

# ВАЖНЕЙШИЕ СОСТАВЛЯЮЩИЕ ЭКОНОМИКИ



РУКОВОДИТЕЛЬ ФЕДЕРАЛЬНОГО АГЕНТСТВА ПО ЭНЕРГЕТИКЕ  
Сергей Арамович Оганесян

Нефтяная, газовая, угольная, электроэнергетическая отрасли являются важнейшими составляющими национальной экономики страны. И от того, насколько они успешно функционируют, зависит достижение стратегических целей, направленных на стабильное и экономически эффективное удовлетворение внутреннего и внешнего спроса на энергоресурсы, обеспечение валютных и налоговых поступлений в бюджет и, что очень важно, обеспечение политических интересов России в мире.

## Нефтяная отрасль

*Сырьевая база.* Россия располагает значительными ресурсами углеводородов. Прогнозные ресурсы нефти оцениваются в 44 млрд. тонн, которые расположены в основном на суше (примерно  $\frac{3}{4}$ ).

На долю двух федеральных округов – Уральского и Сибирского – приходится примерно 60% ресурсов нефти и 40% ресурсов газа. Из остальных регионов выделяется Дальний Восток – около 6% прогнозных ресурсов нефти.

При этом вероятные запасы и ресурсы распределенного фонда недр в основных районах добычи нефти и газа могут обеспечить воспроизводство минерально-сырьевой базы в ближайшие 10–15 лет не более чем на 30–40%, а остальные запасы должны быть приращены за счет разведки и освоения новых территорий и акваторий России.

Согласно Энергетической стратегии России на период до 2020 года главными районами прироста углеводородного сырья будут Западно-Сибирская, Лено-Тунгусская и Тимано-Печорская

нефтегазоносные провинции. Поиск, разведка и освоение нефтяных и газовых месторождений на шельфе арктических, дальневосточных и южных морей являются одним из наиболее перспективных направлений развития сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности.

Начальные суммарные извлекаемые ресурсы углеводородов морской периферии России составляют, по оценкам, около 100 млрд. тонн в пересчете на нефть (из которых 16 млрд. тонн нефти и более 82 трлн. куб. м газа). Основная часть этих ресурсов (около 66,5%) приходится на шельфы северных (Баренцево и Карское) морей.

Учитывая географическое распределение прогнозных ресурсов нефти и газа и достигнутый уровень геолого-геофизической изученности, предполагается ускоренный рост подготовки запасов углеводородов в среднесрочной перспективе в Баренцевом, Карском и Охотском морях, а также в российском секторе Каспийского моря. Поиски новых месторождений нефти и газа должны быть продолжены в нефтегазоносных провинциях с падающей добычей нефти – Волго-Уральской и Северо-Кавказской.

*Проблемы нефтяного комплекса.* Несмотря на принимаемые Правительством РФ и Минпромэнерго России меры, в области сырьевой базы и добычи нефти и газа продолжают оставаться и требуют решения следующие вопросы:

- ухудшение состояния сырьевой базы добывающих отраслей ТЭК как в количественном (сокращение объема запасов), так и в качественном (рост доли трудноизвлекаемых запасов) отношениях, связанное с недостаточными объемами геолого-разведочных работ;
- отсутствие государственной стратегии воспроизводства и рационального использования минерально-сырьевой базы;
- требует корректировки законодательство в сфере недропользования и налогообложения;
- высокая степень износа основных фондов в ТЭК, которая в целом превышает 50%, а в нефтепереработке – более 80%, и, как следствие, рост аварийности оборудования и производственного травматизма;
- недостаток инвестиционных вложений;
- отставание производственного потенциала ТЭК от мирового научно-технического уровня;
- отсутствие зрелой рыночной инфраструктуры для реализации продукции на внутреннем рынке, недостаточное внимание развитию малого предпринимательства;
- высокая степень зависимости нефтегазового сектора России и, как следствие, доходов государства от состояния и конъюнктуры мирового энергетического рынка;
- высокая нагрузка на окружающую природную среду от работы предприятий нефтедобывающих и перерабатывающих предприятий, сопряженная с высокими экологическими рисками.

В нефтеперерабатывающей промышленности состояние технологии и оборудования на предприятиях нефтепереработки не позволяет выпускать нефтепродукты европейского уровня в необходимых объемах.

Среднеотраслевая глубина переработки нефти составляет 70%. Столь низкий показатель объясняется, в свою очередь, низкой долей углубляющих процессов (18%) по отношению к первичной переработке нефти.

Что касается направлений решения указанных проблем, то этот вопрос необходимо рассматривать с двух точек зрения.

Во-первых, технологический прорыв за счет внедрения передовых мировых и отечественных достижений в технике и технологии добычи и переработки нефти.

Во-вторых, принятие на уровне Правительства Российской Федерации пакета законодательных и нормативных актов, обеспечивающих гибкое налогообложение нефтяной и газовой отраслей, стимулирующее ввод в разработку новых месторождений, эксплуатацию истощенных и трудноизвлекаемых запасов.

Решение существующих проблем в нефтяной и газовой отраслях в значительной степени зависит от успешности реализации Энергетической стратегии России на период до 2020 года и Федеральной целевой программы «Энергоэффективная экономика» на 2002–2005 годы и на перспективу до 2010 года, целью которых является максимально эффективное и рацио-



нальное использование топливно-энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для роста социально-экономического уровня России.

*Добыча нефти.* В соответствии с Энергетической стратегией в нефтяном комплексе планируется увеличение добычи нефти до 445–490 млн. тонн в 2010 году и до 450–520 млн. тонн в 2020 году в зависимости от принятого варианта развития экономики страны.

Для обеспечения указанных объемов добычи предусматривается ввод новых месторождений на Сахалинском шельфе и шельфах северных морей, в Тимано-Печорской и Восточно-Сибирской нефтегазовых провинциях, где имеется значительное количество запасов нефти, но требуется доразведка и создание инфраструктуры практически с нуля.

Перспективные уровни добычи нефти в России будут определяться в основном следующими факторами – уровнем мировых цен на топливо, налоговыми условиями и уровнем применения научно-технических достижений в разведке и разработке месторождений, а также качеством разведанной сырьевой базы.

Основным нефтедобывающим районом России на всю рассматриваемую перспективу останется Западная Сибирь, хотя ее доля к 2020 году и снизится до 58–55% против 68% в настоящее время в общем объеме добычи нефти. После 2010 года масштабная добыча нефти начнется в Тимано-Печорской провинции, на шельфе Каспийского и северных морей, в Восточной Сибири. Всего на Восток России (включая Дальний Восток) к 2020 году будет приходиться почти 15% нефтедобычи в стране. В течение всей рассматриваемой перспективы останется актуальной задача повышения коэффициента извлечения нефти, комплексного использования углеводородного сырья и попутно добываемых компонентов.

В освоение и разработку месторождений во всех этих регионах необходимы инвестиции в значительных объемах, поэтому первостепенное значение следует уделять решению проблем в старых районах нефтедобычи со сложившейся социальной и трубопроводной инфраструктурой. И в первую очередь – проблеме увеличения нефтеотдачи пластов, которая является базовой и имеет кардинальное значение для стабилизации и развития нефтедобывающей отрасли России.

Решение задач, связанных с этой проблемой, и требует применения новых эффективных технологий, специальной техники для добычи нефти и налогового режима, обеспечивающего экономические условия широкомасштабного и рентабельного внедрения новейших технологий по повышению нефтеотдачи. Известно, что повышение коэффициента нефтеотдачи на 1% в масштабах страны равносильно открытию нефтяного месторождения с извлекаемыми запасами не менее 1 млн. тонн нефти.

Для решения основных задач в области разработки нефтяных и газонефтяных месторождений необходимо также создать федеральный банк данных по всем месторождениям России с целью контроля за состоянием их разработки, выполнением условий лицензионных соглашений, состоянием ввода в разработку новых месторождений.

Главная причина снижения нефтеотдачи как основного параметра эффективности использования запасов нефти – неэффективное государственное управление рациональным использованием запасов нефти, отсутствие механизма противопоставления естественному процессу ухудшения структуры запасов достижений, в первую очередь научно-технического прогресса в области увеличения нефтеотдачи.

Существующая практика недропользования позволяет нефтяным компаниям осуществлять выборочную отработку запасов. Чрезмерная обеспеченность запасами большинства крупных нефтяных компаний позволяет выводить из эксплуатации тысячи так называемых малодобитных скважин и одновременно наращивать добычу нефти в основном за счет интенсификации разработки активных запасов. Это ускоряет процесс ухудшения структуры запасов со всеми вытекающими из этого негативными последствиями. Компании сворачивают добычу на малорентабельных месторождениях, не проводят мероприятий по восстановлению скважин, так как это в большинстве случаев также экономически невыгодно. Не стимулируется проведение компаниями геолого-технических мероприятий, совершенствование системы разработки на уже давно открытых месторождениях. Развитие малых недропользователей, которые могли бы эффективно работать на малых и средних месторождениях, также тормозится.

Современное состояние сырьевой базы нефтяной промышленности характеризуется высокой и постоянно увеличивающейся долей трудноизвлекаемых запасов и переходом на труднодоступ-



ные для освоения участки недр, что требует привлечения огромных инвестиций в геолого-разведочные работы и в работы по освоению этих участков и также должно стимулироваться государством.

Подобному положению дел способствует в том числе и применяемый с 2002 года налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) с его «плоской» ставкой и, следовательно, единой налоговой нагрузкой на все нефтегазовые компании.

Таким образом, нефтедобывающие предприятия экономически не заинтересованы и не существует комплекса административных мероприятий в рациональном недропользовании, например, внедрении современных технологий повышения нефтеотдачи. Первостепенное значение в решении поставленных задач будет иметь совершенствование законодательства о недрах и недропользовании.

В основе изменений и дополнений, вносимых в соответствующие законы, должно быть заложено формирование прозрачного и гибкого механизма государственного управления рациональным использованием запасами нефти.

Согласно Федеральной целевой программе «Энергоэффективная экономика» на 2002–2005 годы и на перспективу до 2010 года наращивание объемов добычи нефти предусматривается достичь за счет следующих мероприятий:

1. Техническое перевооружение нефтедобычи, бурения и смежных производств.
2. Ввод скважин в эксплуатацию из бездействующего (простаивающего) фонда и консервации.
3. Создание новых и применение существующих методов увеличения нефтеотдачи пластов и других мероприятий (за счет третичных методов увеличения нефтеотдачи пластов прогнозируется увеличить нефтеотдачу на 5–20% и добыть дополнительной нефти в 2005 году – 47,2 млн. тонн, а в 2010 году – 50,4 млн. тонн).
4. Минимизация технологических потерь углеродородного сырья (нефти). Прогнозные расчеты показывают, что величина технологических потерь нефти в целом по отрасли в 2006–2010 годах может достигнуть значений 0,5% от массы добытой нефти; при этом экономия нефти от снижения величины ее технологических потерь нефти за период 2006–2010 годов составит порядка 1,7–2,0 млн. тонн нефти.

*Нефтепереработка.* Что касается перспектив развития нефтеперерабатывающей промышленности, для обеспечения внутренней потребности России в качественном моторном топливе, смазочных маслах, спецжидкостях и других нефтепродуктах, а также экспорта нефтепродуктов Энергетической стратегией предусматривается рост объемов переработки нефти к 2015–2020 годам до 210–215 млн. т/г с одновременным увеличением глубины переработки до 75–80% в 2010 году и до 85% к 2020 году.

Основное направление развития нефтепереработки – модернизация и коренная реконструкция действующих НПЗ с опережающим строительством мощностей по углублению переработки нефти, повышению качества нефтепродуктов и производству катализаторов.

В соответствии с Федеральной целевой программой «Энергоэффективная экономика» на 2002–2005 годы и на перспективу до 2010 года предусматривается модернизация нефтеперерабатывающей промышленности, включающая такие передовые мероприятия, как:

- реализация комплекса мероприятий по реконструкции нефтеперерабатывающих мощностей с целью углубления переработки нефти, увеличения производства высококачественных нефтепродуктов и снижения затрат на их производство;
- в период до 2005 года предусматривается ввод новых установок, позволяющих повысить глубину переработки нефти, суммарной мощностью около 30 млн. тонн и 15 млн. тонн мощностей, повышающих качество нефтепродуктов, а в 2006–2008 годах – соответственно около 10 млн. тонн и 9 млн. тонн;
- повышение глубины переработки нефти в целом по отрасли составит до 73% в 2005 году и 75% в 2008 году при объемах первичной переработки соответственно 200 млн. тонн и 210 млн. тонн. В таком случае представляется возможным произвести достаточное количество нефтепродуктов для внутреннего рынка и обеспечить их экспорт.

*Трубопроводный транспорт.* Прогнозный баланс показывает в обозримом будущем увеличение добычи, переработки и экспорта нефти. Учитывая это обстоятельство, в целях обеспече-





ния стратегических и экономических интересов России необходимо создавать новые и расширять существующие экономически эффективные экспортные направления транспортировки нефти:

1. Северо-Балтийское: II очередь строительства БТС с увеличением мощности направления до 50 млн. тонн в год.
2. Северное направление: создание новой трубопроводной системы северного экспорта нефти с перевалочным комплексом на побережье Баренцева моря.
3. Каспийско-Черноморско-Средиземноморское: значительное увеличение в перспективе объемов добычи нефти в Каспийском регионе диктует необходимость расширения маршрутов транзита нефти стран СНГ через территорию Российской Федерации. Это расширение направления А тырау–Самара до 25–30 млн. тонн в год, наращивание мощности экспортного направления через нефтеналивные морские терминалы в Новороссийске и Туапсе. Расширение системы трубопроводов ЗАО «Каспийский трубопроводный консорциум» до 67 млн. тонн в год.
4. Центральное-Европейское: предусматривается интеграция двух трубопроводных систем – «Дружба» и «Адрия» – с целью поэтапного (5–10–15 млн. тонн в год) увеличения экспорта нефти производителей России и стран СНГ через нефтеперевалочный терминал в г. Омишаль (Хорватия). Интеграция трубопроводных систем Центральной и Восточной Европы в «Единую систему».
5. Восточно-Сибирское: бурное развитие и высокая плотность населения стран АТР создают предпосылки к образованию в регионе крупного рынка энергоносителей, основными из которых будут являться нефть и продукты ее переработки. Это обстоятельство определяет необходимость развития системы магистральных нефтепроводов на восток до побережья Японского моря. В наибольшей степени интересам государства, социально-экономическому развитию Восточной Сибири и Дальнего Востока, комплексному освоению минеральных ресурсов отвечает вариант строительства магистральных нефте- и газопроводов в едином технологическом коридоре по маршруту Восточная Сибирь – Тихий океан.
6. Дальневосточное: в настоящее время нефтяная промышленность Дальнего Востока в основном базируется на топливно-энергетических ресурсах Сахалинской области. Одной из наиболее актуальных задач в процессе реализации сахалинских проектов является создание транспортных магистралей для поставки углеводородного сырья сахалинских месторождений углеводородов на рынки Кореи, Китая и Японии. В рамках проекта «Сахалин-I» предусматривается сооружение нефтепровода мощностью 12,5 млн. тонн в год с морским переходом через Татарский пролив до терминала в пос. Де-Кастри (Хабаровский край).

Проектом «Сахалин-II» на первом этапе предстоит осуществить строительство двух сухопутных трубопроводов протяженностью 800 км для транспортировки нефти и газа с северной части острова в южную.

В настоящее время наращиванию объемов экспорта нефтепродуктов препятствует лимитированная пропускная способность трубопроводного и железнодорожного транспорта на экспортных маршрутах. Поскольку российская система магистрального трубопровода практически не имеет морских терминалов на российском участке побережья Балтийского моря, то почти весь объем экспорта нефтепродуктов по трубопроводному транспорту идет через территорию сопредельных государств (Литва, Латвия).

Решение этой проблемы возможно за счет строительства нефтепродуктопроводов «Кстово–Ярославль–Кириши–Приморск», «Андреевка–Альметьевск», работы по реализации которых осуществляются в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 24.06.2002 №853-р.

Реализация этих проектов позволит ежегодно экспортировать с крупнейших НПЗ России дополнительно до 24 млн. тонн нефтепродуктов, минуя таможенную территорию сопредельных государств, а также решить ряд важнейших макроэкономических, политических, оборонных, региональных и государственных задач.



## Газовая отрасль

В 2003 году добыча газа по России составила 620,2 млрд. куб. м. Основную часть (87%) добываемого в России газа обеспечивают организации ОАО «Газпром». Более 92% природного газа добывается на месторождениях Западной Сибири, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, около 6% – в Оренбургской и Астраханской областях. Кроме того, добыча газа ведется на месторождениях Кубани и Республики Коми.

В 2003 году добыча газа ОАО «Газпром» составила 540,2 млрд. куб. м, что превысило уровень 2002 года на 18,3 млрд. куб. м. В соответствии с Энергетической стратегией России планируется довести объем добычи газа по России в 2020 году до 710–730 млрд. куб. м, в том числе по ОАО «Газпром» – 580–590 млрд. куб. м.

Основным добывающим районом России на ближайшие годы остается Западная Сибирь. Однако крупнейшие месторождения этого региона в значительной мере уже выработаны (Медвежье – на 75,6%, Уренгойское (сеноман) – на 65,4%, Ямбургское (сеноман) – на 54,1%). Компенсация падения добычи газа в ближайшие годы будет происходить за счет Заплярного и других месторождений Надым-Пур-Тазовского района. По прогнозам, доля Западной Сибири в общероссийской добыче газа к 2020 году снизится до 60%.

Протяженность газотранспортной системы ОАО «Газпром» составляет 154,9 тыс. км. Важнейшими проектами развития газотранспортной системы на территории России и зарубежных стран являются: газопровод СРТО–Торжок, система газопроводов Ямал–Европа, «Голубой поток», развитие мощностей системы Средняя Азия–Центр, ГТС Украины, Северо-Европейский газопровод.

Система распределения газа представлена сетью распределительных газопроводов низкого давления, находящихся в собственности газораспределительных организаций. Общая протяженность таких газопроводов составляет 350,4 тыс. км.

Природным газом газифицированы 67 из 89 регионов Российской Федерации, а с использованием сжиженных углеводородных газов – 76 регионов. Уровень газификации жилищного фонда природным и сжиженным газом составляет в среднем по стране около 75%.

Основной проблемой дальнейшего развития газификации регионов является дефицит источников финансирования, связанный с низкой окупаемостью проектов.

ОАО «Газпром» является крупнейшим поставщиком газа в страны Европейского союза. В 2003 году российский газ поставлялся в 20 стран дальнего зарубежья. Общий объем поставок газа в эти государства достиг 132,9 млрд. куб. м. В 2003 году объем поставок газа в страны СНГ и Балтии составил 42,6 млрд. куб. м, в том числе в зачет услуг по транзиту российского газа через Украину и Беларусь в европейские страны поставлено 29,7 млрд. куб. м.

Стратегическим регионом для обеспечения необходимых объемов добычи газа на долгосрочную перспективу является полуостров Ямал, а также акватории северных морей России, что потребует значительных объемов инвестиций в связи с удаленностью указанных территорий и тяжелыми природно-климатическими условиями.

Другим крупным районом газодобычи станет Восточная Сибирь и Дальний Восток. Здесь добыча газа будет развиваться на базе освоения Ковыктинского газоконденсатного месторождения в Иркутской области, Чайнинского нефтегазоконденсатного месторождения в Республике Саха (Якутия), месторождений в Красноярском крае, а также шельфовых месторождений на Сахалине.

Составной частью процесса развития газовой отрасли России является реформирование российского рынка газа. Планируется, что оно будет носить плавный, постепенный характер и предусматривать:

- поэтапное повышение цен на газ на внутреннем рынке для обеспечения объективной оценки потребительских свойств газа, безубыточности его реализации и оптимизации топливно-энергетического баланса страны;
- переход от регулирования оптовой цены на газ к установлению единого для всех производителей газа тарифа на его транспортировку;



- защиту социально чувствительных категорий потребителей от резких колебаний цен на газ;
- развитие экономически эффективной инфраструктуры внутреннего рынка для перехода на реализацию газа по рыночным ценам;
- создание условий для развития независимых производителей газа;
- в среднесрочной перспективе – сохранение ЕСГ в качестве единого технологического комплекса, ее развитие за счет сооружения и подключения к ней новых объектов любых форм собственности;
- создание условий для формирования конкуренции в тех сегментах газового рынка, где это возможно и целесообразно.

## Угольная отрасль

Угольная отрасль является неотъемлемой частью российского топливно-энергетического комплекса, особенно важной для таких отраслей экономики страны, как электроэнергетика, черная металлургия, коммунально-бытовое хозяйство и многие другие. Карта основных угледобывающих регионов Российской Федерации приведена на рисунке 1.

По состоянию на 01.01.2004 количество предприятий угольной промышленности составило 241 техническую единицу, в том числе 104 шахты и 137 разрезов. Производственная мощность предприятий по состоянию на указанную дату оценивается в 292,5 млн. тонн угля в год, в том числе на шахтах – 104,4 млн. тонн, на разрезах – 188,1 млн. тонн.

Общий объем промышленных запасов угля составляет более 18 млрд. тонн, в том числе коксующихся углей – около 4 млрд. тонн. Обеспеченность промышленными запасами составляет более 64 лет.

*Добыча угля.* Общий объем добычи угля за 2003 год составил 276,5 млн. тонн, в том числе открытым способом – 183,3 млн. тонн, подземным способом – 93,2 млн. тонн. Доля открытого способа добычи угля составила в общем объеме около 66%. Коксующихся углей добыто 69,9 млн. тонн.

В I полугодии 2004 года объем добычи угля составил 138,9 млн. тонн, что на 3,9 млн. тонн больше, чем за аналогичный период прошлого года. При этом открытым способом добыто 87,9 млн. тонн (+1,4 млн. тонн к прошлому году), подземным способом – 51,0 млн. тонн (+2,5 млн. тонн).

Сведения о добыче угля в Российской Федерации в 1999–2003 годах приведены в таблице 1.

Таблица 1

### ДОБЫЧА УГЛЯ ПО РОССИИ В 1999–2003 ГОДАХ

(млн. тонн)

Добыча угля по бассейнам	Годы				
	1999	2000	2001	2002	2003
Донецкий бассейн	10,1	9,7	9,5	8,4	6,9
<i>в том числе</i> антрациты	9,6	9,2	8,7	7,9	6,5
Кузнецкий бассейн	108,5	113,4	127,2	130,7	143,2
<i>в том числе</i> на разрезах	56,4	57,8	64,4	69,9	75,2
<i>в том числе</i> на шахтах	52,2	55,6	62,8	60,8	68,0
<i>из них</i> на подземных работах	51,2	54,5	61,4	59,6	66,8
<i>из них</i> на участках открытых работ	0,9	1,1	1,4	1,2	1,2
Печорский бассейн	19,2	18,4	18,8	12,7	13,2
Канско-Ачинский бассейн	36,4	40,0	38,4	33,0	37,8
Южно-Якутский бассейн	8,1	8,2	8,1	8,3	8,7



*Поставки российского угля.* Общий объем поставок российского угля в I полугодии 2004 года составил 128,5 млн. тонн, что выше аналогичного показателя прошлого года на 3,2 млн. тонн. Следует отметить снижение объема поставок угля на внутреннем рынке, составившего 91,1 млн. тонн (-6,6 млн. тонн к прошлому году).

Объем экспорта российского угля в I полугодии 2004 года составил 37,4 млн. тонн (+9,8 млн. тонн к аналогичному периоду прошлого года). В страны ближнего зарубежья поставлено 5,1 млн. тонн (+0,9 млн. тонн), в дальнее зарубежье – 32,3 млн. тонн (+8,9 млн. тонн).

Импорт угля в Российскую Федерацию в I полугодии 2004 года снизился по сравнению с аналогичным периодом 2003 года и составил 11,6 млн. тонн (-1,3 млн. тонн). Общий объем внутреннего рынка угля (с учетом импорта) составил, таким образом, 102,7 млн. тонн, что ниже уровня 2003 года на 7,9 млн. тонн.

Таким образом, сбыт угольной продукции, образовавшейся в результате прироста объемов добычи угля, обеспечивается в основном за счет экспортных поставок.

*Финансово-экономическое состояние угольной отрасли.* Финансово-экономическое положение предприятий угольной отрасли остается сложным. По итогам 2003 года в целом по отрасли сформировался убыток. Доля прибыльных компаний в экономике отрасли составляет всего 30% (главным образом в Кузбассе) и связана с выпуском высококонкурентной продукции. В остальных акционерных обществах отрицательная рентабельность объясняется объективным исчерпанием возможности наращивать отпускные цены без риска снижения спроса на производимую продукцию. Цены производства угольной продукции выросли в 2003 году всего на 8,4%.

Дебиторская задолженность предприятиям угольной отрасли по состоянию на 01.01.2004 составила 33,6 млрд. рублей, основная ее причина – неплатежи потребителей за поставленный уголь. При этом следует отметить, что предприятия электроэнергетики и черной металлургии данной задолженности практически не имеют, основной ее объем приходится на предприятия жилищно-коммунального хозяйства. Негативное влияние на финансовое состояние оказывает и кредиторская задолженность, объем которой по состоянию на 01.01.2004 составил 94,2 млрд. рублей. В среднем по отрасли кредиторская задолженность превышает дебиторскую в 2,8 раза.

*Инвестиционная деятельность.* Инвестиции в основной капитал оцениваются в 2003 году в размере около 9,8 млрд. рублей, в том числе за счет собственных средств 5,8 млрд. рублей и привлеченных средств – 4,0 млрд. рублей, и возросли по сравнению с 2002 годом на 6,5%. Увеличение инвестиций произошло за счет привлечения заемных средств, величина которых увеличилась более чем в 2 раза, в основном в объекты капитального строительства. Возможности компаний по привлечению инвестиций напрямую связаны с объемами экспорта угля.

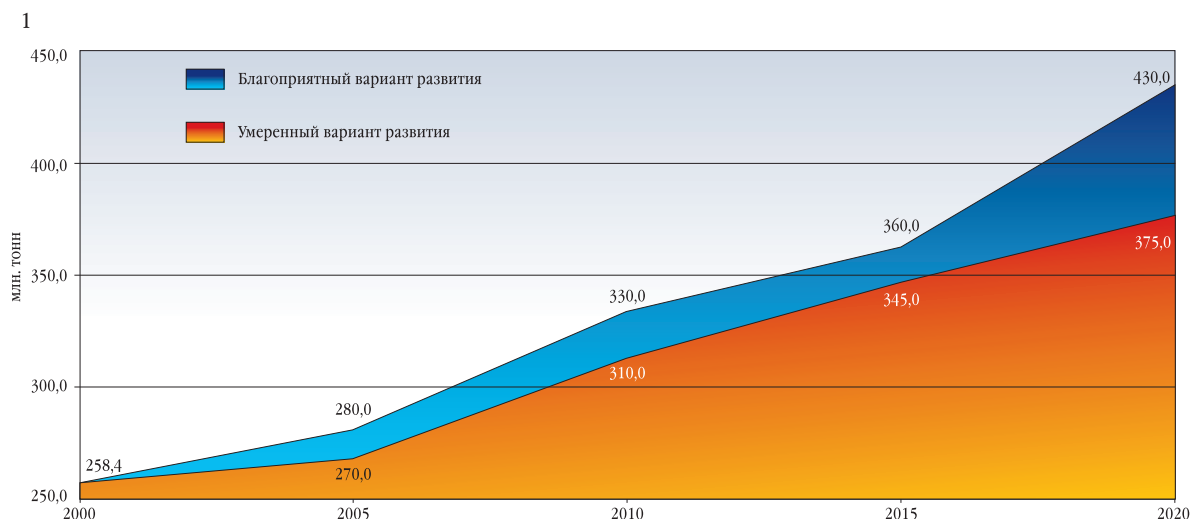
*Реструктуризация угольной промышленности.* Процесс структурной перестройки угольной отрасли протекает в России на протяжении последних 10 лет. Причин, по которым структурная перестройка угольной отрасли стала жизненно необходимой, несколько. Во-первых, в конце 80-х – начале 90-х годов в старых угольных регионах (в основном Донецкий, Подмосковный и Кизеловский угольные бассейны) вследствие усложнения горно-геологических и производственно-технических условий ведения горных работ затраты на поддержание производственных мощностей и реконструкцию действующих предприятий выросли в 2–3 раза. Средняя глубина ведения подземных горных работ составила к этому моменту в Донецком бассейне более 600 м, в Кузнецком бассейне – более 260 м и в Печорском бассейне – более 550 м, причем значение этих показателей продолжало неуклонно возрастать со всеми вытекающими отсюда опасными последствиями: деформации горных выработок, повышение выбросо- и удароопасности. Имелись и другие негативные тенденции – повышение газообильности шахт, уменьшение мощности разрабатываемых пластов, ухудшение характеристик добываемых углей.

Во-вторых, основным направлением в развитии и размещении производственного потенциала угольной отрасли в 70-х и 80-х годах стало создание региональных топливно-энергетических комплексов на базе крупных угольных бассейнов восточных регионов страны.

Это привело к необходимости освоения новых территорий с неблагоприятными природно-климатическими условиями, что в свою очередь потребовало повышенных затрат на создание производственной и социальной инфраструктуры в этих регионах. Кроме того, существенно уве-







ПРОГНОЗ ОБЪЕМОВ ДОБЫЧИ УГЛЯ ДО 2020 ГОДА

личились также за траты в социальной сфере, особенно в северных угледобывающих регионах страны – в Республике Коми, Якутии, Магаданской области и др., весь вышеперечисленный комплекс затрат лежал на плечах угольной отрасли непомерным грузом.

Снижение объемов добычи угля, постоянный рост его стоимости в совокупности с хроническим ростом цен на электроэнергию и другие энергоносители, а также ростом тарифов на железнодорожные перевозки привело к резкому снижению рентабельности угольной промышленности. Начавшийся в России в начале 90-х годов переход к новым социально-экономическим отношениям, при которых гасить издержки угольной отрасли за счет дотаций из средств федерального бюджета уже не представлялось возможным, и предопределил необходимость кардинального реформирования угольной отрасли России.

В настоящее время процесс реструктуризации осуществляют: Минпромэнерго России, Федеральное агентство по энергетике, государственные учреждения ГУРШ и ГУ «Соцуголь», территориальные органы службы занятости населения, территориальные органы Фонда социального страхования РФ, администрации субъектов РФ угледобывающих регионов, а также органы местного самоуправления шахтерских городов и поселков, угольные профсоюзы, Ассоциация шахтерских городов России, органы средств массовой информации и многие другие.

*Реализация Энергетической стратегии и перспективы развития угольной отрасли.* Распоряжением Правительства Российской Федерации №1234-р от 28.08.2003 утверждена «Энергетическая стратегия России на период до 2020 года». В соответствии с указанным документом прогнозируемые объемы добычи угля в стране, как и других энергоресурсов, будут различаться в зависимости от того или иного варианта социально-экономического развития России, однако при всех вариантах предусматриваются более высокие темпы роста потребления угля по сравнению с другими видами органического топлива. При оптимистическом и благоприятном вариантах развития добыча угля в России может составить 300–330 млн. тонн в 2010 году и возрасти до 400–430 млн. тонн к 2020 году. При умеренном и критическом вариантах развития добыча угля в стране составит 270–310 млн. тонн в 2010 году и 300–375 млн. тонн в 2020 году.

Угольная промышленность располагает достаточным объемом геологических запасов угля и производственным потенциалом для решения поставленных задач, поэтому конкретные объемы добычи будут уточняться в зависимости от экономического спроса на твердые виды топлива. Хотя намечаемые уровни добычи угля и обеспечены разведанными запасами, однако это не исключает необходимости проведения дальнейших геолого-разведочных работ.

Особенностью динамики потребления коксующихся углей является их зависимость от программы развития металлургии. Ожидается, что добыча коксующихся углей в стране будет расти более низкими темпами, чем добыча энергетических углей, и может составить в 2010 году около 70 млн. тонн, а в 2020 году – 75–80 млн. тонн. Прогноз добычи угля в России на период до 2020 года приведен на рисунке 1.



Основным направлением совершенствования технологической структуры угольного производства является увеличение удельного веса открытого способа добычи с доведением его с 64% в 2000 году до 75–80% к 2020 году.

Долгосрочная государственная политика в угольном секторе, направленная на создание условий, обеспечивающих стабильное развитие отрасли, предусматривает три этапа:

- в 2003–2005 годах – завершение приватизации угольного производства, улучшение финансового состояния угольных организаций, продолжение ликвидации особо убыточных предприятий угольной отрасли, осуществление мер социальной защиты высвобождаемых работников, мероприятий по социальной и экологической реабилитации шахтерских городов и поселков с использованием средств государственной поддержки;
- в 2006–2010 годах – завершение ликвидации особо убыточных предприятий, переселения высвобождающихся работников ликвидируемых организаций из районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей, повышение конкурентоспособности угольного топлива по отношению к природному газу за счет проведения целенаправленной государственной ценовой политики, осуществления технического перевооружения и интенсификации производства;
- в 2011–2020 годах – коренное изменение технического и экономического уровня угольного производства за счет перемещения добычи на вновь введенные мощности, оснащенные техникой нового поколения, выход на высококачественную конечную продукцию, в том числе на базе угольно-металлургических, энерготехнологических и углехимических комплексов.

Для решения проблемы межрегиональных перевозок, связанной с дополнительными поставками угольной продукции на тепловые электростанции Урала и центра, а также в порты Балтийского и Черного морей, необходимо увеличить провозную способность железных дорог в западном направлении на 70 млн. тонн в год. В целях увеличения экспорта угольной продукции осуществляются модернизация и увеличение пропускной способности таких портов, как Восточный, Ванино, Усть-Луга, а также Мурманского глубоководного порта.

## Электроэнергетическая отрасль

*Промежуточные итоги реформирования РАО «ЕЭС России».* В апреле 2003 года вступили в силу шесть федеральных законов, в соответствии с которыми началось реформирование электроэнергетической отрасли и РАО «ЕЭС России». В мае 2003 года Совет директоров РАО «ЕЭС России» единогласно принял Концепцию стратегии РАО «ЕЭС России» «5+5», в которой изложены предложения в период реструктуризации отрасли. Все возможные изменения и уточнения будут вноситься в этот документ только в соответствии с корпоративными процедурами РАО «ЕЭС России», включая решения Совета директоров.

Концепция Стратегии предполагает, что к 2008 году будут завершены основные процессы реструктуризации электроэнергетической отрасли и полностью либерализованы оптовый и розничный рынки электроэнергии. К этому году закончатся основные преобразования РАО «ЕЭС России» (создание и выделение компаний из РАО «ЕЭС России»), включая обеспечение прямого участия акционеров РАО «ЕЭС России» в выделенных компаниях.

Правительство России также приняло план мероприятий по реформированию электроэнергетики на 2004–2005 годы, который детально уточняет дальнейшее нормативное обеспечение реформы.

Прошедший год стал годом начала практической реализации реформы электроэнергетики. Преобразования в РАО «ЕЭС России» развернулись по следующим направлениям:

### *1. Реформирование региональных энергосистем (АО-энерго).*

На 1 апреля 2004 года из 70 АО-энерго, проекты реформирования которых подлежат утверждению органами управления РАО «ЕЭС России», Правление РАО «ЕЭС России» согласовало 58 АО-энерго, Комитет по стратегии и реформированию при Совете директоров РАО «ЕЭС России» –



53 АО-энерго, Комиссия Правительства РФ по реформированию электроэнергетики – 41 АО-энерго и Совет директоров РАО «ЕЭС России» – 49 АО-энерго.

В 41 АО-энерго реализация проектов реформирования в части разделения по видам деятельности уже начата. 17 АО-энерго готовят разделительный баланс по состоянию на 30 сентября 2003 года, собрания акционеров по реорганизации этих обществ пройдут до конца апреля 2004 года, а государственная регистрация новых компаний ожидается в августе–октябре 2004 года. Также 15 АО-энерго готовят разделительный баланс по состоянию на 31 декабря 2003 года, собрания акционеров по реорганизации этих обществ пройдут в июне–августе 2004 года, государственная регистрация новых компаний, как ожидается, состоится в декабре 2004 года – феврале 2005 года.

*2. Функционирование конкурентного сектора оптового рынка электроэнергии (5–15%).  
Подготовка к либерализации оптового и розничного рынков электроэнергии.*

Сектор свободной торговли электроэнергией в рамках Федерального оптового рынка электроэнергии (мощности) начал функционировать 1 ноября 2003 года. Запуск рынка был осуществлен в соответствии с постановлением Правительства РФ «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода». Также в соответствии с данным постановлением Наблюдательным советом НП «А ТС» были утверждены регламенты оптового рынка электроэнергии и другие нормативные акты, принятие которых необходимо для начала торгов в секторе конкурентной торговли оптового рынка электроэнергии.

С начала торгов в секторе свободной торговли оптового рынка было реализовано 10,8 млрд. кВт.ч электроэнергии. Среднесуточная цена покупки электроэнергии в секторе свободной торговли за первый квартал 2004 года составила 434,76 руб./МВт.ч. При этом среднеотпускной тариф в регулируемом секторе ФОРЭМ в первом квартале 2004 года составил около 497 руб./МВт.ч. Таким образом, стоимость электроэнергии, купленной в секторе свободной торговли оптового рынка электроэнергии в 2004 году, в среднем на 12,5% меньше, чем в регулируемом секторе.

## О проблемах и перспективах развития электроэнергетики

Развитие российской электроэнергетики осуществляется в соответствии со следующими основными документами: Энергетической стратегией России на период до 2020 года, ФЦП «Энергоэффективная экономика на 2002–2005 годы и на перспективу до 2010 года», Федеральным законом «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003 года №35-ФЗ, Схемой развития ЕЭС России и ОЭС на период до 2020 года; Стратегией развития ЕНЭС на десятилетний период; Прогнозным балансом электроэнергии и мощности РАО «ЕЭС России» на 2003–2007 годы.

В соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2020 года стратегическими целями развития электроэнергетики являются:

- надежное энергоснабжение экономики и населения страны электроэнергией;
- сохранение целостности и развитие единой энергетической системы страны, ее интеграция с другими энергообъединениями на Евразийском континенте;
- повышение эффективности функционирования и обеспечение устойчивого развития электроэнергетики на базе новых современных технологий;
- снижение вредного воздействия на окружающую среду.

С учетом прогнозируемых объемов спроса на электроэнергию при оптимистическом и благоприятном варианте развития суммарное производство электроэнергии может возрасти по сравнению с 2000 годом более чем в 1,2 раза к 2010 году (до 1070 млрд. кВт.ч) и в 1,6 раза к 2020 году (до 1365 млрд. кВт.ч).

При умеренном варианте развития экономики производство электроэнергии составит соответственно 1015 млрд. кВт.ч и 1215 млрд. кВт.ч.

Обеспечение такого уровня электропотребления требует решения ряда проблем, которые носят системный характер, – ограничение передачи мощности по линиям электропередачи, старе-



ние основного энергетического оборудования, технологическая отсталость, нерациональная структура топливного баланса, неэффективное использование установленных генерирующих мощностей.

Для развития единой энергетической системы России предусматривается сооружение линий электропередачи в объеме, обеспечивающем ее устойчивое и надежное функционирование и устранение технических ограничений, сдерживающих развитие конкурентного рынка электрической энергии и мощности.

Развитие электроэнергетики в период до 2020 года будет исходить из следующих экономически обоснованных приоритетов территориального размещения генерирующих мощностей:

- в европейской части России – техническое перевооружение тепловых электростанций на газе с замещением паросиловых турбин на парогазовые и максимальное развитие атомных электростанций;
- в Сибири – развитие тепловых электростанций на угле и гидроэлектростанций;
- на Дальнем Востоке – развитие гидроэлектростанций, тепловых электростанций на угле, а также газе (в крупных городах).

Основой электроэнергетики останутся тепловые электростанции, удельный вес которых в структуре установленной мощности отрасли сохранится на уровне 60 – 70%. Выработка электроэнергии на тепловых электростанциях к 2020 году возрастет в 1,4 раза по сравнению с 2000 годом.

Структура расходуемого топлива на тепловых электростанциях будет изменяться в сторону уменьшения доли газа к 2020 году и увеличения доли угля, причем соотношение между газом и углем будет определяться складывающейся конъюнктурой цен на природный газ и уголь.

Важнейшую роль в снижении расхода топлива, используемого для производства электрической и тепловой энергии в электроэнергетическом секторе, будет играть теплофикация, то есть выработка электроэнергии на тепловых электростанциях с утилизацией теплоты, отработавшей в паросиловом, газотурбинном или комбинированном парогазовом цикле.

Важным направлением в электроэнергетике в современных условиях является развитие распределенной генерации на базе строительства электростанций небольшой мощности, в первую очередь небольших тепловых электростанций с парогазовыми, газотурбинными установками и другими современными технологиями.

Гидроэнергетика будет развиваться в основном в Сибири и на Дальнем Востоке. В европейских районах получит развитие строительство малых гидроэлектростанций, преимущественно на Северном Кавказе, продолжится сооружение некрупных пиковых гидроэлектростанций.

Для обеспечения надежного функционирования единой энергетической системы России и компенсации неравномерного потребления электроэнергии в условиях увеличения доли базисных АЭС в европейской части страны необходимо ускорить сооружение гидроаккумулирующих электростанций.

Развитие сетевого хозяйства, обновление и обеспечение прироста генерирующих мощностей требуют роста инвестиций в электроэнергетику.

Согласно прогнозному балансу электроэнергии и мощности РАО «ЕЭС России» на 2003–2007 годы дефицит мощности ожидается в следующих объединенных энергетических системах: ОЭС Урала – 8800 МВт; ОЭС Юга – 2300 МВт; ОЭС Центра – 1900 МВт; ОЭС Северо-Запада – 600 МВт.

Для предотвращения указанного дефицита разработан План мероприятий по реформированию электроэнергетики на 2004–2005 годы.

Кроме того, недопущению дефицита в отдельных энергетических системах страны должны способствовать программы перспективного развития электроэнергетики, разрабатываемые в соответствии с пунктом 2 статьи 21 Федерального закона «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003 года №35-ФЗ, с учетом требований обеспечения безопасности Российской Федерации и на основе прогноза ее социально-экономического развития.