344 с.

13. Экономика природных ресурсов и охраны окружающей среды (промежуточный уровень). М.: ТЕИС, 2006. 1168 с.
14. *Kyrtsou C.* Does the S&P500 index lead the crude oil dynamics? A complexity-based approach // *Energy Economics*. May 2016. Vol. 56. P. 239–246.
15. *Kolodziej M.* Crude oil: commodity or financial asset? // *Energy Economics*. November 2014. Vol. 46. P. 216–223.
16. *Kudryavtseva O., Bolle F., Ruban R.* Competition and security of supply after vertical integration: should Russia be kept off the downstream natural gas market? // *Научные исследования экономического факультета*. 2012. Т. 4. Вып. 2. С. 179–204. Режим доступа: [http://archive.econ.msu.ru/ext/lib/Category/x0d/x2e/3374/file/10\\_Friedel.pdf](http://archive.econ.msu.ru/ext/lib/Category/x0d/x2e/3374/file/10_Friedel.pdf).
17. *Brahmasreneha T.* Crude oil prices and exchange rates: Causality, variance decomposition and impulse response // *Energy Economics*. July 2014. Vol. 44. P. 407–412.
18. *Subarna K. Samanta, Ali H. M. Zadeh.* Co-Movements of Oil, Gold, the US Dollar, and Stocks // *Modern Economy*, 2012, 3, 111–117. Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.4236/me.2012.31015>.
19. *Smil V.* Perils of long-range energy forecasting: reflections of looking far ahead // *Technological Forecasting and Social Change*. 2000. № 65. Pp. 251–264.
20. *Stern J.* International gas pricing in Europe and Asia: A crisis of fundamentals // *Energy Policy*. January 2014. Vol. 64. P. 43–48.

## 5.2. Учет фактора прерывания поставок в ценах на газ

### Россия: диверсификация для экспортера<sup>1</sup>

Каковы новые риски, новые вызовы, новые ответные меры и «точки невозврата» для России?

О рисках экспортных поставок на Украину было сказано ранее в главе 2. Во-первых, это неплатежи. Во-вторых, неисполнение Киевом своих контрактных обязательств (неполная выборка контрактных объемов газа и намерение в дальнейшем заместить их реверсными поставками), что имеет негативные инвестиционные последствия для России (ухудшение окупаемости заблаговременно осуществленных капиталовложений в добычу газа для обеспечения исполнения контрактных обязательств по поставкам в течение всего срока действия 10-летнего контракта). И все это в условиях широкой антироссийской кампании нынешнего украинского руководства.

Транзитные риски (через территорию Украины) можно разделить на реальные (или прецедентные, т. е. имевшие место в недавнем прошлом) и предполагаемые (ожидаемые в ближайшем будущем).

К **реальным** мы относим несанкционированный отбор транзитного газа Украиной (как минимум два доказанных эпизода — в январе 2006 г.

---

<sup>1</sup> *Конопляник А., Орлова Е., Ларионова М.* Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречия // *Нефть России*. № 10. С. 4–10 (ч. 4).

и январе 2009 г.), который мог иметь следующие правовые последствия. В соответствии с контрактами на поставку российского газа в ЕС, ответственность за его доставку в пункты сдачи-приемки, расположенные глубоко внутри ЕС, лежит на поставщике («Газпроме») вне зависимости от транзитных или иных проблем на пути до указанных пунктов<sup>1</sup>. Поэтому существует реальный риск судебных исков европейских покупателей к «Газпрому» в случае не(до)поставки газа, даже если их истинная причина будет связана с действиями третьей (транзитной) стороны.

Европейские покупатели не выдвигали таких исков «Газпрому» после январских событий 2006 и 2009 гг., но нет гарантий, что они не выдвинут их в случае очередного транзитного кризиса, если таковой произойдет в будущем. Хочется надеяться, что его не случится. Однако Европейское объединение операторов ГТС (*ENTSOG*) по поручению Еврокомиссии провело стресс-тест, исходя из такой возможности. Причем оно моделировало ситуацию не только прерывания украинского транзита, но и полного прекращения всех российских поставок газа на экспорт в Европу (результаты были доложены на очередном 26-м заседании Мадридского форума 15–16 октября 2014 г.<sup>2</sup>).

**К предполагаемым** мы относим риски, появившиеся в результате необратимых изменений, которые начали происходить и неизбежно будут продолжаться как следствие присоединения Украины к ДЭС. Отметим два ключевых, на наш взгляд. Это, во-первых, риск, связанный с грядущим разделением НАК «Нафтогаз Украины» и передачей прав оператора национальной ГТС сначала выделенной из ее состава компании «Укртрансгаз»<sup>3</sup>, а затем и консорциуму иностранных (европейских и аме-

---

<sup>1</sup> Эта ситуация является результатом неоднократной пролонгации ранее заключенных контрактов в условиях передвижения на восток внешней границы ЕС, в результате чего после 2004 г. пункты сдачи-приемки российского газа, расположенные на западных границах стран — членов СЭВ в первоначально заключаемых контрактах, оказались в глубине территории ЕС. При заключении первоначальных контрактов с западноевропейскими компаниями-покупателями расположение пунктов сдачи-приемки обеспечивало советскому внешнеторговому объединению «Союзгазэкспорт» (и стоящим за его спиной хозяйственным, партийным и иным структурам СССР) возможность контроля и гарантий бесперебойности поставок газа в эти пункты (находящиеся за пределами СССР, но в пределах СЭВ). Но после распада СЭВ и СССР возможность прямого контроля оказалась утраченной. Возникли объективно обусловленные транзитные риски (риски транзитной транспортировки через территорию суверенных государств). Но ответственность за поставку в пункты сдачи-приемки (в рамках контрактов на поставку), как и ранее, сохранилась за экспортером.

<sup>2</sup> The 31<sup>st</sup> Madrid Forum will take place on 17–18 October 2018, in Madrid: <https://ec.europa.eu/energy/en/events/madrid-forum>.

<sup>3</sup> Подал иск против «Газпрома» в Стокгольмский арбитраж, НАК «Нафтогаз» в первую очередь просит изменить и заместить недействительные, на его взгляд, положения контракта на транзит. В частности, речь идет о передаче прав и обязанностей «Нафтогаза» по транзитному договору украинскому оператору газотранспортной системы, а именно ОАО «Укртрансгаз».



риканских) компаний с ее участием. То есть налицо риск фактических односторонних изменений (вплоть до «исчезновения» одной стороны) 10-летнего транзитного контракта до его завершения (украинское правительство и «Нафтогаз» активно требуют пересмотра данного соглашения).

Во-вторых, риск применения оператором ГТС Украины принципа «обязательного доступа третьих сторон» (ОДТС) к транзитным поставкам в рамках существующих и уже законтрактованных газотранспортных мощностей. В результате у грузоотправителя (в данном случае — «Газпрома») появляется риск возникновения так называемого контрактного несоответствия — между контрактом на поставку газа в ЕС и обеспечивающим его транзитным контрактом.

### Объективный характер украинских рисков

Политическая риторика создает видимость, что транзитные проблемы — порождение исключительно политической неприязни нынешнего украинского руководства к России. Но транзитные риски, отнесенные нами к категории «предполагаемых», являются объективно обусловленными. Они вызваны необходимостью Киева выполнять обязательства по имплементации, в частности, положений Третьего энергопакета ЕС в связи с членством Украины в ДЭС. Однако это означает, что надо не рубить сплеча (требуя немедленного пересмотра действующих договоренностей), а искать взаимоприемлемые развязки на «переходный период», т. е. до истечения срока действия существующих контрактов. Но украинское руководство уже впрямую говорит, что Киев не может гарантировать бесперебойный транзит российского газа в Европу при действующем транзитном контракте. Об этом на заседании правительства 16 октября 2014 г. заявил премьер-министр А. Яценюк: «Украина декларирует еще раз, что мы — государство, которое гарантирует бесперебойный транзит природного газа. Но для того, чтобы этот транзит гарантировать нашим европейским партнерам, нам необходимо подписать соглашение именно с европейскими компаниями»<sup>1</sup>. Фактически это озвучивание «новой», желанной (по Яценюку и по вновь принятому украинскому Закону «О санкциях» против России<sup>2</sup>) схемы транзита российского газа в ЕС. Она предусматривает перенос пунктов сдачи-приемки поставляемого в ЕС газа на российско-украинскую границу и обеспечение его дальнейшего транзита через территорию Украины нероссийскими компаниями. Для этого Украине действительно было бы «необходимо подписать соглашение именно с европейскими компаниями»<sup>3</sup>.

<sup>1</sup> Forbestussia.ru, 16.10.2014.

<sup>2</sup> См. гл. 2.

<sup>3</sup> Но для этого, сначала, надо убедить Россию (страну-экспортера — суверенного «принципала», собственника экспортируемых природных ресурсов) и «Газпром» (его го-

Итак, существуют риски нарушения положений транзитных поставок (имеющие ныне прецедентную основу), а также новые риски, связанные с призывами нынешнего украинского руководства и его односторонними действиями, нацеленными на смену существующей контрактной структуры транзита (пусть даже и по объективно существующим обстоятельствам). Плюс к этому наблюдается радикальная трансформация политической ситуации в стране, добавившая (и постоянно добавляющая) новые риски для транзита. В результате происходит неизбежное изменение всей существовавшей ранее экономики транзита для поставщика. Это ведет к смене «транзитной парадигмы» в целом. Естественный ответ экспортера (России) на эти растущие риски — уйти от монополии Украины как основного транзитного маршрута поставок в ЕС, создать альтернативные и нетранзитные пути доставки. Их экономика (по сравнению с существующими транзитными путями) будет улучшаться по мере продолжающегося роста транзитных рисков для поставок российского газа через территорию Украины.

### Новая транзитная парадигма

Дилемма, стоящая перед экспортером (Россией), заключается в следующем (рис. 5.7). Первый вариант — сохранить два пути (транзитный и нетранзитный) к каждому основному экспортному рынку на территории ЕС («менее радикальный» сценарий):

- а) традиционный маршрут (через ГТС Украины) плюс новый обходной маршрут (трубопроводы «Северный поток» + *OPAL* + *Gazelle*) — на рынок Северо-Западной Европы;
- б) традиционный маршрут (через ГТС Украины) плюс новый обходной маршрут (трубопровод «Южный поток» / пришедший ему на смену «Турецкий поток» — морской и сухопутный участки) — на рынок Южной Европы.

В этом случае объемы поставок распределяются в рамках каждой пары маршрутов.

---

сударственную компанию — уполномоченного «агента» по осуществлению экспортных операций с целью извлечения максимальной монетизируемой ресурсной ренты) перенести ВСЕ пункты сдачи-приемки в российских контрактах на поставку газа в ЕС изнутри ЕС на российско-украинскую границу, т. е. досрочно отказаться от действующей с 1968 г. схемы организации поставок сначала советского, а сейчас российского газа в ЕС, т. е. переписать ВСЕ существующие контракты на поставку и контракты на транзит, фактически ликвидировав (закрыв) последние. Для любого человека, мало-мальски понимающего пусть даже не в газовом бизнесе, а в экономике в целом, должно быть понятно, что такое предложение, а тем более озвученное официальным лицом (премьером Правительства) на официальном заседании Правительства, — это либо осознанное приглашение к рукотворному хаосу, либо фигура речи, заставляющая в очередной раз усомниться в понимании последствий предлагаемых этим лицом мер для всей «Большой Энергетической Европы».

Второй вариант — сохранить лишь один новый прямой нетранзитный путь к каждому основному рынку на территории ЕС («наиболее радикальный» сценарий). В этом случае ГТС Украины фактически «осушается».

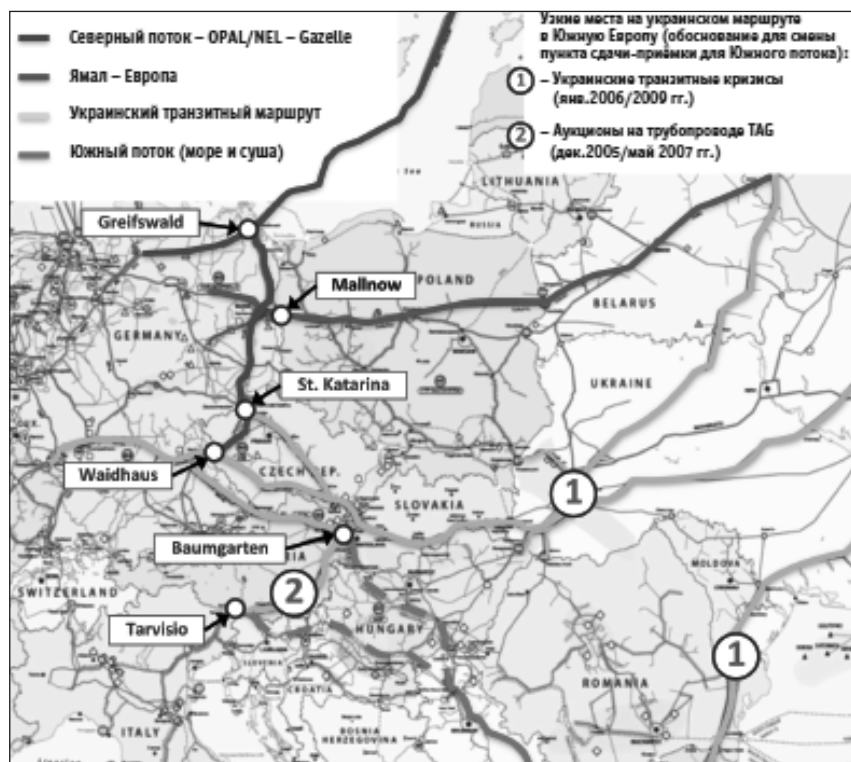


Рис. 5.7. Украинские и обходные трубопроводы в рамках концепции «две трубы на каждый рынок»

Источник: Коноплиник А., Орлова Е., Ларионова М. Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречия // Нефть России. 2014. № 10. С. 4–10 (ч. 4).

Существуют разные «точки невозврата» по разным сценариям будущих транзитных поставок. Некоторые из них пройдены, некоторые — пока нет. Окончательная картина находится в стадии формирования. Но ясно одно: первоначальная советская (госплановская) концепция организации поставок газа в Европу «один рынок — одна труба» сегодня, в силу накапливания транзитных рисков в период после распада СССР и системы СЭВ, сменилась концепцией «один рынок — две трубы» для каждого основного экспортного рынка. В этом, собственно, и заключается суть новой транзитной парадигмы.

Важно отметить, что изменение транспортной концепции не требует пересмотра контрактов на поставку, ибо каждый новый обходной маршрут приходит в тот же пункт сдачи-приемки, что и транспортировка через украинскую ГТС: в Вайдхаус для северного обходного маршрута («Северный поток» + *OPAL* + *Gazelle*) и Баумгартен для северной ветки южного обходного маршрута («Южный поток» — морской и наземный участки). Исключением является новый (один из двух запланированных, наряду с Баумгартеном) пункт сдачи-приемки для южной ветви южного обходного маршрута («Южного потока») — Тарвизио на итальянской границе (см. рис. 5.7), что, на наш взгляд, представляет способ решения проблем, возникших у «Газпрома» в связи расширением Трансавстрийского трубопровода (*TAG*) в середине прошлого десятилетия.

Дополнительные мощности в *TAG*, обеспечивающие доступ на рынок Италии российскому газу, были в свое время обещаны «Газпрому» в качестве компенсации за устранение (под нажимом Еврокомиссии) в 2003 г. «оговорок о пунктах конечного назначения» в контрактах с итальянской *Eni* (как противоречащих принятому в тот год Второму энергопакету ЕС). Это было закреплено трехсторонним соглашением Еврокомиссия — *Eni* — «Газпром». Организованные в 2005–2008 гг. (по сценарию Еврокомиссии и при искусственно раздутым числе участников) аукционы по доступу к дополнительным мощностям *TAG* были проведены по такой процедуре, которая фактически не оставила «Газпрому», который был готов законтрактовать все дополнительные мощности *TAG*, места в трубе<sup>1</sup>.

### Модернизация ГТС vs обходные трубопроводы

Возникает естественный вопрос: является ли строительство обходных российских трубопроводов политически или экономически мотивированным?

Западная (и украинская) пресса не устает повторять, что и «Северный поток», и «Южный поток» (а теперь и пришедший ему на смену «Турецкий поток») не имеют под собой никакой экономики, являются чисто политическими предприятиями, разорительными для России. Основная мотивировка при этом сводится к тому, что суммарная мощность даже действующих трубопроводов превышает объемы стагнирующего европейского импортного спроса на российский газ. Зачем в этих условиях строить новые трубы, которые обойдутся гораздо дороже реконструкции действующей украинской ГТС?

---

<sup>1</sup> Более подробно о деталях конкурса по *TAG* и причинах несостоявшейся реализации достигнутых трехсторонних договоренностей Еврокомиссия — *Eni* — «Газпром» см.: Конопляник А. Правовые аспекты процедуры недискриминационного конкурентного доступа к свободным мощностям транспортировки (ДЭХ, *TAG* и ЕСГ) (с. 142–156) // Нефтегаз, энергетика и законодательство. 2009. Вып. 8. Информационно-правовое издание топливно-энергетического комплекса России и стран СНГ (ежегодник). М.: Нестор Экономик Паблшерз, 2009. 160 с.

Все это было бы так, если бы не два «но».

Первое «но» следует понимать, что в силу фактической смены российской экспортной концепции (транзитной парадигмы), речь идет не только и не столько о новых трубах для нового газа, а, в первую очередь и главным образом, о новых трубах для перенаправления по ним на те же рынки существующих газовых потоков после завершения срока действия в 2019 г. контракта ПАО «Газпром» с НАК «Нафтогаз Украины» на транзит российского газа через Украину. То есть речь идет о диверсификации путей доставки. Такое право представляет современное энергетическое законодательство ЕС, которое еще в 2003 г. (Второй энергетический пакет ЕС) разделило рынки товарного газа (*commodities*) и рынки трубопроводных мощностей по его транспортировке (*capacities*). Это означает, что поставщик газа подписывает два независимых контракта: один — с покупателем газа ЕС, второй — с цепочкой национальных (стран — членов ЕС) операторов газотранспортной системы, по территории которых осуществляется доставка этого законтрактованного газа потребителю внутри ЕС.

Диверсификация путей доставки является одним из элементов трехэлементной матрицы, лежащей в основе понятия «международная энергетическая безопасность». В период работы Конопляника А. А. в Секретариате Энергетической Хартии (СЭХ), в порядке подготовки к Саммиту «Группы восьми» (G-8) 2006 г. в Санкт-Петербурге велась активная дискуссия на тему международной энергетической безопасности (данная тема была впервые внесена в повестку дня саммитов G-8). В ее ходе шла речь о необходимости дополнить понятие «надежность предложения» (*security of supply*), обеспечение которой является актуальным для стран-импортеров, понятием «надежность спроса» (*security of demand*), которая нужна государствам-экспортерам. В рамках этой дискуссии СЭХ предложил третий элемент — «надежность доставки» (*security of infrastructure/delivery*), чтобы довести понятие «международная энергетическая безопасность» до всеобъемлющей триады. Это означает: формирование альтернативных путей транспортировки энергоресурсов (в том числе от существующих поставщиков на существующие рынки) так же укрепляет международную энергобезопасность, как и диверсификация источников поставки, поставщиков, рынков (географических и товарных), потребителей...

Не все политики это признают. Так, А. А. Коноплянику неоднократно приходилось вести очную и заочную полемику с Й. Фишером, бывшим министром иностранных дел ФРГ. Тот не готов считать «надежность доставки» (альтернативные пути доставки — *alternative pipelines*) элементом укрепления энергобезопасности, ибо рассматривает последнюю лишь как *supply security*, т. е. учитывает лишь один элемент триады. Но это означает игнорирование интересов других — помимо потребителей — участников цепочки энергоснабжения (поставщиков и транзитеров). Похожей логики придерживается бывший еврокомиссар по энергетике Г. Эттингер. По его мнению, «Южный поток» не является приоритетом

Евросоюза. «Этот новый газопровод больше, чем другие. Но это не будет неким новым газом. “Южный поток” будет все так же поставлять газ “Газпрома”. Вместо Украины он пройдет по Черному морю, чтобы достичь Европейского союза. Это неплохо, но чудом не станет», — заявил Г. Эттингер на пресс-конференции в Брюсселе<sup>1</sup>.

Однако такой подход совершенно не учитывает факта наличия транзитных рисков, которые оказывают свое негативное влияние на обеспечение надежного предложения и спроса.

Второе «но». При проектном финансировании учитываются не только «технические», но и «финансовые» издержки (стоимость привлечения заемных средств). При этом, как правило, в крупных инфраструктурных нефтегазовых проектах (предусматривающих освоение месторождений, строительство трубопроводов) на заемные средства (долговое или «проектное» финансирование) приходится порядка 70% капиталовложений.

Поэтому проект с низкими техническими, но высокими финансовыми издержками, отражающими более высокие риски невозврата заемных средств, может оказаться менее конкурентоспособным (по совокупному уровню издержек) по сравнению с проектом с более высокими техническими, но более низкими финансовыми издержками (см. рис. 5.8). На наш взгляд, ситуация с модернизацией ГТС Украины и строительством «Южного потока» (а теперь «Турецкого потока») может оказаться как раз тем самым случаем.

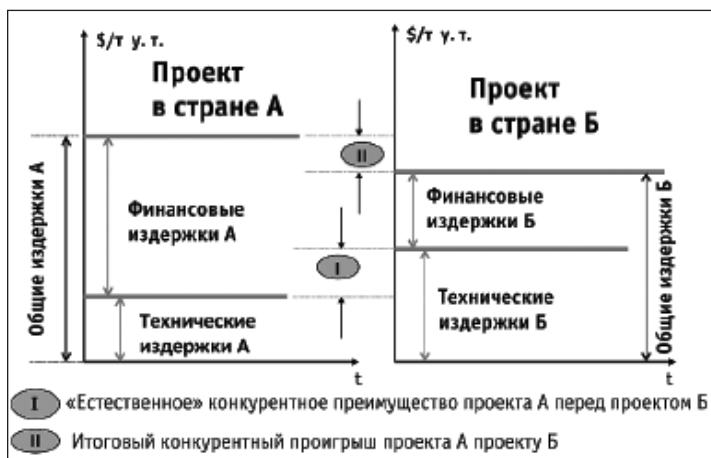


Рис. 5.8. Инвестиционные проекты: роль технических и финансовых издержек в обеспечении конкурентного преимущества

Источник: Конопляник А., Орлова Е., Ларионова М. Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречия // Нефть России. 2014. № 10. С. 4–10 (ч. 4).

<sup>1</sup> Интерфакс. 16.10.2014.

### Кредитные рейтинги страны и компании

Общепринято считать, что «технические» (прямые) затраты на модернизацию ГТС Украины намного меньше, чем такие же затраты на создание «Южного (а теперь — Турецкого) потока». Допустим. Но это справедливо, если не учитывать стоимости привлечения заемных средств и рисков их невозврата для инвесторов обоих проектов.

Существует правило (закон) проектного финансирования: финансовый рейтинг проекта не может быть лучше рейтинга компаний, его осуществляющих, который, в свою очередь, не может быть лучше рейтинга «принимающей страны» (на территории которой строится объект). С этих позиций реализация на территории Украины с участием «Нафтогаза» инвестиционных проектов с привлечением заемных средств резко ухудшает их конкурентоспособность.

Существуют три основных международных рейтинговых агентства: *Moody's*, *Fitch* и *Standard & Poors (S&P)*. Общее правило таково: понижение рейтинга ведет к ускоренному повышению ставки заимствований, особенно если заемщик расположен в нижней части рейтинговой шкалы. В одном из номеров журнала *Project Finance* в свое время была приведена диаграмма, воспроизведенная нами на рис. 5.9. На ней виден прогрессирующий рост процентных ставок (*LIBOR+*) по мере снижения инвестиционных рейтингов принимающей страны-заемщика. Различия уровней кредитных рейтингов России и Украины делало бы разрыв между ставками заимствования для этих двух государств, в соответствии с указанной диаграммой, трехкратным (см. рис. 5.9).

Долгосрочный кредитный рейтинг Украины в иностранной валюте устойчиво падал с осени 2012 г. (*Moody's*, *S&P*) — осени 2013 г. (*Fitch*) и находился на пред-дефолтном уровне в оценке всех трех агентств: «Саа3» — *Moody's* и на ступень ниже («ССС») — *Fitch* и *S&P*<sup>1</sup> (рис. 5.10).

Ставка Лондонского межбанковского процента *LIBOR* на один год в долларах на 2014 г. составляла порядка 0,5%, выровненная (по странам ОЭСР) ставка *LIBOR+* для заемщиков высшей категории надежности — менее 2%, а для заемщиков категории Саа3 (сегодняшний украинский рейтинг) — уже 8% (расчет М. Ларионовой, по данным ОАО ИК «Еврофинансы»<sup>2</sup>). Это — базисные ставки для стран ОЭСР (для Укра-

<sup>1</sup> Источники кредитных рейтингов: URL: [www.moody.com](http://www.moody.com), [www.standardandpoors.com](http://www.standardandpoors.com), [www.fitchratings.com](http://www.fitchratings.com), <http://countryeconomy.com/ratings/>.

<sup>2</sup> Значения *LIBOR+*: значения ставки первичного размещения государственных десятилетних облигаций, полученные на терминале *Bloomberg* (были собраны все имеющиеся данные по значениям государственных десятилетних облигаций для 34 стран ОЭСР, нет данных по Люксембургу и Эстонии) в период с 02.01.1962 по 26.05.2014. Значения *LIBOR+* для стран ОЭСР на 23.05.2014: для анализа зависимости между кредитным рейтингом страны и ставкой *LIBOR+* были собраны значения *LIBOR+* на 23.05.2014 для 30 стран

ины будут заметно выше), на которые накладываются риски компаний и самого проекта. Если наложить на кривые зависимости фактического *LIBOR*+ (в данном случае — по состоянию на конец мая 2014 г.) от уровня кредитного рейтинга для стран ОЭСР фактические страновые долгосрочные кредитные рейтинги РФ и Украины в иностранной валюте, то для РФ *LIBOR*+ составит 3–4%, а для Украины — уже 6,5–9,5%. То есть разрыв более чем вдвое (рис. 5.11).

	Moody's	Standard & Poor's	Fitch IBCA	Краткое описание	<i>LIBOR</i> + →
Инвестиционные категории рейтингов	Aaa	AAA	AAA	Мало, степень безопасности	< 4,25%
	Aa1	A+*	AA*	Высокая степень надежности	
	Aa2	AA	AA		
	Aa3	A-	A-	Степень надежности выше средней	<b>&lt; 6%</b>
	A1	A*	A*		
	A2	A	A		
	A3	A-	A-	Степень надежности ниже средней	
Baa1 (РФ: с 08.09.2008)	BBB+	BBB+			
Baa2	BBB (РФ: с 08.12.08)	BBB (РФ: с 04.02.09, стран. дорожно с 21.03.14)			
Baa3	BBB-	BBB-			
Спекулятивные категории рейтингов	Ba1	BB+	BB+	Неизвестная, спекулятивная степень	< 14%
	Ba2	BB	BB		
	Ba3	BB-	BB-		
	B1	B+	B+	Высокоспекулятивная степень	
	B2	B	B		
B3	B-	B-			
Для справки: <i>LIBOR 1Y</i> 19.03.2014: <i>USD</i> =0,56, <i>GBP</i> =0,90 14.03.2014: <i>EUR</i> =0,52	Ca1	CCC+	CCC	Существенный риск, эмитент в тяжелом положении	<b>&lt; 19%</b>
	Ca2 (Упр: 21.01.14)	CCC (Упр: 21.02.14)	CCC (Упр: 07/28.02.14)		
	Ca3	CCC-	CCC-	Сверхспекулятивная степень, возможен отказ от платежей	
	C+	C	C		
	C	C-	C-		
	Ca1	CC	CC	Отказ от платежей	
Ca2	CC-	CC-			
Ca3	C	C			

Рис. 5.9. Россия и Украина

на шкале основных международных рейтинговых агентств (долгосрочные кредитные рейтинги в иностранной валюте)

Источник: Конопляник А., Орлова Е., Ларионова М. Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречия // Нефть России. 2014. № 10. С. 4–10 (ч. 4).

С рейтингом «Нафтогаза» дело обстоит еще хуже: обе рейтинговые компании, которые выставляли ему долгосрочный кредитный рейтинг, перестали его котировать — одна с начала 2010 г. (*Moody's* с уровня «B-»), вторая с начала 2012 г. (*S&P* с уровня «Ca2») (рис. 5.12).

ОЭСР (без Люксембурга, Эстонии — нет данных; Исландии, Чили — мало данных) и их долгосрочные кредитные рейтинги в иностранной валюте в этот период. Далее была построена зависимость и получена линия тренда, имеющая экспоненциальное приближение. (Авторы выражают свою благодарность А.О. Андрущенко, ведущему аналитику ОАО ИК «Еврофинансы», за помощь на данном этапе работы.)



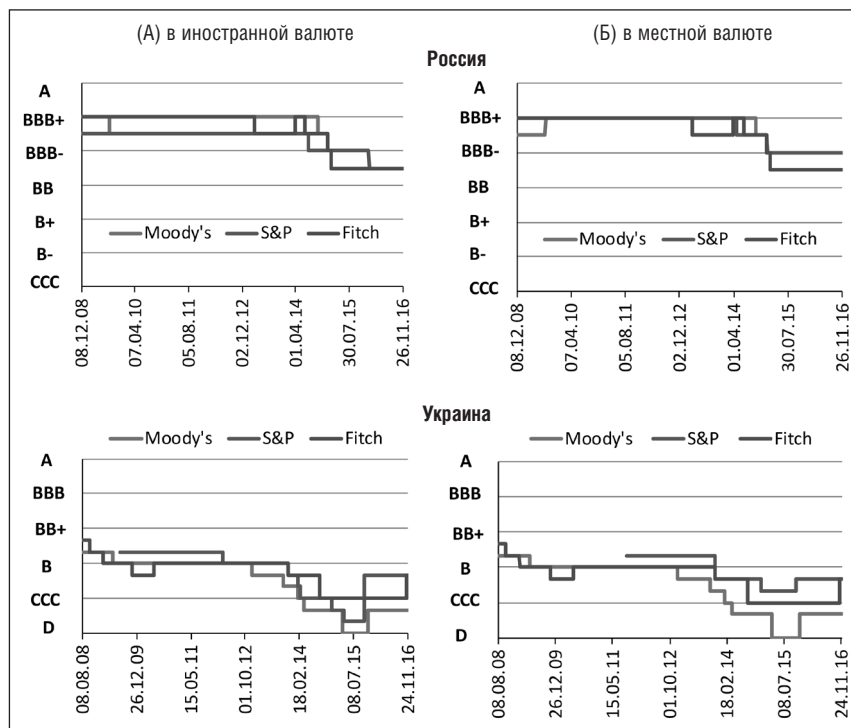


Рис. 5.10. Долгосрочный кредитный рейтинг России и Украины

Источник: Конопляник А., Орлова Е., Ларионова М. Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречия // Нефть России. 2014. № 10. С. 4–10 (ч. 4).

Расчет выполнен М. Ларионовой, менеджером Управления анализа бизнес-процессов Дирекции анализа новых проектов в «ВЭБ Капитал» / магистрантом РГУ нефти и газа (программа 2013–2015 гг.) кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» (МНГБ), и Е. Орловой, старшим экспертом Энергетического департамента ФИЭФ<sup>1</sup> / аспиранткой РГУ нефти и газа кафедры МНГБ, по данным рейтинговых агентств.

И непонятно, что будет с рейтингами компаний, образованных после разделения «Нафтогаза» в соответствии с требованиями европейского законодательства (например, «Укртрансгаз»). На кого из них и в какой мере перейдут его долги? Новая схема организации европейско-американско-украинского газотранспортного консорциума, конечно, даст возможность его европейским и американским участникам принять на себя риски и долги, перешедшие от «Нафтогаза». Но захотят ли они брать на себя эти обременения, ухудшающие их собственные финансовые показатели?

<sup>1</sup> Фонд «Институт энергетике и финансов»: URL: [www.fief.ru](http://www.fief.ru).

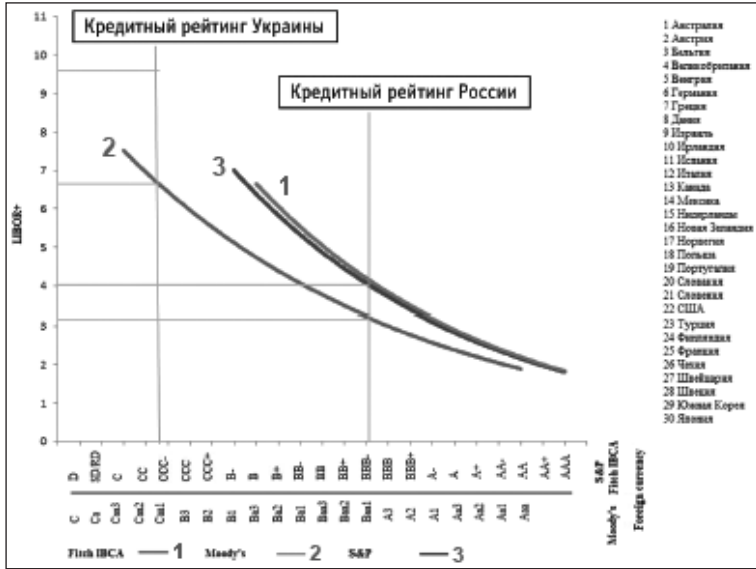


Рис. 5.11. LIBOR+ для стран ОЭСР на 23 мая 2014 г.

Источник: Конопляник А., Орлова Е., Ларионова М. Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречия // Нефть России. 2014. № 10. С. 4–10 (ч. 4).

Расчет выполнен М. Ларионовой, менеджером Управления анализа бизнес-процессов Дирекции анализа новых проектов в «ВЭБ Капитал» / магистрантом РГУ нефти и газа (программа 2013–2015 гг.) кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» (МНГБ) по данным рейтинговых агентств.

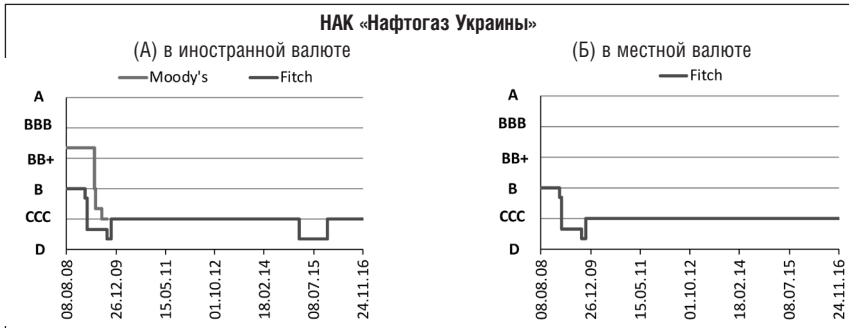


Рис. 5.12. НАК «Нафтогаз Украины»: долгосрочный кредитный рейтинг

Источник: Конопляник А., Орлова Е., Ларионова М. Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречия // Нефть России. 2014. № 10. С. 4–10 (ч. 4).

Расчет выполнен М. Ларионовой, менеджером Управления анализа бизнес-процессов Дирекции анализа новых проектов в «ВЭБ Капитал» / магистрантом РГУ нефти и газа (программа 2013–2015 гг.) кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» (МНГБ), и Е. Орловой, старшим экспертом Энергетического департамента ФИЭФ / аспиранткой РГУ нефти и газа кафедры МНГБ, по данным рейтинговых агентств.

### Индекс вероятности сбоя транзита

И совсем плохо обстоит дело с оценкой «проектного» риска для украинского транзитного проекта. Его мы оценили по разработанной совместно А. Коноплянником и М. Ларионовой методике. Взяв за основу градацию кредитных рейтингов трех указанных рейтинговых агентств, мы оценили по аналогии по 10-балльной шкале (10 — максимальный риск, 1 — минимальный) длинный ряд сообщений украинских информационных агентств (не российских или иных иностранных — чтобы избежать хотя бы отчасти подозрений в возможной предвзятости информационного ряда). Анализировались те сообщения, которые будут влиять на оценку риска невозврата вложенных средств в модернизацию украинской ГТС (вследствие вероятности прерывания транзита), проводимую аналитиками финансовых институтов для целей проектного финансирования.

Для составления индекса мы оценили 590 сообщений, относящихся к газовым отношениям России и Украины за период с 30.12.2008 по 13.10.2014. Эти сообщения взяты с ленты <http://newsukraine.com.ua>. Они были обобщены (до 160 групп новостей) и отранжированы по степени их ожидаемого воздействия (в случае реализации) на бесперебойность транзита российского газа в ЕС через Украину (рис. 5.13).

Следует отметить, что плотность информационного ряда, взятого из одного источника, резко возросла в 2014 г. Рассчитывая этот индекс за период с 30.12.2008 по 18.03.2014 (21 квартал)<sup>1</sup>, мы оценили 369 сообщений и обобщили их до 80 групп новостей, учтенных в рейтинге. Продление периода оценки еще на два квартала (менее 10% к первоначальному периоду) дало 221 дополнительное сообщение (590 — 369 = 221), или 37% к их первоначальному числу. А число обобщений выросло вдвое: с 80 до 160 групп новостей.

При этом интерес иностранной прессы к событиям/информационным поводам, которые могут оказывать влияние на бесперебойность транзита, после февральского переворота в стране является более высоким, чем в самой Украине. При переходе к другому (российскому) информационному источнику (для сравнения) и оценке его информационного ряда за период с 28.02.2014 по 10.10.2014 мы получили (по данным <http://km.ru/>) 640 дополнительных сообщений (против 221 за тот же период по данным <http://newsukraine.com.ua/>), которые отранжировали

<sup>1</sup> См.: *Konoplyanik A., Orlova E., Larionova M. What is the Future of Russian Gas Strategy for Europe after the Crimea?* // Oil, Gas, Energy Law Intelligence (OGEL). 2014. June (Provisional issue); *Конопляник А. Современные газовые войны. Экономическая подоплека нарастания разногласий в поставках «голубого топлива»* // Независимая газета. НГ-Энергия. 2014. 9 сент. С. 9, 12–13.

до дополнительных 90 групп новостей (против дополнительных 80 групп при обращении к украинским электронным СМИ). Такой разрыв информационных сообщений при незначительной разнице в числе групп новостей вполне объясним: для российской стороны проблема надежности и бесперебойности транзита является, по-видимому, более значимой, чем для наших украинских друзей, контролирующих электронные СМИ, к которым мы обращались в ходе анализа. Поэтому в российских электронных СМИ плотность потока сообщений оказалась приблизительно втрое более интенсивной при примерно одинаковом количестве групп новостей.

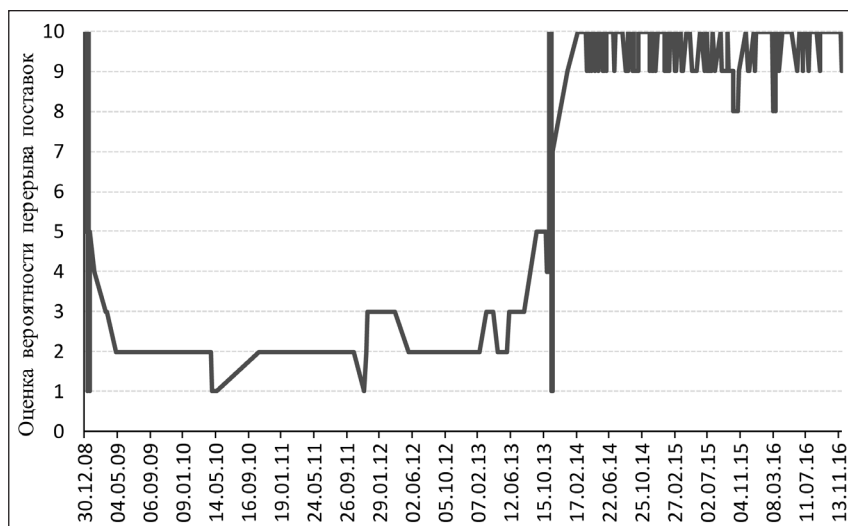


Рис. 5.13. Украина: индекс вероятности нарушения бесперебойности транзита

Источник: Конопляник А., Орлова Е., Ларионова М. Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречия // Нефть России. 2014. № 10. С. 4—10 (ч. 4).

Расчет выполнен М. Ларионовой, менеджером Управления анализа бизнес-процессов Дирекции анализа новых проектов в «ВЭБ Капитал» / магистрантом РГУ нефти и газа (программа 2013—2015 гг.) кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» (МНГБ), и Е. Орловой, старшим экспертом Энергетического департамента ФИЭФ<sup>1</sup> / аспиранткой РГУ нефти и газа кафедры МНГБ, по данным информационных сайтов <http://newsukraine.com.ua/> и <http://ukranews.com> по разработанной совместно с А. А. Коноплянником методике на основе методологии расчета кредитных рейтингов международными рейтинговыми агентствами.

Нас, конечно, при желании можно обвинить в предвзятости. Но, как видно из данных рис. 5.13, наш «индекс вероятности нарушения бесперебойности транзита» находится на максимальном уровне.

<sup>1</sup> Фонд «Институт энергетике и финансов»: [www.fief.ru](http://www.fief.ru).

### Южный поток, ГТС Украины и финансовые издержки

Таким образом, падающие кредитные рейтинги Украины и «Нафтогаза» и рост связанных с Украиной инвестиционных рисков делают строительство трубопроводной системы «Южный (а теперь — Турецкого) поток» все более и более экономически целесообразным в рамках проектного финансирования (рис. 5.14).

Конечно, введенные против РФ санкции западных стран привели к фактическому закрытию для российских долгосрочных заемщиков финансовых рынков англосаксонской группы стран, откуда приходило основное заемное финансирование. Однако, на наш взгляд, это может быть компенсировано за счет азиатских заимствований и заимствований на внутреннем рынке. Но цена, конечно, будет дороже. То есть это окажет краткосрочный негативный эффект на улучшающуюся в пользу «Южного/Турецкого потока» сравнительную конкурентоспособность двух проектов, если мерить ее в терминах проектного финансирования (рис. 5.14).

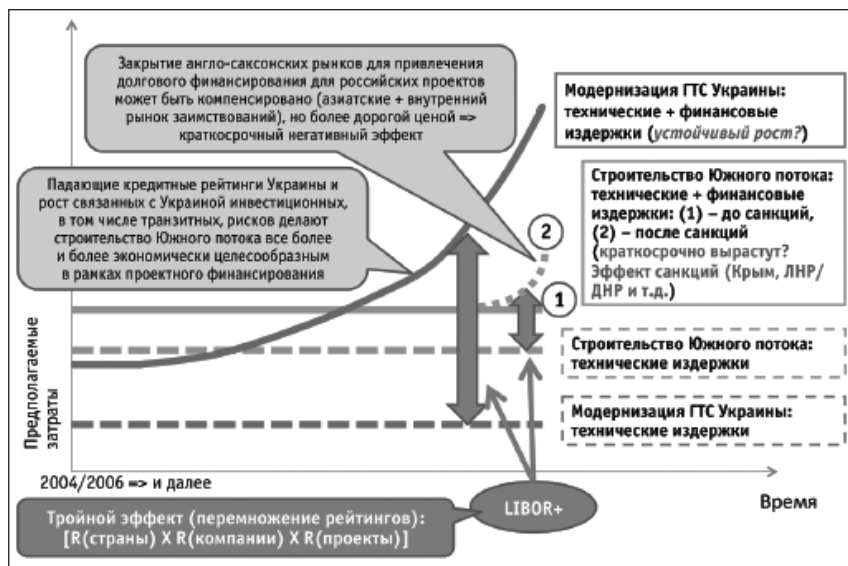


Рис. 5.14. Строительство «Южного потока» и модернизация ГТС Украины: иллюстративный пример сравнения технических и финансовых издержек в рамках проектного финансирования до и после санкций США, ЕС и других государств против России

Источник: Конопляник А., Орлова Е., Ларионова М. Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречия // Нефть России. 2014. № 10. С. 4–10 (ч. 4).

«Газпром» продолжает оценивать влияние санкций США и Евросоюза, введенных 12 сентября. Но, как говорится в отчете концерна за первое полугодие 2014 г. по МСФО, они не окажут «существенного вли-

нения на финансовое положение или результаты деятельности группы». «Газпром» имеет возможность и продолжает занимать. Хотя ставки, по мнению финансовых аналитиков, выросли, в том числе из-за негативной внешней конъюнктуры (снижающиеся цены на нефть, слабый рубль, высокие политические риски и санкции, которые заставляют иностранцев выходить из российских бумаг), а также из-за отсутствия возможности кредитоваться на традиционных для компаний внешних рынках. «Газпром», привыкший занимать на Западе, ищет ему альтернативу и рассматривает возможность заимствований в Китае, договариваясь о выпуске облигаций в юанях с китайским *ICBC*<sup>1</sup>. То есть кризис финансирования «Южного/Турецкого потока» компании, по-видимому, не грозит.

Возникает вопрос: что мешает созданию и, главное, последующей эксплуатации «Южного/Турецкого потока»? И что нужно сделать, чтобы он не повторил печального опыта трубопровода *OPAL*, когда труба юбла построена, но долго не могла эксплуатироваться на полную мощность (и окупать сделанные инвестиции как в сам *OPAL*, так и недозагруженный поэтому «Северный поток») из-за административных и (или) регулятивных ограничений ЕС? На наш взгляд, если оставить в стороне сегодняшние политические разногласия между Россией и ЕС (Еврокомиссия, среди прочего, увязывает российско-европейские вопросы по «Южному/Турецкому потоку» в пакет с российско-украинскими газовыми проблемами), то взаимоприемлемое для Москвы и Брюсселя экономико-правовое решение этой проблемы существует. По крайней мере, пока не подошел момент начала эксплуатации данной трубопроводной системы.

В ходе реализации «Южного потока» (его морской и сухопутной частей), которая началась с подписания первого рамочного меморандум о проектировании и строительстве «Южного потока» между «Газпромом» и итальянской *Eni* в 2007 г., после ряда перипетий было выбрано два конечных пункта — австрийский Баумгартен и итальянский Тарвизио. Выбор последнего предопределен коллизиями вокруг аукциона по созданию новых мощностей на трубопроводе *TAG* в 2005 и 2008 гг. (рис. 5.15). Оператор ГТС при активном содействии Директората по конкуренции Еврокомиссии выбрал аукционную процедуру, в результате которой «Газпром» фактически оказался «отлученным от трубы».

В случае «Южного потока» Россия («Газпром») и ЕС (Еврокомиссия) сначала разошлись во мнениях относительно легальности реализации сухопутной части проекта на условиях, противоречащих действующему законодательству ЕС. Стороны затеяли длительную дискуссию, по итогам которой в декабре 2013 г. прозвучало жесткое и однозначное заявление Еврокомиссии, что на условиях, отличных от законодательства ЕС, про-

---

<sup>1</sup> Дзядко Т. «Газпрому» санкции не помеха. 15.10.2014. URL: <http://rbcdaily.ru/industry/562949992650092>.

ект реализован не будет. Затем Болгария по тем же причинам долго не выдавала разрешение на прохождение трассы морской части трубопровода через свои территориальные воды (поскольку в это время в Еврокомиссии возникло предположение, что правильной интерпретацией положений Третьего энергопакета будет то, что его основные положения — правило *unbundling*, т. е. недопустимость для собственника газа в трубе быть собственником/оператором самой трубы, обязательный доступ третьих сторон к трубе, — должны применяться и в пределах территориальных вод — 12-мильной прибрежной зоны, в данном случае Болгарии).



Рис. 5.15. Украинские и обходные трубопроводы в рамках концепции «две трубы на каждый рынок» (до 01.12.2014)

Источник: Конопляник А. А. Механизмы минимизации транзитных рисков при газовых поставках из России через Украину в ЕС: аргументы суверенной страны-экспортера и мотивы оппонентов. Выступление на Международной конференции «Технологические вызовы: управление рисками в нефтегазовой отрасли». Москва, Аналитический центр при Правительстве РФ, 6 октября 2016 г.

В результате 1 декабря 2014 г. Президент России В. В. Путин объявил об отказе России от проекта «Южный поток» и о переходе к реализации проекта «Турецкий поток» (рис. 5.16). Отмечу, что была изменена не стратегия поставок — но лишь точка выхода на берег морской части трубы как элемента обходного трубопроводного маршрута поставок российского газа в Южную Европу в рамках концепции «один рынок — две трубы».

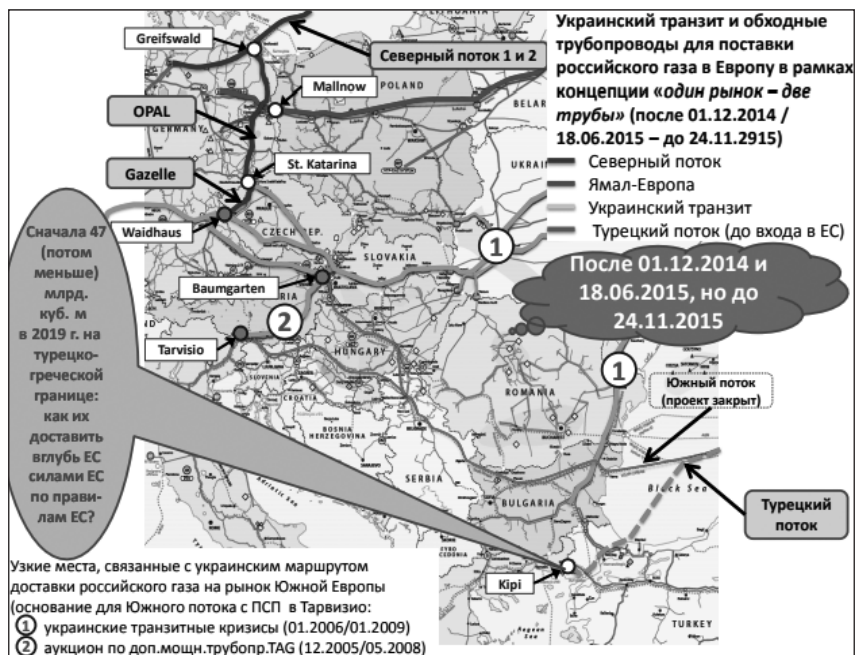


Рис. 5.16. Украинские и обходные трубопроводы для поставки российского газа в Европу в рамках концепции «один рынок — две трубы» (после 01.12.2014 — до 24.11.2015)

Источник: Коноплиник А. А. Механизмы минимизации транзитных рисков при газовых поставках из России через Украину в ЕС: аргументы суверенной страны-экспортера и мотивы оппонентов. Выступление на Международной конференции «Технологические вызовы: управление рисками в нефтегазовой отрасли». Москва, Аналитический центр при Правительстве РФ, 6 октября 2016 г.

### От «Южного» к «Турецкому» и к «Северному потоку-2»

Итак, 1 декабря 2014 г. «Газпром» и турецкая *Botas* подписали меморандум о взаимопонимании по поводу сооружения нового морского и короткого сухопутного газопровода до границы с ЕС, названного «Турецким потоком». Соответственно должен был измениться и дальнейший маршрут поставки по суше от границы ЕС в направлении существующих пунктов сдачи-приемки российского газа, расположенных в глубине ЕС. Планируемые изначально объемы перекачки по морской части «Турецкого потока» должны были остаться прежними, что и для морской части «Южного потока», — 63 млрд м<sup>3</sup> в год по четырем ниткам трубопровода. Из них 16 млрд м<sup>3</sup> (одна нитка) пойдет на рынок Турции, а 47 млрд м<sup>3</sup> (три нитки) должны были быть доставлены на турецко-греческую границу для дальнейшей транспортировки вглубь ЕС (см. рис. 5.17).



Однако почти сразу началась чехарда. Турция увязала выдачу разрешений и подписание необходимых межправительственных документов на строительство нового трубопровода, минимизирующего для Турции риски украинского транзита, с предоставлением скидки на российский газ по контракту его поставок в Турцию. Затем в Турции начался правительственный кризис, и работы по подготовке межправительственного соглашения стали затягиваться. У сторон возникли разногласия по количеству ниток газопровода, что в корне меняет всю экономику проекта. Замедление подготовительных работ препятствовало началу реализации проекта и риску, что к 2020 г. (к моменту завершения транзитного контракта с Украиной) морская часть проекта (включая наземную турецкую часть) может не быть построена.

Таким образом, транзитные риски «Турецкого потока» уже на подготовительной его стадии стали отчасти повторять ситуацию с украинским транзитом. Стремление Турции (как второго крупнейшего потребителя российского газа) получить максимум немедленных выгод привело к фактически мягкой форме шантажа ею российской стороны в условиях жестких временных ограничений для последней, связанных с вынужденным (из-за за пределами высоких рисков) заявленным отказом России от украинского транзита после 2019 г.

В итоге в июне 2015 г. было объявлено о формировании коммерческого международного консорциума и начале работ по проекту «Северный поток-2» мощностью 55 млрд м<sup>3</sup> в год (см. рис. 5.17). На этот морской газопровод и на новые трубопроводные мощности, продлевающие его по суше ЕС в направлении на Баумгартен («Газпромэкспорт» подал заявку немецким и чешским операторам ГТС на новые выходные-входные мощности на германо-чешской границе в объеме 50 млрд м<sup>3</sup> в год), должны быть переброшены с южного обходного направления часть объемов поставок по действующим контрактам для ЕС. Тем самым произошло очередное вынужденное перераспределение поставок — будущих транспортных потоков (на сей раз их структуры — между Северным и Южным обходными маршрутами) по действующим долгосрочным контрактам в существующие пункты сдачи-приемки российского газа для ЕС. Но оно, увы, тоже оказалось далеко не последним (об этом чуть позже).

### **Российское газовое кольцо для Европы?**

Концепция двух транспортных потоков по двум обходящим Украину маршрутам, замыкающих между собой основные пункты сдачи-приемки российского газа в ЕС (Вайтхаус и Баумгартен), формирует своего рода «российское газовое кольцо для Европы» (рис. 5.17), что не только повышает надежность поставок в ЕС, минимизируя транзитные риски, а также риски возможных техногенных или каких иных нарушений контрактной стабильности и ритмичности транспортных потоков, но и от-

крывает новые возможности для урегулирования некоторых остающихся открытыми вопросов в рамках трехсторонней повестки (Россия — ЕС — Украина), в частности, вопроса использования подземных хранилищ газа (ПХГ) Украины.

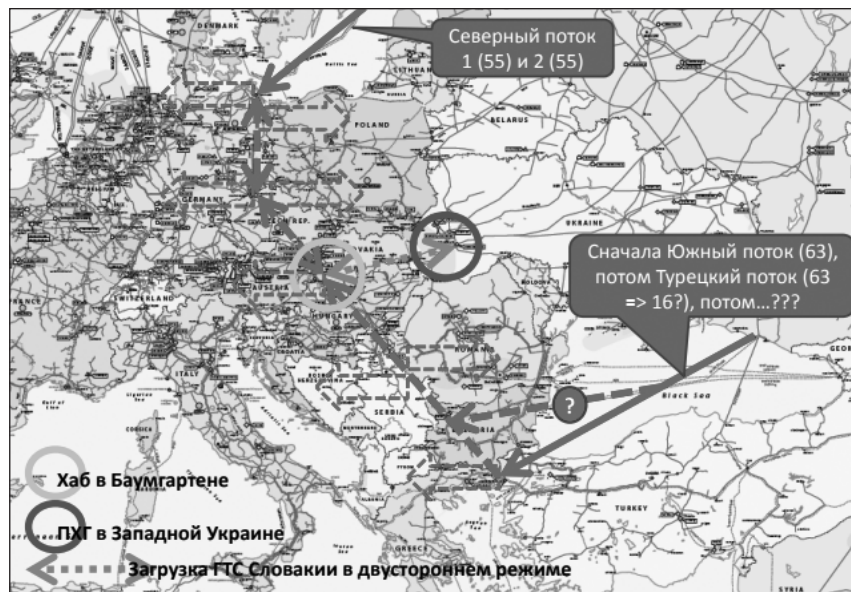


Рис. 5.17. Российское газовое кольцо для Европы? (предложение к обсуждению)

Источник: Конопляник А. А. Механизмы минимизации транзитных рисков при газовых поставках из России через Украину в ЕС: аргументы суверенной страны-экспортера и мотивы оппонентов. Выступление на Международной конференции «Технологические вызовы: управление рисками в нефтегазовой отрасли». Москва, Аналитический центр при Правительстве РФ, 6 октября 2016 г.

Сегодня «Газпром» использует ПХГ Украины для компенсаций сезонных колебаний спроса в рамках долгосрочных контрактных транзитных поставок газа в ЕС. После 2019 г. (по окончании транзитного контракта с Украиной) «Газпром» мог бы использовать ПХГ в Западной Украине для компенсаций текущих ценовых колебаний в ближайших рыночных зонах (хабах) — в Баумгартене и др. Это означает, что «Газпром» должен работать на хабах ЕС также и в спотовом сегменте<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> См.: Конопляник А. Рынок газа в условиях неопределенности. 2014. 3 февр. URL: [http://pro'gas.ru/news\\_interview/22.htm](http://pro'gas.ru/news_interview/22.htm); Конопляник А. Экономическая подоплека газовых проблем в треугольнике Россия — ЕС — Украина и возможные пути их решения // ИИП РАН. Открытый семинар «Экономика энергетики (семинар А. С. Некрасова)». 152-е заседание от 21 октября 2014 г. М.: Изд-во ИИП РАН, 2014. 132 с.; Konoplyanik A. Gas strategies post'Crimea // Energy Economist. 2014. Issue 392. May. P. 3–8.

Концепция российского газового кольца для Европы не только устраняет риски украинского транзита для России и ЕС, но при этом дает возможность Украине зарабатывать от использования своей ГТС без транзита российского газа, чем снимает основную озабоченность ЕС (по источникам финансирования украинской экономики без привлечения средств ЕС)<sup>1</sup>.

### Новая процедура реализации трубопроводных проектов на территории ЕС

В своем выступлении 1 декабря 2014 г., анонсирующем проект «Турецкий поток», Президент Российской Федерации сказал о готовности, «если будет признано целесообразным (выделено мной. — А. К.), создать на турецкой территории, на границе с Грецией, и дополнительный газовый хаб для потребителей в Южной Европе»<sup>2</sup>. Для абсолютного большинства комментаторов ключевыми словами в этой фразе В. В. Путина стали слова из второй части фразы про создание хаба на турецко-греческой границе, которые стали кочевать из комментария в комментарий в России и за рубежом без привязки к первой части фразы, т. е. как безусловная объективная реальность, предопределенность. То есть сослагательное наклонение в словах Президента России куда-то из комментариев пропало, испарилось. Для нас же ключевыми в этой фразе являются слова, выделенные курсивом, т. е. именно сослагательное наклонение его высказывания про хаб, делающие вопрос о хабе лишь неочевидной возможностью. Ведь специалистам должно быть очевидно, что сегодня экономические предпосылки для создания такого хаба (ликвидной торговой площадки в корректном экономико-правовом понимании этого термина) на турецко-греческой границе отсутствуют<sup>3</sup>. В этом районе нет достаточного уровня спроса, разветвленной инфраструктуры (путей/способов доставки газа на торговую площадку — физическую или виртуальную — и с нее), мощностей по хранению газа и т. п.

Но в то же время Россия не могла допустить, чтобы газ, который пришел бы на турецко-греческую границу, там и «завис» — да это и просто невозможно (хотя бы исходя из курса физики средней школы). Следовательно, надо было искать какие-либо взаимоприемлемые процедурные

<sup>1</sup> *Konoplyanik A.* Russia's evolving gas export strategy // *Energy Economist*. 2015. Issue 408. October. P. 11–16.

<sup>2</sup> Совместная пресс-конференция [Президента Российской Федерации В. В. Путина. — А. К.] с Президентом Турции Реджепом Тайипом Эрдоганом. 01 декабря 2014 г. URL: <http://www.kremlin.ru/events/president/news/47126>.

<sup>3</sup> *Конопляник А.* Очень своевременная книга // *Нефтегазовая Вертикаль*. 2015. № 13–14. С. 44–45 (рецензия на книгу: *Копытин И. А., Масленников А. О., Сеницын М. В.* США: проблемы интеграции рынков природного газа и электроэнергии / под ред. С. В. Жукова и В. В. Тация. М., 2014. 334 с.).

решения с европейскими партнерами по формированию новых мощностей в направлении на существующие пункты сдачи-приемки российского газа. И, как это ни покажется странным, такие взаимоприемлемые принципиальные решения были найдены в рамках совместной работы над подзаконными актами к Третьему энергетическому пакету ЕС.

Статья 13.2 Третьей Газовой Директивы ЕС гласит, что «каждый оператор ГТС обязан строить достаточные трансграничные мощности для объединения европейской газотранспортной инфраструктуры, удовлетворяющие весь экономически целесообразный и технически реализуемый спрос на мощности и принимая во внимание соображения по надежности газоснабжения». То есть при наличии рыночного спроса на новые мощности оператор ГТС обязан их создать, а значит профинансировать и построить. Для реализации этого положения Европейским Объединением операторов газотранспортных систем (*ENTSOG*) в 2014 г., с привлечением представителей «Группы Газпром», были разработаны два взаимосвязанных Сетевых кодекса: (а) Сетевой кодекс по новым газотранспортным мощностям в виде Дополнения к Регулированию ЕС 984/2013 и (б) Сетевой кодекс по тарифам. Кодекс по новым мощностям включает в себя специальную развернутую статью 20(d), которая детально описывает процедуру создания новых трансграничных мощностей ГТС. Данная статья фактически описывает экономически обоснованную процедуру так называемой «открытой подписки» (*open season*), которая предусматривает выявление рыночного спроса на новые мощности на период 15 лет вперед (законодательно разрешенный в ЕС срок резервирования существующих и/или новых мощностей ГТС) и последующий механизм его удовлетворения путем использования существующих, неиспользуемых на тот момент мощностей или новых, которые предстоит для этого создать.

И в этой связи Россия, точнее «Газпром», были намерены действовать на сей раз строго по правилам Третьего энергопакета, возложив на операторов ГТС соответствующих стран — членов ЕС обязанность по созданию новых мощностей ГТС от новой точки входа российского газа на территорию ЕС на турецко-греческой границе в направлении Баумгартена и Тарвизио по территории стран Юго-Восточной Европы, попутно удовлетворяя законтрактованный и новый спрос на газ этих стран.

26 декабря 2014 г. *ENTSOG* передал подготовленный проект Сетевого Кодекса по новым мощностям в Европейское агентство энергорегуляторов (*ACER*), которое 4 марта 2015 г. завершило процедуру публичных консультаций с участниками рынка. По итогам этих обсуждений Кодекс был доработан, после чего прошел второй круг консультаций и был окончательно одобрен *ACER*, 14 октября 2015 г. направившим Кодекс в Еврокомиссию на утверждение, который та одобрила. Представители «Группы Газпром» как основные пользователи инфраструктуры ЕС

принимали активное участие на всех стадиях разработки и обсуждения Кодекса. 15 декабря 2015 г. Еврокомиссия представила участникам рынка газа доработанный и одобренный ею проект Сетевого Кодекса по тарифам. После прохождения процедуры комитологии (утверждения всеми странами ЕС) оба Кодекса стали юридически обязывающими документами. В соответствии с графиком Еврокомиссии оба Кодекса должны вступить в силу в апреле 2017 г., после чего наступил 12-месячный период их введения в действие в странах ЕС. После его окончания (не позже начала 2018 г.) оба Кодекса начинают автоматически действовать на территории стран ЕС.

### **«Газпром» как финансовый гарант формирования новых мощностей ГТС в ЕС**

Важнейшим позитивным элементом процедуры формирования новых мощностей ГТС (ст. 20(d) Кодекса по новым мощностям), в случае ее использования для формирования новых мощностей ГТС, продлевающих по суше ЕС морские участки обходных трубопроводов (будь то Северный или Южный обходные маршруты — см. рис. 5.17) в направлении на Вайдхаус/Баумгартен, для переброски на эти новые маршруты с украинского транзита после 2019 г. законтрактованных объемов российского газа по действующим контрактам на поставку, является безусловная финансируемость этих газотранспортных проектов соответствующими операторами ГТС при заполнении их газом «Газпрома».

В соответствии с нормами Третьего энергопакета, по которым «Газпром», после неудачи с реализацией Южного потока по иным (предпочтительным для «Газпрома», но вступающим в противоречие с нормами действующего законодательства ЕС) правилам, намерен работать на территории ЕС, собственник товарного газа в трубе не может быть собственником/оператором этой ГТС (чтобы исключить саму вероятность применения при ее использовании режима дискриминации в отношении третьих лиц). Это означает, что «Газпром» на территории ЕС отныне выступает лишь в качестве грузоотправителя (шиппера/*shipper*). Но это означает, что только готовность грузоотправителя зарезервировать мощности отсутствующего пока нового трубопровода под свои будущие поставки может обеспечить финансирование создания этого трубопровода (новых мощностей ГТС) на рыночных условиях, т. е. на условиях проектного финансирования (срочное возвратное привлечение земных средств под реализацию проекта, где гарантии возврата обеспечиваются лишь экономикой данного проекта), не привлекая бюджетные средства соответствующих государств. Кстати, именно из-за отсутствия контрактов с грузоотправителями на резервирование будущих мощностей транспортировки не состоялся проект «Набукко». Перебрасываемые на новые маршруты после 2019 г. (после завершения транзитного контракта

с Украиной) обязательства «Газпрома» по поставке законтрактованных объемов газа в установленные в рамках его долгосрочных контрактов (далее — ДСК) с европейскими контрагентами пункты сдачи-приемки представляют 100%-ную финансовую гарантию для операторов ГТС стран ЕС, которые, в соответствии с действующим законодательством ЕС, и обязаны профинансировать и построить новые мощности в случае предъявления грузоотправителями спроса на такие мощности. Законтрактованные обязательства на поставку газа «Газпром» являются юридически обязательными для исполнения обеими сторонами ДСК (контракта на поставку газа) — и продавцом («Газпром»), и покупателем (его европейскими контрагентами). В рамках существующих правовых норм ЕС (Приложение 2 к Регулированию ЕС 715/2009) действуют регламентирующие деятельность грузоотправителя положения «транспортной и/или платы» (*ship-and/or-pay — SOP*) (аналог положений «бери и (или) плати» (*take-and/or-pay — TOP*) для покупателя в стандартном долгосрочном контракте на поставку газа), а также «используй или теряй» (*use-it-or-lose-it — UIOLI*), которые гарантируют загрузку газотранспортной системы, ее наиболее полное использование, препятствуют блокировке доступа к ней и т. п. Ответственность за неисполнение этих обязательств обеспечивается соответствующими арбитражными процедурами. Все это — с позиции чисто экономической, юридической и финансовой логики — превращает «Газпром» с его действующими контрактами на поставку в наиболее желанного грузоотправителя для операторов ГТС действующих и (или) новых мощностей ГТС в ЕС.

Расчеты, приводимые здесь лишь в качестве иллюстративного примера, ибо были выполнены для первой версии проекта «Турецкий поток» (в четырехниточном исполнении — см. выше), ныне несостоятельной по ряду причин (см. ниже), подтверждают сказанное (рис. 5.18), ибо свидетельствуют:

- 1) о 100 %-ной заполняемости «новой трубопроводной системы на суше ЕС» (которая является необходимым продолжением морской части Южного обходного маршрута, в какую бы точку на суше он не выходил) за счет действующих контрактов на поставку в первые годы после ее запуска, когда полная загрузка любой новой системы необходима для быстрой окупаемости проекта;
- 2) о 75%-ной загрузке системы за счет лишь действующих контрактов на поставку за 15-летний период времени, каковая загрузка будет, безусловно, расти, поскольку, во-первых, на смену завершающимся срочным контрактам будут приходиться новые, во-вторых, наличие свободных мощностей новой системы в отдаленные периоды в рамках 15-летнего горизонта допустимого резервирования мощностей, безусловно, привлечет новых потенциальных грузоотправителей из регионов, расположенных к юго-востоку от ЕС.

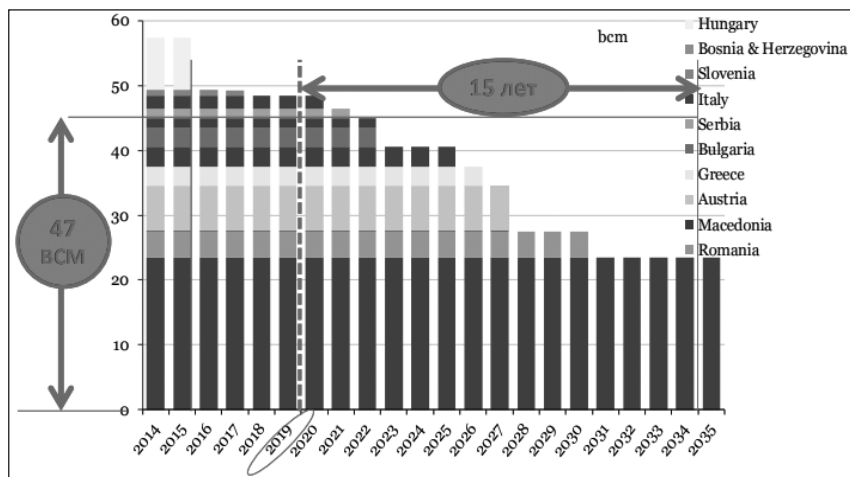


Рис. 5.18. Российские ДСК на поставку газа в ЦВЕ с транзитом через Украину — 100%-ное обеспечение проектного финансирования для операторов ГТС ЕС по созданию новых мощностей ГТС ЕС на обходящих Украину маршрутах

Источник: Конопляник А.А. Россия: сложная адаптация к новым реалиям европейского газовойорынка (с. 5-22). В кн.: Энергетика Евразии: новые тенденции и перспективы. М.: ИМЭМО РАН, 2016, 184 с.

Расчет выполнен Е. Орловой, старшим экспертом Энергетического департамента ФИЭФ / аспиранткой РГУ нефти и газа кафедры МНГБ, на основе: «Турецкий поток»: сценарии обхода Украины и барьеров Европейской комиссии. Yugon Consulting, июнь 2015 (рис. 4, с. 30).

### Что после 24 ноября 2015 г.?

Расстрел турецкими ВВС российского СУ-24 в небе над Сирией 24 ноября 2015 г. являлся, на взгляд одного из авторов, логичным шагом этой страны по пути дальнейшего ухудшения отношений с Россией. В газовой сфере это находило свое воплощение, например, в последовательном наращивании давления на нашу страну с целью получения Турцией односторонних выгод и преимуществ при реализации Россией/«Газпромом» совместно с турецкой стороной проекта «Турецкий поток».

В зависимости от параметров «Турецкого потока» европейская сторона должна была бы формировать продлевающие его новые трубопроводные мощности на суше от границы ЕС до Баумгартена, поэтому своевременность реализации «Турецкого потока» в объемах, адекватных мощности «Южного потока», которому он пришел на смену, являлась необходимым условием надлежащего исполнения российской стороной своих действующих контрактных обязательств по поставкам газа в Европу.

Но Турция стала, по сути, проводить политику мягкого шантажа (*greenmailing*), пользуясь ограниченными у России сроками для своевременной реализации этого проекта и объективными сложностями,

возникшими в результате вынужденной смены российской стороной концепции южного обходного маршрута (с «Южного» на «Турецкий поток») в процессе его реализации. Турция сразу же стала увязывать начало реализации нового транспортного проекта с требованием скидки с цены на поставляемый газ, вынуждая российскую сторону соглашаться на уменьшение количества ниток морского трубопровода в угоду интересам турецкой стороны, что меняет концепцию и ухудшает экономику «Турецкого потока», всячески тем самым тормозя реализацию проекта в его максимально эффективном варианте, и т. п. По-видимому, при вынужденном отказе от «Южного потока» произошла недооценка российской стороной турецких рисков. В итоге российской стороне пришлось пойти на концептуальную переброску части транзитных украинских потоков после 2019 г. с южного («Турецкий поток») на северный обходной маршрут («Северный поток-2»).

Более того, следует отметить, что даже в рамках реализации «Южного потока» обращение к сотрудничеству с Турцией было вынужденным: трасса «Южного потока» не могла пройти напрямую через украинскую исключительную экономическую зону (далее — ИЭЗ) на Варну — по политическим (да и экономическим) соображениям Украина не дала бы на это разрешения. Поэтому России пришлось обращаться к Турции за разрешением о прохождении трассой морского трубопровода через ее ИЭЗ. И лишь затем, при переходе от «Южного» к «Турецкому» потоку, трасса трубопровода перед входом в ИЭЗ Болгарии была повернута на европейское побережье Турции.

Автор полагает, что трагический эпизод с российским СУ-24 в небе над Сирией 24 ноября 2015 г. следовало бы считать точкой невозврата в наших экономических отношениях с Турецкой Республикой. Но его надо было бы считать не причиной, а лишь последней каплей (поводом) для переоценки складывающейся системы турецких рисков, пришедших на смену украинским, и для взвешенной (несмотря на неумолимо сокращающееся временное окно возможностей для принятия решений) оценки их последствий для продолжения исполнения наших контрактных обязательств по бесперебойной поставке газа в Европу. Поэтому можно говорить о том, что события 24 ноября 2015 г. являлись «необходимым и достаточным» формальным поводом (последним звеном в цепи предшествующих событий), чтобы официально отказаться от дальнейшей реализации «Турецкого потока», тем более в предлагаемом Турцией одностороннем поначалу варианте, экономическая целесообразность чего по данной трассе вообще представляется сомнительной.

В сложившейся ситуации, целесообразно было бы вернуться к отвергнутому ранее маршруту «Южного потока» (совокупность морской — на Варну и сухопутной — от Варны вглубь ЕС частей проекта) и — совместно с Еврокомиссией и заинтересованными странами ЕС — рассмотреть



возможность его реализации как минимум в двухниточном варианте, исключив, тем самым, роль Турции как транзитной страны.

При этом на суше ЕС проект должен осуществляться строго в соответствии с правилами существующего законодательства ЕС, т. е. по правилам Третьего энергопакета, в идеале — на основе тогда еще (в период обсуждения этого предложения) статьи 20(d) проекта Сетевого Кодекса ЕС по новым мощностям (Дополненное Регулирование ЕС 984/2013).

Начиная с момента, когда «Турецкий поток» был анонсирован Президентом России, некоторые ключевые лица в соответствующих структурах ЕС неоднократно давали понять (на неформальной основе) о предпочтении ЕС видеть часть мощностей этого морского трубопровода выходящими на берег в Болгарии, и лишь часть — в Турции для уменьшения нового «транзитного монополизма» последней. Таким образом, они неоднократно высказывались в пользу предпочтения для России и ЕС уменьшить (если невозможно полностью исключить) роль Турции как новой транзитной страны для обеих сторон вместо Украины. Поэтому обсуждение варианта возможного возврата к трассе морского газопровода на Варну (где на берегу лежат и ждут своего часа закупленные трубы для первой нитки морской части газопровода) с высокой вероятностью было бы встречено с пониманием европейской стороной.

Однако, в итоге, возобладали иная точка зрения и «Турецкий поток» осуществляется в запланированном до 24.11.2015 варианте.

### **Новая инфраструктура и ее связь с тарифо- и ценообразованием**

Понятно, что новые трубопроводные маршруты для российского сетевого газа на территории ЕС должны (и будут) строиться и эксплуатироваться на основе правил/законодательства ЕС. По состоянию на сегодняшний день — это правила Третьего энергопакета ЕС во всей совокупности разработанных на его основе регулятивных документов — Сетевых кодексов и др., разрабатывавшихся в период с 2009 по начало 2017 г. (два последних Сетевых кодекса — по новым мощностям и по тарифам были приняты 17.03.2017 и вступили в силу 06.04.2017). Строительство сухопутных продолжений морских трубопроводов «Северный поток-2» и «Турецкий поток» будет осуществляться соответствующими операторами ГТС стран — членов ЕС до пунктов сдачи-приемки по действующим контрактам на поставку российского газа (срок действия у которых в ряде случаев уходил далеко в 2030-е гг.) на основании заложенной в Сетевой кодекс по новым мощностям процедуры так называемой «открытой подписки». Первая такая процедура была запущена в апреле 2017 г. Ее продолжительность составляет два года.

Спрос грузоотправителей на мощности транспортировки в рамках той или иной страны ЕС будет зарезервирован операторами ГТС этой страны (в случае спроса на мощности ГТС на территории нескольких стран

ЕС — при сотрудничестве операторов ГТС этих стран), на основе чего они смогут подготовить необходимую техническую конфигурацию новых мощностей ГТС под законтрактованный спрос и получить необходимое заемное финансирование под строительство этих мощностей. На основе и в результате такой процедуры будет определяться уровень тарифов на транспортировку газа по будущими (еще не построенным) мощностям ГТС. Эти тарифы будут формировать затратную смету экспортеров на доставку их газа (в нашем случае — российского газа) на рынок (до потребителя/покупателя газа) от внешней границы ЕС.

Поскольку с 2003 г. (со времени принятия Второго энергопакета ЕС) рынки товарного газа (*commodity*) и газотранспортных мощностей (*capacity*) являются несвязанными, разделенными (*unbundled*), а с 2009 г. (после введения Третьего энергопакета ЕС) эти рынки организованы по модели «соединенных между собой бассейнов» (*pool system*), ценообразование на рынке товарного газа и тарифообразование на рынке газотранспортных мощностей в ЕС происходит независимо друг от друга:

- на рынке товарного газа:
  - в срочных контрактах — через механизмы индексации или с помощью различного рода гибридных схем, при которой в схемы индексации вводятся дополнительные ингредиенты, например, учитывающие спотовую компоненту, т. е. динамику и уровень цен на рынке разовых сделок (на хабах — виртуальных торговых площадках);
  - на рынке разовых сделок (на хабах) — через баланс спроса-предложения, который, однако, существенно искажается покупателями газа по срочным контрактам, поскольку предоставляет им возможность, в рамках обязательств «бери и (или) плати», через механизмы форвардных сделок, создавать переконтрактованность на рынке разовых сделок (контрактную видимость избытка предложения), снижать тем самым форвардные котировки, которые таким образом оказывают понижающее давление на цены срочных контрактов;
- на рынке газотранспортных мощностей:
  - формирование тарифов на транспортировку за счет аукционных процедур (в случае дефицита мощностей ГТС по тому или иному направлению поставки — на период отсутствия технико-экономических возможностей по устранению этого дефицита) ведет к повышению тарифов сверх общественно необходимого уровня. Аукционный тариф отражает «цену дефицита» или «премию» за дефицит, поэтому аукционная процедура не стимулирует операторов ГТС к расширке дефицита мощностей;
  - формирование тарифов на транспортировку за счет механизмов «открытой подписки» (*open season*), являющейся механизмом

удовлетворения рыночного спроса на мощности, ведет к установлению тарифов на обоснованном технико-экономическом уровне в условиях отсутствия дефицита мощностей ГТС. Процедура «открытой подписки» устраняет дефицит мощностей, поскольку нацелена на полное удовлетворение законтрактованного спроса на мощности, т. е. такого спроса потенциальных грузоотправителей, под который они готовы заключить юридически обязательные контракты — по срокам, объемам и направлениям — на будущую прокачку по будущим, пока еще не построенным мощностям ГТС. В рамках такой процедуры оператор ГТС может получить необходимое проектное финансирование под будущее строительство мощностей, риски невозврата которого минимальны. Поэтому цена заимствования будет минимальна в рамках сложившейся конъюнктуры.

Разница между уровнями цен и тарифов на транспортировку, формируемых независимо друг от друга, составляет маржу грузоотправителя. Однако эта прозрачная картина формирования цен, тарифов и маржи грузоотправителя может существенно искажаться в случае перехода от прямых поставок к поставкам в рамках так называемого «виртуального реверса», что, по сути, представляет собой «взаимозачет контрактных требований».

В рамках применения этого механизма существует возможность «виртуального импорта» цен, несущая ценовые риски для экспортера.

Ранее от этого механизма существовала контрактная защита в виде так называемых «оговорок о пунктах конечного назначения», которая признана Еврокомиссией противоправной, противоречащей нормам конкурентного законодательства ЕС, поэтому эти оговорки — так называемые «*destination clauses*» — принудительно удаляются из всех срочных контрактов поставщиков газа в ЕС, начиная с 2003 г.

Например, при традиционных направлениях поставок российского газа в Европу (т. е. с Востока на Запад) потоки российского газа сначала проходят по территории государств (бывших стран — членов СЭВ, а ныне — новых государств — членов ЕС) с гораздо менее ликвидными рынками, чем рынки государств конечного назначения российского газа (старых государств — членов ЕС). На менее ликвидных рынках стран Центральной и Юго-Восточной Европы (ЦЮВЕ), где исторически отсутствует конкуренция поставщиков в той степени, в которой она ныне присутствует на рынках Северо-Западной Европы (СЗЕ), цены в силу этого могут быть выше, чем в СЗЕ. А связанность рынков стран ЦЮВЕ соединительной инфраструктурой ГТС между собой в гораздо меньшей степени, чем рынков стран СЗЕ, предопределяет большую дифференциацию цен товарного газа между рынками стран ЦЮВЕ по сравнению с дифференциацией цен товарного газа между рынками стран СЗЕ. Но

это не результат политики Газпрома, в чем его обвиняют политические элиты стран ЦЮВЕ и Еврокомиссия. Его доминирующее присутствие на рынке новых стран ЕС есть результат исторических причин. И более высокий абсолютный уровень, и более высокая дифференциация цен в странах ЦЮВЕ являются результатом недоинвестирования в странах ЦЮВЕ в развитие альтернативных трубопроводов и инфраструктуры альтернативных поставок, которая может принести на их рынки конкурентное предложение и привести к понижению цен. И это недоинвестирование имеет место в течение всего того времени, начиная с конца 1980-х гг., когда страны ЦЮВЕ вышли из системы СЭВ, т. е. вышли из-под экономического и политического влияния (доминирования) СССР, получили самостоятельность, сделали свой новый политический выбор и вошли в состав ЕС, стали жить по правилам ЕС, которые, в частности, теперь требуют от своих государств-членов иметь минимум три источника поставок газа для каждой страны — члена ЕС. Этого можно добиться только одним путем — путем инвестиций в создание альтернативных источников и путей поставки. Вместо этого в течение многих лет Еврокомиссия пытается обвинить Газпром в монопольном доминировании на рынках стран ЦЮВЕ и пытается заставить его потесниться в построенных им же (и (или) его советскими предшественниками — хозяйствующими структурами СССР, правопреемником которых он стал после распада СССР и системы СЭВ), которые он продолжает контрактировать (а в ряде случаев — и эксплуатировать) для продолжения поставок по ним в ЕС контрактованных на многие годы вперед крупномасштабных объемов газа.

Поэтому в рамках такой конфигурации поставок газа и такого расположения в Европе более ликвидных и менее ликвидных рынков применение виртуального реверса на маршрутах поставки российского газа означает «виртуальный импорт» реально более низких цен товарного газа из более ликвидных рыночных зон СЗЕ в менее ликвидные рыночные зоны ЦЮВЕ. Основной предпосылкой для его применения является необходимость сохранения крупномасштабных транзитных поставок газа по существующим транзитным коридорам.

Примером такого возможного манипулирования уровнем цен (виртуальным импортом цен товарного газа с ликвидных рыночных площадок в СЗЕ в неликвидные рыночные зоны в ЦЮВЕ) являются возможные последствия реализации проекта *Quo Vadis*, осуществляемого Директоратом по энергетике Еврокомиссии (ДЭЕК) в 2017 г., в частности, его сценария под номером 3.

### **Проект Еврокомиссии *Quo Vadis* и его влияние на ценообразование**

Проводимое в 2017 г. по заказу и под руководством Директората по энергетике Еврокомиссии (ДЭЕК) исследование *Quo Vadis* («Куда идет развитие системы регулирования газового рынка ЕС: исследование ар-

хитектуры газового рынка Европы») должно было представить оценку результатов применения принятого в 2009 г. Третьего энергетического пакета (ТЭП) ЕС и совокупности подготовленных на его основе документов по регулированию формирующегося единого внутреннего рынка газа ЕС.

Как известно, архитектура рынка газа ЕС на основе ТЭП представляет совокупность рыночных зон (раздельно для оптового и розничного рынков), организованных по принципу «бассейнов» (сообщающихся сосудов), с разделением рынка товарного газа (*commodity*) и рынка газотранспортных мощностей (*capacity*), с транспортными тарифами по принципу «вход/выход», где ответственность за транспортировку внутри зоны несет оператор газотранспортной системы (ГТС) зоны, с виртуальной торговой площадкой (хабом) внутри каждой зоны, с возможностью производителям, в том числе за пределами ЕС, поставлять газ напрямую конечным потребителям, а не только посредникам, как это было ранее. В 2010–2016 гг. была разработана и принята система сетевых кодексов и иных документов, сформировавшая процедуры применения положений ТЭП. Таким образом, завершена подготовка созданной на основе модели ТЭП целостной и комплексной системы регулирования рынка газа ЕС.

В *Quo Vadis* выделяется ряд зон «недостаточной эффективности» рынка газа ЕС. Для решения этих проблем предлагается набор пяти сценариев, однако не по корректировке, а по радикальному изменению системы регулирования рынка газа ЕС.

**Сценарий 1** — тарифная реформа. Предлагается укрупнение (объединение) зон и перераспределение транспортных тарифов между операторами ГТС оптового рынка внутри укрупненной рыночной зоны и внешними по отношению к оптовому рынку зоны игроками в рамках «игры с нулевой суммой». Предлагается обнуление тарифов «вход/выход» внутри укрупненных рыночных зон ЕС и компенсация операторам ГТС этих зон недобора их тарифных поступлений (результат обнуления ставших внутризональными тарифов) за счет переноса либо 100% этого недобора на входные тарифы в расширенную зону, либо его распределения в пропорции 50/50 между входными тарифами в рыночную зону оптового рынка (перекладывание 50% дополнительных затрат на экспортеров) и выходными тарифами из зоны оптового рынка в зону розничного рынка (перекладывание 50% дополнительных затрат на конечных потребителей).

Предложено аккумулировать и перераспределять повышенные входные/выходные тарифы в пользу операторов ГТС зоны для сохранения за ними возможности финансировать развитие ГТС. Для этого предложено создать специальный фонд (*TCF = TSO Compensation Fund*) под управлением наднационального Европейского агентства по сотрудничеству энергорегуляторов (*ACER*), созданного в соответствии с ТЭП. Данная

ситуация напоминает предложение о фактическом формировании аналога «люблянского Госплана» (штаб-квартира *ACER* находится в Любляне). Этот фонд присутствует в качестве основного элемента во всех предложенных для осуществления сценариях.

**Сценарий 2** — реальное слияние рыночных зон примерно с одинаковым уровнем ликвидности, их укрупнение до региональных. Это поможет выровнять уровни котировок хабов внутри укрупненной зоны и создаст возможность для реализации первого сценария. В *Quo Vadis* предложено формировать четыре укрупненные региональные зоны: 1) на Иберийском полуострове; 2) самую крупную — в составе Германии, стран Бенилюкса, Чехии и Словакии; 3) в Юго-Восточной Европе (Болгария, Румыния); 4) в странах Балтии.

**Сценарий 3** — условное слияние, т. е. виртуальное объединение разнородных (по уровню ликвидности) рыночных зон, что дает возможность применять внутри неликвидной зоны котировки с торговых площадок более ликвидной зоны.

Важным условием такого виртуального объединения зон является наличие между ними развитой инфраструктуры, что делает довольно очевидной цель предложенного предприятия. «Естественным» первым претендентом на такое условное слияние зон является виртуальное присоединение к региональной зоне 2 Украины — страны — участницы Договора об энергетическом сообществе (ДЭС), применяющей на своей территории энергетическое законодательство ЕС и включенной тем самым в проект *Quo Vadis*. Виртуальное объединение с зоной 2 Украины строится вокруг существующей экспортной ГТС для поставок российского газа через Украину, Словакию, Чехию в Германию. Таким образом, создаются предпосылки для применения на всем протяжении этой цепочки рыночных зон «виртуального реверса».

Но такая задача может быть в принципе реализована только в том случае, если будут сохранены устойчивые масштабные экспортные транзитные поставки российского газа по этому коридору (с востока на запад), чтобы можно было — хотя бы на уровне технической концепции — применять «виртуальный реверс» в обратном (с запада на восток) направлении для импорта. Таким образом, это еще один аргумент, объясняющий настойчивое желание ЕС сохранить широкомасштабный транзит российского газа через Украину после 2019 г.

**Сценарий 4** — перенесение пунктов сдачи/приемки (ПСП) на внешнюю границу ЕС, а на практике — на внешнюю границу зоны применения энергетического законодательства ЕС (территория стран ЕС плюс стран ДЭС). Этот пункт практически целиком относится к российским поставкам, ибо остальные экспортеры газа в ЕС (Норвегия, Алжир) осуществляют свои поставки на внешнюю границу первой входной зоны. При этом транзит российского газа от новых ПСП на российско-укра-

инской границе (где входной тариф в ЕС для него предлагается поднять) должны будут осуществлять уже европейские торговые компании — оптовые перепродавцы российского газа внутри ЕС.

**Сценарий 5** — он нацелен на снижение уровня «рыночной концентрации» в ЕС за счет расширения трубопроводной инфраструктуры для доставки регазифицированного СПГ из существующих приемных его терминалов на границе ЕС внутрь ЕС к основным потребителям трубопроводного газа (запитуваемым сегодня преимущественно поставками из России). Финансирование ее создания предусматривается из средств *TCF*, т. е. за счет повышенных сборов (входных тарифов в ЕС) с экспортеров трубопроводного газа.

Предварительная оценка последствий для экспорта российского газа применения пяти предложенных сценариев представляется очевидной. В своей совокупности они нацелены на:

- вытеснение поставок российского газа на российско-украинскую границу с уплатой повышенного входного тарифа на транспортировку российской стороной. Это уменьшает маржу российского поставщика и делает его экспортный бизнес менее конкурентоспособным (расчищая тем самым зону конкурентоспособности для альтернативных поставщиков, в первую очередь для СПГ из США). Намерение на вытеснение российских поставок на восточную границу Украины уже сопровождается практическими действиями. В рамках десятилетних планов развития инфраструктуры ЕС (*TYNDP*) и программ развития «проектов общего интереса» (*PCI*) формируется газотранспортный коридор Север — Юг. Он свяжет новые (построенные, строящиеся и запланированные, стационарные и плавучие) приемные терминалы СПГ на севере — в Польше и Литве, и на юге — в Хорватии, Греции, Турции. По этому трубопроводному с реверсными мощностями коридору Север — Юг может пойти (судя по всему, таково намерение архитекторов этой модели) регазифицированный американский или иной СПГ. Он будет замещать в этой зоне российский трубопроводный газ, которому предлагается создавать повышенными входными тарифами на входе в зону применения законодательства ЕС условия, ухудшающие его конкурентоспособность на рынке ЕС. В первую очередь против американского СПГ;
- передачу функций транзита газа до существующих ПСП внутри ЕС нероссийским (европейским и (или) американским) компаниям среднего звена газовой цепочки — посредникам между производителем-экспортером вне ЕС, с одной стороны, и конечным потребителем внутри ЕС или основным историческим импортером российского газа — с другой. Такое искусственное расширение зоны бизнеса для компаний ЕС среднего звена, безусловно, ведет

к «повышению благосостояния ЕС», поскольку расширяет в ЕС налогооблагаемую базу, создаваемую этими компаниями.

Таким образом, уже предварительная оценка показывает, что «повышение благосостояния ЕС» предполагается достигать за счет перекалывания дополнительных рисков и затрат на плечи внешних поставщиков, в первую очередь на Россию.

*Quo Vadis* можно рассматривать как предлагаемую программу действий для следующей (после 2018 г.) Еврокомиссии. Это ее проект, он осуществляется по ее ТЗ и под ее (в лице ДЭЭК) руководством. Заблаговременный вброс в общественное мнение результирующих оценок «роста благосостояния ЕС» в результате реализации предложенных сценариев будет облегчать следующему составу Еврокомиссии начало их практической реализации.

Однако в нынешнем виде *Quo Vadis* фактически нацелено на обоснование замены в ЕС более дешевого российского трубопроводного газа, на пути которого в ЕС предлагается создать дополнительные барьеры, более дорогим СПГ из США. Сценарии *Quo Vadis* хорошо коррелируются с содержанием расширенных антиросийских санкций США, препятствующих созданию обходящих Украину газопроводов, но ведут не к повышению, а к снижению «уровня благосостояния ЕС». Похоже, сценарии проекта выстроены не в интересах ЕС, а в интересах США.

## Источники

1. Конопляник А. А. Расчистка рынка: как в ЕС хотят изменить правила покупки российского газа // РБК-daily. 2017. 31 июля.
2. Конопляник А. А. Россия: сложная адаптация к новым реалиям европейского газового рынка // Нефть, газ и право. 2015. № 6. С. 21–35.
3. Конопляник А. А. Россия идет в обход // Газинформ. 2015. № 4 (50). С. 16–22.
4. Конопляник А. А. Механизмы минимизации транзитных рисков при газовых поставках из России через Украину в ЕС: аргументы суверенной страны-экспортера и мотивы оппонентов. — Выступление на Международной конференции «Технологические вызовы: управление рисками в нефтегазовой отрасли». Москва, Аналитический центр при Правительстве РФ, 6 октября 2016 г.
5. Конопляник А. А. Россия: сложная адаптация к новым реалиям европейского газового рынка // Энергетика Евразии: новые тенденции и перспективы. 2016. С. 5–23.
6. Konoplyanik A. Transit risk minimization instruments for Russian gas supplies through Ukraine to the EU: arguments of the resource-owning sovereign state — and the motives of the opponents. — Presentation at the 21st WS2 GAC meeting / 28th round of Consultations, Gazprom export, St. Petersburg, 21.10.2016.
7. Конопляник А. А. «Механизмы минимизации транзитных рисков при газовых поставках из России через Украину в ЕС: аргументы суверенной страны-экспортера и мотивы оппонентов». — Выступление на Между-



- народной конференции «Технологические вызовы: управление рисками в нефтегазовой отрасли». Москва, Аналитический центр при Правительстве РФ, 6 октября 2016 г.
8. *Konoplyanik A.* In search for new equilibrium (economic rationale for development of new infrastructure for Russian gas supplies to the EU within evolving internal EU gas market & its neighbourhood). — Presentation at the 7th Central European Gas Congress, Bratislava, Slovakia, 26–27.04.2016.
  9. *Konoplyanik A.* Economic rationale for development of new gas infrastructure for Russian gas supplies to the EU (to find new Russia-EU-Ukraine-Turkey equilibrium). — Presentation at “Gazprom export day” in Saint-Petersburg State Economic University (SPbSEU/FINEC), Saint-Petersburg, 05 April 2016.
  10. *Konoplyanik A.* Russia — EU — Ukraine — Turkey: opportunities, risks & economic rationale for development of new gas infrastructure for Russian gas supplies to the EU (difficult adaptation to new realities). — Presentation at the 4TH ANNUAL UEF LAW SCHOOL ENERGY TRANSITIONS CONFERENCE, University of Eastern Finland, Joensuu, Finland, 03–04 March 2016.
  11. *Konoplyanik A.* Russia: Change in business model — opportunities and risks for development of gas infrastructure (difficult adaptation to new realities of the European gas market). — Presentation at the 8th European Gas Conference, Vienna, 19–21 January 2016.
  12. *Конопляник А. А.* Компромисс на конце трубы. Является ли отказ от «Южного потока» «эмоциональной реакцией» на санкции или частью долгосрочной стратегии развития российского НГК? // Нефть России. 2015. № 3. С. 4–8 (ч. 1); № 4. С. 4–9 (ч. 2).
  13. *Konoplyanik A.* Energy Security and Gas Supply in SE Europe: what after South Stream? & how to bring together EU perceptions on investment regulation with project financing rules). — Presentation at IENE Regional Conference “Energy Security and Gas Supply in SE Europe”, Institute of Energy for South-East Europe (IENE), Vienna, Austria, 12 March 2015.
  14. *Konoplyanik A.* EU energy security: a Russian perspective including related to the demise of South Stream, possibility of Turkish Stream. — Presentations at EPC foreign policy programme event on “Southern Corridor, Caspian gas and the geopolitics of EU energy security”, European Policy Centre (EPC), Brussels, 03 March 2015.
  15. *Konoplyanik A.* Security of gas supplies to the EU, diversification of routes (“multiple pipelines” concept) as a mean to mitigate Russian gas transit risks to the EU, and financeability of draft EU legislation on new transportation capacity. — Presentation at THE ENERGY TRANSITIONS CONFERENCE, UEF Law School, University of Eastern Finland, Finland, 26–27 February 2015.
  16. *Конопляник А. А.* Россия: сложная адаптация к новым реалиям европейского газового рынка. — Выступление на Третьей международной научной конференции «Энергетика Евразии: новые тенденции и перспективы», организованной совместно Центром энергетических исследований ИМЭМО РАН и факультетом международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа им. Губкина, Москва, ИМЭМО РАН, 04 декабря 2015 г.
  17. *Конопляник А. А.* Очень своевременная книга // Нефтегазовая Вертикаль. 2015. № 13–14. С. 44–45 (рецензия на книгу: *Копытин И. А., Масленни-*

- ков А. О., Сеницын М. В. США: проблемы интеграции рынков природного газа и электроэнергии / под ред. С. В. Жукова и В. В. Тацяя. М., 2014. 334 с.).
18. *Konoplyanik A., Orlova E., Larionova M.* What is the Future of Russian Gas Strategy for Europe after the Crimea? // Oil, Gas, Energy Law Intelligence (OGEL), June 2014 (Provisional issue).
  19. *Конопляник А. А.* Экономическая подоплека газовых проблем в треугольнике Россия — ЕС — Украина и возможные пути их решения. РАН Институт народнохозяйственного прогнозирования, октябрь 2014 г.
  20. *Конопляник А. А.* От «Южного потока» (до 01.12.2014) к «Турецкому потоку» (после 01.12.2014): экономическая логика неизбежных последствий. — Выступление на Гайдаровском Форуме 2015 «Россия и мир: новый вектор», Круглый стол: «Перспективы развития газового рынка России», Москва, РАНХиГС при Президенте РФ, 15.01.2015.
  21. *Konoplyanik A.* What consequences for the Russian gas strategy in view of the Ukrainian crisis? — FEEM GAS TALKS 2014 BRAINSTORMING WORKSHOP, Session 2, 20–21 November 2014, Milano, Italy.
  22. *Конопляник А. А.* Россия, Украина и ЕС в меняющемся европейском газовом мире: каковы пути к поиску нового равновесия? — Выступление на VII Международной конференции «Энергетика XXI» «Новая конфигурация энергетических рынков в условиях трансформации мировой экономики», Санкт-Петербург, 14 ноября 2014 г.
  23. *Конопляник А. А.* Россия, ЕС, Украина: газовый вопрос и национальные интересы (чтобы прийти к взаимоприемлемому компромиссу, необходимо, для начала, понимать обоснованные интересы сторон...) — Открытая лекция для студентов и преподавателей экономического факультета МГУ им. М. В. Ломоносова, Москва, 10 ноября 2014 г.
  24. *Konoplyanik A.* Economic background of gas problems within Russia-EU-Ukraine triangle and possibilities for mutually acceptable compromise. — Invited Speaker's "Thursday Lecture" at the Center for Energy, Petroleum, Mineral Law & Policy (CEPMLP), University of Dundee, 30 October 2014, Dundee, Scotland, UK.
  25. *Konoplyanik A.* Russia, Ukraine and the EU in search for new equilibrium: "matrix effects", "domino effects" and "no return points" (economic background of trilateral problems). — Lecture at GDF Suez secondment programme, 15 September 2014, Gazprom's Corporate Institute, Moscow, Russia.
  26. *Konoplyanik A.* Russia, EU, Ukraine, gas: whether real cooperation still possible? What prevents it today? — Выступление на «Экономическом Конгрессе Германия — Россия / Германия — Украина 2014» (сессия «Сотрудничество в сфере энергетики как гарант безопасности и сотрудничества в Европе»), Берлин, Германия, 07.07.2014.
  27. *Konoplyanik A.* Russia, Ukraine and the EU in the new Broader European gas world: what search for equilibrium? — Presentation at the "Russian Energy Forum London 2014: Finance & Investment", London, UK, 25.06.2014.
  28. *Конопляник А. А.* Россия — Украина — ЕС: современный узел противоречий в газовой сфере и его экономическая подоплека. — Лекция в рамках 7-го модуля программы «МВА Газпром: правление нефтегазовой корпорацией в глобальной среде», Высшая экономическая школа СПбГЭУ. Санкт-Петербург, 23 мая 2014 г.

### 5.3. Влияние изменения цен на энергоносители на макроэкономическую ситуацию и структурные пропорции в российской экономике

#### Особенности товарной структуры экспорта Российской Федерации и финансовая устойчивость государства

Насколько адаптирована экономика Российской Федерации к современному изменению цен на мировых энергетических рынках — длительному снижению цен на углеводороды и формированию более гибких механизмов ценообразования, связанных с расширением масштабов мировой торговли и постепенной глобализацией рынка газа? Ответ на этот вопрос в значительной степени связан с оценкой масштабов зависимости российской экономики от поступления нефтегазовых доходов, а также возможности в рамках национальной экономики создавать точки роста в несырьевых секторах экономики, способных генерировать дополнительные доходы, независимые от конъюнктуры рынков сырьевых материалов, создавать новые рабочие места и обеспечивать достойный уровень жизни российских граждан, проживающих в разных регионах страны.

К середине текущего десятилетия Российская Федерация имела высокую степень зависимости экономики от нефтегазовых доходов и развития нефтегазодобывающего комплекса. Значительная доля бюджетных поступлений формировалась за счет платежей, связанных с деятельностью нефтегазодобывающего комплекса (рис. 5.19). На долю налогов, сборов и платежей за пользование природными ресурсами, львиную долю которых всегда составлял налог на добычу полезных ископаемых — НДПИ, приходилось малого почти 20% доходов Федерального бюджета Российской Федерации. Крупнейшим налогоплательщиком в стране долгие годы оставался ОАО «Газпром».

Тенденция к параллельному росту доходов Федерального бюджета и доходов, связанных с добычей и экспортом углеводородов, наблюдалась практически на протяжении всего периода двух последних десятилетий (рис. 5.20). Лишь в 2016 г. на фоне резкого снижения цен на нефть на мировом рынке доля нефтегазовых доходов в Федеральном бюджете снизилась с 52 до 36%<sup>1</sup>.

Высокая степень зависимости доходов Федерального бюджета от деятельности нефтегазового комплекса в значительной степени обусловлена особенностями структуры экспорта Российской Федерации. В последние годы доля минеральных продуктов в структуре экспорта стабильно превышала 70%-ную отметку. Только в 2016 г., при значительном снижении цен на нефть, наблюдавшемся с середины 2014 г., доля минеральных про-

<sup>1</sup> Министерство финансов РФ. URL: <http://info.minfin.ru/fbdohod.php>.

дуктов (нефти, газа и продукции нефтепереработки) снизилась до 59,2% (рис. 5.21). Важно отметить, что товарная структура импорта Российской Федерации последние десятилетия, напротив, характеризовалась крайне низкой долей импортируемых минеральных продуктов и значительным удельным весом в структуре импорта машин, оборудования и транспортных средств (рис. 5.22).

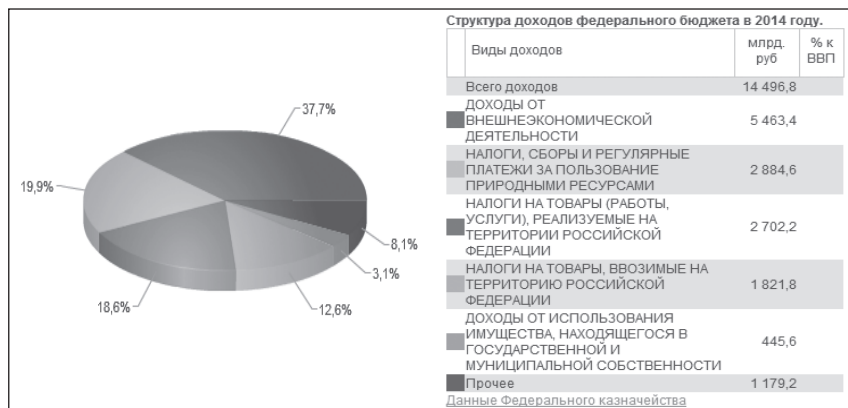


Рис. 5.19. Структура доходов Федерального бюджета. Фактическое исполнение по состоянию на 01.01.2015

Источник: Данные Министерства финансов РФ.

URL: <http://info.minfin.ru/fbdohod.php>.

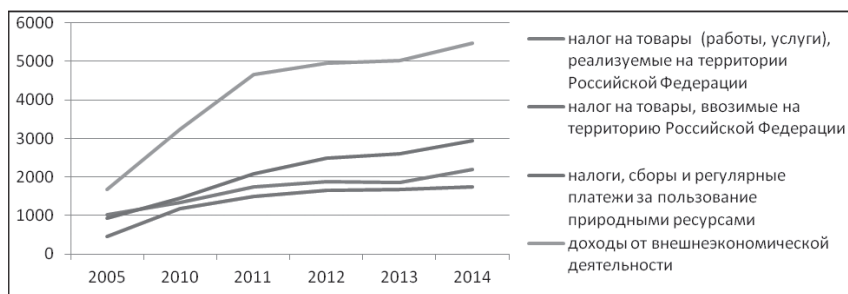


Рис. 5.20. Динамика основных доходов Федерального бюджета Российской Федерации в 2005–2014 гг.

Источник: данные Росстата.

В структуре импорта доля минеральных продуктов составляла лишь 1,8%. Одновременно импорт машиностроительной продукции — 47,4%, продукции химической промышленности — 18,5%. Причем среди импортируемой на территорию Российской Федерации продукции химической промышленности преобладают высокотехнологичные товары.

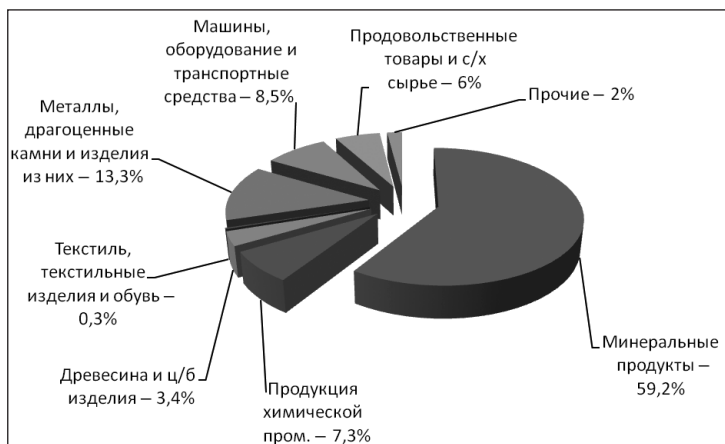


Рис. 5.21. Товарная структура экспорта России в 2016 г.

Источник: данные Росстата.

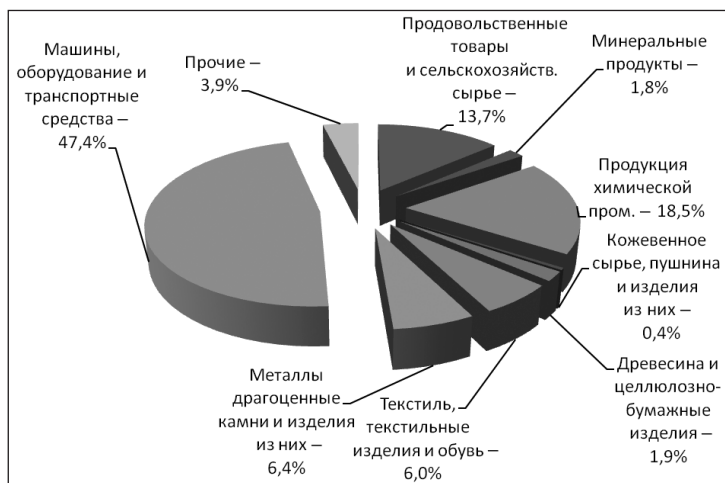


Рис. 5.22. Товарная структура импорта России в 2016 г.

Источник: данные Росстата.

Таким образом, за Российской Федерацией в системе международного разделения труда закрепилась роль поставщика сырьевых товаров, прежде всего топливно-энергетических ресурсов. Одновременно значительная часть потребляемой внутри страны готовой продукции имела зарубежное происхождение.

Такое место нашей страны в системе международного разделения труда вполне объяснимо с позиций экономической теории. В соответствии

с теоремой Хекшера — Олина место страны в системе международного разделения труда определяется наличием относительно избыточных по мировым меркам факторов производства. Согласно формулировке Б. Олина международный обмен — это обмен изобильных факторов на редкие<sup>1</sup>. Наделенность нашей страны значительными запасами углеводородов естественно способствует расширению экспорта нефти и газа. Вместе с тем, высокая степень зависимости экономики страны от использования энергоносителей приводит к возникновению ряда фундаментальных макроэкономических проблем:

- значительная доля в структуре экспорта минерально-сырьевых товаров ведет к снижению финансовой устойчивости государства;
- высокие цены на энергоносители приводят к трансформации структурных пропорций в экономике;
- развитие добывающего сектора экономики, как правило, сопровождается возникновением отрицательных экстернатальных эффектов.

Насколько опасна с точки зрения финансовой устойчивости привязка экспорта к одной товарной группе, в свое время наглядно продемонстрировала ситуация лета 1998 г. Под влиянием финансового кризиса 1997 г., охватившего страны Юго-Восточной Азии, в 1998 г. на рынках сырьевых материалов сложилась неблагоприятная ситуация. В летние месяцы 1998 г. цены на нефть колебались в диапазоне 10–12 долл. за 1 баррель.

Такие цены были критическими не только для обеспечения рентабельной работы отечественной нефтегазодобывающей промышленности, но и сохранения финансовой устойчивости государства. В результате резкого падения цен на нефть и другие сырьевые товары произошло сокращение объемов экспорта и уменьшение валютных поступлений в страну. Наблюдалось сокращение золотовалютных резервов.

Положительное сальдо счета текущих операций платежного баланса Российской Федерации резко сократилось, а в летние месяцы 1998 г. платежный баланс страны стал отрицательным, снизилась финансовая устойчивость государства. Это стало одной из главных причин августовского финансового кризиса, связанного с невозможностью оплаты страной собственных обязательств по государственным краткосрочным обязательствам. В итоге дефолт 1998 г. и общее ухудшение экономической ситуации в стране в летние месяцы 1998 г. были связаны не только с накоплением государственного долга и необходимостью уплаты высоких процентов, но и с резким ухудшением ситуации на сырьевом рынке.

---

<sup>1</sup> *Heckscher E. F. The Effect of Foreign Trade on the Distribution of Income. Readings in the Theory of International Trade // Readings in the theory of international trade (Blakiston series of republished articles on economics, vol. 4) Hardcover — 1 Jan 1950; Ohlin B. Interregional and International Trade. Cambridge (Mass.): Harvard University Press, 1933. P. 324.*

Схожая ситуация наблюдалась в Российской Федерации и позднее, в 2008–2009 гг. (рис. 5.23 и 5.24). В период финансово-экономического кризиса, с осени 2008 г., происходило резкое снижение цен на энергоносители. При максимальных ценах на нефть 145 долл./баррель летом 2008 г., в феврале 2009 г. цены на нефть снижались до отметки 34–36 долл./баррель. Столь резкое падение цен приводило к снижению курса национальной валюты, необходимости поддержания финансовой устойчивости государства за счет масштабного использования золотовалютных резервов.

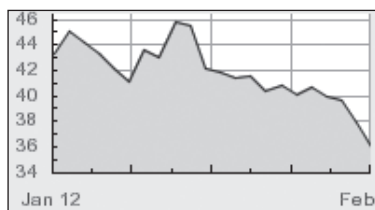


Рис. 5.23. Динамика цен на сырую нефть в 2009 г.

Источник: URL: <http://oil-price.net/dashboard.php?lang=ru>.

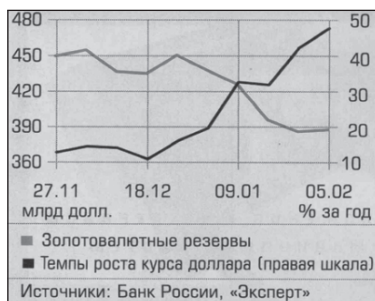


Рис. 5.24. Динамика изменения золотовалютных резервов и темпов роста курса доллара

Источник: данные журнала «Эксперт».

Ситуация повторилась в 2014 г., когда наметился тренд долгосрочного падения мировых цен нефть. Снижение цен на нефть сопровождалось сокращением золотовалютных резервов (рис. 5.25).

Наиболее сложная ситуация в финансовом секторе складывалась в начале 2016 г., когда цены на нефть опускались до отметки 32–33 долл. за баррель. Снижение цен на нефть стало одним из ключевых факторов формирования дефицита Федерального бюджета в 2014–2016 гг. и сокращения средств в Резервном фонде<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Эта часть (с. 244–247) написана при активном участии М. В. Штепы.

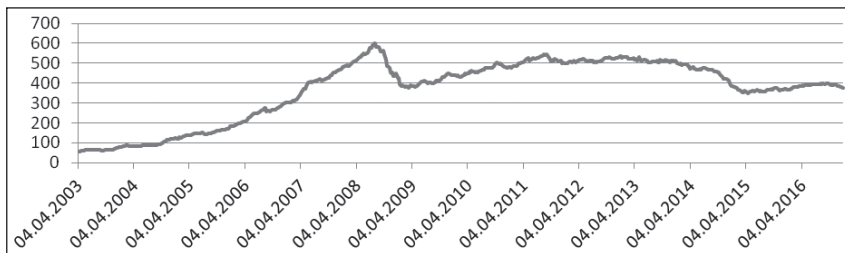


Рис. 5.25. Динамика золотовалютных резервов РФ, 2003 г. — январь 2017 г., млрд долл. США

Источник: данные Центробанка РФ.

URL: [http://www.cbr.ru/hd\\_base/Default.aspx?Prtid=mrff\\_7d](http://www.cbr.ru/hd_base/Default.aspx?Prtid=mrff_7d).

Взаимосвязь между ценами на нефть, обменным курсом рубля, ростом ВВП, наполнением Федерального бюджета подробно рассматривалась в аналитических обзорах и в научной литературе в начале текущего десятилетия. Так, в работе «Наш экономический прогноз «100/90»» Центра развития НИУ ВШЭ<sup>1</sup> анализировалась взаимосвязь между ценами на нефть, темпами экономического роста и обменным курсом российской валюты. В прогнозе *Credit Suisse* и аналитическом обзоре «Финмаркет» показывалось, что гибкий курс рубля может существенно облегчить ситуацию в сфере наполнения Федерального бюджета. «Тяжесть бюджетного стресса будет обратно пропорциональна глубине падения рубля: чем дешевле рубль, тем меньше правительству придется занимать на рынке или брать из резервов»<sup>2</sup>. В аналитическом докладе Т. Манди и Т. Артур из Финансовой корпорации «Открытие» был представлен прогноз изменения доходов крупнейших частных российских компаний при снижении цен на нефть до уровня 60 долл. В соответствии с данным прогнозом, снижение цен на нефть приведет как к возникновению бюджетного дефицита, снижению курса рубля, снижению ВВП, так и к падению прибыли крупнейших корпораций<sup>3</sup>. Можно привести примеры значительного числа научных статей, поднимавших тему взаимозависимости между ценами на нефть, обменным курсом и формированием Федерального бюджета.

К середине текущего десятилетия интерес к проблеме взаимосвязи между ценами на нефть, обменным курсом российской валюты и ситуацией в финансовом секторе в силу естественных причин стал заметно снижаться. Российская экономика смогла вполне успешно адаптировать-

<sup>1</sup> Наш экономический прогноз «100/90». II квартал 2012. НИУ ВШЭ. Центр развития. URL: [http://www.hse.ru/data/2012/08/13/1256314570/NEP\\_2012-Q2.pdf](http://www.hse.ru/data/2012/08/13/1256314570/NEP_2012-Q2.pdf).

<sup>2</sup> России нужна девальвация, чтобы спастись от падения цен на нефть. Информационное агентство «Финмаркет». URL: <http://finance.rambler.ru/news/economics/108848570.html>.

<sup>3</sup> Жизнь после 60 долларов за баррель. Информационное агентство «Финмаркет». URL: <http://finance.rambler.ru/news/economics/110342828.html>.



ся к уровню нефтяных цен в диапазоне 50–60 долл./баррель, произошла временная, на период 2015 г., отвязка обменного курса рубля от цены на нефть. Одновременно на макроэкономическую ситуацию в Российской Федерации помимо цен на нефть начал оказывать существенное влияние ряд факторов, не связанных с ситуацией на рынках энергоносителей: экономические санкции, реализация политики импортозамещения, перераспределение средств в рамках Федерального бюджета и т. д.

Вместе с тем, на наш взгляд, важно подчеркнуть, что, несмотря на ослабление интереса к проблеме взаимосвязи между ценами на нефть и основными параметрами финансовой системы Российской Федерации, риски повторения сценариев резкого изменения обменного курса рубля при снижении или росте цен на энергоносители остаются на высоком уровне.

### **Особенности структурных пропорций в сфере промышленного производства**

Зависимость поступлений средств в Федеральный бюджет от конъюнктуры энергетических рынков является далеко не единственной и, возможно, не самой серьезной проблемой, связанной с сырьевой ориентацией экономики и рисками, возникающими в национальной экономике при изменении конъюнктуры внешних рынков вследствие изменения цен на сырьевые ресурсы. Помимо снижения финансовой устойчивости государства одним из последствий роста экспорта энергоносителей в последние десятилетия было изменение структурных пропорций, в частности структурных пропорций в сфере промышленного производства.

Длительный период высоких цен на энергоносители, а ранее, в 90-е гг. XX в., сжатие рынка сбыта для отраслей обрабатывающей промышленности привели к серьезному дисбалансу в сфере развития промышленного производства. При достаточном уровне развития нефте- и газодобывающей промышленности развитие машиностроения, легкой и отчасти химической промышленности происходило низкими темпами.

Теоретическое обоснование подобного развития событий было дано в 1955 г. Т. М. Рыбчинским, американским экономистом польского происхождения, рассматривавшим пропорции, складывающиеся в развитии различных отраслей при расширении масштабов внешней торговли и ускоренном развитии одного из секторов национальной экономики.

Теорема Рыбчинского показывала, что увеличение предложения одного из факторов производства может способствовать быстрому расширению производства в тех отраслях, где этот фактор интенсивно используется. Однако при этом в других отраслях национальной экономики может наблюдаться застой. Как отмечалось в исследованиях, посвященных данной проблеме, масштабы застоя в отраслях, начинающих испытывать нехватку ресурсов в результате ускоренного развития одного, как правило,

экспортоориентированного сектора экономики, могут быть таковы, что общий эффект для общества будет отрицательным. Нередким следствием такой ситуации оказывается деиндустриализация государства.

В экономической литературе наиболее часто рассматривается один из частных случаев теоремы Рыбчинского — так называемая «голландская болезнь». Этим термином называется ситуация, когда происходит существенное изменение богатства страны из-за сдвигов в цене природных ресурсов, которыми она наделена. Термин «голландская болезнь» возник в связи с ситуацией, сложившейся после открытия в 1960-х гг. в Голландии больших запасов природного газа в Северном море. Разработка газовых месторождений и резко выросший экспорт этого вида энергоносителей сопровождалась в Голландии падением производства других экспортных товаров промышленности. Таким образом, рост газодобывающей отрасли сопровождался застоем и упадком в других секторах экономики.

Объяснение «голландской болезни» непосредственно связано с теоремой Рыбчинского. Разработка новых месторождений и рост экспорта природного газа происходили при неизменности объема других факторов производства. Отвлечение рабочей силы и капитала из других отраслей промышленности приводило эти отрасли к упадку и падению доходов занятых в них работников. Однако есть еще одно последствие резко возросшего предложения продукции добывающих отраслей — изменение обменного курса национальной валюты. В условиях благоприятной экономической конъюнктуры резкое возрастание экспорта сырьевых ресурсов ведет к большим поступлениям иностранной валюты и при прочих равных условиях — к росту обменного курса национальной валюты. А это, в свою очередь, вызывает снижение эффективности экспорта других видов товаров, особенно промышленных. Продукция обрабатывающей промышленности, произведенная внутри страны, становится вследствие роста курса национальной валюты и удешевления импортной продукции менее конкурентоспособной и на внутреннем рынке. Потребители постепенно переключаются на приобретение импортных аналогов.

С проявлениями «голландской болезни» в свое время столкнулись многие страны: Колумбия, Бразилия, Мексика, Великобритания. В связи с ростом мировых цен на нефть черты «голландской болезни» наблюдаются и в России<sup>1</sup>. Во всяком случае, именно такой вывод вытекает из анализа данных статистики о промышленном развитии.

Анализ темпов роста производства по секторам экономики показывает, что в период наиболее интенсивного роста цен на энергоносители

---

<sup>1</sup> Фетисов Г. «Голландская болезнь» в России: макроэкономические и структурные аспекты // Вопросы экономики. 2006. № 12. С. 38–53.

в начале и середине 2000-х гг. далеко не все отрасли обрабатывающей промышленности демонстрировали быстрое развитие. Так, существенно более высокие темпы роста объемов производства были свойственны розничной торговле и строительству (табл. 5.2). Одновременно относительно невысокие темпы экономического роста наблюдались практически во всех отраслях обрабатывающей промышленности и в сельском хозяйстве. В сфере обрабатывающих производств рост составил 9,5%, а в сфере добычи полезных ископаемых — секторе экономики, считавшемся одним из локомотивов экономического роста в предшествующие годы, лишь 1,9%.

Таблица 5.2

**Рост производства по основным секторам экономики,  
к аналогичному периоду предыдущего года, %**

<b>Отрасли</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>
Промышленное производство	8,9	8,0	5,1	6,3	6,3
Добывающие отрасли	8,7	6,8	1,4	2,5	1,9
Обрабатывающие отрасли	10,3	10,5	7,6	8,3	9,5
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	3,3	1,1	0,9	4,9	-0,2
Сельское хозяйство	1,3	3	2,3	3,6	3,3
Строительство	12,8	10,1	13,2	18,1	18,2
Транспорт	7,7	6,4	2,5	2,7	2,3
Розничная торговля	8,8	13,3	12,8	14,1	15,9

*Источник:* Доклад об экономике России, 2008. Всемирный банк, 2008. С. 5. URL: [www.worldbank.org.ru](http://www.worldbank.org.ru).

Подобная ситуация достаточно закономерна. Быстрый рост сферы торговли и строительства в значительной степени связан с тем, что эти отрасли относятся к так называемым неторгуемым секторам экономики, т. е. продукция данных отраслей не может быть заменена импортными аналогами. Удовлетворение спроса на жилье и потребление услуг торговых предприятий, как правило, происходит на территории той страны, где произведены эти товары и услуги, следовательно, данные виды деятельности практически не испытывают давления со стороны международной конкуренции. Таким образом, рост потребительского спроса и отсутствие конкуренции с импортом ускоряют развитие именно этих секторов.

Невысокие темпы роста в остальных отраслях экономики также во многом закономерны и не в последнюю очередь связаны с укреплением реального эффективного курса рубля. На протяжении всего периода с 1999 по 2007 г. наблюдалось укрепление реального курса рубля, вызванное увеличением притока в страну валютной выручки в связи с ростом

цен на нефть и другие сырьевые товары и, соответственно, увеличением стоимостных объемов экспорта.

Вместе с тем, очевидно, что укрепление курса национальной валюты делает относительно более дорогой и менее конкурентоспособной по цене продукцию отечественной обрабатывающей промышленности. По мере роста курса национальной валюты, как правило, дешевеют импортные аналоги, и потребители переключаются на покупку более доступной импортной продукции. Указанные обстоятельства в незначительной степени способствовали снижению конкурентоспособности и уменьшению темпов роста в отраслях обрабатывающей промышленности в середине прошлого десятилетия.

Очевидно, именно рост стоимостных объемов экспорта продукции минерально-сырьевого комплекса, и в частности нефти, был одним из основных факторов укрепления реального эффективного курса рубля в середине прошлого десятилетия. Следствием данной ситуации стало снижение темпов роста в отраслях обрабатывающей промышленности на фоне роста объемов производства в сфере реализации неторгуемых товаров.

Следует отметить, что тенденция к снижению темпов роста в отраслях обрабатывающей промышленности как явление возникло в более ранний период. Во второй половине 1970-х гг., в период первого повышения цен на нефть, и в 1990-е гг., в момент открытия границ и стремительного роста импорта продукции из восточноазиатских стран, в нашем государстве также наблюдалось снижение темпов экономического роста в некоторых отраслях обрабатывающей промышленности, в отличие от вполне успешного развития отраслей, связанных с добычей и экспортом минерального сырья.

В структуре промышленного производства Российской Федерации в период 1970–2000-х гг. можно было наблюдать следующую картину (табл. 5.3).

Таблица 5.3

**Изменение удельного веса основных отраслей промышленности  
в общем объеме промышленного производства  
в денежном выражении (в % к итогу)**

Отрасли	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2004
Энергетика	3,5	3,5	3,5	4,1	4,0	13,0	9,2	7,6
Черная металлургия	6,6	6,3	6,0	6,3	5,5	9,7	8,6	8,2
Цветная металлургия	...	...	...	...	6,0	6,8	10,3	10,3
Нефтедобывающая Промышленность	1,5	1,8	1,7	3,1	2,5	7,8	10,4	12,1
Газовая промышленность	0,3	0,4	0,7	1,2	1,3	1,6	1,7	1,5
Угольная промышленность	2,1	1,7	1,4	1,6	1,3	2,6	1,4	1,3
Нефтеперерабатывающая промышленность	3,2	3,0	2,7	3,3	2,5	5,3	2,3	2,1

Окончание табл. 5.3

Отрасли	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2004
Лесная деревообрабатывающая и целлюлозная промышленность	7,5	6,1	5,7	6,2	5,8	5,4	4,8	4,3
Химическая и нефтехимическая промышленность	8,1	9,2	8,5	8,2	7,8	8,4	7,5	7,2
Промышленность строительных материалов	4,5	3,8	3,9	4,1	3,8	5,1	2,9	2,9
Машиностроение	22,9	28,4	33,6	33,2	31,5	19,0	20,5	22,2
Пищевая промышленность	20,4	18,9	15,6	14,4	15,7	12,6	16,5	16,6
Легкая промышленность	19,5	16,8	16,6	14,3	12,3	2,6	1,8	1,4

Источник: Рассчитано по данным Росстата.

Увеличение доли отраслей, относящихся к энергосырьевому сектору, наблюдавшееся еще со второй половины 1970-х гг., в 1990-е гг. стремительно ускорилось. Это было обусловлено как изменением стоимостных пропорций, так и фундаментальными сдвигами в структуре промышленного производства. Если рассматривать изменение удельного веса основных отраслей промышленности в общем объеме промышленного производства, то можно отметить следующее. В начале 1970-х гг. (1970 г.) доля энергетики в промышленном производстве составляла 3,5%, к 1995 г. доля этой отрасли в общем объеме промышленного производства в стоимостном выражении увеличилась до 13%, и только к конца 1990-х гг. стало заметно снижение доли электроэнергетики в общем объеме промышленного производства. Аналогичные тенденции были характерны для черной и цветной металлургии. В 1975 г. доля металлургии была 6,6%, к 1995 г. выросла до 16,5%, к 2000 г. — до 18,9% и лишь к 2004 г. уменьшилась до 18,5%.

Более заметны указанные тенденции в отношении нефтедобычи: 1970 г. (период низких цен на нефть — цены в районе 1–1,5 долл. за баррель) доля нефтедобывающей отрасли в общем объеме промышленного производства составляла 1,5%, 1985 г. (после десятилетия высоких нефтяных цен) — 3,1%, 1995 г. — 7,8%, 2004 г. — 12,1%. В целом же на добычу полезных ископаемых к 2007 г. приходилось 24% от общего объема промышленного производства.

Практически противоположную картину можно видеть в отношении развития отраслей обрабатывающей промышленности. Если в 1975 г. доля машиностроения в промышленном производстве составляла 22,9%, к 1980 г. возросла до 33,6%, в 1985 г. была 33,2%, то в 1995 г. доля этой отрасли упала до 19%, и лишь с конца 1990-х гг. в машиностроении стал заметен подъем. Одновременно можно отметить, что машиностроение — это одна из наиболее инновационных отраслей промышленности. В среднем в год в этой отрасли внедрялось в производство столько же технических нововведений, сколько во всем народном хозяйстве в целом.

Если рассматривать изменения в производстве в других отраслях, то можно отметить следующее. Доля химической и нефтехимической промышленности в общем объеме промышленного производства на протяжении последних десятилетий колебалась в диапазоне от 9,2 до 7%, а наряду с машиностроением эта отрасль тоже является одной из базовых для обеспечения технологического лидерства.

Доля легкой промышленности за последние десятилетия снизилась с 19,5% в 1970 г. до 1,4% в 2004 г., причем особенно стремительные изменения произошли в 1990-е гг., в период, когда отечественный рынок оказался открыт для более дешевой продукции из восточноазиатских стран.

Данные за более поздний период, 2005–2016 гг., позволяют констатировать сохранение значительной доли сфер деятельности, связанных с эксплуатацией природно-ресурсного потенциала, в общем объеме промышленного производства (табл. 5.4, рис. 5.26 и 5.27).

Таблица 5.4

**Объем отгруженных товаров собственного производства, выполненных работ и услуг собственными силами по видам экономической деятельности в 2005–2014 гг. (млрд руб.)**

	2005	2010	2011	2012	2013	2014
Добыча полезных ископаемых	3062	6218	8020	8950	9748	10 287
Обрабатывающие производства	8872	18 881	22 813	25 111	27 133	30 118
в том числе:						
производство пищевых продуктов, включая напитки, и табака	1486	3262	3602	4001	4272	4840
текстильное и швейное производство	101	205	212	212	243	264
производство кожи, изделий из кожи и производство обуви	19,7	43,7	50,3	49,5	52,9	50,2
обработка древесины и производство изделий из дерева	145	264	303	355	377	396
целлюлозно-бумажное производство, издательская и полиграфическая деятельность	315	636	680	743	766	824
производство кокса и нефтепродуктов	1438	3522	4554	5219	6324	7304
химическое производство	672	1427	1813	1942	1886	2102
производство резиновых и пластмассовых изделий	199	515	571	636	670	692
производство прочих неметаллических минеральных продуктов	426	827	1018	1159	1217	1254
металлургическое производство и производство готовых металлических изделий	1903	3424	4045	4010	3955	4565
производство машин и оборудования	477	1013	1237	1306	1352	1373
производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования	452	1132	1329	1482	1536	1716

Окончание табл. 5.4

	2005	2010	2011	2012	2013	2014
производство транспортных средств и оборудования	833	1670	2340	2800	3162	3180
прочие виды обрабатывающих производств	404	938	1060	1197	1320	1558
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	1691	3665	4219	4160	4492	4712

Источник: данные Росстата.

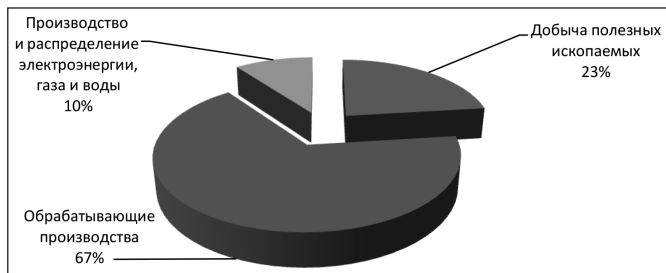


Рис. 5.26. Доля отдельных видов экономической деятельности в общем объеме производства в Российской Федерации в 2016 г., в %

Источник: данные Росстата.



Рис. 5.27. Структура обрабатывающего производства в Российской Федерации в 2016 г., в %

Источник: данные Росстата.

В общих объемах производства доля добычи полезных ископаемых в 2016 г. составляла 23%, а доля производства и распределения электроэнергии газа и воды — 10%.

Одновременно, в сфере обрабатывающих производств на долю производства кокса и нефтепродуктов приходился 21% от общих объемов промышленного производства России, на долю металлургического производства и производства готовых металлических изделий — 15,3%. В то же самое время доля машин и оборудования составляла 4,3%, электрооборудования, электронного и оптического оборудования — 6,1% от общих объемов промышленного производства.

Снижение темпов роста в отраслях обрабатывающей промышленности в течение длительного времени — достаточно опасное явление, поскольку приводит к трансформации структурных пропорций в экономике. В настоящий момент именно изменения в отраслевой структуре экономики, связанные с доминированием в структуре промышленного производства отраслей минерально-сырьевого комплекса, на наш взгляд, можно отнести к одной из наиболее острых и фундаментальных макроэкономических проблем.

Изменение механизмов ценообразования на мировом энергетическом рынке, длительное снижение цен на углеводороды, и как следствие, снижение доходов бюджетов разных уровней крайне остро ставят вопрос о необходимости развития обрабатывающих секторов производства и создании точек роста, способных обеспечивать рабочие места и создавать денежные потоки, не связанные с деятельностью топливно-энергетического сектора экономики.

### **Влияние экспорта энергоносителей на распределение доходов**

Не менее сложная ситуация в случае снижения цен на энергоносители возникает в сфере обеспечения качества жизни населения и распределения доходов. Многие страны, имеющие развитый нефтегазовый сектор, сталкиваются с проблемой неравенства в распределении доходов. При сырьевой направленности экспорта наблюдается дифференциация доходов граждан, занятых в экспортоориентированных отраслях экономики и в отраслях, осуществляющих экспорт своей продукции на мировой рынок в небольших объемах. Особенно заметной подобная дифференциация бывает в отношении тех отраслей, чья продукция поступает на внешний рынок в больших объемах и отраслей, продукция которых оказывается в силу тех или иных причин неконкурентоспособной и постепенно замещается импортными аналогами.

Теоретическое обоснование этого явления было дано американскими учеными Полом Самуэльсоном и Рональдом Джонсом в 70-е гг. XX в.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> *Samuelson P. Ohlin Was Right // Swedish Journal of Economics. 1971. № 73. P. 365–384; Jones R. A Three-Factor Model in Theory, Trade and History. Trade, Balance of Payments and Growth. Amsterdam, 1971. P. 3–21.*



Модель Самуэльсона — Джонса рассматривала экономику, в рамках которой осуществлялось производство двух видов товаров, и ресурсы распределялись между двумя секторами экономики.

Общий вывод, следовавший из модели Самуэльсона — Джонса, заключался в следующем: международная торговля оказывается выгодной для владельцев избыточных специфических для экспорта факторов производства. Одновременно в проигрыше оказываются владельцы тех факторов производства, которые специализированы для отраслей, продукция которых импортируется в страну. То есть часть населения страны от участия в системе международной торговли выигрывает, а часть проигрывает. Выигрывают обычно те, кто занят в экспортоориентированных отраслях. Проигрывают те, кто занят в отраслях, продукция которых начинает интенсивно ввозиться в страну после открытия границ.

Экономическая ситуация, складывавшаяся на протяжении последних двух десятилетий в Российской Федерации, достаточно наглядно иллюстрировала выводы, следующие из модели Самуэльсона — Джонса.

В Российской Федерации существуют значительные различия в уровне доходов граждан и уровне оплаты труда. Стремительная дифференциация в уровне доходов населения наблюдалась на протяжении всего периода 1990-х и 2000-х гг. Это было связано как с развитием предпринимательской деятельности, так и с дифференциацией заработной платы вследствие разной эффективности работы отраслей. Более быстрое развитие на протяжении 1990-х гг. финансового сектора, сферы услуг и добывающего комплекса по сравнению с остальными отраслями народного хозяйства отразилось на перетоке рабочей силы между указанными секторами народного хозяйства и на размерах начисляемой заработной платы. Существенно более быстрыми темпами росла заработная плата работников, занятых в сфере добычи полезных ископаемых, в финансовом секторе. Одновременно стагнация, наблюдавшаяся в 1990-е гг. в машиностроении, легкой промышленности, сельском хозяйстве, привела к сокращению в этих отраслях размеров оплаты труда (рис. 5.28).

Наиболее очевидны указанные изменения были на примере двух сфер деятельности — добычи топливно-энергетических ресурсов и текстильном производстве, чья продукция стремительно вытеснялась импортом. К началу нынешнего десятилетия в Российской Федерации существовало почти шестикратное превышение размеров заработной платы, начисляемой сотрудникам предприятий добывающего комплекса — отрасли, имевшей стабильный внешний рынок на протяжении всего периода 1990-х гг. и развивающейся в течение нынешнего десятилетия в условиях благоприятной внешнеэкономической конъюнктуры, и предприятий легкой промышленности, столкнувшихся в 1990-е гг. и на протяжении нынешнего десятилетия с более дешевой, а в ряде случаев и более качественной импортной продукцией.

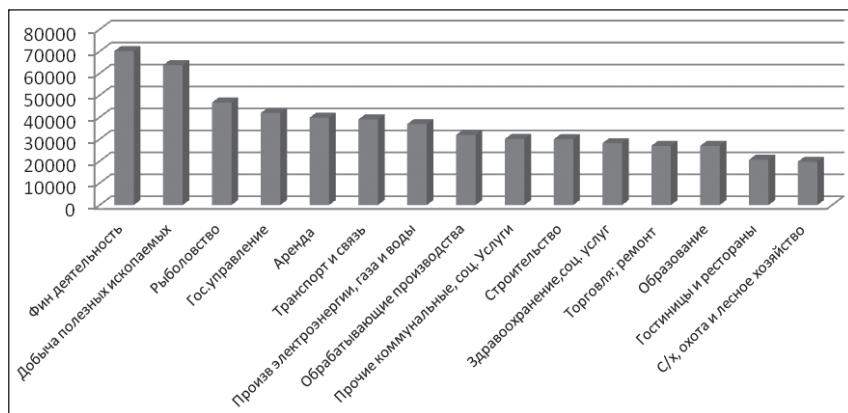


Рис. 5.28. Среднемесячная номинальная начисленная заработная плата в некоторых сферах экономической деятельности в 2015 г., в руб.

Источник: данные Росстата.

Практически на протяжении более чем 15 лет наблюдается стабильный значительный разрыв между уровнями оплаты труда в импортозамещаемом секторе — текстильной и легкой промышленности и экспортоориентированном секторе добыче полезных ископаемых (рис. 5.29).

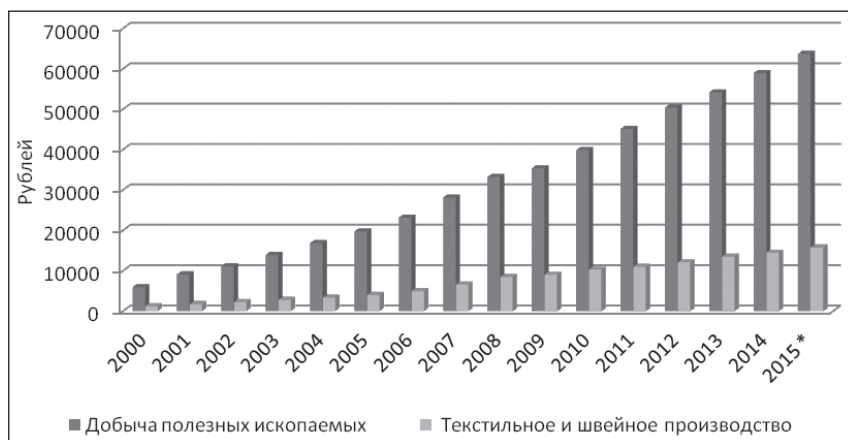


Рис. 5.29. Динамика среднемесячной номинальной заработной платы в текстильном и швейном производстве и в добыче полезных ископаемых в 2000–2015 гг., в тыс. руб.

Источник: данные Росстата.

Уровень оплаты труда теснейшим образом связан с развитием региональных экономик. В регионах, имеющих сырьевую экспортную

специализацию, как правило, уровень средней заработной платы существенно превышает общероссийский уровень. Одновременно в большинстве российских регионов, имеющих в качестве базовых видов экономической деятельности машиностроение, легкую, пищевую промышленность, средняя заработная плата, как правило, невысока. Невысокий уровень оплаты труда оказывается одним из важнейших факторов, влияющих на низкий уровень покупательной способности населения, неразвитость внутреннего рынка регионов. Таким образом, можно наблюдать взаимосвязанное развитие экспортной специализации того или иного региона, уровня оплаты труда, масштабов и насыщенности внутреннего рынка и возможности расширения в будущем объемов производства.

В настоящее время в Российской Федерации сложилась значительная дифференциация регионов по уровню социально-экономического развития. Как показывают данные статистики, большинство регионов, располагающих богатой минерально-сырьевой базой и развитым добывающим производством, имеют высокий уровень валового регионального продукта, а также валового регионального продукта на душу населения (рис. 5.30).

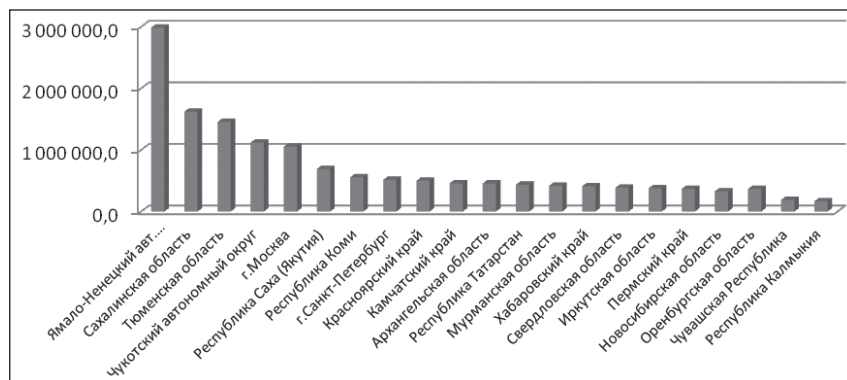


Рис. 5.30. Валовый региональный продукт (ВРП) в текущих ценах на душу населения в 2014 г., в млн руб.

Источник: данные Росстата.

На протяжении последних десятилетий дифференциация в размерах ВРП и ВРП на душу населения продолжала сохраняться. Складывавшихся в 2000-е гг. темпов роста ВРП было недостаточно для преодоления возникшей в более ранний период необоснованной межрегиональной дифференциации. Наиболее высокие темпы роста ВРП и ВРП на душу населения в 2000-е гг. наблюдались в Тюменской области — основном нефтедобывающем регионе страны (рис. 5.31 и 5.32).

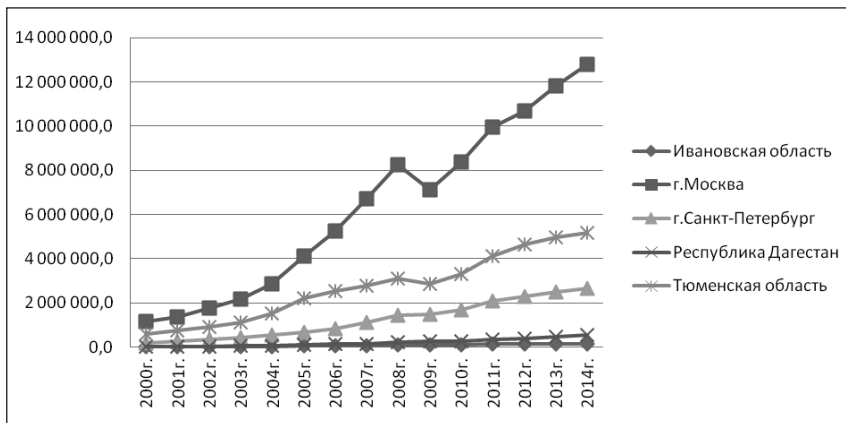


Рис. 5.31. Валовой региональный продукт по субъектам Российской Федерации в 1998–2014 г. (в текущих ценах; млн руб.)

Источник: данные Росстата.

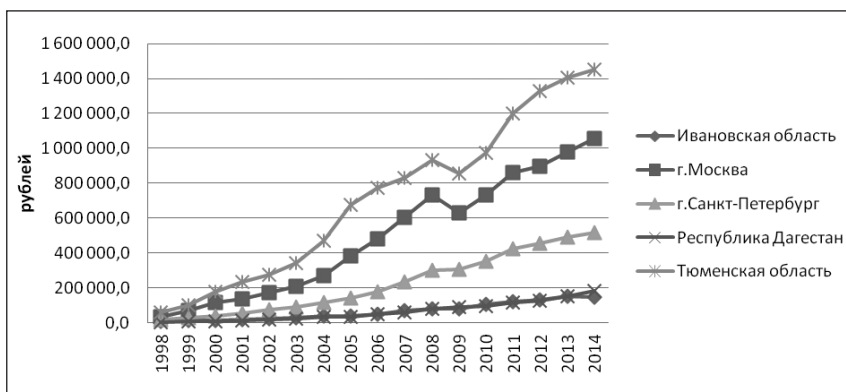


Рис. 5.32. Динамика валового регионального продукта (ВРП) на душу населения в Ивановской и Тюменской областях, в г. Москве и Санкт-Петербурге, в Республике Дагестан в 1998–2014 г. (в текущих ценах; млн руб.)

Источник: данные Росстата.

В условиях снижения цен на углеводороды и сжатия бюджетов разных уровней значительная межрегиональная дифференциация продолжает сохраняться. Период высоких цен на энергоносители позволил заметно развить общественную инфраструктуру и нарастить реальные доходы относительно ограниченной части граждан, преимущественно проживающих в регионах, являющихся финансовыми центрами или обладающих значительной минерально-сырьевой базой. Значительный выигрыш получили также занятые в финансовом секторе и сфере добычи топлив-

но-энергетических полезных ископаемых. Одновременно период благоприятной внешнеэкономической конъюнктуры в значительно меньшей степени был использован для повышения уровня жизни граждан, проживающих в большинстве регионов Центральной России, в Сибири и на Дальнем Востоке. Минимальным был выигрыш сельских жителей. Значительная дифференциация в уровне распределения доходов и невозможность экономически выиграть без изменения места проживания и вида экономической деятельности оказали большое влияние на миграционные процессы внутри страны — отток населения из восточной части Российской Федерации, малых городов центра России и концентрация населения в московской агломерации. Очевидно, что в новых, более сложных условиях предстоит акцентировать внимание на сглаживании социальных и территориальных диспропорций, что трудноосуществимо без создания новых производств в регионах.

### Источники

1. Воронин А. Ю., Маликова О. И. Глобализация энергетических рынков и экономический рост в России. 2-е изд. СПб.: Коста, 2010. 239 с.
2. Доклад об экономике России, 2008. Всемирный банк, 2008. С. 5. URL: [www.worldbank.org.ru](http://www.worldbank.org.ru).
3. Информационно-аналитический портал Нефть России. URL: <http://www.oilru.com/>.
4. Клюкин П. Н., Маликова О. И. Россия в системе международного разделения труда: взгляд с позиции экономической теории. М.: Изд. РАГС, 2008. 60 с.
5. Маликова О. И. Промышленный ренессанс в США и цены на энергоносители // Экономист. 2016. С. 26–34.
6. Маликова О. И. Влияние технологических изменений на энергетическом рынке на условия конкуренции и цены на энергоносители // Вестник Московского университета. Серия 6: Экономика. 2015. № 1. С. 41–59.
7. Маликова О. И., Ховавко И. Ю. Изменения цен на нефть на мировом рынке: риски и возможности для российской экономики // Вестник Российского гуманитарного научного фонда. 2015. № 1. С. 106–118.
8. Маликова О. И. Особенности трансформации структурных пропорций в сфере промышленного производства в Российской Федерации // Вестник Университета (Государственный университет управления). 2013. № 14. С. 132–138.
9. Маликова О. И., Давыденко А. Б. Перспективы развития российского нефтесервисного рынка // Государственная служба. 2011. № 5. С. 35–39.
10. Маликова О. И. Изменения в мировом ТЭК: проекция на национальный сегмент // Государственная служба. 2010. № 5. С. 32–35.
11. Маликова О. И. Трансформация структуры европейского энергетического рынка: макроэкономические последствия для России. М.: Проспект, 2013. 156 с.
12. Министерство финансов РФ. URL: <http://info.minfin.ru/fbdohod.php>.

13. Нефтяная война саудитов и США против РФ обрушит мировой рынок / Федеральное агентство новостей: <https://riafan.ru/354767-nemetskie-smi-neftyanaya-voyna-sauditov-i-ssha-protiv-rf-obrushit-mirovyy-rynok>.
14. Среднесрочный прогноз развития российской экономики на 2016–2020 гг. — ВШЭ. URL: <https://www.hse.ru/pubs/share/direct/document/179410797.pdf>.
15. Федеральная служба государственной статистики РФ. URL: <http://www.gks.ru/>.
16. *Samuelson P.* Ohlin Was Right // *Swedish Journal of Economics* 73, 1971. P. 365–384; *Jones R.* A Three-Factor Model in Theory, Trade and History // *Trade, Balance of Payments and Growth*. Amsterdam, 1971. P. 3–21.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Текущее десятилетие характеризуется значительными изменениями на мировых энергетических рынках. Эти изменения связаны не только с постепенной трансформацией механизма ценообразования — переходом от долгосрочного характера взаимодействия потребителей и поставщиков энергоносителей, базирующегося на системе долгосрочных экспортных газовых контрактов, к системе более гибких отношений, основывающихся на биржевых механизмах ценообразования, но и более глубокими, фундаментальными изменениями. Ключевой особенностью современного этапа развития мирового энергетического рынка является формирование избытка предложения углеводородов и, как следствие, переход от рынка продавца к рынку покупателя.

Если на рынке продавца поставщики продукции, в силу ограниченности предложения и дефицита ресурсов, имеют возможность оказывать значительное влияние на условия конкуренции и уровень цен, то на рынке покупателя, для которого типичен избыток предложения, влияние, прежде всего в плане возможности понижения цен, имеют потребители. Формирование на мировом рынке избытка предложения углеводородов обусловлено рядом факторов:

- эффектом сланцевой революции и успехами в добыче углеводородов из неконвенциональных источников. Успешное применение в комбинации технологий горизонтального бурения и множественного гидроразрыва пласта, использование 3D-сейстики и компьютерного моделирования позволили значительно увеличить объемы добычи углеводородов из ранее экономически непривлекательных месторождений. Наиболее ярко новые тенденции проявились на американском рынке, обладающем лучшими условиями для внедрения, распространения и успешной коммерциализации технических инноваций. За счет внедрения новых технологий американским компаниям удалось вначале резко, почти на треть, нарастить объемы добычи газа, а затем нефти;
- быстрым развитием альтернативной энергетики. Эффективная политика европейских стран в области поддержки производства электроэнергии из альтернативных источников, период высоких цен

на энергоносители в 2000-е гг., ускоривший процесс окупаемости инвестиций в возобновляемую энергетику, массированные поставки дешевого китайского оборудования для солнечной и ветровой энергетики способствовали заметным изменениям в энергетическом балансе. К началу текущего десятилетия в ряде европейских стран доля альтернативной энергетики в электрогенерации превысила 15% отметку. Альтернативные источники топлива начали вытеснять газ и жидкие виды топлива в электрогенерации;

- повышением энергоэффективности. Немаловажную роль в изменениях на мировом энергетическом рынке играет фактор повышения энергоэффективности экономик ведущих стран. Более двух десятилетий статистически фиксируется эффект декаплинга — увеличивающийся разрыв между темпами экономического роста и объемами потребляемого сырья и энергоносителей. За счет повышения энергоэффективности и структурной перестройки экономик развитых стран в направлении развития менее энергоемких производств начинает сокращаться не только удельное, но и абсолютное потребление энергоносителей. Происходящие изменения позволяют говорить о близком достижении в Европе и США и уже наступившем в Японии пике потребления нефти. Таким образом, если ранее одним из наиболее острых и дискуссионных вопросов была проблема нехватки углеводородов, то сейчас акцент смещается в принципиально другую плоскость. По мере достижения определенного уровня экономического развития страны будут проходить пик потребления традиционных энергоносителей и сокращать потребление углеводородов;
- открытием в последние десятилетия серии крупных месторождений газа. Формированию на мировом рынке избытка углеводородов, прежде всего газа, способствовало открытие серии крупных месторождений. В последние десятилетия крупные месторождения газа открывались в зоне Персидского залива, в Центральной Азии, на северо-востоке Африки и в ряде других регионов планеты. Эти открытия позволили расширить объемы экспорта газа традиционными поставщиками и вывести в число крупных экспортеров новых производителей. Для Российской Федерации ощутимым стало обострение конкуренции в Центральной Азии. За счет открытия гигантских месторождений в Марьийской области в Таджикистане и расширения объемов добычи газа в Казахстане объемы предложения углеводородов в Центральной Азии значительно увеличились. Одновременно важно подчеркнуть, что успешное развитие GTL-технологий позволяет в определенной мере стирать границу между такими видами углеводородов, как нефть и природный газ. Область использования газа потенциально расширится;



- быстрым развитием рынка сжиженного природного газа (СПГ). Торговля СПГ не только создала основы для быстрого процесса глобализации мирового газового рынка. Она фактически обеспечила технологические основы для изменения механизма ценообразования на газ — перехода от долгосрочных экспортных газовых контрактов, создававшихся для обеспечения надежных поставок газа с крупных месторождений по магистральным трубопроводам к потребителям, к системе биржевой торговли, хорошо адаптированной для поставок газа потребителям со стороны большого числа конкурирующих между собой поставщиков;
- снижением темпов роста в основных странах — потребителях углеводородов. Характерной чертой десятилетия 2000-х гг. было сочетание высоких темпов роста в новых индустриальных странах, увеличение спроса на углеводороды и рост цен на нефть. В текущем десятилетии, наряду со структурной перестройкой и ростом энергоэффективности экономик стран-лидеров, наблюдается снижение темпов экономического роста в государствах, определявших стремительный рост спроса на энергоресурсы в течение прошлого десятилетия. Наиболее очевидные изменения произошли в экономике Китая. Существовавшие более двух десятилетий двузначные темпы экономического роста в этой стране сменились 6–7% приростом ВВП. Большинство прогнозов развития мирового энергетического рынка подчеркивает фактор сокращения темпов роста спроса на углеводороды со стороны Китая. Таким образом, серия взаимосвязанных событий стимулировала формирование тенденции к снижению спроса на традиционные энергоносители со стороны стран — экономических лидеров, обладающих финансовыми ресурсами и технологиями, и перехода от рынка продавца к рынку покупателя. Эти же факторы оказали значительное влияние на трансформацию процессов ценообразования и расширение биржевой торговли энергоносителями.

На наш взгляд, принципиально важно отметить роль новых технологий в глобальных изменениях на мировых энергетических рынках. Именно обладание новыми технологиями и успех в их коммерческом применении предопределили многие глобальные современные изменения на мировых рынках нефти и газа, а также в сфере электроэнергетики, нефтепереработки, нефте- и газохимии. Сегодня не столько наличие месторождений углеводородов, сколько обладание новыми технологиями и финансовыми ресурсами определяют обеспеченность той или иной страны запасами сырья. В определенной степени можно говорить о том, что новые технологии — это своего рода ключи от кладовой, позволяющей получить доступ к ресурсам на своей территории, а часто и на

территории третьих стран, не имеющих возможности самостоятельно использовать достижения технического прогресса.

В условиях формирования на мировом рынке избытка предложения углеводородов и технических предпосылок для обеспечения гибкости поставок, изменение механизмов ценообразования является абсолютно логичным следствием. Более гибкие механизмы ценообразования, базирующиеся на использовании механизмов биржевой торговли, способствуют получению ценовых преимуществ для покупателей. Исторически переход к биржевым механизмам ценообразования произошел сначала на рынке нефти, а в настоящее время постепенно развивается и биржевая торговля газом. Использование гибких механизмов ценообразования типично и для других рынков углеводородов.

Изменения, происходящие на мировых энергетических рынках, оказывают значительное влияние на российскую экономику и являются серьезным вызовом для обеспечения успешного экономического развития. В первую очередь изменения в сфере ценообразования, понижение цен на энергоносители сказывается на финансовом секторе Российской Федерации. В период наиболее высоких цен на нефть доля нефтегазовых доходов в Федеральном бюджете достигала 52%-ной отметки. Снижение цен на нефть приводит к сжатию бюджетных доходов. Это осложняет выполнение бюджетных обязательств. Однако это только одно из последствий изменений цен на углеводороды.

Существенно более сложным и неоднозначным является влияние изменений цен на углеводороды на структурные пропорции, складывающиеся в российской экономике. В периоды высоких цен на сырьевые товары, прежде всего на нефть, объемы российского экспорта в стоимостном выражении увеличиваются. Это приводит к укреплению экономических позиций потребителей. Происходит укрепление курса рубля. Компании приобретают возможность закупать для технической модернизации лучшее зарубежное оборудование, а домашние хозяйства ориентируются на приобретение качественной зарубежной бытовой техники, одежды, автомобилей, нередко люксовых продуктов питания. Таким образом, на первый взгляд, положительные изменения оказываются заметны широкому кругу потребителей. Однако параллельно с укреплением курса национальной валюты, при прочих равных условиях, снижается ценовая конкурентоспособность отечественной обрабатывающей промышленности. Отечественные потребители переключаются на покупку импортных товаров, а спрос на российские товары сжимается. Подобное развитие событий можно было наблюдать во второй половине 1970-х гг., в 2000-е гг. и в начале текущего десятилетия. В совокупности с практически обвальным сокращением объемов промышленного производства в 1990-х гг. и исчезновением во многих промышленных центрах обра-

батывающей промышленности, структурные диспропорции приобрели очевидный характер.

Для Российской Федерации типична не только недостаточно высокая степень развития обрабатывающей промышленности, но и неоправданные диспропорции в территориальном и социальном развитии. В условиях высоких цен на энергоносители выигрыш приобретали регионы, имеющие богатый природно-ресурсный потенциал и связанные с обеспечением экспорта углеводородов в зарубежные страны. Аналогичные пропорции наблюдались и в сфере оплаты труда. Существенно более высокой в последние десятилетия была оплата труда в сырьевых экспортноориентированных отраслях экономики.

Казалось бы, в условиях низких цен на нефть сложившиеся пропорции, связанные с заметным перераспределением доходов в пользу сырьевых отраслей, должны меняться. Однако данные статистики показывают, что и при снижении цен на энергоносители, в силу накопленного отставания, инерционности развития, а также резкого снижения платежеспособного спроса внутри страны, более высокие доходы имеют регионы, имеющие сырьевую экспортную специализацию, экспортноориентированные компании и граждане, работающие в видах деятельности, связанных с нефтедобычей и нефтепереработкой. Таким образом, пропорции, сложившиеся в последние десятилетия в российской экономике, имеют устойчивый характер.

Формирование длительных структурных диспропорций в национальной экономике хотя и не относится к классическим разновидностям провалов рынка, очевидно требует государственного вмешательства. Практически все страны с выраженной сырьевой ориентацией экспорта, независимо от степени развития институтов, корректируют структурные порции, складывающиеся в национальной экономике, и регулируют социальный сектор, вкладывая значительные средства в развитие образования и здравоохранения.

В условиях длительного снижения цен (причем очевидно, что текущее снижение цен на углеводороды будет носить длительный характер и ситуация в российской нефтедобывающей отрасли будет обостряться вследствие высокого уровня истощения крупных месторождений нефти) с целью компенсации негативных последствий, связанных с ухудшением внешнеэкономической конъюнктуры и нарастанием структурных диспропорций, наиболее оправданными вариантами поддержки развития национальной экономики могут стать:

- поддержка отраслей, базирующихся на использовании богатой внутренней сырьевой базы, прежде всего газохимии и нефтепереработки. Развитие газохимии важно не только в силу возможности создания дополнительных рабочих мест, получения продукции с более высокой долей добавленной стоимости и сокращения

импорта, но и с целью использования свободных ресурсов газа, возникающих вследствие сжатия традиционных рынков сбыта в европейских странах. С этой же целью целесообразно повышение уровня газификации населенных пунктов на территории Российской Федерации;

- развитие энергетического машиностроения и сервисной отрасли. Эффективное использование месторождений полезных ископаемых с высокой степенью выработанности, к которым с течением времени будет относиться все большая часть месторождений нефти, расположенных на территории Российской Федерации, невозможно без высоких технологий. Одновременно события 2015–2016 гг. показали высокую степень зависимости российской экономики от поставок технологического оборудования для нефтедобычи из-за рубежа. Развитие энергетического машиностроения не только может повысить уровень экономической безопасности страны, позволить сформировать предпосылки для более успешной работы нефтегазовых компаний, но и создать новые рабочие места в высокотехнологичных сегментах экономики, стимулировать спрос на инженерные специальности;
- поддержка агропромышленного сектора и легкой промышленности. Очевидно, что в условиях сжатия бюджетных доходов, сокращения возможностей закупки импортной продукции и одновременно с целью создания новых рабочих мест в регионах и дополнительных источников доходов, к числу приоритетных направлений начинают относиться агропромышленный комплекс и легкая промышленность. Успех развития этих отраслей зависит не столько от масштабных мер финансовой поддержки со стороны государства, сколько от упрощения административных процедур, сокращения давления на малый и средний бизнес, жесткой лимитизации числа и характера проверок со стороны регулирующих органов, доступности кредитов, а главное, изменения самого отношения к представителям малого и среднего бизнеса. Сегодня успешное развитие регионов невозможно без создания благоприятной среды для развития производства, соответственно успешность или неуспешность региональных органов власти также должна оцениваться с точки зрения создания условий для развития производства и последующей динамики развития производства на конкретной территории;
- опыт зарубежных стран, имеющих высокую нефтегазовую составляющую в бюджетных доходах, а также прошлый опыт экономического развития страны, также позволяют сделать вывод о ключевой роли системы образования в обеспечении возможностей для будущего экономического роста. Значительная часть успехов

нашей страны в 50–60-х гг. XX в. была обусловлена наличием исключительно эффективной системы среднего и высшего образования, существовавшего в стране. Долгие годы советская система образования рассматривалась в зарубежных странах в качестве иконы и являлась прообразом для формирования национальных образовательных систем. В сложившихся условиях важно создание эффективной системы образования, позволяющей всем гражданам страны получать качественное среднее образование, стимулировать приток наиболее талантливой молодежи в высшие учебные заведения с приоритетной поддержкой со стороны государства учебных заведений, готовящих специалистов в области естественнонаучных и технических специальностей. Как показывает мировой опыт, существенно большими возможностями для создания эффективных институтов и обеспечения экономического роста обладают страны, имеющие высокий образовательный уровень граждан, богатое культурное наследие и внутреннюю сплоченность общества.

*Научное электронное издание*

**ЭВОЛЮЦИЯ СИСТЕМЫ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ  
НА МИРОВОМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ РЫНКЕ:  
ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ДЛЯ РОССИИ**

*Под редакцией*

*О. И. Маликовой, Е. С. Орловой*