

МОСКОВСКИЙ ЦЕНТР КАРНЕГИ

Владимир Милов, Иван Селивахин

ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ

Рабочие материалы

№ 4, 2005

М о с к в а

Серия «Рабочие материалы» основана в 1999 г.

© Carnegie Endowment for International Peace, 2005

Полная или частичная перепечатка данной публикации возможна только с письменного согласия Московского Центра Карнеги. При цитировании ссылка на издание обязательна.

Московский Центр Карнеги

Россия, 125009 Москва, Тверская ул., 16/2.

Тел.: (095) 935-8904.

Факс: (095) 935-8906.

Эл. почта: info@carnegie.ru.

Интернет: <http://www.carnegie.ru>.

Электронные версии всех публикаций Московского Центра Карнеги: <http://www.carnegie.ru/ru/pubs>.

Статьи и доклады, издаваемые Московским Центром Карнеги в серии «Рабочие материалы», обеспечивают читательской аудитории оперативный доступ к наиболее актуальным исследованиям по вопросам внешней и внутренней политики в России и Евразии. В серии публикуются либо промежуточные итоги работы, либо материалы, заслуживающие немедленного внимания читателей. Ваши отклики и комментарии просим направлять авторам работ по вышеуказанному адресу.

Работа посвящена анализу ключевых проблем энергетического сектора, угрожающих продолжению экономического роста в России. Рассмотрены энергетическая политика в России, проблема ресурсного обеспечения экономического роста, ограничения для развития нефтегазового экспорта, модель государственной политики в энергетическом секторе и перспективы кризиса в добыче нефти и газа.

Об авторах

Милов Владимир Станиславович — президент Института энергетической политики.

Селивахин Иван Анатольевич — вице-президент Института энергетической политики.

Содержание

Энергетическая политика в России.....	4
Внутренние энергетические рынки и проблема ресурсного обеспечения экономического роста	6
Ограничения для развития нефтегазового экспорта.....	15
Модель государственной политики в энергетическом секторе	22
Перспективы кризиса в добыче нефти и газа	27
Проблемы рынка нефтепродуктов в России.....	33
Заключение	37
Литература.....	38
О Фонде Карнеги	39

Энергетическая политика в России

Энергетическая политика в России имеет сложную историю. С формальной точки зрения такая политика официально существует. Правительством утверждена официальная «Энергетическая стратегия России на период до 2020 года» (распоряжение Правительства РФ от 28 августа 2003 г. № 1234-р), власти регулярно рассматривают вопросы, связанные с функционированием энергетического сектора, принимают принципиальные решения. В стране действует система мер экономического регулирования деятельности энергетических компаний, ориентированная как на внутренний рынок (цены, лицензии, пользование инфраструктурой), так и на внешнеторговую деятельность (таможенные пошлины). Может сложиться впечатление, что государство имеет некую системную модель экономической политики в отношении национального энергетического сектора.

На практике, однако, дело обстоит совершенно иначе. В реальности энергетическая политика в течение всего постсоветского периода довольствовалась ролью Золушки экономической политики российских властей. В течение 1990-х годов внимание интеллектуальной элиты, разрабатывавшей приоритеты государственной экономической политики, было сосредоточено на формировании базовых институтов рыночной экономики — частной собственности, законодательных основ рыночного оборота товаров, услуг и капитала, кредитно-денежной системы. Политика в области энергетики была отдана на откуп представителям традиционного отраслевого энергетического хозяйства. В большинстве своем эти силы плохо представляли себе какие-либо способы управления национальным энергетическим потенциалом России, кроме характерных для централизованной экономики. Частная инициатива, конкуренция, рыночные силы, оценка возможностей и рыночных альтернатив — все эти понятия для государственных управленцев в области энергетического сектора последних 15 лет в лучшем случае представляли и представляют собой не более чем размышления из области теории, тогда как наиболее «реальным инструментом» решения энергетических проблем являются традиционные формальные и неформальные институты плановой экономики: балансы топливно-энергетических ресурсов и государственный контроль.

Между тем силы, определяющим образом влиявшие на экономическую политику в 1992—2003 гг., противодействовали попыткам применения в энергетическом секторе ограничительных мер и инструментов экономической политики, свойственной централизованной экономике. В результате в отдельных сегментах (в первую очередь в нефтяном и угольном) российского энергетического сектора имели место дерегулирование и приватизация. В 1992—1993 гг. были отпущены цены на нефть, нефтепродукты, уголь, в 1995 г. отменены ограничения рентабельности в нефтепереработке. В 1994—2004 гг. проходила активная приватизация нефтяных компаний, начиная с 1999 г. — угольных. В результате доля компаний госсектора в добыче нефти и угля в России составила в 2004 г. менее 10%. Реструктуризация угольного сектора позволила добиться закрытия самых неэффективных предприятий, резко снизив бюджетные дотации угольной отрасли и приблизив ее к бездотационности. Однако сторонникам централизованной модели функционирования и развития энергетического сектора в значительной мере удалось сохранить централизацию структуры энергетических компаний и влияние государства в наиболее важных сегментах (в первую очередь в электроэнергетическом и газовом).

В этих сферах с подачи в первую очередь традиционного отраслевого лобби государство довольно активно применяет методы балансового и индивидуального регулирования деятельности энергетических компаний, зачастую официально рассматривая энергетический сектор как второстепенную сферу бизнеса, призванную обслуживать и субсидировать функционирование других областей экономики. В результате в централизованных сферах энергетического сектора надвигается серьезный производственный кризис, связанный с исчерпанием резерва производственных мощностей, созданного в советское время, и отсутствием работающего рыночного механизма воспроизводства. В этих сферах широко распространено балансовое регулирование поставок (в первую очередь с использованием неформальных институтов), субсидирование потребителей за счет цен и «особых условий ограничения и прекращения подачи ресурсов», представляющих собой по сути юридическое закрепление права неоплаты энергетических ресурсов. В целом внутренний энергетический рынок в отличие от остальной экономики не испытал либерализации цен (в частности, в сфере так называемого конечного потребления энергии, не связанного с дальнейшей выработкой других видов энергии, 85% поставляемых энергоресурсов продаются потребителям по регулируемым ценам), а система регулирования цен находится под значительным влиянием внешних факторов (макроэкономической, социальной, промышленной политики).

Даже в секторах, где имела место значительная степень дерегулирования и приватизации (в первую очередь в нефтяной отрасли), различные формальные и неформальные институты государственного контроля весьма сильны. Речь идет в первую очередь о системе недропользования, установленной законом «О недрах» 1992 г., которая скорее всего будет воспроизведена в новой редакции этого закона, разработанной правительством в 2004 г. Действующие

лицензии на пользование недрами по своему статусу не могут быть признаны полноценными имущественными правами, являясь по сути специальными административными разрешениями и существенно ограничивая степень юридической защиты и возможности недропользователей по использованию лицензий в процессе привлечения инвестиционного финансирования. Непрозрачна система пользования нефтепроводной системой «Транснефти». Более того, даже так называемый рыночный блок правительства (в данном случае речь идет не о персонах, а о рыночно ориентированной экономической идеологии, которая всегда была свойственна определенным группам внутри российского правительства), который в течение всего периода экономических реформ все же предотвращал чрезмерное усиление административных начал в энергетической политике, тем не менее зачастую оказывал негативное влияние на развитие энергетического сектора мерами ограничительного характера, преследовавшими те или иные краткосрочные цели в области макроэкономической или налогово-бюджетной политики, и наносил тем самым ущерб внутренней сбалансированности энергетических рынков. Помимо уже упоминавшегося регулирования цен, которое в 1999—2004 гг. было привязано к контролю за немонетарной компонентой инфляции и бюджетному процессу (и зачастую не учитывало реальные потребности энергетического сектора в воспроизводстве), в этой связи стоит отметить и довольно примитивное отношение российских властей к нефтяному сектору как к донору бюджета, выражавшееся как в стремлении к повышению уровня налогообложения, так и в применении инструментов фискального изъятия доходов с сомнительной стимулирующей эффективностью (таможенные пошлины на нефть и нефтепродукты).

Неудивительно, что официально декларируемая энергетическая политика в России оставалась нечувствительной к реальной экономической среде в энергетическом секторе, в результате чего все предыдущие попытки утверждения правительством программ развития энергетического сектора провалились. Власти трижды пытались утвердить программу национальной энергетической политики («энергетическую стратегию»), и всякий раз это завершалось провалом. «Энергетические стратегии» были выполнены в лучших традициях отраслевых программных документов периода плановой экономики, полностью игнорировали складывающуюся в стране новую экономическую реальность (в том числе экономические мотивации свободных рыночных агентов), делали акцент не на расстановке приоритетов экономической политики в энергетическом секторе и ясных экономических механизмах достижения поставленных целей, а на своде плановых заданий по производству энергоресурсов на длительную перспективу. А государство призвано было каким-то образом добиться достижения этих целей. Уже через короткое время становилась очевидной несостоятельность такого подхода: «стратегия», игнорировавшая сигналы рынка и рыночные силы, содержала прогнозы, полностью опровергавшиеся уже спустя 1—1,5 года, а отсутствие в ней каких бы то ни было конкретных механизмов экономической политики делало ее полностью ненужной с точки зрения практического использования. Экономика развивалась сама собой, к счастью, без оглядки на «энергетические стратегии» правительства.

Впервые российские власти попытались утвердить документ под названием «Энергетическая стратегия» в 1994—1995 гг.: 7 декабря 1994 г. правительство одобрило «Энергетическую стратегию России на период до 2010 года», основные положения которой вошли в содержание указа президента России «Основные направления энергетической политики Российской Федерации на период до 2010 года» от 7 мая 1995 г. № 472. Содержание этого документа разительно контрастировало даже с экономической политикой тогдашнего кабинета В. Черномырдина, которую можно назвать рыночной с огромной натяжкой. По сути указ представлял собой манифест плановой экономики в отдельно взятом секторе: для энергетики устанавливались директивные «плановые» объемы добычи и производства ресурсов на перспективу, не подкрепленные какими бы то ни было экономическими механизмами, мотивирующими частные компании на их достижение. В качестве главного экономического инструмента реализации этой «стратегии» выступал тезис о «конструктивном взаимодействии федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, предприятий, учреждений, организаций и предпринимателей в сфере энергетики». Сущность «конструктивного взаимодействия» проявилась впоследствии в широком применении в отношении энергетических компаний мер индивидуально-балансового регулирования.

В итоге такая модель энергетической политики не принесла позитивных результатов. Следующая версия «энергетической стратегии», одобренная на заседании правительства в ноябре 2000 г., официально констатировала, что «Энергетическая стратегия России на период до 2010 года в редакции 1995 года не стала основным документом, с которым сверялись бы все практические действия государственных органов и хозяйственных субъектов. Хуже прогнозных оценок стратегии оказались экономические и финансовые показатели некоторых отраслей ТЭК; не сохранены достаточные объемы добычи и поставки первичных энергоносителей в регионы». Тем не менее планово-балансовая модель стратегии, не подкрепленная экономическими механизмами ее реализации, приемлемыми в условиях рынка, а также в целом адекватной стратегией экономической политики в отношении внутренних

энергетических рынков и стимулирования энергетического экспорта, была воспроизведена и в этот раз, и позже, в распоряжении Правительства РФ от 28 августа 2003 г. № 1234-р. Из этого документа невозможно понять, например, каким образом в среднесрочной перспективе будет реструктуризирован внутренний газовый рынок, каковы будут конкретные уровни налогообложения в различных сферах энергетики, какой будет роль государства в управлении энергетическим бизнесом. Однако именно таким и было «техническое задание» на разработку стратегии, озвученное председателем правительства М. Касьяновым на расширенном заседании коллегии Минэнерго 14 февраля 2003 г., где он сказал буквально следующее: «Энергетическая стратегия призвана... на основе прогноза потребностей развития экономики... оценить региональную, отраслевую и продуктовую структуру ТЭК на долгосрочную перспективу». Это свидетельствует, что в правительстве возобладал «традиционный» подход к разработке энергетической стратегии, основанный на балансовой модели.

Энергетическая политика российских властей, таким образом, весьма фрагментарна и противоречива, а ее элементы обусловлены краткосрочными интересами, лежащими в плоскостях, не связанных со сбалансированным функционированием столь капиталоемкого и инертного сектора экономики, каким является энергетика. Единой модели современной экономической политики в энергетике, адаптированной к условиям рыночной экономики, в России, таким образом, не существует, а официальная модель исчерпывается определением «плановых показателей» по производству энергоресурсов на длительную перспективу, вместо того чтобы определить ясные и справедливые условия функционирования энергетических рынков с максимальной мобилизацией рыночных сил, частной инициативы и конкуренции. Неясности в отношении реальных интересов государства в области энергетической политики усилились в 2004—2005 гг., когда российские власти начали демонстрировать явные признаки усиления вмешательства в экономические процессы, в первую очередь в энергетическом секторе.

Между тем поддержание высоких темпов роста экономики в перспективе (2005—2012 гг.) может испытывать серьезные трудности по причинам, непосредственно связанным с ситуацией в энергетическом секторе. В настоящей работе не рассматриваются более широкие аспекты замедления темпов экономического роста, в том числе являющиеся следствием международной экономической конъюнктуры или общей экономической политики российских властей. Внимание сосредоточено на факторах, непосредственно связанных с ситуацией в российской энергетике, которые могут оказать негативное влияние на динамику экономического роста в ближайшем будущем. Такого рода факторы подразделяются на две группы:

- высокая энергоемкость (энергоинтенсивность) российской экономики, которая в будущем может потребовать дополнительного производства чрезмерного количества энергетических ресурсов для удовлетворения растущего спроса на энергию (что чревато возникновением ресурсных ограничений), а кроме того, снижает конкурентоспособность национальной экономики;
- необходимость серьезных усилий, направленных на географическую и продуктовую диверсификацию национального энергетического экспорта (без которой Россия может столкнуться с резким замедлением и даже прекращением прироста экспорта энергоресурсов уже в ближайшее время).

Цель настоящей работы — анализ перечисленных ключевых проблем энергетического сектора, угрожающих продолжению экономического роста в России, разрешению которых непосредственно может способствовать энергетическая политика государства. В общем случае, на взгляд авторов, их разрешение лежит в плоскости дальнейшей либерализации, децентрализации управления и привлечения частного капитала в энергетический сектор, а также поддержки частных инициатив в области реализации перспективных проектов диверсификации российского нефтегазового экспорта. В случае реализации такого рода мер Россия имеет шансы преодолеть возможные ограничения для будущего экономического роста, связанные с функционированием энергетического сектора.

Внутренние энергетические рынки и проблема ресурсного обеспечения экономического роста

Ключевой проблемой для российской экономики в течение всего периода экономических реформ оставалась ее высокая энергоинтенсивность (или, как часто говорят, энергоемкость). Сегодня экономика России потребляет более 0,5 кг нефтяного эквивалента (кгнэ) на доллар ВВП, оцененного по паритету покупательной способности (ППС) ¹, или свыше 1,5 кгнэ на доллар ВВП. Для сравнения: в большинстве развитых стран и даже развивающихся экономик этот показатель находится в пределах 0,1—0,2 кгнэ/долл. Столь высокая энергоинтенсивность экономики ставит Россию по удельному потреблению энергии на душу населения в один ряд с государствами, где ВВП на душу населения превышает аналогичный показатель России в разы. В то же время большинство развивающихся экономик (Китай, Индия), сопоставимых с Россией по показателю ВВП на душу населения, потребляюткратно

меньше энергии на душу населения, чем Россия. Экономика России по показателю интенсивности использования энергии в международном масштабе, таким образом, очевидно неконкурентоспособна.

В России часто принято объяснять эту проблему так называемым северным фактором — климатическими особенностями национальной территории, требующими, по мнению авторов «климатической теории», высоких дополнительных затрат на производство электроэнергии и тепла в зимний период. Согласно этой теории высокая энергоинтенсивность экономики России является естественным следствием ее климатических особенностей, и обычные показатели энергоемкости нуждаются в своего рода «климатической очистке», а общие сопоставления по энергоемкости являются якобы «чересчур грубыми».

Авторы настоящего материала не относятся к числу сторонников «климатической теории». Во-первых, группа «северных экономик» (Канада, Финляндия, Швеция, Норвегия), сопоставимых по климатическим условиям с той частью территории России, где сосредоточена основная экономическая активность, демонстрирует вполне конкурентоспособный уровень энергоемкости (скандинавские страны — 0,19—0,22 кгнэ/долл. ВВП по ППС, Канада — 0,3; рис. 1). Во-вторых, даже если дисконтировать потребление первичной энергии на величину избыточного потребления энергии в зимнее время, энергоемкость российской экономики существенным образом не снизится. Так, в настоящее время потребление тепловой энергии в России составляет примерно 2,1 млрд Гкал, или чуть больше 200 млн т нефтяного эквивалента в год. Даже если допустить, что «цена» особых климатических условий России — половина от этого объема потребления тепла (значительная часть потребления тепловой энергии инвариантна к специфике климатических условий), то энергоинтенсивность ВВП России по ППС составит 0,475 кгнэ/долл. То есть даже при снижении потребления тепла в России в два раза энергоинтенсивность российского ВВП все равно оказывается кратно выше энергоинтенсивности ВВП других стран. В-третьих, адекватные сопоставления энергоинтенсивности различных экономик при одностороннем предположении о необходимости

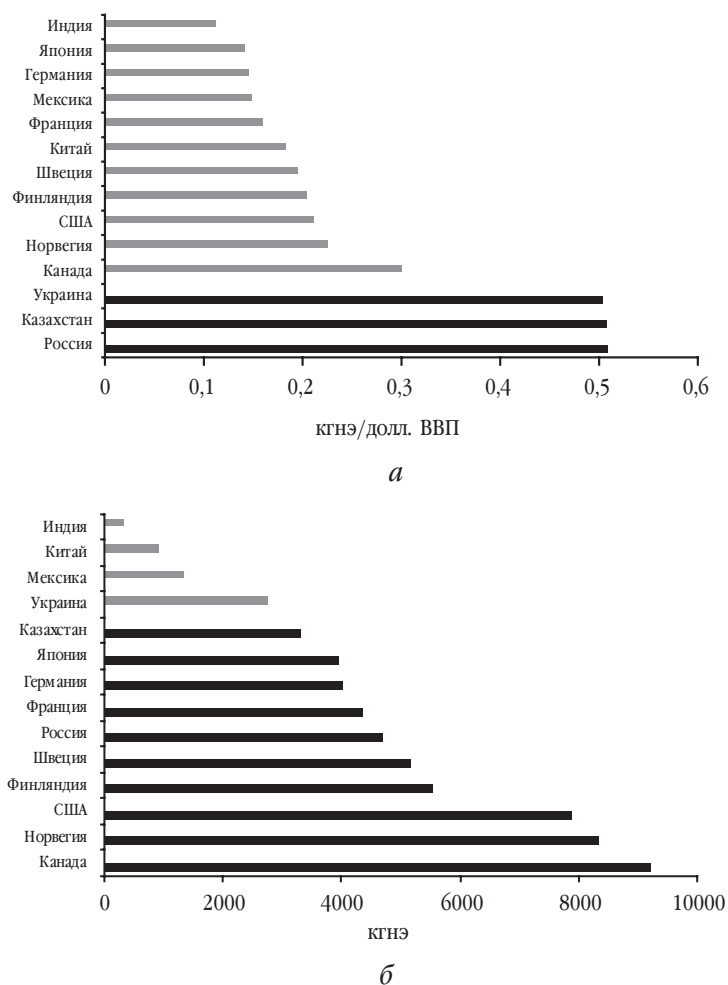


Рис. 1. Энергоинтенсивность экономик России и других стран мира: а — потребление первичной энергии, 2003 г.; б — потребление первичной энергии на душу населения, 2003 г.

Источники: Всемирный банк, ООН, ВР.

дисконтирования потребления первичной энергии на величину избыточного расхода энергии в зимний период только в северных странах *методологически абсолютно неверны*. Известно, что в странах с более теплым климатом пик энергопотребления, напротив, приходится как раз на летние месяцы в связи с необходимостью дополнительных затрат энергии для кондиционирования воздуха в помещениях. Во многих районах США, странах Европы, Китае, Индии, Японии и других государствах пики энергопотребления имеют место именно в теплое время года. Не доказано, что дополнительные затраты энергии на отопление в зимнее время в странах с холодным климатом заведомо выше дополнительных затрат энергии на кондиционирование в странах с теплым климатом.

Таким образом, на взгляд авторов, прямые сопоставления по показателям энергоинтенсивности вполне адекватны, а теория особо высоких энергозатрат в странах с северным климатом неубедительна. Тем более что Россия по удельному потреблению первичной энергии на доллар ВВП по ППС находится в группе стран, которые не сравнимы с ней по климатическим условиям, однако вполне сопоставимы по удельной энергоемкости промышленного производства и городских зданий и сооружений — факторам, доставшимся в наследство от энергорасточительной советской экономики. Речь идет об Украине и Казахстане, где энергоинтенсивность ВВП также превышает 0,5 кгнэ/долл. Фактически причина высокой энергоемкости — унаследованная у советской эпохи структура хозяйствования (энергоемкое промышленное производство, недостаточно изолированные здания и сооружения, энергоемкие бытовые приборы, автомобили и т. п.). Как видно из рис. 2, в 1999—2003 гг. снижения удельного расхода электроэнергии на выпуск основных групп промышленных товаров не наблюдалось. Это означает, что энергоемкий характер промышленного производства в России, к сожалению, пока не меняется.

Ясно, что столь высокая энергоинтенсивность позволяет предполагать довольно высокий уровень потребности растущей экономики в энергии. В последние годы энергоемкость ВВП несколько снижалась, что, однако, было в основном следствием структурных изменений в экономике (роста доли торговли и услуг в ВВП), а также значительным вкладом в экономический рост фактора благоприятной внешнеэкономической конъюнктуры в области экспорта сырья. Неудивительно, что по окончании периода «восстановительного роста» экономики начиная с 2002 г. эластичность динамики прироста спроса на энергию к темпам прироста ВВП начала повышаться. Таким образом, окончание восстановительного роста экономики, связанного с мобилизацией незагруженных производственных мощностей, и ее переход в фазу «инвестиционного роста», представляющего собой результат инвестиционной активности предпринимателей, в условиях нынешней структуры энергопотребления вызвало довольно серьезные темпы прироста спроса на энергию. В целом в 1999—2003 гг. кумулятивный прирост потребления первичной энергии в России составил почти треть от прироста ВВП (рис. 3).

Если учесть, что в последние годы значительный вклад в рост ВВП продолжал вносить фактор увеличения мировых цен на нефть (по оценке Центра макроэкономического анализа и краткосрочного прогнозирования, в 2003 г. этот вклад составил 1,5 процентного пункта роста ВВП), то эластичность прироста спроса на энергию к приросту

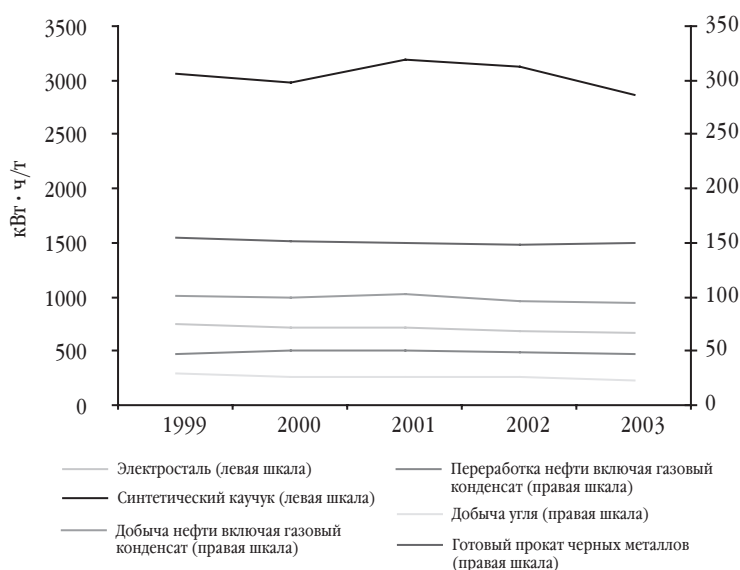


Рис. 2. Удельный расход электроэнергии на производство отдельных видов промышленной продукции в 1999—2004 гг.

Источник: Росстат.

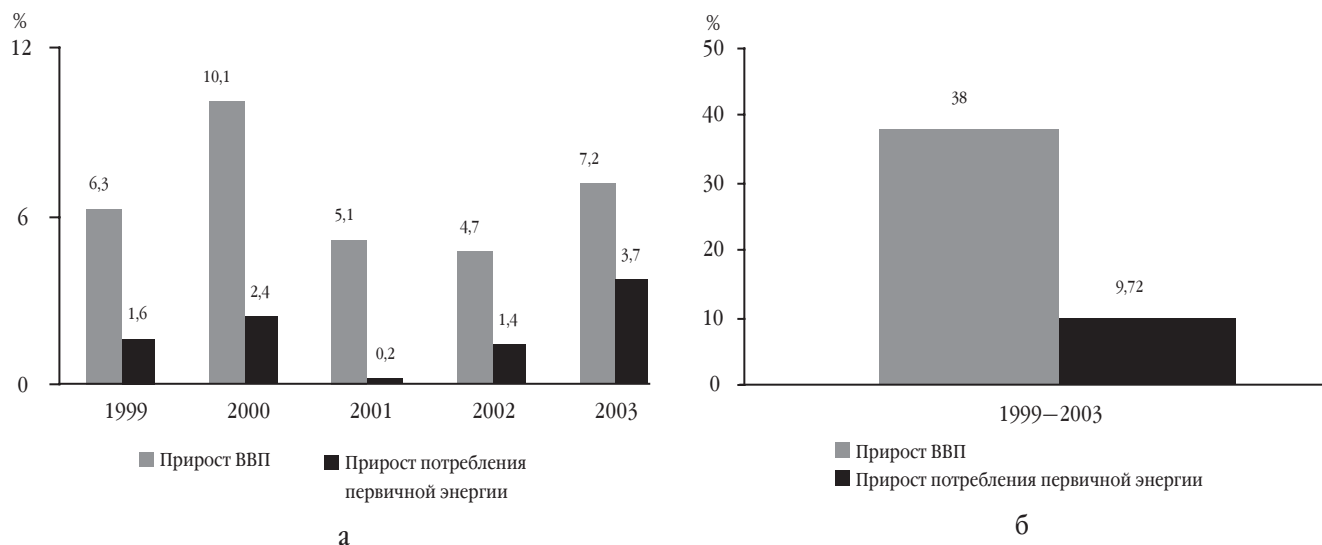


Рис. 3. Сравнительная динамика ВВП и потребления первичной энергии в России в 1999—2003 гг.: а — сравнительные темпы прироста; б — кумулятивный прирост в 1999—2003 гг. (данные по 2004 г. не приводятся ввиду отсутствия аутентичных сведений об объеме потребления первичной энергии в 2004 г., которые ожидаются к июню 2005 г.)

Источники: ВР, Росстат.

ВВП, обусловленному внутренними факторами и ростом физических объемов экспорта (5,8%), составит 0,64. Без учета этого фактора в 2003 г. эластичность прироста спроса на энергию к приросту ВВП составила 0,52. То есть на каждый процентный пункт прироста ВВП приходилось более 0,5% увеличения спроса на энергию.

Сколько же в таких условиях может потребоваться энергии для ресурсного обеспечения растущей экономики? Расчеты показывают, что при довольно низкой эластичности прироста спроса на энергию к приросту ВВП 0,25 (примерно такой, какая наблюдалась в период восстановительного роста экономики 1999—2001 гг.) России потребуется к 2015 г. обеспечить дополнительное производство примерно 130 млн т нефти (145 млрд куб. м газа) в год для удовлетворения потребностей экономики в энергии либо сокращать экспорт. Нужно отметить, что такое увеличение производства энергоресурсов адекватно, например, созданию в стране еще одной угольной отрасли. При более высокой эластичности прироста спроса на энергию к приросту ВВП (0,4) такая необходимость возникнет уже в 2010 г. (рис. 4). С учетом перспектив производственного кризиса в централизованно управляемых электроэнергетике и газовой отрасли (об этом речь пойдет чуть ниже) фактор вероятных ресурсных ограничений экономического роста в России становится все более актуальной перспективой для страны.

Если сравнить Россию с другими переходными экономиками, становится очевидно, что в большинстве постсоциалистических стран в 1990-е годы энергоемкость национального хозяйства существенно снизилась: в ряде стран, как минимум, на 20—30% в течение 10—12 лет (Венгрия, Эстония, Латвия, Литва), а в некоторых странах — в два раза и более (Армения, Польша, Казахстан). Как видно из рис. 5, энергоинтенсивность российской экономики оставалась примерно одинаковой в течение всего этого периода.

В чем причина таких различий? Поскольку в отличие от многих из этих стран Россия не зависит от импорта энергии, стагнация в области повышения энергоэффективности экономики может быть легко объяснена отказом от либерализации энергетического сектора. Как уже отмечалось, начало проведения политики либерализации цен в 1992 г. не сопровождалось отменой регулирования цен на основные виды энергетических товаров; несмотря на «точечные» либерализации в энергетическом секторе (в 1992—1993 гг. были отпущены цены на нефть, нефтепродукты, уголь, в 1995 г. — отменены ограничения уровня рентабельности в нефтепереработке, в 1998 г. — цены на газ, поставляемый независимыми производителями, не аффилированными с «Газпромом»), в целом сегодня лишь 15% энергии, потребляемой для конечного использования (не связанного с выработкой других видов энергии), потребляется по свободным ценам. В основном это нефтепродукты, используемые в качестве топлива на транспорте. При этом в течение всего периода экономических реформ в России ценовое регулирование преследовало цели, далекие от стимулирования потребителей к экономии ресурсов, — это были цели в области макроэкономической политики (контроль над инфляцией), промышленной политики (субсидирование энергоемких промышленных производств), социальной политики (субсидирование населения за счет поддержания низких цен на энергоресурсы). Тем не менее в определенные периоды энергетические цены росли быстрее инфляции (1993—1996, 2001—2003 гг.),

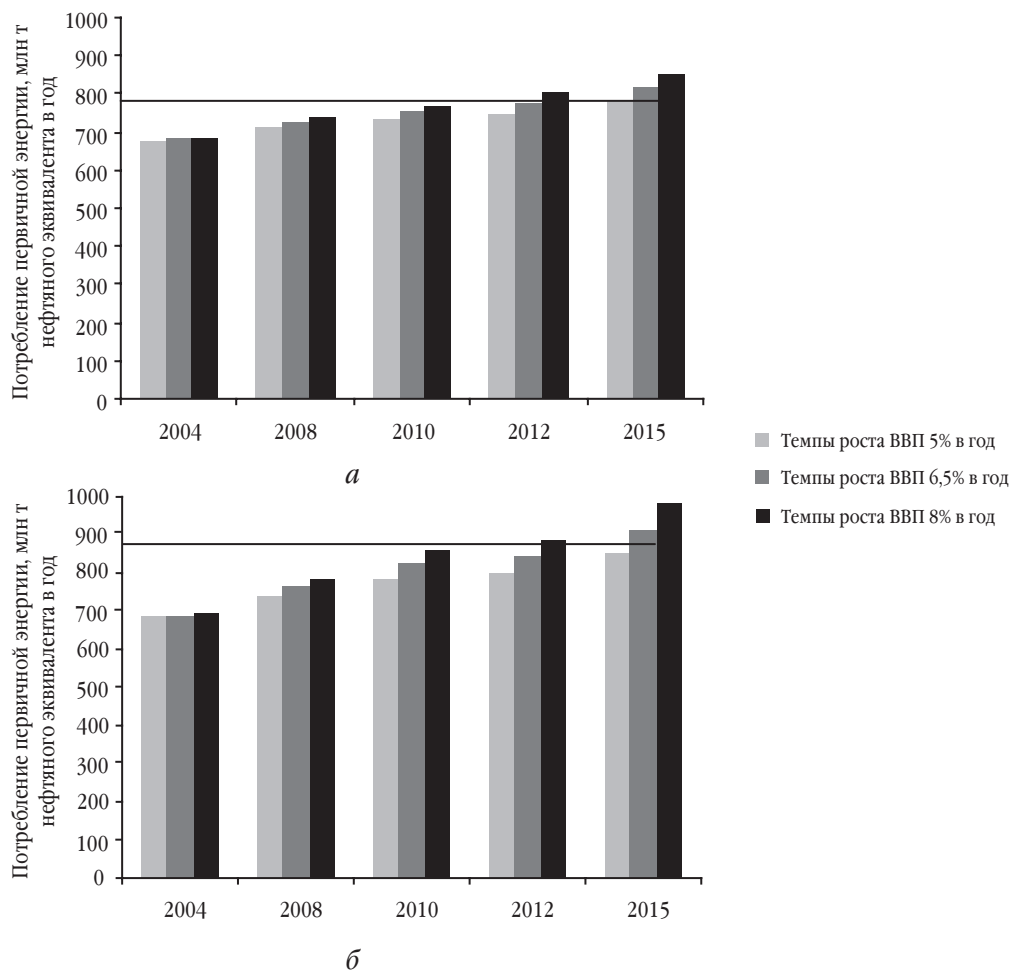


Рис. 4. Сколько дополнительной энергии может потребовать дальнейший рост экономики: а — эластичность прироста потребления первичной энергии к приросту ВВП 0,25; б — эластичность прироста потребления первичной энергии к приросту ВВП 0,4

Источник: Институт энергетической политики.

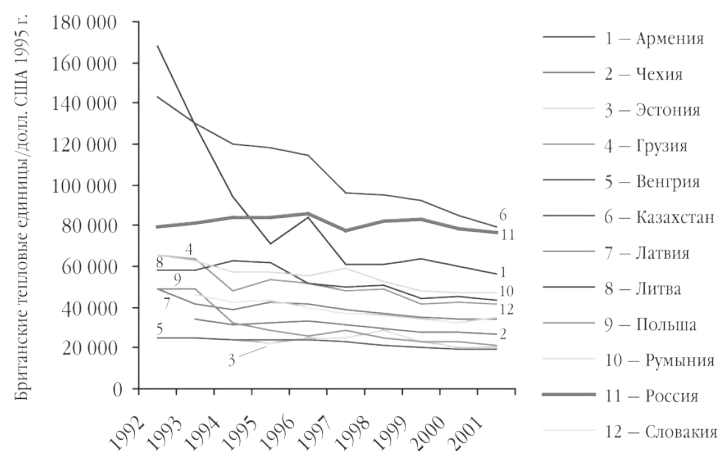


Рис. 5. Энергоинтенсивность в переходных экономиках в 1992—2002 гг.

Источник: U.S. Energy Information Administration.

однако отсутствие свободного рынка энергоресурсов не создавало стимулов для потребителей энергии вкладывать серьезные средства в ее экономию. В результате техническое перевооружение производства, повышение стандартов энергоэффективности для зданий и сооружений в России так и не начались. Даже на транспорте, где потребители столкнулись со свободным ценообразованием, резкого повышения эффективности потребления энергии не произошло, однако несколько по другим причинам: всему виной протекционистская политика российских властей по отношению к национальным производителям транспортных средств, которые ввиду отсутствия конкуренции на рынке не занимались всерьез снижением удельного расхода топлива на километр пробега соответствующих транспортных средств.

Либерализация энергетических рынков (в первую очередь электроэнергетического и газового), которая могла бы качественно изменить ситуацию в области экономической мотивации для потребителей энергии и стимулирования их к инвестициям в повышение эффективности использования энергии, была провозглашена в качестве одной из приоритетных целей среднесрочной экономической политики правительства под руководством М. Касьянова в 2000—2003 гг. По замыслу авторов программы реформа энергетических рынков (и в первую очередь либерализация цен) позволила бы, с одной стороны, стимулировать частный капитал для финансирования модернизации и воспроизводства энергетических мощностей, а с другой — стимулировать потребителей активнее инвестировать в оборудование и технологии, обеспечивающие экономию энергии. Данный план сопровождался мерами по демополизации и созданию конкурентной среды в электроэнергетике и газовой отрасли как неперемennого условия для проведения либерализации цен (авторы этой программы справедливо полагали, что либерализация цен в монопольной среде может привести к негативным результатам в виде непредсказуемого, резкого и чрезмерного роста цен, а сохранение монополии не позволит обеспечить эффективное использование дополнительных доходов от увеличения цен — скорее всего, как это видно, в частности, на примере сегодняшнего «Газпрома», рост выручки в результате увеличения внутренних энергетических цен был бы «размыт» ростом издержек и омертвлением капитала в результате неэффективной аллокации инвестиционных ресурсов).

Однако до сих пор прогресс в области реализации реформ был незначителен. Относительно продвинулась лишь реализация реформы электроэнергетики, концепция реформирования которой была принята в 2001 г. Однако и здесь пока удалось сделать немного: некоторый прогресс наблюдается в основном в сфере реструктуризации вертикально интегрированных электроэнергетических компаний с разделением их по видам бизнеса, тогда как два основных события реформы — выход государства из генерации электроэнергии и либерализация электроэнергетического рынка — откладываются. Решение о способах продажи долей государства в оптовых генерирующих компаниях (ОГК) было подготовлено и детально обсуждено еще в начале 2004 г., однако приход в правительство М. Фрадкова отбросил принятие решения о сроках и способах продажи ОГК на неопределенный срок, и пока в этом отношении нет никакой ясности. Таким образом, ставится под угрозу второе главное событие реформы: либерализация рынка электроэнергии, которая до сих пор была намечена, в соответствии с консенсусом мнений участников процесса реформирования, на лето 2006 г. (последний возможный срок либерализации в среднесрочной перспективе с учетом рамок политического цикла и приближения парламентских и президентских выборов 2007—2008 гг.). Очевидно, что нет никакого смысла либерализовывать цены на рынке электроэнергии в ситуации, когда генерация не продана частным инвесторам и на рынке не сформирована конкурентная среда. Кроме того, в ходе реформирования электроэнергетики первоначальное решение о выходе государства из гидрогенерации было пересмотрено (теперь государство намерено продавать частным инвесторам доли только в генерирующих компаниях, куда входят тепловые электростанции), а активное проникновение «Газпрома» в капитал энергокомпаний (подробнее об этом ниже) может привести к тому, что даже после продажи частным инвесторам долей в генерирующих компаниях, включающих тепловые электростанции, доля государства и «Газпрома» (компания, в которой государство официально намерено восстановить формальный контроль) в структуре собственности на генерирующие мощности составит почти 70%, а максимальная доля частных генерирующих мощностей в общей структуре энергомоощностей в России едва превысит 30%. В таких условиях либерализация рынка электроэнергии будет лишена всякого смысла.

Фактически четырехлетнее затягивание реформирования электроэнергетики в настоящее время оборачивается медленной ревизией программы реформ.

Негативные последствия затягивания либерализации и структурных реформ на ключевых внутренних энергетических рынках яснее всего проявляются именно в электроэнергетике — крупнейшем энергетическом рынке в стране с точки зрения промышленного и коммерческого потребления конечных видов энергии. Суммарный спрос на генерирующие мощности в России уже достиг 190 тыс. МВт в 2004 г. (с учетом необходимого оперативного и стратегического резерва мощностей) и, по прогнозам Министерства экономического развития и торговли, достигнет 197—199 тыс. МВт в 2005 г. Таким образом, спрос на мощности уже в 2005 г. практически сравняется с предложением генерирующих мощностей, которые довольно быстро изнашиваются в связи с устаревающей возрастной

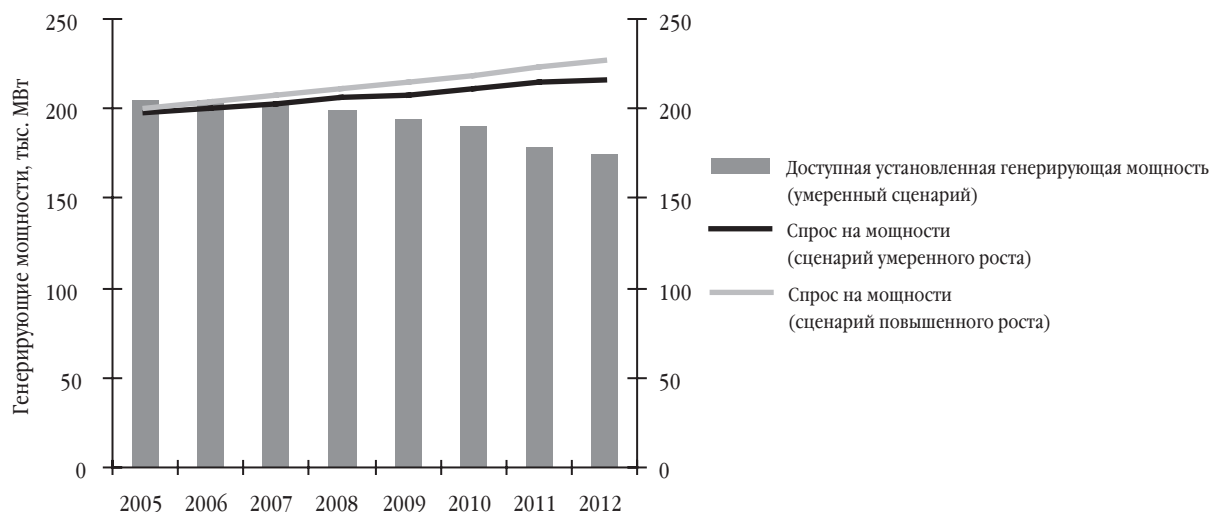


Рис. 6. Электроэнергетика: на передовой линии надвигающегося кризиса поставок энергии в российской экономике

Источник: Минэкономразвития России.

структурой (рис. 6). Износ основных производственных фондов в российской электроэнергетике в последние годы рос весьма быстро (с 51,6% в 2000 г. до 57,8% в 2003 г., по данным Росстата), при этом в сфере генерации электроэнергии ситуация значительно хуже, чем в целом по сектору: износ по машинам и оборудованию составляет 63%, в гидрогенерации (выполняющей системные функции на рынке электроэнергии в части покрытия пикового спроса и первичного регулирования частоты электрического тока) — 73% (производственное оборудование не включая плотины).

Самой серьезной проблемой является не столько износ генерирующего оборудования, сколько его моральное старение. Если вопрос физического износа может быть так или иначе решен при помощи дополнительно мобилизованных централизованных инвестиций, и электроэнергетика в течение пяти-шести лет сможет в целом обеспечивать потребности экономики в электроэнергии, то огромная по масштабам проблема устаревшего оборудования и технологий в производстве электроэнергии серьезно угрожает конкурентоспособности национальной экономики. В основной своей массе генерирующее оборудование электростанций в зоне Европы и Урала представляет собой электростанции с паросиловым циклом, у которых КПД сжигания газа на 40—50% ниже, чем у типичной европейской парогазовой или газотурбинной электростанции. Средний удельный расход топлива на выработку электроэнергии в целом по России в последние годы остановился на уровне 335—340 г условного топлива на 1 кВт · ч при аналогичном показателе на типичной европейской электростанции 210—250 г/кВт · ч. Таким образом, российская электроэнергетика ежегодно сжигает лишние 40—50 млрд куб. м газа, для производства которого необходимы дополнительные инвестиции. В результате речь по сути идет не столько о необходимости привлечь несколько дополнительных миллиардов долларов на преодоление проблемы нехватки мощностей в целом, сколько о необходимости *тотальной модернизации электроэнергетического сектора*, массового притока инвестиций в модернизацию генерации в объеме не менее 6—8 млрд долл. в год в течение 8—10 лет (таким образом может быть модернизировано примерно 100 тыс. МВт генерирующей мощности в течение десяти лет).

В этих условиях сектор оказывается по-прежнему неспособным мобилизовать частные инвестиции для финансирования капитальных вложений (вложения средств в акции энергетических компаний на российском фондовом рынке в 2000—2003 гг. были в основном связаны с перекупкой миноритарных пакетов, находящихся в частной собственности, и являются инвестициями только с точки зрения покупателей акций, но не предназначены для капитальных вложений производственного назначения).

В 2003 г., в частности, более 90% источников финансирования капитальных вложений в электроэнергетике не было связано с привлечением средств с финансовых рынков: здесь по-прежнему доминируют собственные средства компаний (55%), централизованные инвестиционные средства РАО «ЕЭС России» и «Росэнергоатома» (29%), бюджетные средства (3,8%), и даже рыночные источники — банковские займы — в значительной степени представляют собой кредиты Сбербанка (рис. 7). Таким образом, работоспособная инвестиционная модель в российской электроэнергетике в условиях медленного продвижения реформирования попросту отсутствует — в генерации, например, финансируются в основном переходящие инвестиционные проекты, начатые строительством еще в советское время, проекты по строительству новых генерирующих мощностей отсутствуют. Сектор не в состоянии

удовлетворить растущий спрос экономики на электроэнергию, между тем частный капитал по-прежнему пока не мотивирован вкладывать средства в модернизацию и развитие электроэнергетики.

Те же частные инвесторы, которые все же вкладывают средства в покупку миноритарных пакетов акций энергокомпаний сегодня, преследуют совершенно иные цели, нежели масштабная модернизация сектора в целях удовлетворения потребностей рынка в электроэнергии. Если судить по составу и профилю нынешних стратегических миноритарных акционеров РАО «ЕЭС России» и АО-энерго (а в соответствии с корпоративной стратегией РАО ЕЭС и выбранным принципом продажи генерирующих мощностей преимущественное право на покупку генерации будут иметь сегодняшние миноритарные акционеры энергокомпаний), можно сделать очевидный вывод, что в будущем генерирующие мощности в стране примерно на 30% будут контролироваться топливными компаниями («Газпром», СУЭК, «ЛУКОЙл»), еще на 25% — крупными металлургическими холдингами — потребителями электроэнергии, и еще на 43% — государством (рис. 8). Вместо прихода в отрасль частных инвесторов, готовых активно вкладывать средства в модернизацию генерирующих мощностей, произойдет распределение этих мощностей между крупными мегахолдингами из смежных секторов, заинтересованными в основном в повышении прибыльности своего коренного бизнеса (топливного либо энергопотребляющего).

В газовом секторе ситуация еще менее ясна. Газовая промышленность по-прежнему остается одним из наименее рыночных среди крупных секторов экономики России. Экономические преобразования 1990-х годов и начала XXI в. практически не затронули газовую отрасль: ее структура и система управления остаются неизменными с



Рис. 7. Структура источников капитальных вложений в электроэнергетике в 2003 г., %: сектор по-прежнему не в состоянии привлечь частный капитал для финансирования своей модернизации

Источник: Росстат.

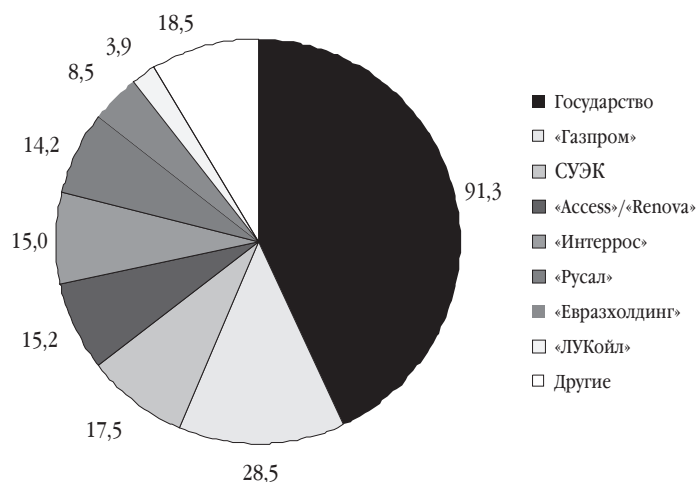


Рис. 8. Возможная структура будущего контроля над генерирующими компаниями исходя из состава действующих миноритарных акционеров РАО «ЕЭС России» и АО-энерго, тыс. МВт установленной генерирующей мощности

Источник: Институт энергетической политики.

1980-х годов. Централизованная модель газового сектора в последние годы провоцирует сомнения в способности в долгосрочном плане адекватно реагировать на сигналы рынка и обеспечить растущую экономику ресурсами газа в достаточных объемах, а также сдерживать снижение производственной и административной эффективности и рост издержек. Недавние сверхдоходы от экспорта природного газа в страны Европы, возникшие благодаря исключительно благоприятной внешнеторговой конъюнктуре, практически не трансформировались в капитал, который мог бы использоваться для масштабных инвестиций в освоение новых газовых месторождений, а были израсходованы на финансирование быстро растущих издержек централизованного газового хозяйства.

Невзирая на прогнозы довольно серьезного роста внутреннего спроса на газ, естественного в условиях экономического роста, и ускоряющееся выбытие объемов добычи на крупнейших действующих газовых месторождениях, централизованная система управления газовым хозяйством продолжает генерировать инвестиционные решения, направленные на приоритетное развитие экспорта газа и строительство экспортных газопроводов, сокращая поставки газа на внутренний рынок. Лидер российского газового рынка «Газпром» до сих пор не вышел на объемы добычи газа 1999 г., несмотря на высокие доходы от экспорта газа, тогда как российские независимые производители, не имеющие доступа к экспорту газа и продающие его исключительно на внутреннем рынке по относительно низким ценам, смогли практически удвоить газодобычу в 1999—2004 гг. Для сравнения стоит отметить, что высокие темпы прироста добычи углеводородного сырья наблюдались в этот же период и в нефтяной отрасли, которая в 1990-е была реструктуризирована и в значительной степени децентрализована, а также в основном приватизирована. Однако централизованная система управления газовым сектором, имея гораздо лучшие стартовые возможности, чем в других секторах промышленности (по данным Росстата, износ основных фондов в газовой промышленности, в отличие от других секторов промышленности, никогда не превышал 50%), не продемонстрировала в период восстановительного роста экономики 1999—2004 гг. способности существенно нарастить производство.

Централизация газового хозяйства страны стала серьезным препятствием для либерализации газового сектора — значительная часть цен по-прежнему регулируется, и вопрос о ценовой либерализации до сих пор не решен по одной причине — в монопольной модели газового рынка это лишено смысла. Между тем государственное регулирование цен в силу конфликта различных интересов государства (в области макроэкономической, социальной, промышленной политики) не в состоянии адекватно отражать соотношение спроса и предложения на газ и не стимулирует инвестиции в развитие газодобычи.

В итоге в газовом секторе России накапливается клубок противоречий, разрешение которых, очевидно, требует серьезных мер экономической политики, в том числе структурного характера. Централизованная модель функционирования газовой отрасли продуцирует очевидные диспропорции, требующие политики, направленной на активизацию рыночных сил, частной инициативы, конкуренции. Более того, недавнее активное проникновение «Газпрома» в смежные сектора экономики (электроэнергетику, нефтехимию, нефтяную отрасль) вызывает опасения, связанные с распространением на них неэффективной централизованной модели развития газовой отрасли.

В 2002 г. Министерство экономического развития и торговли разработало и представило общественности Концепцию развития рынка газа в Российской Федерации — единственный за последние годы системный документ, содержащий достаточно полное описание актуальных проблем газового сектора и предлагавший систему мер, направленных на их разрешение. Однако Концепция была отвергнута по политическим мотивам, поскольку центральным ее элементом являлась рыночная реструктуризация «Газпрома», не поддержанная президентом В. Путиным. В результате Концепция не стала даже предметом серьезной общественной дискуссии, так как многие участники рынка газа и эксперты по причинам политической лояльности старались строить свои идеи по поводу развития газового рынка России, изначально открыто подчеркивая, что они не хотят конфликтовать с официальной линией российского руководства на сохранение организационного единства «Газпрома». Отказ от рыночной реструктуризации «Газпрома», в свою очередь, сделал невозможной либерализацию цен на газ, поскольку их освобождение в условиях полного отсутствия конкурентной среды на внутреннем газовом рынке лишено всякого экономического смысла.

В течение периода, прошедшего с момента опубликования Концепции, описанные в ней негативные тенденции только усилились. Решения проблемы падающей добычи газа на главных месторождениях «Газпрома» так и не найдено. Единственное, в чем имеется относительная ясность, — в графике повышения внутрироссийских цен на газ до 40—41 долл. за 1000 куб. м к 2006 г. и до 59—64 долл. за 1000 куб. м к 2010 г. (это обязательство, зафиксированное в совместном протоколе с Европейским союзом об условиях согласия ЕС на вступление России в ВТО). Однако такое увеличение цен вряд ли принесет существенные преимущества газовому сектору в его централизованной модели: как показывает опыт 2001—2004 гг., дополнительные доходы «Газпрома» оказываются «проеденными» в результате быстрого роста издержек. Только в 2001—2003 гг. совокупные издержки компании увеличились на 4,8 млрд долл., что составило 65% общего прироста выручки компании за этот период, обусловленного небывало благоприятной

экспортной ценовой конъюнктурой и серьезными темпами роста внутренних цен на газ (за этот период они выросли на 65%). Есть все основания полагать, что такая ситуация будет воспроизведена и в дальнейшем.

Таким образом, фактическая остановка структурных преобразований на двух основных национальных энергетических рынках — электроэнергетическом и газовом — не сулят ничего хорошего с точки зрения перспектив повышения эффективности использования энергии в российской экономике. Это означает, что спрос на энергию в России не будет снижаться, а продолжит рост, и придется выбирать между двумя способами решения проблемы ресурсного обеспечения национальной экономики: директивным сдерживанием роста поставок энергии (как это происходит, например, в газовой отрасли, где централизованно администрируемые «Газпромом» лимиты поставок газа потребителям остаются неизменными с 1998 г., а новые потребители, желающие подключиться к системе газоснабжения, испытывают неимоверные сложности с получением разрешений на подключение) либо сокращением экспорта энергоресурсов. Любое из этих решений (сегодня в основном используется первое) отрицательно скажется на темпах роста российской экономики.

Ограничения для развития нефтегазового экспорта

Еще одним вызовом экономическому развитию России из области энергетики являются серьезные ограничения для развития нефтегазового экспорта, обусловленные исчерпанием потенциала сложившейся со времен СССР экспортной логистики в нефтяном и газовом секторах. 98% экспорта российской нефти и 100% экспорта природного газа сконцентрированы на европейском направлении, будучи увязаны с соответствующими инфраструктурными (трубопроводными) системами. Система экспортного товародвижения, таким образом, характеризуется полным отсутствием мобильности. Европейский рынок нефти представляется для России весьма бесперспективным направлением с точки зрения роста поставок (при важности сохранения, тем не менее, базового объема российского нефтяного экспорта в Европу). Потребность в нефти в Европе в долгосрочном плане будет расти весьма незначительными темпами (это связано со структурой экономики и отсутствием прогнозов высоких темпов экономического роста): по прогнозу Международного энергетического агентства, спрос на нефть в странах ЕС-15 к 2015 г. вырастет лишь на 4,7% по сравнению с уровнем 2003 г., в странах ЕС-27 (включая Болгарию и Румынию) — на 7% (рис. 9). Кроме того, Россия уже имеет высокую долю в структуре европейского импорта нефти: примерно 33% в структуре импорта стран ЕС-15 и около 50% в структуре нетто-импорта стран ЕС-27. Она является крупнейшим поставщиком нефти в Европу (доля стран Ближнего Востока в структуре импорта нефти стран ЕС-27 составляет 26%, стран Африки — менее 22%). Учитывая политику диверсификации источников импорта энергии, проводимую Евросоюзом, следует ожидать, что ЕС в первую очередь будет направлять усилия на покрытие пусть и незначительно, но все же растущего спроса на нефть за счет содействия развитию поставок нефти из других регионов нефтедобычи.

Между тем в течение последних полутора десятилетий структура мирового спроса на нефть демонстрирует явные трансформации в сторону рынка Азиатско-Тихоокеанского региона, который развивается наиболее динамичными темпами. Сохраняет свою значительную роль и рынок США, чье потребление нефти составляет примерно 25% мирового спроса на нефть. В совокупности эти два региона потребляют более половины нефти в мире, здесь прогнозируется дальнейший рост ее потребления на 49% к 2020 г. (табл. 1, рис. 10).

ТАБЛИЦА 1

Прогнозируемая степень зависимости крупных потребителей нефти от нефтяного импорта, %

Потребитель нефти	1997	2010 (прогноз)	2020 (прогноз)
Северная Америка	44,6	52,4	58,0
Европа	52,5	67,2	79,0
Страны АТР	88,8	91,5	92,4
Китай	22,3	61,0	76,9
Индия	57,4	85,2	91,6

Примечание. Нетто-импорт — потребление за вычетом собственного производства нефти.

Источник: Международное энергетическое агентство.

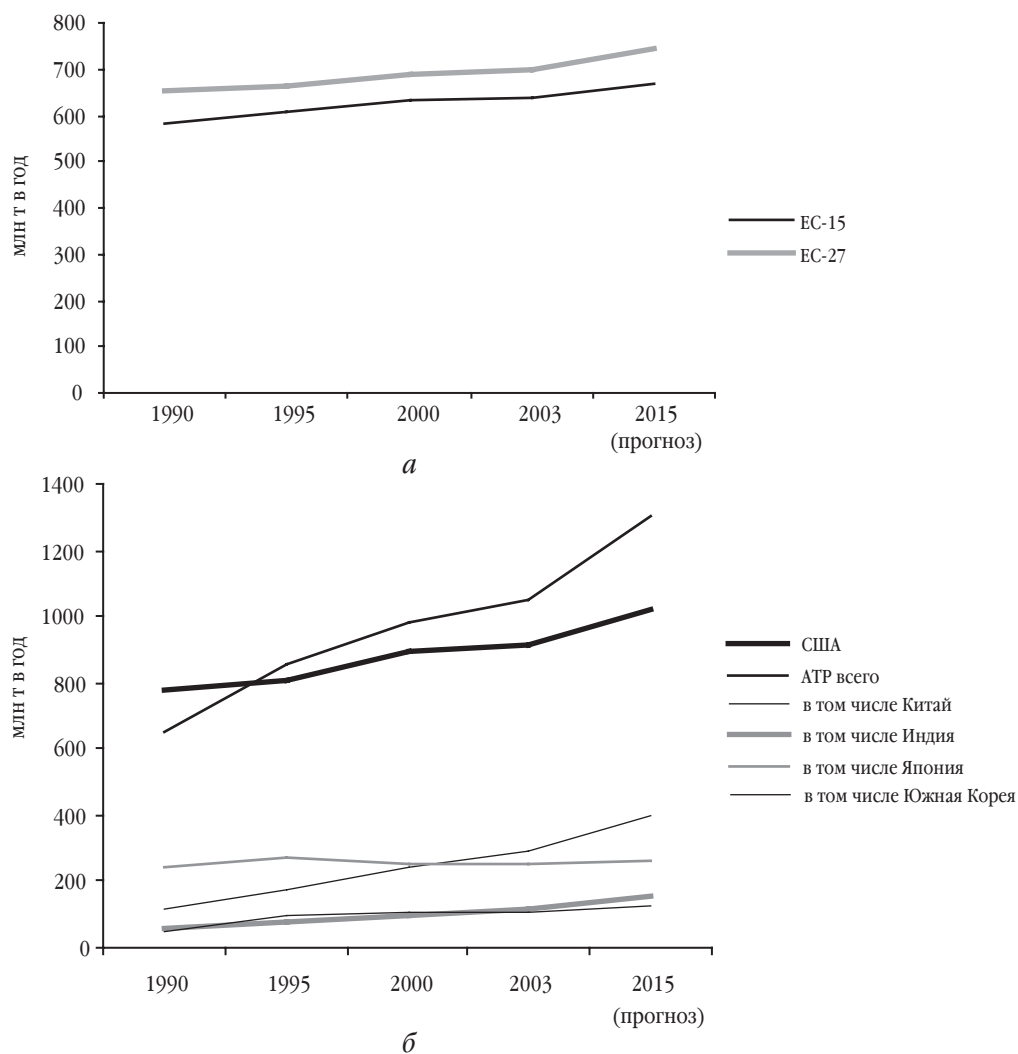


Рис. 9. Спрос на нефть в странах Европы, США и Азиатско-Тихоокеанского региона в 1990—2015 гг.: а — Европа; б — США и страны Азиатско-Тихоокеанского региона

Источники: ВР, Международное энергетическое агентство.

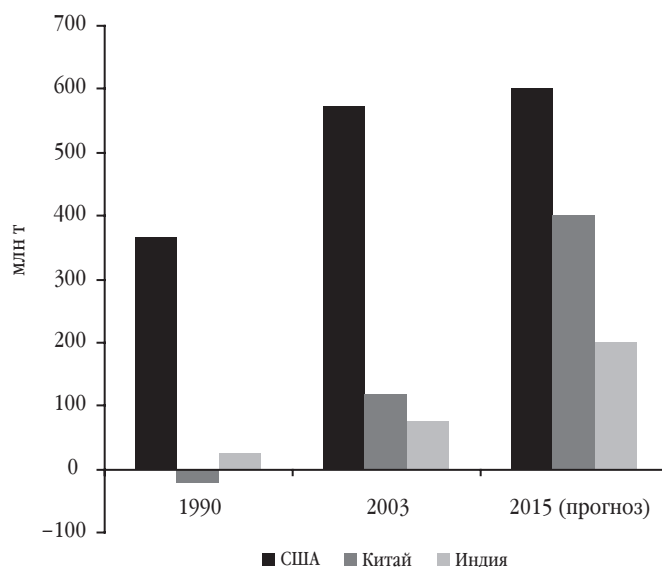


Рис. 10. Прирост нетто-импорта нефти в США и странах Азиатско-Тихоокеанского региона в период до 2015 г.

Источники: ВР, Международное энергетическое агентство.



Рис. 11. Ограничения существующей инфраструктуры по экспорту нефти из России: рынки Северной Америки и Азиатско-Тихоокеанского региона пока недоступны

Однако российская экспортная инфраструктура в настоящее время не позволяет поставлять нефть на рынки Северной Америки и Азиатско-Тихоокеанского региона. Действующие направления экспорта нефти — континентальное (центральноевропейское направление, нефтепровод «Дружба»), северо-балтийское (Балтийская трубопроводная система, нефтеналивной терминал в порту Приморск) и каспийско-черноморское (система нефтепроводов к портовым терминалам Черного моря) — полностью замкнуты на Европу, при этом развитие каспийско-черноморского направления связано с проблемой ограниченной пропускной способности пролива Босфор (120—125 млн т нефти в год, в 2004 г. эта возможность была полностью выбрана), развитие балтийского — с аналогичными проблемами в датских проливах, а также присвоением Международной морской организацией Балтийскому морю в 2004 г. статуса особо экологически чувствительной зоны, что в перспективе может означать ужесточение требований к движению танкеров на Балтике (рис. 11). Континентальное направление является наименее перспективным, так как поставки нефти по нефтепроводу «Дружба» на рынки Чехии, Словакии, Венгрии, Польши и Германии связаны со ставшими традиционными еще со времен Совета экономической взаимопомощи скидками, существующими до сих пор благодаря безальтернативности рынков сбыта по этому направлению («Дружба» — нефтепровод, жестко замкнутый на рынки сбыта этих стран). Потери российских экспортеров от такого рода скидок при экспорте нефти по нефтепроводу «Дружба» составляют 2—3 долл. за баррель.

Из-за неразвитости трубопроводной инфраструктуры российские экспортеры нефти вынуждены вывозить более 50 млн т нефти в год с использованием более дорогостоящего железнодорожного и внутреннего водного транспорта, что удорожает стоимость ее транспортировки на экспорт, как минимум, на 5—7 долл. за баррель.

В 2002 г. четыре российские частные нефтяные компании («ЛУКОЙЛ», «Сибнефть», ТНК и ЮКОС) предложили за свой счет построить принципиально новую нефтепроводную систему «Западная Сибирь — Мурманск» для транспортировки нефти через морской нефтеналивной терминал в районе Мурманска. Строительство (по первоначальному замыслу) должно было быть осуществлено в 2004—2007 гг., ввод нефтепровода в действие был запланирован на 2007 г., его проектная мощность могла бы составить 80 млн т нефти в год (по другим оценкам — от 50 до 120 млн т). Проект позволил бы создать в России новое экспортное направление, существенно диверсифицирующее возможности сбыта экспортной нефти. Мурманский порт — незамерзающий и способен круглогодично принимать глубоководные танкеры дедвейтом 300 тыс. т, благодаря использованию которых поставка нефти практически в любую точку земного шара становится рентабельной. Таких экспортных направлений сегодня в России нет. Мурманский порт имеет стратегические преимущества с точки зрения выхода российской нефти на североамериканский рынок, так как путь доставки нефти из Мурманска в США в 2,2 раза короче, чем из акватории Персидского залива, откуда США ввозят более 20% импортируемой нефти.

Ввод этого нефтепровода в действие в конце 2006 г. мог бы дополнительно стимулировать поддержание темпов нефтедобычи в 2005—2010 гг. на уровне 4—5% в год. Тем не менее работы по проекту в 2003—2004 гг. были фактически заморожены ввиду принципиальной неопределенности позиции российских властей по вопросу о возможности существования в стране частных трубопроводов. Техничко-экономическое обоснование проекта так до сих пор и нет, имеется в наличии исключительно проектная идея. Правительство поручило разработку технико-экономического обоснования компании «Транснефть», которая изначально не была в числе инициаторов и бенефициаров проекта и по сути добилась прекращения работы над ним, изначально предложив иную конечную точку трубопровода (побережье Ненецкого автономного округа, где море замерзает и имеет значительно меньшую глубину), а впоследствии и вовсе отказалась от реализации «северного» проекта².

Принятое в декабре решение о строительстве нефтепровода «Тайшет — Перевозная» в тихоокеанском направлении (распоряжение Правительства РФ от 31 декабря 2004 г. № 1737-р) в принципе предполагает строительство нового нефтепроводного направления, позволяющего российской нефти выходить на рынки стран Северо-Восточной Азии и восточное побережье США, и ввод в действие его первой очереди в конце 2008 г. (по заявлениям руководства компании «Транснефть»). Стратегически проект строительства нефтепровода «Тайшет — Перевозная» — шаг в верном направлении. Однако пока этот проект настолько плохо проработан, что в его отношении существует гораздо больше вопросов, чем ответов. Во-первых, пока неясно, каковы же будут окончательная мощность нефтепровода (правительство установило только верхний лимит пропускной способности — до 80 млн т в год) и источники нефти для его заполнения. Неясно также, будет ли нефтепровод направлен исключительно к тихоокеанскому побережью или появится ответвление в континентальный Китай в районе Сковородино (через которое пройдет маршрут). Наибольшая неопределенность существует с источниками заполнения нефтепровода. Пока вопрос реализации проекта обсуждался только в диалоге между двумя сторонами — правительством и нефтепроводной монополией «Транснефть» без привлечения нефтедобывающих компаний. Такая модель реализации проекта является до известной степени экзотикой в мировой практике.

Мировой опыт реализации крупных инфраструктурных проектов в нефтяном секторе подсказывает, что ввиду длительности инвестиционного цикла и специфических рисков эти проекты, как правило, не в состоянии мобилизовать более 10—20% инвестиций на коммерческой основе на финансовых рынках, и основу инвестиционной модели в таких проектах, как правило, составляют вложения нефтедобывающих компаний, осуществляющих добычу нефти, предназначенной для транспортировки по строящимся трубопроводам. Эти компании в большинстве случаев являются собственниками сооружаемых нефтепроводов, в значительной мере осуществляют финансирование капитального строительства через акционерный капитал, а также предоставляют гарантии будущей загрузки нефтепровода в качестве обеспечения займов, привлекаемых для целей финансирования строительства. (Исключением является трубопровод «Одесса — Броды», построенный за счет бюджетных средств Украины в 2001 г. и до сих пор не востребованный рынком. Этот нефтепровод строился по инициативе правительства под влиянием неких «стратегических» соображений, а также трубопроводной монополии «Укртрансффта».)

В российской практике все пока иначе. В случае с нефтепроводом «Тайшет — Перевозная» ситуация усугубляется весьма неоднородной картиной операторов восточносибирских нефтяных месторождений, которые пока даже не вели друг с другом переговоров о совместных действиях, направленных на обеспечение синхронизации заполнения нефтепровода. При этом, например, компания «Роснефть» — оператор Ванкорского нефтяного месторождения в Красноярском крае — официально намеревалась сооружать альтернативный нефтепровод в сторону г. Диксон на побережье Северного Ледовитого океана.

Серьезной проблемой для нефтепровода является также «фактор ЮКОСа». Компания (даже после захвата российскими властями «Юганскнефтегаза») контролирует не только крупнейшее нефтяное месторождение Восточной Сибири — Юрубчено-Тохомское (более половины ожидаемых объемов добычи нефти в Восточной Сибири в 2010—2015 гг.; табл. 2), но и крупнейшую нефтедобывающую компанию в восточной части Западной Сибири — «Томскнефть» (ввиду явного недостатка ресурсов нефти в Восточной Сибири изначально предполагается, что нефтепровод «Тайшет — Перевозная» будет частично заполнен западносибирской нефтью). Трудно предполагать, что ЮКОС, изначально противодействовавший идее строительства нефтепровода в тихоокеанском направлении и лоббировавший проект строительства континентального нефтепровода в Китай, сможет легко договориться с властями о сроках и условиях использования нефтепровода, хотя не исключено, что власти найдут способ лишить ЮКОС прав на разработку Юрубчено-Тохомского месторождения и нефтяных месторождений в Томской области. Если договоренность все же будет достигнута, то вряд ли будет способствовать эффективному и быстрому освоению нефтяных месторождений Восточной Сибири.

ТАБЛИЦА 2

Прогнозируемая добыча нефти на восточносибирских месторождениях в 2010—2015 гг.

Месторождение	Запасы нефти (ABC ₁ + C ₂) *	Ожидаемая добыча, млн т в год		Оператор
		2010	2015	
Юрубчено-Тохомское (Эвенкийский АО)	Около 100 млн т по официальным данным, свыше 700 млн т по оценке аудита «Miller&Lents»**	12,0—15,0	20,0—22,0	ЮКОС
Верхнечонское (Иркутская область)	160 млн т, возможна переоценка в результате доразведки до 450 млн т	2,0	4,0—5,0	64% акций компании — оператора проекта контролирует ТНК-ВР
Талаканское (Якутия)	125 млн т	2,5	4,0—5,0	«Сургутнефтегаз»
Ванкорское (Красноярский край)	120 млн т	5,0	6,0—7,0	«Роснефть». Первоначально планировала строить собственный нефтепровод в Диксон на побережье Северного Ледовитого океана
Всего		21,5—24,5	34,0—39,0	

* Сумма разведанных и возможных запасов.

** ЮКОС планировал инвестировать примерно 300 млн долл. в течение пяти-шести лет в доразведку месторождения.

Источник: Институт энергетической политики.

Как видно из данных табл. 2, потенциал добычи нефти на месторождениях Восточной Сибири невысок. Тем не менее проект нефтепровода «Тайшет — Перевозная» не позволит экспортировать более чем 25—30 млн т западносибирской нефти в тихоокеанском направлении, что все равно не решает проблемы альтернативной логистики экспорта нефти в Западной Сибири, которая в долгосрочной перспективе будет оставаться главным нефтедобывающим регионом России. То есть возвращаться к рассмотрению проекта строительства «северного» нефтепровода в стратегическом плане все равно придется. Что касается «восточного» нефтепровода, то перспективы участия в нем нефтедобывающих компаний во многом зависят от ясности со стоимостью прокачки нефти по нефтепроводу. Пока менеджмент «Транснефти» озвучивал цифру стоимости транспортировки нефти по будущему нефтепроводу в 47 долл. за тонну (6,4 долл./баррель). И эта очень высокая стоимость, резко снижающая конкурентоспособность российской нефти на экспортных рынках, — не предел: по другим оценкам, реальная стоимость транспортировки нефти от Тайшета до бухты Перевозная составит 72 долл. за тонну (9,8 долл./баррель), при этом разница в значительной степени объясняется претензиями компании «Транснефть» на налоговые освобождения при реализации проекта (по информации газеты «Ведомости»³, компания «Транснефть» обратилась в правительство с предложениями предоставить ей льготы по налогам на прибыль, имущество и на добавленную стоимость на период строительства и окупаемости проекта строительства нефтепровода в объеме до 4—5 млрд долл.). В любом случае стоимость транспортировки по нефтепроводу остается высокой, что с учетом не столь значительного потенциала добычи нефти в Восточной Сибири означает необходимость прокачки по нефтепроводу западносибирской нефти (по крайней мере в 2008—2012 гг.) на расстояние примерно 6 тыс. км со стоимостью 8—12 долл. за баррель. Во многом такие высокие затраты вызваны дороговизной проекта, естественной в условиях фактической монополии «Транснефти»

на проектирование и строительство новых нефтепроводов: первоначально озвученная «Транснефтью» стоимость проекта составила 14—15 млрд долл., или более 3,4 млн долл. на 1 км вводимого нефтепровода.

Таким образом, российские власти вместе с трубопроводной монополией «Транснефть» практически провалили в 2003—2005 гг. разработку адекватной стратегии развития нефтепроводной инфраструктуры, обеспечивающей вклад в поддержание темпов роста нефтедобычи на уровне 4—5% в год, и не допустили реализации предложенного частными нефтяными компаниями проекта нефтепровода «Западная Сибирь — Мурманск», который мог бы придать импульс поддержанию высоких темпов роста добычи нефти и содействовать проникновению российских экспортеров нефти на перспективные рынки сбыта, в первую очередь североамериканский. Причина в первую очередь заключается в нежелании российских властей допускать частный капитал к собственности на магистральные нефтепроводы. Принятое властями в конце 2004 г. решение о строительстве нефтепровода «Тайшет — Перевозная» к тихоокеанскому побережью пока не сопровождается ясной схемой реализации проекта, что делает его скорее противоречивым и рискованным (не очевидно, что он будет востребован рынком).

Что касается экспорта природного газа, то здесь ситуация также пока не позволяет рассчитывать на обеспечение адекватных темпов роста. Существующая стратегия российского газового экспорта (инициатором и единственным проводником в жизнь которой остается «Газпром» ввиду сохраняющейся неформальной монополии на экспорт газа, по крайней мере в европейском направлении) построена исключительно на логике строительства новой трубопроводной инфраструктуры на экспортные рынки, в основном на европейский. Для трубопроводной инфраструктуры характерна низкая рыночная мобильность (газ может поставляться только в те районы, куда проложен газопровод) и высокие риски (проекты строительства газопроводов помимо дороговизны связаны с рядом специфических рисков, в связи с чем, как и проекты строительства нефтепроводов, они не в состоянии мобилизовать значительное рыночное финансирование). Тем не менее стратегия развития газового экспорта, принятая в «Газпроме», в основном опирается на новые трубопроводные проекты, невзирая на имеющийся негативный опыт. Например, реализация проекта по строительству газопровода «Голубой поток» в Турцию (по дну Черного моря) продемонстрировала риски развития трубопроводной инфраструктуры в полной мере: спрос на газ в Турции в 2003—2004 гг. (годы, когда газопровод был введен в эксплуатацию) был изначально переоценен, а уровень юридической защиты интересов «Газпрома» в соответствии с заключенным контрактом недостаточно высок (Россия до сих пор отказывается от ратификации Договора к Энергетической хартии, и российские экспортеры газа могут рассчитывать только на качество двусторонних контрактов на поставки газа для юридической защиты их интересов), в связи с чем с момента пуска газопровода в эксплуатацию (в 2003 г.) турецкая сторона немедленно (и успешно) настояла на пересмотре в сторону снижения своих обязательств по объемам покупки газа и цене.

Альтернативой развитию экспорта сетевого газа могло бы стать развитие экспорта сжиженного природного газа (СПГ), получающего все большее распространение в мире (рис. 12). Рынок СПГ является наиболее быстрорастущим в мире (12,1% роста в 2003 г., двукратный прирост объема торговли в 2003 г. относительно 1993 г., среднегодовые темпы прироста объемов торговли в 1993—2003 гг. — 7,3%). В отличие от сетевых поставок газа основным свой-



Рис. 12. Прирост объемов торговли СПГ по сравнению с другими показателями динамики объемов мировой торговли газом в 2003 г.

Источник: ВР.

ством СПГ является высокая рыночная мобильность: мировая система транспортировки и регазификации СПГ универсальна, число терминалов по регазификации СПГ в странах — потребителях газа растет, таким образом, производство СПГ означает возможность поставок газа практически в любую точку земного шара (в отличие от сетевого газа).

Однако Россия на мировом рынке СПГ не присутствует — в силу традиционной экспортной стратегии «Газпрома», которая, очевидно, во многом увязана с интересами мощного трубопроводостроительного лобби (дочерняя компания «Газпрома» — «Стройтрансгаз» — является крупнейшим подрядчиком по строительству новых экспортных газопроводов). В частности, «Газпром» сегодня активно лоббирует проект строительства североευропейского газопровода по дну Балтийского моря к побережью Германии, предназначенного для поставок газа на рынок Северо-Западной Европы. Стоимость проекта — около 10 млрд долл., при этом не очевидны прогнозы существенного роста спроса на газ в предполагаемом районе сбыта российского газа, т. е. повторение истории с газопроводом «Голубой поток» представляется вполне реальным. При этом в Великобритании (одном из главных предполагаемых рынков сбыта газа, который будет поставляться по североευропейскому газопроводу) в ближайшие годы предполагается строительство трех новых терминалов для приема и регазификации СПГ. В целом, по данным компании «Ocean Shipping Consultants», объемы импорта СПГ на рынке Западной Европы вырастут в 2010 г. до 139 млрд куб. м газа, а в 2020 г. — до 181 млрд куб. м (против 41 млрд куб. м в 2003 г.).

СПГ же в России вообще не производится, и стратегия «Газпрома» не предполагает приоритета в развитии производства СПГ в целях расширения газового экспорта; более того, пока компания не предложила ни одного реального проекта по строительству мощностей для производства СПГ.

Единственным проектом, реально приблизившимся к строительству первого в России завода по производству СПГ, является негазпромовский частный проект «Сахалин-2», контролируемый иностранными акционерами. Оператор проекта — компания «Sakhalin Energy» — планирует ввести в эксплуатацию завод по производству СПГ мощностью 9,6 млн т в год (примерно 13,2 млрд куб. м газа в год). Компании «Sakhalin Energy» уже удалось провести довольно успешный маркетинг будущих поставок газа на тихоокеанском рынке, законтрактовав примерно 70% будущих поставок газа (табл. 3).

ТАБЛИЦА 3

Поставки СПГ, законтрактованные компанией «Sakhalin Energy» в рамках проекта «Сахалин-2»

Участник контракта	Ежегодный объем поставок СПГ, млн т	Продолжительность действия контракта
«Tokyo Gas» (Япония)	1,1	24 года начиная с 2007 г.
«Tokyo Electric» (Япония)	1,5	22 года начиная с 2007 г.
«Kyushu Electric» (Япония)	0,5	21 года начиная с 2009 г.
«Toho Gas» (Япония)	0,3	24 года начиная с 2009 г.
«Baja Mexico» (поставки на рынок США)	1,6	20 лет начиная с ввода в эксплуатацию завода по производству СПГ
KOGAS (Южная Корея)	1,5—2,0	20 лет начиная с 2008 г.
<i>Всего</i>	<i>6,5—7,0</i>	

Источник: «Sakhalin Energy».

Другие проекты по производству СПГ существуют пока только в виде проектных идей (табл. 4). При этом судьба проекта строительства завода по производству СПГ на основе газа, добываемого на Штокмановском месторождении в Баренцевом море, пока неясна ввиду его упоминавшейся потенциальной конфликтности с проектом строительства североευропейского газопровода, а остальные проекты — вновь негазпромовские (за исключением проекта строительства терминала по производству СПГ в Харасавзе на полуострове Ямал, который до этого существовал

только в виде проектной идеи ВНИИГАЗа и до сих пор не получил реального продвижения). Для того чтобы экспорт СПГ получил серьезный импульс к развитию, российским властям необходимо поддержать инициативы частных нефтегазовых компаний включая иностранных инвесторов в проект разработки Штокмановского месторождения в части развития производства и экспорта СПГ.

ТАБЛИЦА 4

Проекты по производству СПГ в России

Проект	Ежегодный объем производства СПГ, млн т	Инициатор проекта	Степень готовности проекта
«Сахалин-2»	9,6	«Sakhalin Energy» (частные иностранные инвесторы)	На стадии реализации
Штокмановское месторождение	12	«Газпром» + участники консорциума по разработке Штокмановского месторождения	На стадии обсуждения
Харасавэй (Ямал)	23	«Газпром»	На стадии идеи
Южно-Тамбейское месторождение	10	«Тамбейнефтегаз» (частная компания, независимый производитель газа)	На стадии обсуждения
Месторождения Большехетской впадины	7—18	«ЛУКОЙл»	На стадии обсуждения идеи
<i>Всего возможный объем производства СПГ</i>	<i>62—73</i>		

Источник: Институт энергетической политики.

Модель государственной политики в энергетическом секторе

В принципе в течение 1990-х годов и начала XXI столетия ясная экономическая модель присутствия государства в энергетическом секторе России так и не была четко сформулирована, при этом государство, делая серьезные шаги по либерализации энергетического сектора (уже отмечавшаяся либерализация и приватизация нефтяного и угольного секторов, либерализация цен на газ для независимых от «Газпрома» производителей газа в 1998 г.), другими своими действиями пыталось сохранить контроль в различных сферах энергетики (затягивание реализации концептуального решения о выходе государства из генерации электроэнергии, неформальный запрет на частные магистральные нефтепроводы, который может быть институционализирован в новом законе «О магистральном трубопроводном транспорте», восстановление государственного контроля в «Газпроме» и т. п.). Как уже отмечалось, история этой противоречивой политики началась еще в 1992 г., когда либерализация цен в экономике сопровождалась сохранением регулирования цен на все группы энергетических товаров, а реформа предприятий практически не затронула крупнейшие централизованные сферы энергетики («Газпром», РАО «ЕЭС России»).

Роль государства в энергетическом секторе и общая философия российских властей в отношении энергетической политики начала меняться довольно драматически после начала второго президентского срока В. Путина. В течение предыдущих четырех лет официальной экономической идеологией правительства было дальнейшее дерегулирование и либерализация экономики, что, казалось, свойственно и экономической политике в энергетическом секторе: продолжалась приватизация нефтяных и угольных компаний, в 2001 г. была принята программа рыночных преобразований в электроэнергетике, обсуждалась программа рыночных реформ в газовой отрасли, принимались отдельные «точечные» меры по либерализации энергетических рынков (отпущены цены на широкие

фракции легких углеводородов, принята программа поэтапной отмены регулирования цен на попутный нефтяной газ). Кроме этого, президент и его администрация подчеркнуто дистанцировались от формального вмешательства в экономическую политику кабинета М. Касьянова, и правительство по сути было главным центром принятия решений в области экономической политики и осуществляло собственную программу, главным элементом которой было продолжение либерализации экономики, в том числе и энергетического сектора. Реализацию этой программы вряд ли можно признать успешной, в том числе и в отношении выполнения поставленных задач в энергетическом секторе, однако главной причиной этого скорее всего стала общая неэффективность исполнительной власти, а не отказ от рыночных преобразований как таковых.

После переизбрания В. Путина ситуация кардинально изменилась. Было отправлено в отставку правительство М. Касьянова, а новый кабинет под руководством М. Фрадкова резко снизил свою роль в выработке и принятии решений по ключевым вопросам экономической политики, уступив инициативу президенту и его администрации. Именно президентская администрация стала инициатором основных содержательных пунктов новой экономической программы (создание рынка доступного жилья, реформы образования и здравоохранения), а правительство, по сути прекратив реализацию прежней экономической программы, так и не смогло выработать новую. Роль правительства как института, ответственного за экономическую политику в стране, резко снизилась, а идеология дерегулирования и либерализации экономики стала постепенно выходить из официального лексикона.

Этот период отличался резким усилением действий интервенционного характера со стороны В. Путина и его окружения в отношении экономики, и в первую очередь энергетического сектора. Эти действия подразумевали как сохранение и усиление централизации управления энергетическими компаниями, так и установление прямого государственного контроля в сферах энергетики, где до этого доминировали частные собственники. К ним можно отнести:

- дело ЮКОСа ⁴, которое в середине 2004 г. приобрело ярко выраженную экономическую подоплеку, связанную с намерениями властей изменить структуру собственности в нефтяном секторе (первоначально это дело рассматривалось в основном как политический процесс, направленный против М. Ходорковского лично);
- явный отказ от приватизации остающихся в государственной собственности нефтяных компаний «Роснефть» и «Зарубежнефть» (первоначально, в 2001—2002 гг., предполагалось, что эти компании будут последовательно приватизированы на открытом рынке);
- открыто высказанный В. Путиным в конце 2003 г. и воспроизведенный несколько раз в течение 2004 г. запрет на рыночную реструктуризацию «Газпрома»;
- объявленная сделка по объединению «Газпрома» и «Роснефти», связанная с реставрацией формального государственного контроля в «Газпроме» и перспективой превращения объединенной компании в главный рычаг влияния властей на нефтегазовый рынок;
- открыто объявленное (первый случай за много лет) желание Кремля осуществлять согласование частных сделок по перепродаже крупных, стратегически значимых активов в энергетическом секторе, прямых иностранных инвестиций в секторе (в частности, Кремль, как считается, одобрил приобретение 7,6% акций «ЛУКОЙла» компанией «СопоскоPhillips» на приватизационном аукционе, а также приобретение 25% акций газовой компании «Новатэк» компании «Total», однако блокировал слияние ЮКОСа и «Сибнефти», продажу 25% акций ЮКОСа компании «ExxonMobil» и продажу крупного пакета акций «Сибнефти» той же «Total»);
- неформальный, но довольно жесткий запрет частной собственности и иностранного участия в магистральном нефтепроводном транспорте, который вполне может быть формализован в новом законе «О магистральном трубопроводном транспорте»;
- массивное и очевидно согласованное с Кремлем проникновение «Газпрома» в электроэнергетику («Газпром» уже является собственником как минимум 10,3% акций РАО «ЕЭС России» и более 25% акций «Мосэнерго», что позволяет ему в ходе реструктуризации электроэнергетики стать контрольным владельцем 30—40 тыс. МВт генерирующих мощностей в Центре России), которое представляет собой прямой отход от первоначально принятой в 2001 г. концепции выхода государства из генерации электроэнергии (с учетом ожидаемого восстановления государства в роли собственника контрольного пакета акций «Газпрома»);
- инициированные Кремлем и политически мотивированные ⁵ приобретения энергетических активов на постсоветском пространстве государственными компаниями РАО «ЕЭС России» и «Газпром».

Эти действия и ограничительные меры не были проведены в жизнь самым эффективным образом и оставляют сомнения относительно того, являются ли они частью какого-либо стратегического плана по восстановлению государственного контроля в энергетике или представляют собой достаточно случайный набор преимущественно интуитивных действий бюрократической системы по созданию все новых рычагов контроля в стратегически важной сфере экономики, а также действий, мотивированных личным интересом чиновни-

ков. Неясно также, что последует за этими действиями: масштабная национализация и реставрация государственного регулирования или только установление новых неформальных правил игры между государством и бизнесом, причем частный энергетический сектор в значительной мере сохранится, а в централизованных сферах энергетики (электроэнергетике, газовом секторе) будет возможна даже известная реструктуризация и выход государства из некоторых менее значимых активов в пользу «дружественных» частных инвесторов. Более того, озвученная властями схема сделки по объединению «Газпрома» и «Роснефти» позволяет предположить, что целью Кремля вовсе не обязательно является установление прямого государственного контроля за активами (в данном случае речь идет как раз о закрытой схеме приватизации нефтяной компании «Роснефть»). Помимо этого власти сознательно пошли на продолжение приватизации нефтяного сектора, выставив, в частности, на продажу 7,6% акций «ЛУКОЙла» в сентябре 2004 г.; скорее всего, речь идет о формировании ряда самостоятельных систем сквозного контроля над экономической деятельностью в энергетическом секторе с использованием не только института государственной собственности, но и юридических, регуляторных и неформальных рычагов воздействия на рынок.

Тем не менее ясный тренд по усилению вмешательства государства в функционирование энергетического сектора налицо.

Насколько усиление государственного контроля пойдет на пользу энергетическому сектору? Опыт 1995—2005 гг. свидетельствует, что *государству следует скорее держаться подальше от энергетического сектора, если оно хочет добиться роста производства и повышения экономической эффективности*. По итогам этого периода можно совершенно определенно утверждать, что единственными сферами российской энергетики, добившимися экономических успехов, были те сферы, где имели место децентрализация управления, приватизация и либерализация экономической деятельности (отмена регулирования цен, экспортных и иных ограничений). Наиболее убедительным примером является нефтяной сектор, который в 2000—2004 гг. сумел нарастить объем добычи почти на 50% в результате собственных инвестиционных усилий (результат, который еще в 2000—2001 гг. не могли предсказать многие отраслевые эксперты: официальная «энергетическая стратегия» правительства, одобренная в 2000 г., устанавливала целевой порог годового объема нефтедобычи на 2020 г. в размере 350 млн т нефти, тогда как уже в 2002 г. было добыто 380 млн т, в 2004 г. — 459 млн т; рис. 13). В реструктуризированном и приватизированном угольном секторе объем дотаций из федерального бюджета снизился с примерно 1,5 млрд долл. в 1995 г. до немногим более 200 млн долл. в 2003 г., притом что объемы добычи угля в последние годы также росли (за исключением 2002 г., когда некоторое снижение объемов добычи угля было вызвано кризисом перепроизводства, спровоцированным чрезмерно высокими темпами роста добычи в 2001 г.).

История дерегулирования и приватизации нефтяного и угольного секторов является очевидным примером успешного проведения рыночных реформ в энергетическом секторе России. Особенно убедительна эта картина в сравнении с кризисами воспроизводства в централизованных и контролируемых государством сферах: электроэнергетике (о чем говорилось выше) и газовом секторе (о чем речь пойдет далее).

Похожая картина наблюдалась в газовой отрасли: в 1999—2004 гг. российские независимые производители газа (частные компании) удвоили объемы добычи газа, находясь в гораздо худших стартовых условиях (не имея, в отличие от «Газпрома», доступа к экспорту газа и высоким экспортным доходам). При этом, вопреки активно тиражируемому «Газпромом» тезису об убыточности поставок природного газа на внутренний рынок России, рентабельность деятельности независимых производителей газа («Новатэка», «Нортгаза»), не имеющих доступа к экспорту газа, в последние годы была достаточно высокой (в 2003 г. — более 30%). Частная компания «Sakhalin Energy» со 100%-ным иностранным участием стала, как отмечалось выше, первой российской компанией, успешно продвигающей проект создания первого в истории России завода по производству сжиженного природного газа, демонстрируя успехи в маркетинге СПГ на тихоокеанском рынке.

В то же время «Газпром», невзирая на несравненно лучшие экономические условия (высокие доходы от экспорта газа), не смог пока даже выйти на уровень добычи 1999 г. При этом, если бы не захват «Газпромом» компании «Пургаз», добыча газа в 2004 г. недалеко отстояла бы от «исторического минимума» 2001 г., даже несмотря на выход на проектную мощность (100 млрд куб. м в год) крупнейшего Заполярного месторождения. В начале 1999 г. ЗАО «Пургаз», которому принадлежит лицензия на разработку Губкинского месторождения с запасами газа 381 млрд куб. м, было продано группе компаний «Итера», которая в дальнейшем на свои средства осуществила вложения в разработку месторождения (более 200 млн долл.) и обеспечила его выход на проектную мощность — 8 млрд куб. м добычи газа в 2002 г. и свыше 15 млрд куб. м в 2003—2004 гг.). После этого в 2002 г. контрольный пакет акций «Пургаза» был выкуплен «Газпромом» обратно по минимальной стоимости, а обязательства «Пургаза» перед группой компаний «Итера» трансформировались в долговые обязательства «Газпрома» (впоследствии, в 2002—2004 гг., долг перед «Итерой» был погашен).

В любом случае неспособность «Газпрома» обеспечить производственный рост в газодобыче на фоне успешного развития независимых производителей газа — еще один пример неэффективности централизованной модели развития энергетики под контролем государства по сравнению с экономически мотивированным, мобильным и эффективным частным сектором в энергетике (рис. 14).

Еще один сравнительный показатель — экономическая эффективность. Как видно из рис. 15, российские нефтегазовые компании, находящиеся под контролем государства («Газпром» и «Роснефть»), невзирая на высокие доходы от нефтегазового экспорта благодаря удачной внешнеэкономической конъюнктуре демонстрируют значительно худшие результаты в области отдачи на капитал, чем их зарубежные и — что безусловно важно — российские частные конкуренты. Так, по показателю доходности совокупных активов (отношение прибыли до налогообложения к стоимости совокупных активов) «Газпром» и «Роснефть» существенно отставали от среднемировых показателей для нефтегазовых корпораций (15—20%) и от показателей наиболее эффективных частных российских компаний («Сибнефти», ЮКОСа, «Новатэка», «ЛУКОЙла»).

Таким образом, опыт последних десяти лет свидетельствует, что частный сектор добился значительно больших успехов в развитии российской энергетики, чем государственные энергетические компании, основные из которых сохранили централизованную отраслевую структуру управления. Дальнейшее дерегулирование, приватизация и либерализация энергетического сектора, провозглашенные правительством М. Касьянова в качестве одной из главных целей среднесрочной экономической повестки дня, должны были закрепить и развить позитивные тенденции в преодолении производственного спада, достижении высоких темпов роста и повышении производственной и экономической эффективности энергетических компаний. Однако «новая энергетическая политика Кремля», выражающаяся пока в неформальном виде (официально курс на усиление роли государства в энергетическом секторе

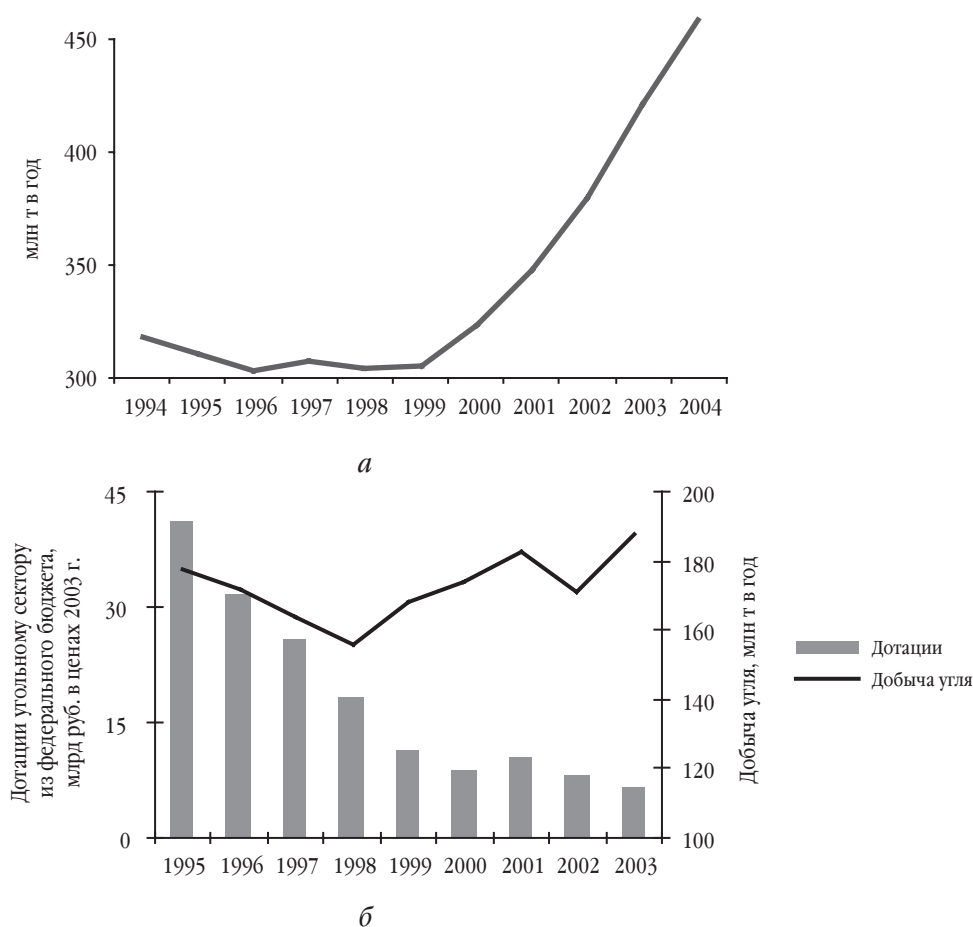


Рис. 13. Успешная история либерализации и приватизации нефтяного и угольного секторов российской экономики: а — добыча нефти в 1999—2004 гг.; б — дотации угольному сектору из федерального бюджета и добыча угля в 1995—2003 гг.

Источники: ВР, Росстат, Минфин России.

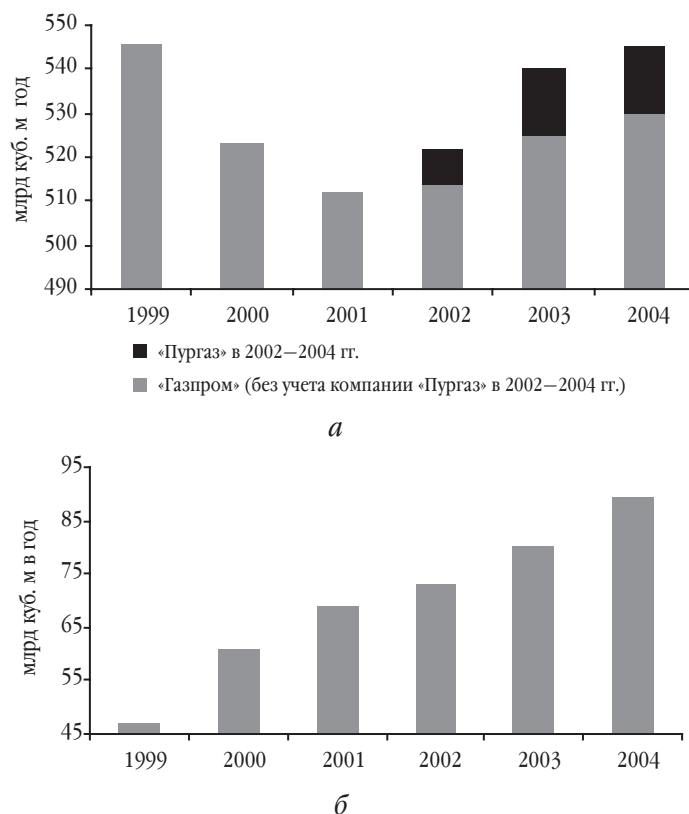


Рис. 14. Добыча газа в России в 1999—2004 гг.: а — «Газпром»; б — независимые производители газа
Источники: «Газпром», Росстат, Оксфордский институт энергетических исследований.

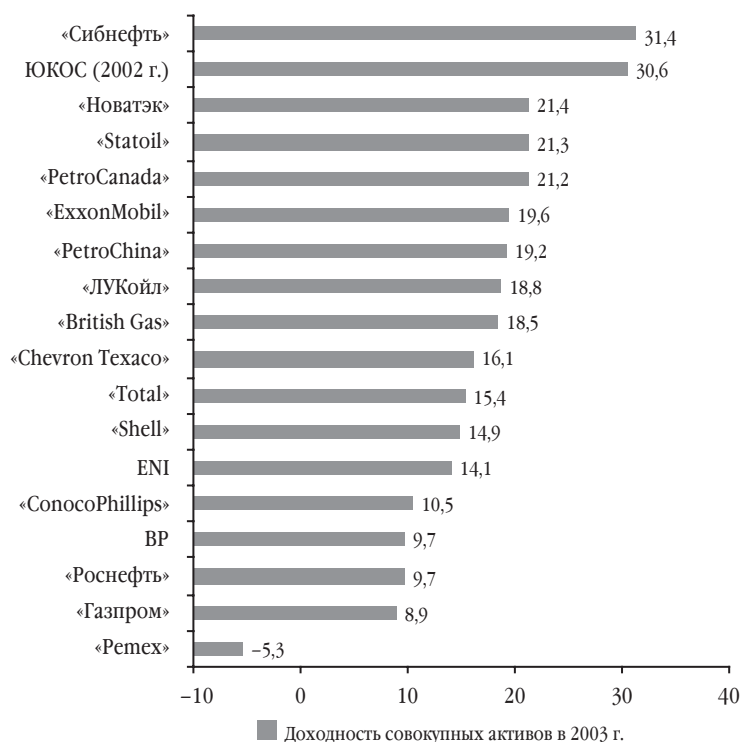


Рис. 15. Российские государственные нефтегазовые компании далеки от российских и международных конкурентов по показателям экономической эффективности, несмотря на высокие доходы от экспорта нефти и газа
Источник: финансовая отчетность компаний по МСФО.

провозглашен не был), но тем не менее оказывающая довольно сильное влияние на функционирование энергетических компаний, поворачивает вектор экономической политики в энергетике в иную сторону.

Едва ли переход к интервенционной модели государственной экономической политики принесет пользу российскому энергетическому сектору, поскольку, во-первых, для государства характерен серьезный клубок конфликтов интересов в области энергетической политики (краткосрочные интересы в области макроэкономической, налогово-бюджетной, социальной промышленной политики, с одной стороны, и долгосрочные интересы развития энергетического сектора — с другой), во-вторых, в силу упомянутых выше конфликтов интересов оно системно принимает нерациональные решения в области энергетической политики (замораживание роста тарифов в электроэнергетике и газовой отрасли и одновременно замораживание структурных реформ, отказ от строительства нефтепровода «Западная Сибирь — Мурманск» и т. д.), в-третьих, характерные для нынешней российской исполнительной власти неэффективность и высокий уровень коррупции вряд ли позволяют рассчитывать на повышение эффективности деятельности управляемых государством компаний и рациональную аллокацию инвестиционных ресурсов. Напротив, интервенционная модель в состоянии нанести серьезный урон деловой активности и долгосрочным инвестициям в энергетическом секторе, провоцируя и усугубляя кризисные явления не только в сферах, традиционно остававшихся под государственным контролем в течение 1990-х, но и там, где в течение прошедших лет были достигнуты определенные успехи в области воспроизводства и повышения эффективности благодаря рыночным реформам.

Перспективы кризиса в добыче нефти и газа

По различным причинам нефтедобывающая и газодобывающая отрасли России сегодня оказались на пороге кризисной ситуации, проявляющейся в неспособности поддерживать рост производства в среднесрочной перспективе. Эта проблема — один из наиболее серьезных вызовов энергетической политике на ближайший период. Причины вероятного кризиса для нефте- и газодобычи различны, однако страна имеет шанс в ближайшее время столкнуться с перспективой окончания роста добычи нефти и газа или даже с падением объемов добычи.

Наиболее драматический характер производственный кризис носит в газовом секторе. Фундаментальной причиной снижения добычи продолжает оставаться проблема падения газодобычи на крупнейших месторождениях Надым-Пур-Тазовского района — Уренгойском, Ямбургском, Медвежьем. Степень выработанности Уренгойского месторождения составляет 75%, Ямбургского — 60%, Медвежьего — 85%. По прогнозным оценкам выбытие объемов добычи газа только на Уренгойском и Ямбургском месторождениях в 2007 г. составит свыше 55 млрд куб. м по сравнению с 2004 г., в 2010 г. — 113 млрд куб. м. При этом в течение всего периода восстановления российской экономики после кризиса 1998 г. «Газпром» в целом последовательно наращивал поставки природного газа на экспорт, сокращая поставки на внутренний рынок. В частности, в 2004 г. поставки газа на экспорт в так называемое дальнейшее зарубежье составили 113,4% показателя 1999 г. (притом что уровень добычи газа не достиг уровня 1999 г.), экспорт газа в страны СНГ довольно резко вырос в 2004 г. и увеличился на 1% по сравнению с уровнем 1999 г. (после падения в 2001 г. до 84% от уровня 1999 г., которое было обусловлено политикой прежнего менеджмента «Газпрома», уступившего газовый рынок СНГ другим компаниям, в частности, группе «Итера»), а поставки газа «Газпрома» на внутренний рынок снизились и составили 96,6% уровня 1999 г. В результате разрыв между объемами поставок «Газпрома» на внутрироссийский рынок (добыча «Газпрома» минус экспорт в дальнейшее зарубежье и страны СНГ) и внутренним потреблением газа серьезно увеличился и уже в 2004 г. составил почти 70 млрд куб. м, а в 2005 г. данный разрыв может составить уже свыше 100 млрд куб. м (рис. 16).

Некоторые эксперты объясняют сокращение «Газпромом» поставок на внутренний рынок их невыгодностью ввиду низких внутренних цен на газ, однако такое утверждение уже давно не соответствует реальности. С 2000 г. внутрироссийские цены на газ начали расти довольно быстрыми темпами, их кумулятивный прирост с 1 мая 2000 г. по 1 января 2004 г. составил 2,35 раза, а начиная с 1 января 2005 г. цены были повышены в среднем еще на 23,7% — таким образом, кумулятивный прирост внутрироссийских цен на газ за последние пять лет оказался почти трехкратным. Средняя цена промышленности на газ в 2005 г. весьма высока — примерно 38,4 долл. за 1000 куб. м без НДС. Если принять для укрупненной оценки средние издержки добычи сеноманского газа в 6 долл. за 1000 куб. м, а среднюю стоимость транспортировки газа на внутренний рынок — в 25 долл. за 1000 куб. м (сегодня — 19,4 долл.⁶ для независимых производителей газа и для «Газпрома») плюс 10% накладных (административных и коммерческих) расходов, то при таких ценах рентабельность продаж газа на внутреннем рынке большинству потребителей (кроме населения) составит примерно 12% (население потребляет довольно незначительный объем газа — примерно 15% внутреннего спроса).

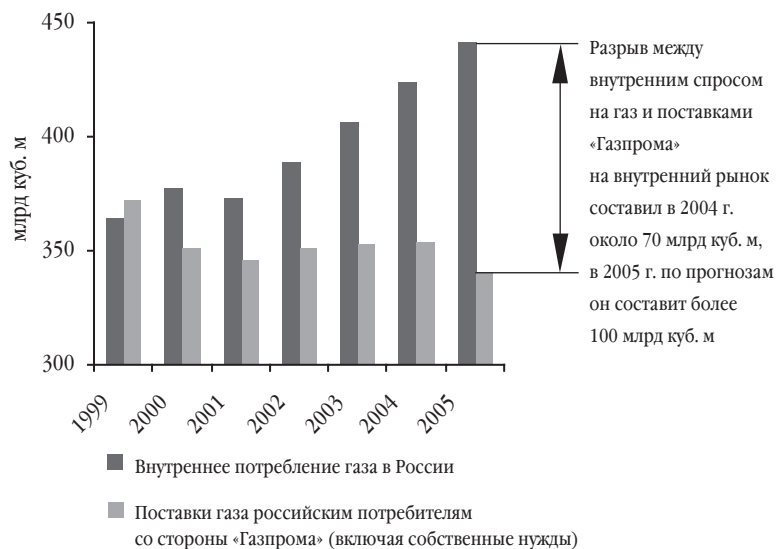


Рис. 16. Внутреннее потребление газа в России и поставки газа со стороны ОАО «Газпром» в 1999—2005 гг. (2004 и 2005 гг. — прогнозная оценка)

Источники: ВР (потребление газа в России), «Газпром» (добыча и поставки газа).

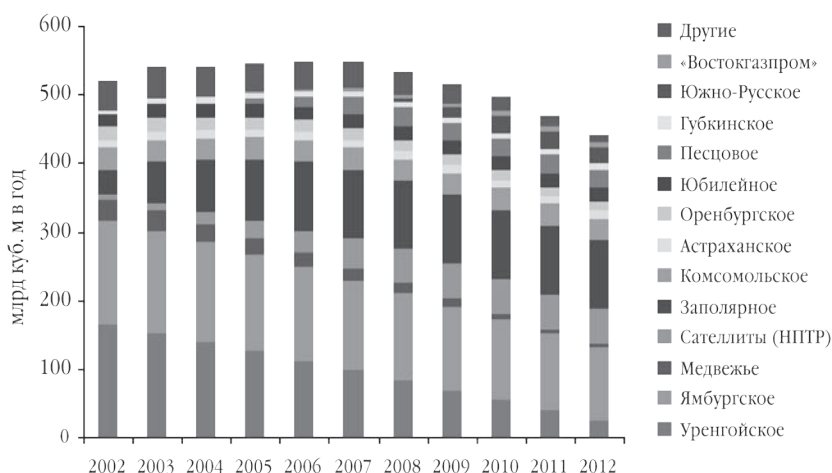


Рис. 17. Падение газодобычи на действующих и вводимых в ближайшее время месторождениях «Газпрома»

Источник: Институт энергетической политики.

Если правительство выдержит принятый на себя в соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2020 года и обязательствами перед ЕС в рамках переговоров по вступлению России в ВТО график повышения внутренних цен на газ, то в 2006 г. цены должны будут составить 41—42 долл. за 1000 куб. м, а в 2008 г. — превысить 50 долл. Даже если средние издержки добычи газа в этот период составят 8—10 долл. за 1000 куб. м, газовый рынок России уже в 2008 г. все равно выйдет на уровень рентабельности продаж 35—38%. Это означает, что ввиду достижения достаточно высокого уровня цен на газ внутри страны ценовая проблема перестает (и по сути уже перестала) быть серьезным тормозом для развития внутреннего газового рынка (как известно, все предыдущие предложения «Газпрома» по поводу стратегического развития газовой отрасли России в основном сводились к необходимости повышения внутренних цен на газ, что, очевидно, не помогает предотвратить надвигающийся кризис снабжения газом российских потребителей).

Масштаб падения газодобычи на действующих крупнейших месторождениях «Газпрома» показан на рис. 17. Перспективы преодоления кризисной ситуации в газодобыче в значительной мере зависят от сроков освоения газовых месторождений полуострова Ямал — крупнейшей новой газовой провинции России. Лицензиями на право разработки основных газовых месторождений полуострова Ямал — Бованенковского и Харасавэйского — также

владеет «Газпром». В соответствии с лицензионным соглашением добыча газа на Бованенковском месторождении должна начаться в 2008 г., на Харасавэйском — в 2012 г., суммарная проектная мощность обоих месторождений составит 145 млрд куб. м газа в год (115 на Бованенковском и 30 на Харасавэйском). Однако опоздание с подготовкой обоснования инвестиций в обустройство Бованенковского месторождения (обоснование лишь начало рассматриваться компанией в 2005 г.) не позволяют рассчитывать, что месторождение удастся запустить в промышленную эксплуатацию в предусмотренные сроки. Еще одной проблемой является привлечение инвестиций в требуемых объемах: разработанная в «Газпроме» комплексная программа освоения газовых месторождений полуострова Ямал предполагает вложения в размере около 70 млрд долл. до 2020 г., причем более половины этих средств (или по 8—9 млрд долл. в год) должно быть инвестировано уже в ближайшую пятилетку в рамках разработки Бованенковского месторождения.

Все это свидетельствует о том, что ввод в действие ямальных газовых месторождений откладывается, в связи с чем к 2010 г. «Газпром» *может в лучшем случае стабилизировать добычу газа на уровне 550 куб. м в год.*

Если прогнозировать внутренний спрос исходя из среднегодовых темпов его роста в 2002—2004 гг. (4,3% в год), то к 2010 г. он может составить 545 млрд куб. м газа в год. Кроме того, необходимо учесть еще и прогнозы «Газпрома» относительно дальнейшего прироста экспорта газа. Невзирая на вызовы, складывающиеся в сфере поддержания объемов газодобычи, компания прогнозирует наращивание объемов экспорта газа на европейский рынок до уровня не менее 180 млрд куб. м к 2010 г. Стратегия по развитию экспорта газа подкреплена финансируемыми в настоящее время проектами, направленными на расширение экспорта, в частности, выводом на проектную мощность газопроводов «Ямал — Европа» и «Голубой поток», а также поэтапным строительством газопровода «Богородчаны — Ужгород». Более того, в случае реализации проекта строительства североευропейского газопровода, ориентированного на рынок Северо-Западной Европы, начало поставок по которому планируется на 2007 г., а выход на проектную мощность (не менее 20 млрд куб. м газа в год) — в 2009 г., объем экспорта газа в Европу дополнительно возрастет до 200 млрд куб. м в год.

С учетом этого даже при самом оптимистическом развитии событий объемы газа, которые ОАО «Газпром» будет в состоянии поставлять российским потребителям, не превысят уровня, примерно соответствующего сегодняшнему, — 290 млрд куб. м в год. Это свидетельствует, во-первых, о том, что политика «Газпрома» в области приоритетного развития экспорта газа и результаты его деятельности в сфере развития газодобычи *не могут обеспечить достаточного прироста объемов поставок газа на внутренний рынок России с учетом перспектив дальнейшего роста экономики.* Из табл. 5 видно, что совокупный разрыв между потребностями внутреннего рынка газа и поставками со стороны ОАО «Газпром» в 2010 г. может составить 307 млрд куб. м газа в год. Частично (при удачном для России стечении обстоятельств) этот разрыв может быть покрыт поставками газа из Центральной Азии: существуют прогнозы достижения в Туркмении в этот период объемов добычи газа 70 млрд куб. м, в Казахстане — 35 млрд куб. м с учетом роста добычи на Карачаганакском месторождении, освоения Кашаганского месторождения на Каспийском шельфе и роста производства попутного газа на Тенгизе (прогноз внутреннего спроса на 2010 г. — 20 млрд куб. м), хотя не очевидно, что эти объемы газа будут поставляться в Россию — центральноазиатские страны активно рассматривают возможность строительства газопроводной инфраструктуры в обход России, и часть этих проектов может быть реализована до 2010 г. *Однако сохраняющийся разрыв все равно велик и составит свыше 220 млрд куб. м газа* (даже по минимальному сценарию прироста внутреннего спроса на газ в 2% в год он все равно составит свыше 150 млрд куб. м).

Уже ясно, что такая ситуация — не случайное стечение обстоятельств, а следствие системной инвестиционной политики «Газпрома». Текущая стратегия компании в секторе добычи газа направлена на замедление снижения объемов добычи в Надым-Пур-Тазовском районе Западной Сибири за счет направления капитальных вложений на дообустройство действующих крупных сеноманских месторождений. На протяжении последних трех лет инвестиции компании в добычу газа устойчиво не превышают 30% общих объемов капитальных вложений и продолжают снижаться на фоне общего роста объема инвестиционной программы. Так, проект инвестиционной программы «Газпрома» на 2005 г. предполагает капитальные вложения в добычу газа на 74% меньше, чем в 2004 г., — 1,2 млрд долл., что составляет менее 20% общей суммы капитальных вложений «Газпрома». При этом более 60% инвестиций в добычу направлено именно на финансирование мероприятий, нацеленных на поддержание падающей добычи газа на действующих месторождениях. Лишь порядка 10% капитальных вложений предполагается направить в 2005 г. на обустройство Ямала (0,87 млрд долл. при общей стоимости ямальной программы в размере около 70 млрд долл.).

В то же время «Газпром» продолжает активно инвестировать в новые экспортно-ориентированные газотранспортные проекты (рис. 18). Например, проект инвестиционной программы «Газпрома» на 2005 г. уже предусматривает инвестиции в размере около 0,7 млрд долл. на финансирование затрат, связанных с началом строительства

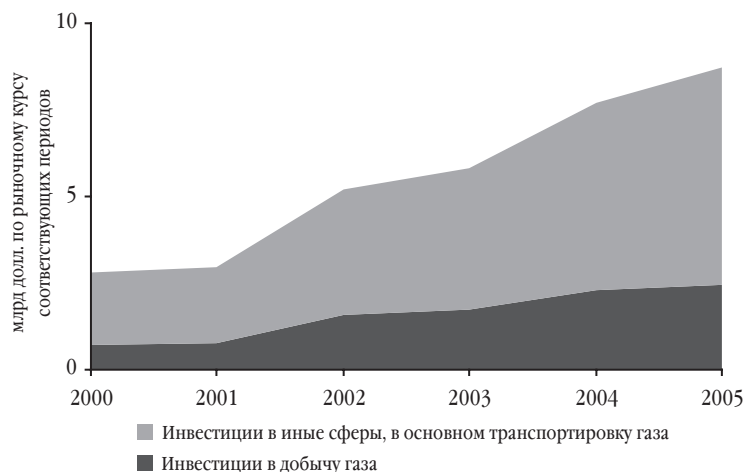


Рис. 18. Структура капитальных вложений «Газпрома» в 2000—2005 гг. (2005 г. — проект инвестиционной программы от декабря 2004 г.)

Источник: Институт энергетической политики.

североевропейского газопровода (оценочная стоимость проекта составляет около 10 млрд долл.). При этом проблема необъяснимого затягивания масштабных инвестиций в освоение ямальных газовых месторождений (на эти цели в 2005 г. предполагается направить лишь порядка 10% капитальных вложений — 0,87 млрд долл.) имеет уже давнюю историю: еще в конце 2000 г. «Газпром» направил в Минприроды письмо с просьбой переоформить лицензии, выданные компании на разработку крупнейших ямальных газовых месторождений, поскольку по многим из них сроки начала работ, предусмотренные лицензионными соглашениями, давно истекли. По лицензиям добыча газа на Харасавэйском месторождении должна была начаться в 1995 г., на Бованенковском — в 1997 г., на Новопортовском — в 1999 г. «Газпром» предложил тогда сдвинуть сроки освоения этих месторождений соответственно на 2010 и 2007 гг., а Новопортовского — вообще на неопределенный срок. В начале 2001 г. эти предложения были отклонены, однако с приходом в «Газпром» менеджмента, близкого к президенту В. Путину, лицензии были продлены. Тем не менее «Газпром» до сих пор не разработал даже обоснования инвестиций для освоения ямальных газовых месторождений, и оно явно сдвигается на период после 2010 г. Это подтверждают и выводы экспертов Организации экономического сотрудничества и развития ⁷.

В нефтяном секторе, который, как уже отмечалось, демонстрировал хорошие производственные результаты в 1999—2004 гг., причины замедления темпов роста, в отличие от неэффективного централизованного газового сектора, иные. Они непосредственно связаны с недавними усилиями российских властей по перераспределению собственности в нефтяном секторе экономики, по сути представляющими собой *новую волну масштабной и беспрецедентной реструктуризации нефтяного сектора*, которая имеет волюнтаристский характер, осуществляется без явной стратегии реализации и целевой модели и, как можно предполагать, без детального просчета экономических последствий. В 1995—2004 гг. нефтяной сектор экономики перешел к устойчивому функционированию в рыночной модели, полностью основанной на частной собственности и частной инициативе ⁸. Пока он продолжает действовать именно в такой модели, в связи с чем определяющими для его развития являются инвестиционные решения частных собственников нефтяных компаний.

Еще в 2003 — начале 2004 г. оптимистические оценки прогнозов добычи нефти в России, озвучивавшиеся нефтяными компаниями, предполагали дальнейшее наращивание объемов годовой добычи нефти до уровня 440 млн т в 2004 г., 480—500 млн т уже в 2006—2007 гг. (т. е. в 2005—2007 гг. среднегодовые темпы прироста добычи нефти составили бы при таком сценарии 4—5%), а к 2012 г. годовой объем добычи нефти достиг бы 575 млн т ⁹. Интегральные планы крупнейших нефтедобывающих компаний, вывод о которых можно было сделать на основании интегрального анализа данных компаний и материалов СМИ, давали еще более высокую оценку темпов добычи нефти в ближайшей перспективе — 459 млн т в 2004 г. (этот прогноз оправдался), или 9%, при этом в 2005—2007 гг. темпы роста добычи также должны были бы находиться в пределах 4—5% в год, хотя в абсолютном выражении объемы добычи нефти оказались бы выше ввиду лучших результатов в 2004 г.

Однако действия российских властей в 2003—2004 г. серьезно подорвали основу для принятия стратегических долгосрочных инвестиционных решений по дальнейшему развитию нефтедобычи и реализации указанных планов. Свою роль сыграли принятые весной 2004 г. решения по повышению уровня налогообложения нефтяных компа-

ний ¹⁰ и неспособность властей решиться на одобрение частного нефтепроводного проекта «Западная Сибирь — Мурманск», который мог бы способствовать разрешению проблемы ограниченных экспортных трубопроводных мощностей. В результате экспорт нефти стал нечувствителен к сверхвысокой мировой конъюнктуре цен на нефть (свыше 90% дополнительных доходов от экспорта нефти, образующихся при превышении экспортной ценой уровня 25 долл./баррель, подлежат теперь перечислению в бюджет, что явно снижает экономическую мотивацию компаний для наращивания экспорта в период высоких цен), а решения проблемы дополнительных издержек минимум в 5—7 долл./баррель при экспорте западносибирской нефти железнодорожным и внутренним водным транспортом так и не найдено (как уже отмечалось, решение о строительстве нефтепровода «Тайшет — Перевозная» из-за дороговизны транспортировки мало чем помогает расширению экспорта нефти из Западной Сибири, где по-прежнему сосредоточен основной российский потенциал нефтедобычи).

ТАБЛИЦА 5

Прогнозный газовый баланс России на 2010 г., млрд куб. м

Показатель	2004	2010
Добыча газа ОАО «Газпром» (без учета ввода ямальных месторождений, оптимистический сценарий)	545	550
Поставки газа на экспорт со стороны ОАО «Газпром» (Европа/СНГ, без учета экспорта в страны Азии)	191	312 *
Остаток, доступный внутренним потребителям	354	238
Внутренний спрос на газ в России:		
сценарий 1 (вероятный) **	423	545
сценарий 2 (пониженный) ***	423	477
Разрыв:		
сценарий 1 (вероятный)	69	307
сценарий 2 (пониженный)	69	239
Поставки центральноазиатского газа — максимально возможный вариант (Туркмения — 70 млрд куб. м, Казахстан — 15 млрд куб. м)		85
Итого разрыв:		
сценарий 1 (вероятный)		222
сценарий 2 (пониженный)		154

* В том числе Европа — 200, СНГ — 112.

** Прогноз на основе темпов роста спроса 4,3% в год, которые наблюдались в 2002—2004 гг.

*** Прогноз на основе темпов роста спроса 2% в год.

Источник: «Газпром», ВР, собственная оценка.

Не сумев создать нефтяным компаниям выгодных стимулов для дальнейшего расширения производства, государство приступило к интервенциям в формирование структуры нефтяного сектора. Во-первых, оно приостановило начавшийся в 2002—2003 гг. рыночный процесс слияний и поглощений в нефтяном секторе, фактически запретив сделку по слиянию компаний ЮКОС и «Сибнефть». Таким образом, естественный процесс эволюции российского нефтяного сектора был остановлен, более того, из процесса принятия стратегических решений в области долгосрочных инвестиций в нефтедобычу была практически исключена «Сибнефть» (7,4% российской нефтедобычи в 2004 г.), так как ее собственники до сих пор не приняли решения о продаже компании и в то же время явно не собираются развивать ее. Дальнейшие действия по демонтажу ЮКОСа как единого экономического организма исключили и эту компанию из числа стратегических игроков в области принятия инвестиционных решений на

долгосрочную перспективу. «Юганскнефтегаз», вычлененный из компании, вот уже в течение длительного времени не являлся самостоятельным рыночным игроком и центром принятия стратегических инвестиционных решений, будучи лишь техническим элементом вертикально интегрированной системы ЮКОСа, и новые владельцы пока не предложили внятной стратегии развития «Юганскнефтегаза», подкрепленной адекватными маркетинговыми планами. Вертикально интегрированная производственно-рыночная цепочка в ЮКОСе оказалась разорванной, при этом сохраняющиеся в его собственности активы все еще представляют собой крупную вертикально интегрированную нефтяную компанию. Ни «Юганскнефтегаз», ни сохраняющийся ЮКОС, таким образом, пока не в состоянии принимать адекватные долгосрочные инвестиционные решения. Еще одним элементом «силовой реструктуризации» нефтяного сектора стала идея передачи «Роснефти» под контроль «Газпрома» — процесс передачи прав на разработку месторождений уже начался, в то время как «Газпром» еще явно не готов к принятию стратегических инвестиционных решений по развитию нефтедобычи.

Таким образом, компании, владеющие правами на разработку лучших нефтяных месторождений России («Юганскнефтегаз», «остатки» ЮКОСа, «Сибнефть», «Роснефть») и добывшие в 2004 г. примерно 31% всей российской нефти, оказались полностью неспособны принимать перспективные инвестиционные решения в области развития нефтедобычи. Что касается остальных, то инерция принятых в 2001—2003 гг. решений о введении «плоской» ставки налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и фактическое «закрытие» режима соглашений о разделе продукции (СРП) — установление режима налогообложения соглашений о разделе продукции, аналогичного обычному налоговому режиму, — вряд ли позволит существенно наращивать в ближайшие годы добычу нефти мелким и средним компаниям. а также таким, как «Татнефть» и «Башнефть», месторождения которых серьезно истощены. В 2001—2004 гг. добыча нефти «Татнефтью» и «Башнефтью» стагнировала (рис. 19), а добыча нефти компаниями, не входящими в вертикально интегрированные нефтяные компании (ВИНК), упала почти на 30% (с 35,5 до 25,8 млн т). В совокупности доля в российской нефтедобыче компаний, имеющих сомнительные стратегические перспективы развития производства, таким образом, составляет почти 45%.

Если к этому прибавить ТНК-ВР, компанию с 50%-ным иностранным участием, вокруг которой перманентно циркулируют предположения о возможном выставлении государством налоговых претензий за 2001—2002 гг. либо о введении разного рода ограничений на ее деятельность в связи с 50%-ным иностранным участием в ее капитале (компания, таким образом, также ограничена в возможности принимать стратегические инвестиционные решения по развитию нефтедобычи ввиду высоких рисков), а также «Славнефть», купленную «Сибнефтью» и ТНК-ВР в конце 2002 г. на приватизационном аукционе (окончательная стратегия новых собственников в отношении перспектив развития бизнеса на базе активов «Славнефти» так и не была определена), получается, что компании, добывающие 63% российской нефти, в результате затеянной властями «реструктуризации» нефтяного сектора и отдельных элементов экономической политики, имевших сомнительные долгосрочные последствия (введение плоского НДПИ и ущемление интересов инвесторов в новом формате режима СРП), теперь не имеют ясных перспектив для принятия инвестиционных решений в области развития нефтедобычи. Единственные компании, которые не входят в перечисленный список, — «ЛУКОЙЛ» и «Сургутнефтегаз», при этом «ЛУКОЙЛ» испытал явные трудности в развитии нефтедобычи в Тимано-Печорской провинции в связи с задержкой принятия решения по поводу строительства

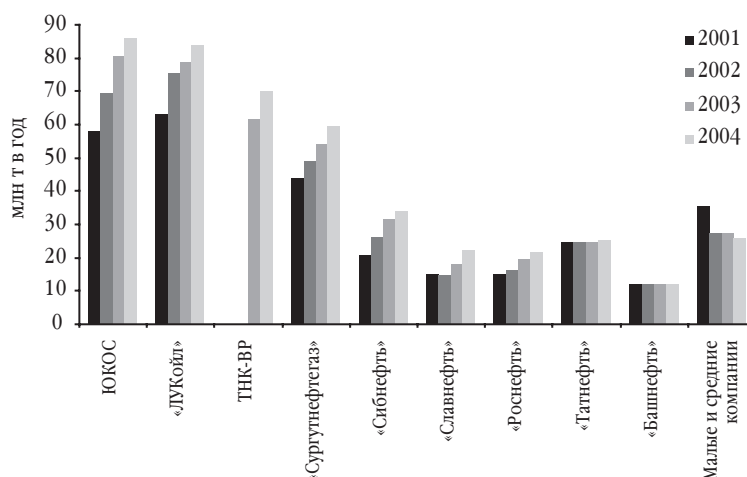


Рис. 19. Добыча нефти в России по компаниям, 2001—2004 гг.

Источник: «Нефть и капитал».

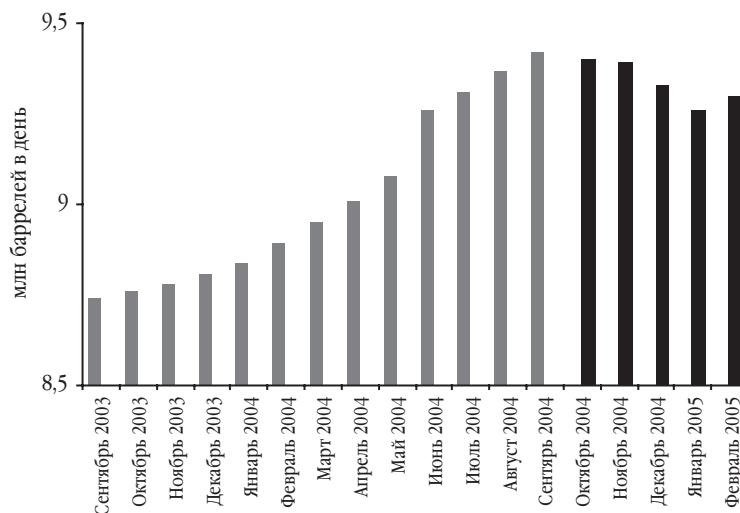


Рис. 20. Среднесуточная добыча нефти в России

Источник: «Нефть и капитал».

нефтепровода «Западная Сибирь — Мурманск» и сегодня вынужден инвестировать в альтернативный проект строительства собственного нефтеналивного терминала в Варандее (Ненецкий автономный округ).

В итоге значительная часть экспертов всерьез говорит о том, что уже в 2005 г. российский нефтяной сектор может столкнуться с остановкой роста и даже некоторым падением добычи. Имеющаяся на данный момент статистика среднесуточной добычи нефти позволяет констатировать начало довольно серьезного спада начиная с октября 2004 г. (периода, когда совокупное действие всех негативных факторов — увеличения налогообложения, системной нерешенности проблемы ограниченных экспортных нефтепроводных мощностей, ущерба, нанесенного малым нефтяным компаниям, «Татнефти» и «Башнефти» введением плоского НДС, а также атаки российских властей на сложившуюся к 2004 г. структуру нефтяного сектора — начало оказывать реальное воздействие на инвестиционные решения и экономические процессы в нефтяном секторе). Спада, который не наблюдался, например, в октябре 2003 г. — феврале 2004 г. (до этого среднесуточная добыча нефти последовательно росла). Хотя в феврале 2005 г. в спаде наметился некоторый перелом, среднесуточная добыча тем не менее не вернулась на уровень декабря 2004 г. (рис. 20). В целом судить по этим данным о каком-либо долгосрочном тренде еще рано, однако негативный эффект экономической политики властей на темпы роста нефтедобычи в России налицо.

Проблемы рынка нефтепродуктов в России

Не являясь стратегической проблемой для российской экономики в такой же степени, как описанные выше проблемы (энергоинтенсивность экономики, неразвитые внутренние энергетические рынки, кризис воспроизводства в электроэнергетике и газовой отрасли, перспективы кризиса в нефтедобыче), российский рынок нефтепродуктов тем не менее вызывал опасения своим негативным влиянием на функционирование экономики, в частности, на темпы потребительской инфляции в стране. В этой связи проблема рынка нефтепродуктов кратко рассмотрена в настоящем материале отдельно. Как представляется, причины экономических проблем, существующих сегодня на внутреннем рынке нефтепродуктов, носят как структурный характер (т. е. коренятся в структуре нефтяного сектора, формировавшейся в 1990-е годы), так и являются следствием экономической политики государства. Ниже эти проблемы рассмотрены подробнее.

Что касается негативного влияния цен нефтепродуктов на динамику потребительской инфляции, следует отметить, что в течение 1990-х годов и начала XXI столетия (как видно из рис. 21) рост цен на автобензины уверенно опережал потребительскую инфляцию. В середине 1993 г., сразу после либерализации цен на нефтепродукты, цены единовременно взлетели на 40%. Особенно характерным выглядит ценовой всплеск 1999 г., когда нефтяные компании, воспользовавшись началом восстановительного роста экономики, в результате картельного сговора (который во многих регионах был впоследствии доказан) резко подняли цены на нефтепродукты, среднегодовой рост которых составил 250% и выше (на автобензины — 269% при годовом индексе изменения потребительских цен 36,5%). В период гиперинфляции картина была схожей: например, в 1992 г. розничные цены на бензин вы-

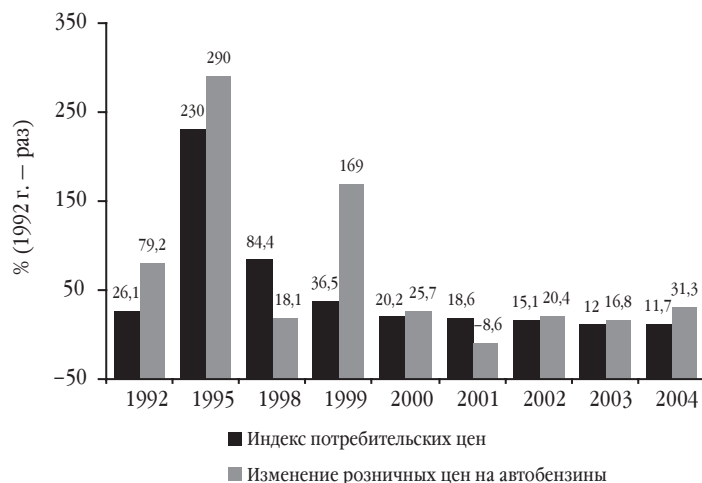


Рис. 21. Сравнительная динамика розничных цен на автобензины и потребительской инфляции

Источник: Росстат.

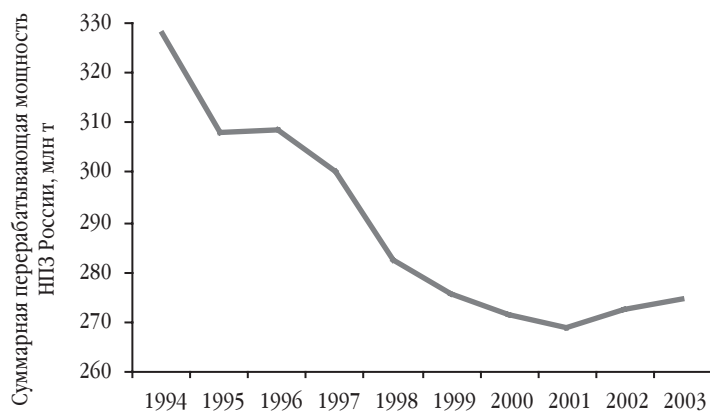


Рис. 22. Уменьшение суммарной перерабатывающей мощности российских НПЗ в течение последнего десятилетия

Источник: ВР.

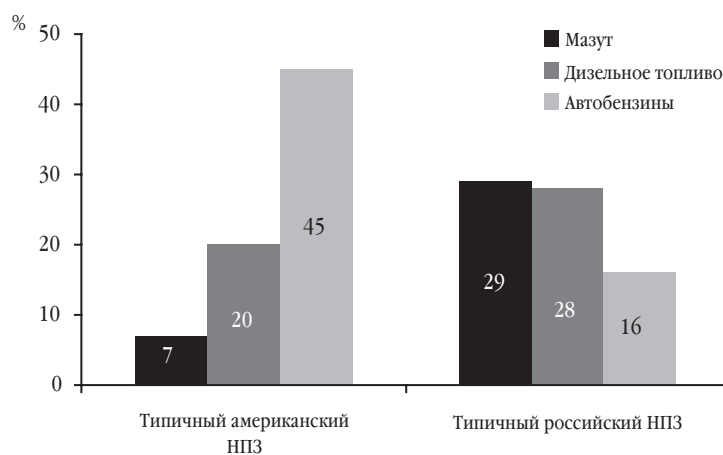


Рис. 23. Структура выхода основных нефтепродуктов на типичном российском и типичном американском НПЗ

Источник: Институт энергетической политики.

росли в 79,2 раза при индексе потребительских цен 26,1 раза, в 1995 г. — в 2,9 раза против 2,3 раза соответственно. В 2004 г. рост розничных цен на автобензины был также весьма высоким — 31,3% против индекса потребительских цен 11,7%.

Видимых объективных причин для столь высоких темпов роста розничных цен на автобензины нет. Некоторые эксперты склонны объяснять их сезонными колебаниями спроса и предложения на нефтепродукты, однако сезонный характер колебаний предполагает снижение цен в период падения спроса (после кратковременного роста, обусловленного пиком спроса). В случае с нефтепродуктами ничего подобного не происходит: резкий рост цен в основном просто совпадает с периодами сезонного всплеска спроса, таким образом, повышение цен может быть объяснено общественности; впоследствии же, как правило, цены вопреки «сезонной» теории не снижаются.

В чем же в действительности состоят причины столь высоких темпов роста цен на нефтепродукты? Во-первых, они лежат в сфере низкого уровня переработки нефти на российских нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ). Как показал опыт 1990-х годов, вертикальная интеграция в нефтяном секторе не во всем оказалась успешной: созданные нефтяные компании и по природе своего бизнеса, и по характеру стратегии, реализованной в 1995—2004 гг., и по планам на будущее представляют собой не столько вертикально интегрированные, сколько в чистом виде upstream-компании, рассматривающие нефтепереработку и внутренний рынок нефтепродуктов как своего рода «побочный» бизнес. Совокупные перерабатывающие мощности отечественных НПЗ в период деятельности российских ВИНК (2003 г. по сравнению с 1994 г.) неуклонно снижались и сегодня составляют лишь 83,75% уровня 1994 г. (рис. 22). Хотя сокращение активов в нефтепереработке в основном происходило за счет выбытия предельно изношенных мощностей (уровень износа основных производственных фондов в нефтепереработке снизился с 63,3% в 1995 г. до 47% в 2002 г.), тем не менее замещения выбывающих мощностей новыми не происходит, т. е. выбытие активов (масштабное сворачивание сектора) в нефтеперерабатывающем сегменте налицо.

При этом модернизация сохраняющихся активов в нефтепереработке идет крайне медленными темпами, в результате средняя глубина переработки нефти в России не превышает 73%, а средний выход светлых нефтепродуктов — 55% (для современных НПЗ в западных странах нормальными показателями считаются соответственно 92% и 75%). Из 25 российских НПЗ 20 работают по 40—50 лет. В среднем по стране выход автобензинов не превышает 16% при 44% в США, а выход мазута, напротив, составляет почти 30% против 7% в США (рис. 23). *Объем производства основных нефтепродуктов, потребляемых на транспорте (автобензинов и авиакеросинов), в России по-прежнему ничтожно мал* — авиабензинов производится не более 26—28 млн т в год, а авиакеросинов — менее 10 млн т. Ясно, что при таком небольшом объеме производства автобензинов и отсутствии системы коммерческого резервирования нефтепродуктов (большинство нефтебаз при приватизации перешли в собственность ВИНК) даже небольшой отток нефтепродуктов с рынка в состоянии его существенно поколебать. Конкурентоспособность нефтепродуктов российского производства по качеству не выдерживает никакой критики, а продолжение их массового потребления на внутреннем рынке обусловлено низкими требованиями властей к качеству автомобильных двигателей.

Модернизация российской нефтепереработки, таким образом, в состоянии существенно повлиять на структуру предложения светлых нефтепродуктов и снять напряжение на рынке, связанное с отсутствием возможности быстрого удовлетворения растущего спроса на нефтепродукты. Чтобы создать экономические стимулы для модернизации нефтепереработки, властям необходимо отменить утративший актуальность институт экспортных пошлин на нефтепродукты. Бюджетная составляющая доходов от экспортных пошлин на светлые нефтепродукты весьма незначительна — поступления бюджета от пошлин на бензины составляют не более 100—200 млн долл. в год — очевидно, что это не проблема «странового масштаба». Тем не менее в правительстве с трудом воспринимается нефискальное отношение к этой проблеме. Зато контрпродуктивный стимулирующий эффект пошлин огромен. Ясно, что при практическом отсутствии качественного роста внутреннего рынка компаниям невыгодно модернизировать НПЗ и увеличивать выход бензинов — они не смогут их продать на внутреннем рынке, а экспорт приносит либо нулевую прибыль, либо убытки (в зависимости от размера пошлин). К этому следует прибавить, что сооружение одной современной установки каталитического крекинга на любом НПЗ может создать избыток предложения бензинов на внутреннем рынке на 5—10% и серьезно затоварить рынок, — понятно, что нефтяные компании будут подходить к таким проектам очень осторожно¹¹. Дестимулирует развитие нефтепереработки и структура акцизов на нефтепродукты: например, ставки акциза на качественные автобензины с высоким октановым числом традиционно почти на 40% выше ставок акциза на прямогонный бензин с октановым числом ниже 80 (табл. 6). Таким образом, модернизация НПЗ с увеличением выхода качественных автобензинов попросту невыгодна нефтяным компаниям — увеличение выхода качественного бензина будет сопровождаться ростом налоговой нагрузки.

ТАБЛИЦА 6

Структура акцизов на автобензины в России, руб. за тонну

Октановое число	2002	2003	2004
80 и менее	1512	2190	2460
Более 80	2072	3000	3360

Источник: Налоговый кодекс РФ.

Еще одним мощным фактором стимулирования расширения спроса на качественные нефтепродукты в России (по аналогии с опытом других стран, уже использовавших этот способ) могло бы стать ужесточение требований к автомобильным двигателям до уровня стандартов EURO-3 и EURO-4. Однако власти пока так и не приняли решение даже об ужесточении требований к двигателям автомобилей до стандарта EURO-2.

Следует отметить, что серьезное увеличение предложения качественных нефтепродуктов на внутреннем рынке в состоянии существенно повлиять на цены и даже привести к их снижению. Это подтверждают примеры секторальных кризисов перепроизводства 1998 и 2001 гг. Так, в 1998 г. в результате экономического кризиса спрос на автомобильные бензины марок А-76/А-80 по сравнению с 1997 г. уменьшился на 5,5%, марок Аи-91/А-92/Аи-93 — на 1,1%, и даже спрос на автобензины с октановым числом 95 и выше (который все же несколько вырос в связи с тем, что спрос на эту категорию автобензинов поддерживается владельцами импортных автомобилей, в большинстве своем принадлежащими к наиболее обеспеченной части населения) серьезно замедлился: в 1998 г. прирост спроса составил всего 7,2%, тогда как в 1996 г. — 96,5%, в 1997 г. — 58,5%. В итоге рост цен на автобензины составил всего 18,1% при потребительской инфляции 84,4%. В 2001 г. произошло даже некоторое падение цен на бензины, обусловленное серьезным затовариванием внутреннего рынка нефти в результате неожиданно резкого роста нефтедобычи и неготовности транспортной инфраструктуры к экспорту дополнительных объемов нефти. Падение цен на розничном рынке нефтепродуктов за 2001 г. составило 8,6%, в то время как потребительская инфляция была довольно высокой — 18,6%.

Кроме того, причины традиционно высоких темпов роста цен на нефтепродукты лежат в плоскости монопольной структуры розничной торговли нефтепродуктами и возможностей бесконтрольного повышения цен региональными трейдерами-монополистами. Структура розничного рынка нефтепродуктов изначально (еще при создании российских ВИНК) задумывалась как монопольная — территориально разделенная по регионам страны на основе явного картельного соглашения о разделе сфер влияния между нефтяными компаниями. Как правило, это достигалось включением в состав ВИНК предприятий нефтепродуктообеспечения, целевым образом обслуживавших целые административные регионы, без их дробления для создания внутрорегиональной конкуренции. Такая модель являлась именно следствием советской логики создания ВИНК, и фактор конкуренции на розничном рынке как способа естественной балансировки соотношения цены и качества продукции, стимула для сдерживания роста цен и, напротив, повышения качества товара вообще не рассматривался в то время как значимый. При этом строители новой экономики России в 90-е годы просто «проглотили» эту модель образования ВИНК, особенно не задумываясь о ее долгосрочных антиконкурентных эффектах.

Впоследствии многие ВИНК передали свои функции розничного сбыта различного рода независимым трейдерам, однако монопольная структура региональных рынков нефтепродуктов сохранилась. Для этих рынков характерны низкая мобильность спроса (расстояние, которое имеет смысл преодолевать потребителю в поисках более дешевого товара, ограничено) и высокие барьеры входа, поддерживаемые региональными трейдерами-монополистами в альянсе с региональными и местными властями. Эти альянсы часто носят неформальный характер, выражаясь в виде запрета на отвод земель для строительства новых АЗС конкурентами, ужесточения налоговых и административных проверок, различного рода разрешительной практике и т. п.

В итоге уровень розничной маржи при реализации нефтепродуктов в России чрезмерно высок, особенно по сравнению с другими странами. Разрыв между оптовыми и розничными ценами на автобензины в 2004 г. составлял 45—55%, а доля розничной маржи и прибыли в конечной цене нефтепродуктов — 35—40% (рис. 24), причем пики роста розничных цен, как правило, совпадают с колебаниями разницы между оптовыми и розничными ценами на нефтепродукты и малоэластичны к изменению стоимости сырой нефти, оптовых цен на нефтепродукты, расходов на транспортировку и переработку.

Это свидетельствует о необходимости выработки системной политики по демополизации розничной торговли нефтепродуктами, которая в первую очередь должна выражаться в снижении барьеров входа на розничные рынки для

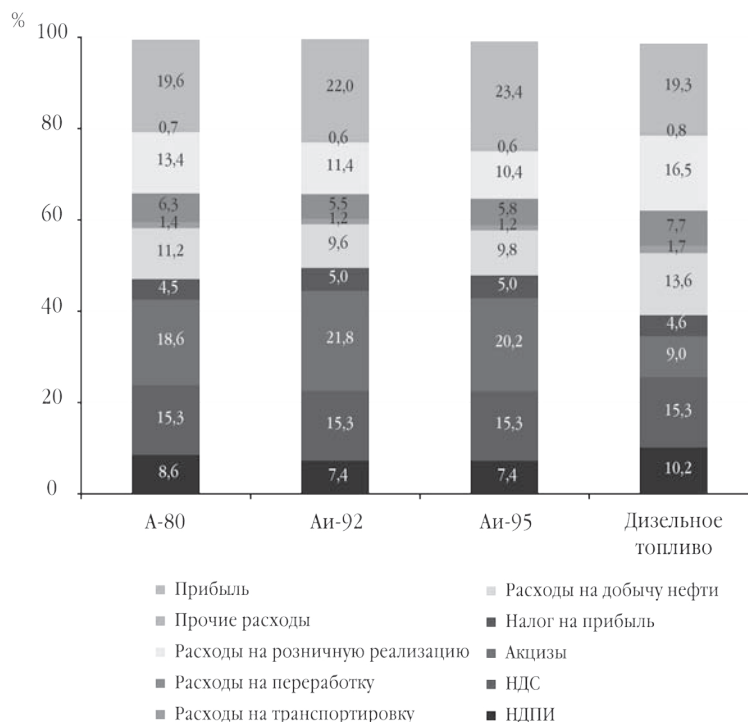


Рис. 24. Структура цен на нефтепродукты в России в 2004 г.

Источник: Минэкономразвития России.

новых компаний-трейдеров (так как инвестиционная стоимость входа на этот рынок относительно невелика) главным образом за счет проведения федеральной политики борьбы с искусственной регионализацией торговли нефтепродуктами и поддержанием формальных и неформальных барьеров входа на рынок региональными и местными властями.

Заклучение

Итак, как уже отмечалось, системной энергетической политики в России пока не существует, а предпринимаемые меры в области регулирования энергетического сектора обусловлены в основном краткосрочными интересами и не связаны с политикой обеспечения сбалансированного функционирования энергетических рынков. Политика дерегулирования и приватизации энергетического сектора, принесшая ощутимые успехи в тех сферах энергетики, где она активно проводилась в 1990-е годы, очевидным образом сворачивается, уступая место интервенционной модели. При этом ставка делается на сохранение и усиление централизации управления энергетическими компаниями и увеличение доли государственного присутствия в указанных компаниях, хотя это, как показывает опыт последних 15 лет, бесперспективный путь, ведущий к кризису воспроизводства (такому, как наблюдается сегодня в электроэнергетике и газовой отрасли) и крайне низкой эффективности (пример — «Газпром»).

Россия в среднесрочной перспективе имеет реальные шансы столкнуться с перспективой кризиса ресурсного обеспечения экономического роста — в электроэнергетике и газовой отрасли. В этом случае придется выбирать между двумя способами решения проблемы ресурсного обеспечения национальной экономики: директивным сдерживанием роста поставок энергии и сокращением экспорта энергоресурсов. Оба пути (сегодня в основном используется первый) отрицательно скажутся на темпах роста российской экономики.

Отсутствие у государства стратегии развития инфраструктуры по экспорту нефти и газа, адекватной требованиям рынка, может привести к прекращению роста физических объемов экспорта уже в ближайшие годы. Кризисная ситуация в «Газпроме» и результаты политики российских властей в отношении нефтяного сектора экономики в самой короткой перспективе могут привести к остановке роста и даже началу падения объемов добычи нефти и газа.

Подобная картина, конечно, не может радовать, однако это объективное отражение реальности, возникшей в первую очередь вследствие политики российских властей. Для преодоления описанных тенденций эта политика должна быть кардинально изменена, и чем скорее, тем лучше.

Литература

Данные Росстата, Минфина России, Минэкономразвития России, Федеральной службы по тарифам, финансовая отчетность нефтегазовых компаний по МСФО за 1999—2004 гг.

Кукес С. Г. Прогноз добычи и распределения российской нефти. — М., 2003.

Независимые производители газа: стратегический ресурс России: Аналитический доклад / Ин-т энергет. политики. — М., 2005.

Новая структура российского нефтяного сектора: некоторые итоги: Дискуссионная аналитическая записка / Ин-т энергет. политики. — М., 2004.

О возможных направлениях развития инфраструктуры по транспортировке российской нефти: Аналитический доклад / Центр стратег. разработок. — М., 2004.

Реформа электроэнергетики: опасная пауза: Аналитическая записка / Ин-т энергет. политики. — М., 2005.

Экономические итоги 2004 года / Центр макроэкон. анализа и краткосроч. прогнозирования. — М., 2005.

BP Statistical Review of World Energy. — [S. l.], June 2004.

http://www.worldbank.org/data/databytopic/GDP_PPP.pdf.

Russia's Gas Sector: The Endless Wait for Reform? / OECD. — [S. l.], Sept. 17 2004.

Stern J. The Future of Russian Gas and Gazprom / Oxford Inst. for Energy Studies. — [S. l.], 2005.

Примечания

¹ Паритет покупательной способности по оценкам Всемирного банка, 2003 г.

² Интервью президента компании «Транснефть» С. Вайнштока интернет-сайту компании «Мечтаю построить океанский порт», 15 марта 2005 г.

³ Труба со скидкой // Ведомости. — 2004. — 5 нояб.

⁴ Включая не только захват «Юганскнефтегаза», но и дальнейшее преследование дочерних компаний ЮКОСа — «Томскнефти» и «Самаранефтегаза» и их руководителей.

⁵ Данное утверждение основано на собственной информации авторов из заслуживающих доверия источников.

⁶ Исходя из среднего плеча транспортировки газа около 2,8 тыс. км.

⁷ Russia's Gas Sector: The Endless Wait for Reform? / OECD. — [S. l.], Sept. 2004. — P. 13.

⁸ Подробнее см.: Новая структура российского нефтяного сектора: некоторые итоги: Дискуссионная аналитическая записка / Ин-т энергет. политики. — М., июль 2004.

⁹ Кукес С. Г. Прогноз добычи и распределения российской нефти. — М., 2003.

¹⁰ Федеральный закон «О внесении изменений в Закон Российской Федерации «О таможенном тарифе» и часть вторую Налогового кодекса» от 7 мая 2004 г. № 33-ФЗ, в соответствии с которым экспортная пошлина на нефть при экспортной цене 20—25 долл./баррель установлена в размере 45%, при цене свыше 25 долл./баррель — в размере 65%, а ставка НДС при добыче нефти увеличена с 347 до 400 руб./т.

¹¹ Подробнее см.: Новая структура российского нефтяного сектора...

О Фонде Карнеги

Фонд Карнеги за Международный Мир является неправительственной, внепартийной, некоммерческой организацией со штаб-квартирой в Вашингтоне (США). Фонд был основан в 1910 г. известным предпринимателем и общественным деятелем Эндрю Карнеги для проведения исследований в области международных отношений. Фонд не пользуется какой-либо финансовой поддержкой со стороны государства и не связан ни с одной из политических партий в США или за их пределами. В его компетенцию не входит предоставление грантов (стипендий) или иных видов финансирования. Деятельность Фонда Карнеги заключается в выполнении намеченных его специалистами программ исследований, организации дискуссий, подготовке и выпуске тематических изданий, информировании широкой общественности по различным вопросам внешней политики и международных отношений.

Сотрудниками Фонда Карнеги за Международный Мир являются эксперты, которые используют в своей практике богатый опыт в различных областях деятельности, накопленный ими за годы работы в государственных учреждениях, средствах массовой информации, университетах, международных организациях. Фонд не представляет точку зрения какого-либо правительства и не стоит на какой-либо идеологической или политической платформе, поэтому спектр взглядов его сотрудников довольно широк.

Идея создания Московского Центра Карнеги родилась в 1992 г. с целью реализации широких перспектив сотрудничества, которые открылись перед научными и общественными кругами США, России и новых независимых государств после окончания периода «холодной войны». С 1994 г. в рамках программы по России и Евразии, реализуемой одновременно в Вашингтоне и Москве, Центр Карнеги осуществляет широкую программу общественно-политических и социально-экономических исследований, организует открытые дискуссии, ведет издательскую деятельность.

Основу деятельности Московского Центра Карнеги составляют циклы семинаров по внутренней и внешней политике России, по проблемам нераспространения ядерных и обычных вооружений, российско-американских отношений, безопасности, гражданского общества, а также политических и экономических преобразований на постсоветском пространстве.

CARNEGIE ENDOWMENT FOR INTERNATIONAL PEACE
1779 Massachusetts Avenue, NW Washington, DC 20036, USA
Tel.: (202) 483-7600
Fax: (202) 483-1840
E-mail: info@ceip.org
<http://www.ceip.org>

МОСКОВСКИЙ ЦЕНТР КАРНЕГИ
Россия, 125009, Москва, Тверская ул., 16/2
Тел.: (095) 935-8904
Факс: (095) 935-8906
E-mail: info@carnegie.ru
<http://www.carnegie.ru>

**В серии «Рабочие материалы»
Московского Центра Карнеги вышли:**

2005

Выпуск 1. *Марта Олкотт.* Владимир Путин и нефтяная политика России.

Выпуск 2. Гражданское общество: экономический и политический подходы.

Выпуск 3. Гражданское общество и политические процессы в регионах.

2004

Выпуск 1. *Василий Михеев.* Восточно-азиатское сообщество: китайский фактор и выводы для России.

Выпуск 2. *Алексей Малащенко.* Бродит ли призрак «исламской угрозы»?

Выпуск 3. *Ахмед Ахмедов, Евгения Бессонова, Елена Гришина, Ирина Денисова, Денис Некипелов, Иван Черкашин.* Вступление в ВТО и рынок труда в России.

Выпуск 4. *Ксения Юдаева.* Что ждут от ВТО российские предприятия: результаты опроса.

Выпуск 5. *Константин Козлов, Денис Соколов, Ксения Юдаева.* Инновационная активность российских предприятий.

Выпуск 6. *Василий Михеев, Владимир Якубовский, Яков Бергер, Галина Белокурова.* Северо-Восточная Азия: энергетические стратегии безопасности.

Выпуск 7. *Андрей Шлейфер, Дэниел Трейсман.* Обычная страна.

Выпуск 8. *Анатолий Ширяев.* Организационно-методическая концепция реформирования военного образования.

Выпуск 9. Влияние российских групп интересов на политику России в отношении Белоруссии.

Выпуск 10. *Рой Аллисон.* Центральная Азия и Закавказье: региональное сотрудничество и фактор российской политики.

2003

Выпуск 1. *Расселл Питтмен.* Вертикальная реструктуризация инфраструктурных отраслей в странах с переходной экономикой.

Выпуск 2. *Сергей Гуриев, Ольга Лазарева, Андрей Рачинский, Сергей Цухло.* Корпоративное управление в российской промышленности.

Выпуск 3. *Ксения Юдаева, Евгения Бессонова, Константин Козлов, Надежда Иванова, Денис Соколов, Борис Белов.* Секторальный и региональный анализ последствий вступления России в ВТО: оценка издержек и выгод.

Выпуск 4. *Д. В. Васильев, П. Ю. Дробышев, А. В. Конов.* Административная этика как средство противодействия коррупции.

Выпуск 5. *Василий Михеев.* Корейская проблема и возможности ее решения (план «Дорожная карта для Кореи»).

Выпуск 6. *Андерс Ослунд, Эндрю Уорнер.* Расширение Европейского союза: последствия для стран СНГ.