

# РОССИЯ

В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СФЕРЕ



ИННОВАЦИОННОЕ БЮРО  
**ЭКСПЕРТ**

Москва 2006

*На самом деле первоначально мы планировали провести исследование на модную ныне тему: «Россия — энергетическая сверхдержава». Для начала мы сформулировали для себя критерии, соответствия которым страна могла бы себя так называть. Вот что получилось.*

*Что такое энергетическая сверхдержава, с нашей точки зрения? Во-первых, это страна, вводящая генерирующие мощности темпами, опережающими темпы роста экономики.*

*Во-вторых, это страна обладающая собственным конкурентоспособным энергомашиностроением.*

*В-третьих, это страна, способная обеспечить свой внутренний рынок энергоресурсами и влиять на рынок мировой.*

*В-четвертых, это страна, способная на проведение эффективной энергосберегающей политики в промышленности и ЖКХ.*

*В-пятых, это страна, имеющая свою школу, способную разрабатывать новые технологии в энергетической сфере и успешно готовить кадры для нее.*

*По всем пяти пунктам у сегодняшней России, как вы увидите ниже, серьезные проблемы, поэтому получилось то, что получилось. Исследование на запланированную тему «Россия — энергетическая сверхдержава» мы готовы провести лет через двадцать, при условии, что решать проблемы мы начнем прямо сейчас.*

Авторы исследования

Андрей Виньков, Ирик Имамутдинов,  
Дан Медовников, Станислав Розмирович,  
Иван Рубанов



# СОДЕРЖАНИЕ

Эксперты	5
Введение	7
Крест Чубайса	9
Газ	19
Нефть	31
Уголь	47
Энергосбережение	67

# ЭКСПЕРТЫ

Отчет подготовлен Инновационным бюро «Эксперт». В основе исследования: desk-research по открытым российским и зарубежным (в том числе интернетовским) источникам, экспертный опрос ведущих специалистов академических и отраслевых научных организаций, а также анкетирование промышленных предприятий энергетической отрасли.

## Организаторы исследования благодарят экспертов:

Горлов Владимир Николаевич, МГУ им. М.В. Ломоносова

Башмаков Игорь Алексеевич, Центр по эффективному использованию энергии

Безруких Павел Павлович, ГУ «Институт энергетической стратегии»

Вагнер Андрей Александрович, Бизнес-Единица №2 РАО «ЕЭС»

Веселов Александр Петрович, Федеральное агентст-

во по энергетике

Гаврилов Анатолий Филиппович, Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского

Гашо Евгений Геннадиевич, Московский энергетический институт

Даниленко Ольга, Инвестиционная компания ОФГ  
Дебердеев Ильдар Хамзич, ФГУП «Комплексный научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт обогащения твёрдых горючих ископаемых» (ИОТГ);

Дикель Ральф, Energy Intensification Division, IEA  
Камерон Бэйли, The Boston Consulting Group

Каримов Булат, инвестиционная компания «Атон»  
Кикнавелидзе Каха, инвестиционный банк UBS  
Клейнер Вадим Георгиевич, Hermitage Capital Management

Лукашев Дмитрий, инвестиционная компания «Атон»

Максимов Олег, инвестиционная компания «Тройка-Диалог».

Мангилев Дмитрий, инвестиционная компания

«Прспект»

Милов Владимир, Институт энергетической политики

Мосин Сергей Иванович, ЗАО «Сибэкотехника»

Мурко Василий Иванович, ГУП НПЦ «Экотехника»;

Ольховский Гурген Гургенович, Всероссийский теплотехнический институт;

Петренин Юрий Кириллович — НПО "Центральный котлотурбинный институт" (ЦКТИ);

Правосудов Сергей Александрович, Институт национальной энергетики

Радина Мария, инвестиционная компания «Брансвик ЮБС».

Ром-Макколти Еберхард, GTE

Рубан Анатолий Дмитриевич, Институт проблем комплексного освоения недр Российской Академии Наук (ИПКОН РАН);

Саакян Юрий Завенович, Институт проблем естественных монополий

Савчик Елена, инвестиционная компания «Ренессанс капитал»

Селивахин Иван, Институт энергетической политики

Сорокин Валерий, Союз независимых производителей газа.

Титов Борис Юрьевич, Российский союз промышленников и предпринимателей

Тумановский Анатолий Григорьевич, Всероссийский теплотехнический институт

Фелдер Теодор, HIS

Фортов Владимир Евгеньевич, академик-секретарь отделения энергетики, механики, машиностроения и процессов управления РАН,

Ходаков Юрий Степанович, Всероссийский теплотехнический институт;

Чавчанидзе Евгений Кириллович, НПО «Центральный котлотурбинный институт»

Шеин Максим, «Брокеркредитсервис».

Шемякин Владимир Николаевич, НПО «Центральный котлотурбинный институт»

Штегман Александр Владимирович, Бизнес-Единица №2 РАО «ЕЭС».

Экономидес Майкл, Технический советник ряда американских нефтяных компаний

# ВВЕДЕНИЕ

Лучше всего ситуацию, сложившуюся в современной российской энергетике, объяснила бы какая-нибудь конспирологическая теория. Слишком уж системно проявляются черты грядущего кризиса — тут тебе и «крест Чубайса» (превышение национального энергопотребления над генерацией на двадцать почти гигаватт к 2010 году), и физическая неспособность в сжатые сроки национального энергомашиностроения решить проблемы ввода мощностей — загрузи сейчас все производственные площадки в ущерб экспорту, все равно ведь раньше ближайших пяти лет в теплоэнергетике и восьми в атомной нам необходимого оборудования не увидать, а зимы случаются каждый год. О сетевом хозяйстве отдельная песня: за него ответственность государство на себя уже взяло, и будем надеяться, запрошенных Чубайсом пяти миллиардов в год на ближайшее трехлетие нам хватит, чтобы чагинская история не тиражировалась, но полной уверенности в этом у специалистов, знакомых с тотальной изношенностью отечественной энергосистемы, нет.

Печально обстоят дела и с энергоресурсами. Мы наблюдаем падение газодобычи на основных месторождениях, многолетнюю деградацию инновационной программы отечественного газового монополиста и нефтянки, увеличение доли добычи так называемого

«жирного» газа и рост дефицита газа на внутреннем рынке. А мы ведь называем себя энергетической сверхдержавой и должны обеспечивать «голубым топливом» Европу и, в свете последних витков политической конъюнктуры, Юго-Восточную Азию. Только о росте внутреннего потребления мы пока не беспокоимся, как не заботимся и о производстве сжиженного природного газа (СПГ), потребление которого растет сейчас в мире невиданными темпами.

Не лучше обстоят дела с нефтедобычей и нефтепереработкой — приращение запасов отстает от роста уровня добычи, приоритет в стратегиях нефтяных компаний принадлежит добыче из активных запасов, трудноизвлекаемые запасы игнорируются. Нефтепереработка остается неэффективной — выход светлых фракций у нас по-прежнему критически низок, НПЗ, за исключением считанных единиц, не модернизируются, о нефтехимии вообще лучше не вспоминать.

Но, главное, не только нефть, но и поставляемый на внутренний рынок газ мы используем чрезвычайно неэффективно — изобретенный в СССР еще Христиановичем в 50-х парогазовый цикл с КПД 60% из энергетически развитых экономик сейчас массово не внедрен только у нас — мы довольствуемся КПД в 35–37%. Что уж говорить об угле — эту тему мы игнорируем уже лет тридцать — сорок.

Что мы можем сделать для преодоления энергетического кризиса? Можно, конечно, пометать о водородной энергетике, управляемом термоядерном синтезе и скорейшей установке бридеров. Но чтобы пройти ближайшие два-четыре года без замерзших городов и остановившихся производств, нужно другое — придется поработать с традиционными углеводородными и атомными схемами.

Анализ показывает, что для преодоления ближайшего энергетического кризиса в России требуется активное вмешательство государства. Помимо инвестиций в генерацию, неподъемных для частных инвесторов (а может быть, и не слишком интересных), от него требуется системное решение по поводу внедрения энергосберегающих технологий — без задания технологических коридоров и других законодательных инициатив мы так и будем потреблять на каждый новый пункт ВВП непозволительно много киловатт-часов. Стоит «развернуть» ресурсодобывающие компании к внутреннему рынку: когда газа и бензина станет совсем не хватать, делать это будет уже поздно. Стоит также простимулировать энергомашиностроение, испытывающее сегодня кадровый и инвестиционный дефицит. Пора вспомнить о геологоразведке и внедрении эффективных технологий добычи. Во всех перечисленных областях — от гео-

логоразведки до энергосбережения — необходимо восстановить звенья отраслевой науки. Увлечение внешними, финансовыми и фондовыми показателями отраслевых лидеров в ущерб необходимой нешумной работе спецов уже привели нашу энергосистему на грань выживания. Никто не спорит с тем, что, скажем, наращивание капитализации «Газпрома», грядущее IPO «Роснефти» или реформа РАО ЕЭС — дело нужное, но затянувшаяся коллизия передела собственности и перехвата управления в российском ТЭКе никак не способствует росту производства энергии — даже самый эффективный менеджмент и самый развитый фондовый рынок не могут отменить начал термодинамики.

Потенциал России в энергетической сфере в доказательствах не нуждается: план ГОЭЛРО, создание первых высоковольтных линий электропередач, переход к сверхкритическим параметрам в паросиловых установках, разработка цикла ПГУ, создание монокристаллической турбинной лопатки — все это наши достижения. В прошлом столетии мы задавали энергетическую моду в мире, в этом мы довели себя до ситуации жесткого системного энергетического кризиса, и, будем ли мы принимать во внимание какие-либо конспирологические теории, или нет, выйти из него — дело чести.

# «КРЕСТ ЧУБАЙСА»

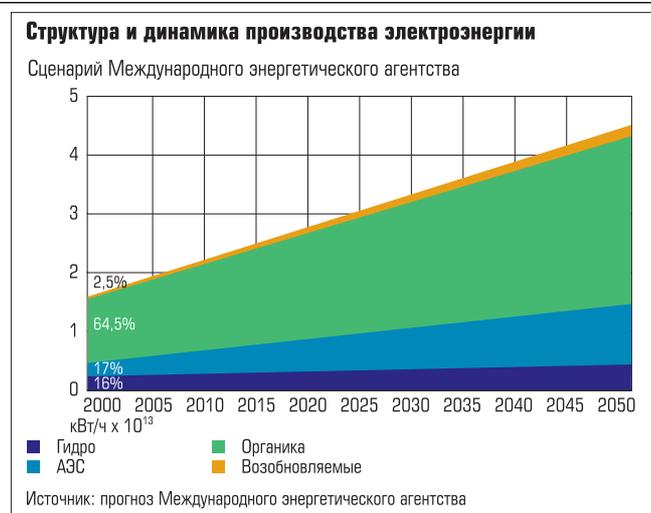
Анализируя состояние дел в традиционной электроэнергетике сталкиваешься с различным подходом к отраслевым проблемам: один характерен для специалистов и другой — для властных структур. Нет ни одного отраслевого или академического института, в исследованиях которых не говорилось бы о плачевном, если не катастрофическом состоянии электроэнергетики, об этом же твердят и технические специалисты-практики. Представители же властей делают вид, что ничего страшного не происходит, и если не считать аварии, произошедшей в Москве в мае 2005 года, когда внушение энергетикам делал сам президент России, то больше о проблемах энергетики никто из высокопоставленных чиновников и не вспоминает (оставим пока в стороне высказывания о развитии атомной энергетики).

Отсутствие интереса властей к проблемам традиционной тепловой энергетики, на которую приходится более 60% выработки электроэнергии и более половины производства тепла в стране, особенно ярко проявилось на прошедшем в апреле текущего года всероссийском энергетическом форуме «ТЭК России в XXI веке». Политический бомонд — от главы Совета Федерации Сергея Миронова до ответственного за отрасль министра промышленности и энергетики Виктора Христенко — говорили практически только о развитии нефтегазовой промышленности и транспортной системы, в первую очередь, для расширения экспорта энергоносителей в азиатском и дальневосточном направлении. Не было сказано ни слова о необходимости ввода новых энергетических мощностей, о возможных госинвестициях в отрасль. Будто нет в стране ежегодного экономического роста в 7%, который требует, по крайней мере, пропорционального наращивания энергетического потенциала. Будто не было московской аварии годовой давности, когда без электроэнергии осталась вся южная часть города и ряд подмосковных районов. Будто не было морозной зимы 2005–2006 годов, когда российские электростанции работали на пределе своих возможностей.

## Дефицит есть

В 1999 году команда Анатолия Чубайса, пришедшая незадолго до этого к руководству большей части электроэнергетики страны, с помощью отраслевых и академических ученых сделала прогноз роста потребления электричества, сопоставив его с возможностями энергетики страны. В итоге получился график, на котором падающая линия энергопроизводства (выводимая из-за старости мощность превышала нововведенную) по оси времени пересекалась с возрастающей в результате подъема экономики линией энергопотребления в 2005 году. Пересечение двух линий с легкой руки академика-секретаря отделения энергетики, механики, машиностроения и процессов управления РАН Владимира Фортова, стали называть «крестом Чубайса». По словам самого академика, никакого креста, быть, конечно, не может: "Если не будет достаточно энергии, экономический рост никогда не обеспечить. Падающая энергетика остановит и загнет любую растущую экономику". Мало того, "для нормального развития экономики возможности электроэнергетики должны превышать потребности на 10-15%, этот жирок нужен для того, чтобы вся энергосистема была стабильной, как это было в Советском Союзе". Может, в России есть избыток мощностей и поэтому нет проблем с вводом новых мощностей?

В 1991 году наследство от СССР России осталось 216 ГВт энергетических мощностей (70,4% из них на электростанциях РАО "ЕЭС" или примерно 150 ГВт), сейчас специалисты оценивают установленную мощность работоспособных энергоблоков в 210,5 ГВт. 70% из них приходится на тепловые станции (газовые — 63%, угольные — 28%), которые работают с электрическим КПД от 25% на теплоэлектроцентралях (выработка тепла и электричества) до 39% на так называемых конденсационных станциях, основная задача которых выработка электроэнергии. 20% мощностей на гидроэлектростанциях, еще 10% приходится на атомные блоки.



Из-за того, что десятилетие после развала СССР мы мало чего производили, потребление энергии в стране упало на треть. Во многом благодаря этому энергетика смогла протащить нашу экономику и ЖКХ буквально до последнего времени (серьезный звоночек прозвучал в мае прошлого года, как раз во время московского блэкаута) без серьезных технических сбоев и уж тем более без катаклизмов. В начале нового тысячелетия, когда начала было расти экономика, электростанции работали в среднем на 75%-80% своей мощности, а диспетчерские службы РАО "ЕЭС" ограничивали работу АЭС, чтобы те не вырабатывали слишком много "лишнего" электричества. Кстати, именно пуск атомных блоков, строительство которых началось еще в советское время, обеспечил большую часть из примерно девяти мегаватт введенных с 1991 года электрической мощности (последний "миллионник" был пущен на Калининской АЭС в прошлом году).

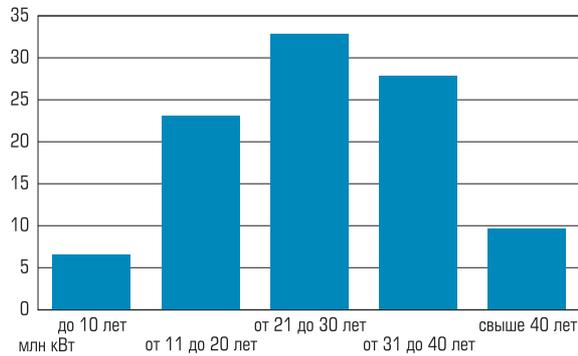
Два года назад один из экспертов, сокрушаясь из-за невозможности нарастить инвестиционную составляющую в тарифе атомного киловатт\часа, говорил "Эксперту": "О какой необходимости структурной технической перестройки электроэнергетики можно говорить, когда в самый пик потребления в 2004-м без загрузки оставалось более 30 гигаватт" (то есть простаивало более 15% от установленных мощностей). Наш собеседник лукавил, недоговаривая, что эти самые 15% запаса — залог стабильной работы всей энергосистемы страны в целом (Александр Бондаренко, двадцать лет возглавляющий Центральное диспетчерское управление единой энергетической системы России оценивает необходимый запас мощностей в зависимости от региона в 5-15%). Но только "недоиспользованием" ресурсов установленных

еще в СССР мощностей и можно объяснить тот факт, что наша энергетика умудрялась питать страну при официальном "среднем износе", составившем в 2005 году почти 60% (в гидрогенерации больше 70%). Основная масса действующих сегодня электростанций, сетевых и распределительных систем вводилась в 60-70-е годы прошлого столетия.

Теперь многократный запас прочности, обеспеченный нашей энергетике советским энергомашиностроением и испытанный 15 годами реформ, исчерпан. По словам президента Института энергетического проектирования Владимира Милова, спрос на генерирующие мощности еще в 2004 году достиг 190 тыс. МВт (с учетом необходимого оперативного и стратегического резерва мощностей). В 2005 году, по предварительным расчетам Министерства экономического развития и торговли России, он должен был достичь 197-199 тыс. МВт. Но сильные морозы осенне-зимнего периода 2005-2006 годов внесли поправку в прогнозы МЭРТа, и пиковые нагрузки сравняли спрос на энергию с предложением генерирующих мощностей практически на всей территории страны. В Москве (здесь базовое энергопотребление еще в 2003 году превысило исторический максимум 1988 года) и Санкт-Петербурге для нормального энергообеспечения вводились ограничения на предприятиях, и до 15-20% энергии пришлось "закачивать" из соседних энергосистем. Атомщики, по словам Анатолия Чубайса, все время жаловавшиеся на сетевые ограничения, накладываемые диспетчерскими службами РАО "ЕЭС", могли бы производить больше электроэнергии (да РАО не давало), стали выдавать невообразимый еще несколько месяцев до этого КИУМ (коэффициент использования установленной мощности), достигающий 100%, тогда как

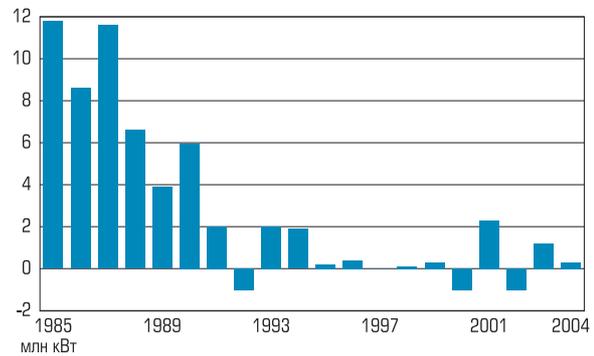
### Возрастной состав энергетического оборудования ТЭС

Доля энергоустановок от общей установленной мощности



Источник: Всероссийский теплотехнический институт, 2005 г.

### Ввод генерирующих мощностей



Источник: РАН

обычный составляет около 75%.

Дефицит есть и без морозов: глава РАО ЕЭС жаловался на заседании Академии наук, прошедшем в декабре прошлого года, что в "Энергетической стратегии", исправленной в последний раз в 2003 году, был обещан прирост потребления к 2005 году не более 50 млрд.кВт\ч, а на деле он составил 73 млрд. кВт\ч. В некоторых регионах спрос на электричество еще выше: в Дагестане, в Московской, Ленинградской, Белгородской области он более чем в три раза превышает показатели, прописанные в Стратегии, а в Тюмени — почти в пять раз. В Москве спрос на электричество растет более чем на 0.5 гигаватта в год, а вводится "почти ничего" (в московских районах Пеньягино и Куркино введены недавно две локальные станции на газовых турбинах производства НПО "Сатурн" мощностью 24 МВт, что-то делается в ближайшем Подмосковье: Переделкино, Зеленограде, но сейчас речь о большой энергетике).

По словам председателя правления РАО "ЕЭС" Анатолия Чубайса, "выяснилось, что на уровне федеральных округов всего два энергоблагополучных округа: Дальний Восток с Бурейской ГЭС и Поволжье. В четырнадцати регионах страны минувшей зимой превышен исторический максимум потребления электроэнергии. Поднимается волна спроса на электроэнергию, и если сегодня дефицитными являются Москва, Питер и ряд других территорий, то через два-три-четыре года эта волна пойдет по всем остальным регионам.

Вопрос дефицита усугубляется неэффективностью тепловой (на угле и газе) генерации со средним кпд около 33-35% (в цивилизованном мире — 40-42%). По данным Института энергетического проектирования, средний удельный расход топлива на выра-

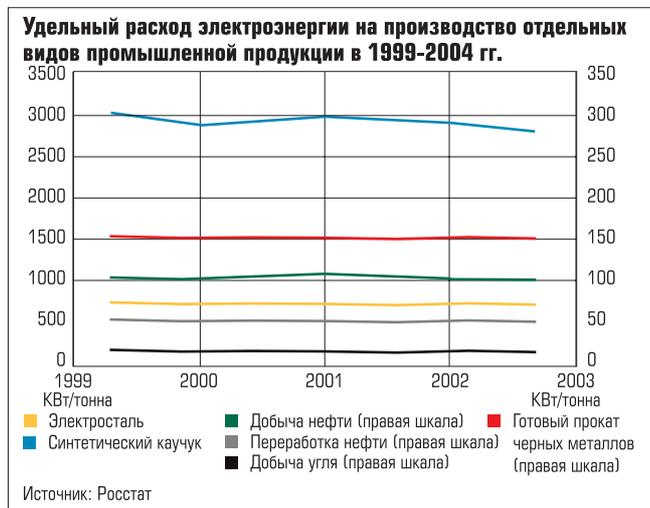
ботку электроэнергии в России составляет 335-340 грамм условного топлива на кВт\ч при аналогичном показателе на типичной европейской парогазовой установке (ПГУ) 210-250 грамм на кВт\ч. Из-за этого российская электроэнергетика ежегодно сжигает лишние 40-50 млрд. кубометров газа.

### Устаревшие мощности

По данным научного руководителя Всероссийского теплотехнического института (ВТИ) Анатолия Тумановского, в стране около 38% станций, возраст которых превышает 30 лет. В "Концепции технической политики ОАО РАО "ЕЭС России" на период до 2009 года" говорится о "среднем износе", который составил в 2004 году 57,3%. Специалисты отраслевых институтов считают, что до 2015 года в России почти 70% мощности ТЭС подлежит реконструкции или замещению новыми агрегатами (на электростанциях РАО "ЕЭС" этим процедурам должно подвергнуться 50 ГВт установленных мощностей).

В 2005 году институт "Энергосетьпроект" провел исследование по заказу Минпромэнерго и вот его основные выводы:

Нарастает процесс физического и морального старения генерирующего и электросетевого оборудования. Выработали свой ресурс 19% электростанций России. Особенно сложная ситуация со старением ГЭС в европейской части страны, где они обеспечивают 20% потребностей в электроэнергии. При этом основные фонды в электроэнергетике самортизированы более чем на 50%, что снижает финансовые ресурсы для его замены. Нарастание объемов изношенного оборудования и отсутствие возможности его восстановления вводит энергетика в зону повышенного риска технологических отказов и аварий не



только оборудования, но и систем автоматического регулирования, релейной защиты и противоаварийного управления.

Острые проблемы в системе теплоснабжения связаны со старением оборудования ТЭЦ, низкими технико-экономическими показателями котельных, неудовлетворительным состоянием тепловых сетей (потери до 30%). Основой развития теплоснабжения должны стать комплексные схемы топливо-, электро- и теплоснабжения, нужна стратегия развития теплоснабжения.

В обеспечении электростанций топливом продолжает действовать опасная тенденция — расход газомазутного топлива остается на уровне 85%, при том что расход угля и твердого топлива — 15%. Перспективные мировые технологии производства электроэнергии на твердом топливе (сжигание угля в циркулирующем кипящем слое и кипящем слое под давлением, газификация угля, переход на сверхкритические параметры пара) в России отсутствуют даже в виде пилотных установок. Электроэнергетика, угольная промышленность, энергомашиностроение не готовы к практическому осуществлению задач по увеличению использования угля на российских ТЭС. Перестройка структуры топливного баланса электроэнергетики, которая запланирована в "Энергетической стратегии", требует мобилизации мощностей атомной и гидроэнергетики, повышения эффективности использования газа, развития угольной промышленности.

Оставим вопрос, почему сегодняшняя российская власть никак не озаботится очевидным: претендуя на роль мирового энергетического лидера, она не думает о том, что управляемая ею страна рискует впасть в жесткий энергокризис, который (не говоря

уже о вполне реальном сценарии холода и обесточивания жилых микрорайонов крупных мегаполисов в следующую зиму) в итоге может ограничить экспорт нефти и газа "для энергобезопасности мирового сообщества", а значит и саму финансовую поддержку власти.

По словам Владимира Фортова, энергодефицит "означает, что никакой национальный проект, никакая инициатива президента, никакие думские идеи, никакие новации, технологии и мегапроекты не будут осуществлены и будут попросту угроблены. Если у вас есть красивая машина и нет бензина — вы никуда не доедете. Чтобы доехать, нужна заправка — инвестиции". Академик скромно оценивает масштаб возможных вложений только "для поддержания штатов" в 2-3 млрд долларов ежегодно, "а лучше пять". Помечтаем, что власть вдруг опомнилась и решила вложить в электроэнергетику протухающие в стаб- и инвестфондах миллиарды долларов в развитие энергетики. Что с ними делать?

Обновление российской электроэнергетики, по сценарию предложенному РАО "ЕЭС" в технической концепции, принятой в прошлом году, должно пойти по двум направлениям: за счет реконструкции и ремонта основного оборудования станций и за счет ввода новых мощностей. За четыре с лишним года — так было прописано в прошлогодней концепции — предстояло полностью демонтировать наиболее изношенные энергоблоки общей мощностью 4,569 ГВт. При удачных инвестиционных раскладах вместо них должны были ввести всего около 2,5 ГВт новых мощностей.

И вдруг — после холодной зимы 2006 года появились новые цифры: в мае 2006 года Комитет по стратегии реформы РАО "ЕЭС" составил новый прогноз-

ный баланс РАО и отрасли в целом на период до 2010 года, где говорится о необходимости ввода генерирующих мощностей на порядок больших.

Предполагается, что в течение 2006-2010 годов рост энергопотребления в России составит от 1,8% до 2,2% (оптимистичный вариант) в год. Объем электропотребления в России должен вырасти с 923,5 млрд кВт\ч в 2005 году до 1,026 трлн кВт\ч при консервативной оценке развития экономики, а при оптимистическом сценарии до 1,045 трлн кВт\ч в 2010 году. Наиболее высокие среднегодовые темпы прироста электропотребления ожидаются в объединенной энергосистеме Центра (2,1-2,5%) и Сибири (2,1-2,6%) — здесь уже наблюдался дефицит электроэнергии в первой декаде этого года.

Общая потребность в мощности в оптимистическом варианте спроса вырастет к 2010 году со 196 тыс. МВт в 2005 году до 221,2 тыс. МВт. Между тем, из-за вывода устаревающего оборудования суммарная установленная мощность всех электростанций может снизиться с 210,5 тыс. МВт до 204,6 тыс. МВт.

"Новообразовывающийся" дефицит в 16 Гигаватт в РАО хотят закрыть реализацией 123 инвестпроектов. Суммарные запросы РАО для осуществления его инвестпрограмм в области генерации до 2010 года составляют, согласно документу, 957,7 млрд руб. в действующих ценах, а общая потребность в инвестициях на развитие электросетевых объектов холдинга и независимых АО-энерго до 2010 года РАО оценивается в 1,017 трлн руб., в том числе в объекты ФСК 380,79 млрд руб.

## АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

По самым консервативным оценкам, развитие мировой экономики к 2050 году потребует увеличения производства энергии более чем в два раза. Основные мотивы, по которым государства развивают у себя атомную энергетику, почти всегда «экономические». Есть четкое убеждение в том, что такое удвоение невозможно обеспечить только за счёт использования органического топлива и возобновляемых источников, таких как энергия воды, ветра, солнца. По мнению МАГАТЭ, в ближайшие 15 лет в мире построят как минимум 60 атомных (в том числе в Индии 10 блоков, в Китае — шесть) электростанций, что должно способствовать удовлетворению мирового спроса на электричество. Причем, речь идет не

только о развивающихся странах — президент США в августе 2005 года подписал новый Закон об энергетической политике, где развитие атомной энергетики декларируется в качестве одного из приоритетов энергетической стратегии США (с увеличением доли атомной энергетики с нынешних 20% до 32% к 2020 г.). По данным японского министерства энергетики, 21 тонна урана замещает более 2 млрд. тонн угля, более 1 млрд. тонн нефти. Япония построила уже 52 блока и собирается строить новые блоки. Во Франции атомные станции дают более 75 % электроэнергии — здесь есть сознательный выбор власти. Причем США и Канада, Франция, Япония и Великобритания — партнеры по т.н. "Generation-4" собираются вкладываться (американские университеты уже получили гранты на НИОКР в размере более 100 млн. долларов) на создание шести типов реакторов нового поколения. Это быстрые реакторы с натриевым, газовым или свинцовым теплоносителем и высокотемпературный, с соевым расплавом и реактор, охлаждаемый водой сверхкритического давления.

## Что в России

Атомная энергетика – это существенная часть электроэнергетики России: 21 атомных гигаватт – это 10 часть установленной мощности страны обеспечивает производство 16-17% производства электричества. В силу своей специфики, связанной с тем, что она рождалась из оборонного комплекса, отрасль по-прежнему требует особого подхода со стороны государства.

Потенциальные возможности, основные принципы и направления долгосрочного развития атомной энергетики России были определены "Стратегией развития атомной энергетики России в первой половине 21 века", одобренной еще в 2000 году правительством Российской Федерации. Руководство Федерального агентства по атомной энергии РФ до середины июня 2006 года должно внести новый документ о развитии ядерной энергетики в России, но основной «инвестиционный» смысл старого документа безусловно сохранится.

В этом документе рассмотрены прогнозируемые параметры развития атомной электроэнергетики, разведанные и потенциальные запасы природного урана, накопленные резервы урана и плутония, су-

ществующие производственные мощности ядерного топливного цикла. В ближайшие 10-15 лет предполагается развитие атомной энергетики за счет в основном технологий типа ВВЭР (водно-водяной энергетический реактор — где вода работает и в качестве замедлителя нейтронов и в то же время теплоносителя).

"Энергетическая стратегия" предусматривала обеспечение ежегодного вклада роста доли АЭС в производстве электроэнергии в среднем на 3,5% в год. Для достижения параметров "Энергетической стратегии", установленных на период до 2020 года для базового сценария — увеличения производства до 230-250 млрд.квт\ч в год, прогнозируемый объём инвестиций должен был составить 37-45 млрд.\$ США, то есть 2-3 млрд.\$ США в год, что в 2-3 раза выше реальных инвестиций, которые может обеспечить за счёт собственных средств концерн "Росэнергоатом". Между тем, в последние 5 лет достроены всего два энергоблока — т.н. блоки высокой готовности ВВЭР-1000, (Волгодонская-1, Калининская-3). Планы стратегии уже не выполнить ни при каких обстоятельствах – до 2010 года планируется ввести ещё 2-3 энергоблока (Волгодонская-2, Балаковская-5, возможно Калининская-4). Но осталось всего четыре года, а на «Ижорских заводах» не заложен еще ни один реактор, срок изготовления которого от трех до четырех лет.

Заинтересованность государства в увеличении экспорта нефти и газа в страны Западной Европы и Юго-восточной Азии теоретически предполагает возможность ускорения развития атомной энергетики в самой России. Отметим, что в "Энергетической стратегии" России оптимизация расходной части топливно-энергетического баланса предусматривает преодоление тенденции нарастающего доминирования природного газа на внутреннем энергетическом рынке с уменьшением его доли в общем потреблении топливно-энергетических ресурсов с 50% в настоящее время до 46% в 2020 году (с дальнейшей стабилизацией на уровне 45%). Проблема в другом: при нынешней ценовой и тарифной политике государства, как показывает анализ, проведенный учеными ИНЭИ РАН, развитие атомной энергетики приведет к вытеснению не газа, а угля.

В последующие 15-30 лет отраслевая технологическая политика предусматривает внедрение техноло-

гии на быстрых реакторах с замыканием ядерного топливного цикла и уран-плутониевым топливом, что снимет ограничения в отношении топливного сырья на обозримую перспективу. Только в этом случае можно будет обеспечить топливом российские АЭС и сохранить экспортный потенциал на рынке свежего ядерного топлива и низкообогащенного урана.

Дело в том, что существует дефицит уранового сырья, причем, не только по добыче (пока он во многом решается за счет стратегических запасов оружейного урана). Реакторы на быстрых нейтронах в состоянии в значительной мере снять эту проблему. Тем не менее до массового пуска бридерных мощностей России к 2010 году необходимо увеличить производство урана в 1,4 раза и к 2020 в 3,4 раза.

Пока из-за проблем с финансированием о создании новых ядерных технологий, в том числе по замыканию ядерного топливного цикла, разработке быстрых реакторов нового поколения, которые должны обеспечить конкурентоспособность атомной энергетики внутри страны и за рубежом, в рамках интересов концерна вообще говорить не приходится. По данным правительственных аналитиков, сохранение существующего положения в финансировании атомной энергетики, с учётом выбытия через 10-20 лет и позже блоков, исчерпавших ресурс, приведёт не к росту атомной доли в энергобалансе страны, что прописано в ЭС, а скорее наоборот — к быстрой деградации.

Правда, есть и технологический резерв для роста энерговыработки на АЭС без ввода новых мощностей – на 10% или около 20 млрд.квт\ч в год (за счёт т.н. увеличения коэффициента установленной мощностей АЭС до мирового уровня — 86%).

Мы строим АЭС за рубежом, и атоммашстроение – одна из немногих конкурентоспособных отраслей российской промышленности на мировых рынках. Сейчас Россия достраивает 2 блока ВВЭР-1000 в Китае (Тяньваньская АЭС), на подходе 2 блока в Индии (Куданкулам), блок в Иране (Бушер). По расчетам Минпроэнерго, мы вполне можем получить дополнительные заказы еще на строительство 8-9 блоков в Азии (вероятно, еще в Болгарии) с последующими выгодными поставками ядерного топлива.

В чем выгоды развития именно атомной энергетики в самой России?

Во-первых, советский Госплан рассчитал все так, чтобы все АЭС располагались в узлах высоковольтной сети Европейской части СССР и обеспечивали надежный режим работы всей энергетической системы России. Во-вторых, планировалось, что атомные станции (Калининская, Балаковская) могут быть расширены на два-три блока. Они начинали строиться еще в советское время и их можно достроить в достаточно короткое время.

Ядерное электричество конкурентоспособно с "органическим электричеством" даже в условиях сдерживания роста тарифа на газ на российском рынке при значительном потенциале повышения внутренней эффективности производства и развития АЭС.

Технологии производства электроэнергии на угле и нефти приводят к существенному загрязнению атмосферы из-за выбросов оксидов углерода, серы и азота. Ядерная и гидроэнергетика – это самые экологически чистые технологии производства электричества с точки зрения экологии.

## ЭНЕРГОМАШИНОСТРОЕНИЕ

Планы ведомств Чубайса (по новому документу предполагается ввод как минимум 4 гигаватт в год до 2010 года и капитальная реконструкция еще 25,148 ГВт к этому же времени), и Сергея Кириенко (начиная с 2008 года начинать строить по два (2ГВт) миллионника в год, при том, что «мы должны одновременно занимать достойное место на международном рынке строительства АЭС») неминуемо столкнется с возможностями отечественного машиностроения. Казалось бы, все можно купить, но это далеко не так. Типоразмерность, технические стандарты и здоровая инженерная инерционность построенной исключительно за счет советского энергомашиностроения энергетики не дадут развернуться западным и восточным машиностроительным компаниям. Те смогут поработать на каких-то локальных рынках, посодействовать строительству местных газотурбинных электро- и теплофикационных и перекачивающих станций. Значит, упор все-таки придется делать на российское энергомашиностроение.

Предположим, что с модернизацией, привыкшее к отсутствию спроса на новое оборудование внутри страны и к работе с восстановлением стареющей техники, энергомашиностроение как-то справится.

А если пойдет спрос на новое? Направления нового очевидные: у нас засилье газовых станций, особенно в европейской части страны, значит, надо строить на месте старых новые парогазовые установки, которые могут сэкономить до 30% голубого топлива при той же производительности, что и традиционные газовые блоки.

Генеральный конструктор НПО «Сатурн» (производитель газовых турбин для энергетики) Михаил Кузменко говорил «Эксперту»: «Перспектива развития большой энергетики России — парогазовые установки, дороговизна газа приведет к еще большему толчку к переходу отрасли на парогазовые установки. Сейчас электрический КПД лучших российских газовых станций редко превышает 38 процентов, а ПГУ при том же потреблении топлива даст в любом случае больше 52 процентов». По словам генерального директора НПО «Сатурн» Юрия Ласточкина, его компания, при платежеспособном спросе может выйти на серийное производство 6-8 газовых турбин ГТД-110. Но чтобы поставить их на поток, говорит Ласточкин, нужен внятный сигнал государства, что продукция будет востребована, и имеет смысл ставить ее в серию. Директор по производству "Ленинградского металлического завода" (концерн "Силловые машины" — еще один производитель в стране) Александр Рогаткин утверждает, что "при сегодняшней численности персонала можно изготавливать 4 ГТЭ-160 в год. При увеличении численности персонала в газотурбинном и сборочном производстве, возможно изготовить до 8 турбин в год. Больше увеличение выпуска возможно при условии инвестиций в модернизацию и закупку дополнительного оборудования".

Что могут дать нам производители газовых турбин через два года? Реально – четыре ГТД-110, и 4 ГТУ-160, если без деталей «это примерно полтора гигаватта в год (заметим при платежеспособном спросе) – совсем неплохо для страны, которая ввела в 2005 году меньше одного гигаватта (из крупного ввели в прошлом году парогазовый блок 450 МВт на Калининградской ТЭЦ и 330-мегаваттную гидротурбину на Бурейской ГЭС). Но это равно ежегодному росту потребности Москвы и Санкт-Петербурга без учета роста экономики!

Другое направление. Политически более озабоченное и пропиаренное высшей властной иерархией.

Глава Росатома Сергей Кириенко обещает ввести 40 атомных энергоблоков за 20 лет, да еще и на экспорт поработать. Отличная идея. А что мы можем?

По словам Рогаткина, "цикл изготовления турбин типа К-1000 (для атомных блоков-миллионников) составляет 32 месяца. ЛМЗ может изготавливать до двух миллионников в год." Позволим себе усомниться насчет двух турбин. При наличии платежеспособного спроса ЛМЗ может выйти на уровень производства двух атомных миллионников в лучшем случае через два-три года. Примерно так же сработает и «Электросила» (тоже в «Силовых машинах»), выпускающая, может быть, лучшие электрогенераторы в мире. У нас есть намного более серьезная проблема – единственное производство атомных реакторов в стране — "Ижорские заводы" — по большому счету не готово к массовой атомной модернизации энергетики: по словам генерального директора предприятия Евгения Сергеева изготовление корпуса реактора стандартного ВВЭР-1000 занимает три года, а ведь не заказано ни одного! А Волгодонский "Атоммаш», рассчитанный на выпуск 8 реакторов, давно уже в непрофильной принадлежности.

Вернемся к проблемам традиционной энергетики. Руководители ЭМАльянса, объединяющего лучшие котлостроительные предприятия страны, говорят, что смогут на двух предприятиях (в Таганроге и Подольске) наладить производство шести крупных от 300 МВт котлов с циклом в два-три года в лучшем случае. Если не входить в детали – это те же предприятия, которые делают важные узлы для атомных блоков, например, парогенераторы. Остается добавить, то, что там сейчас реально работает, заточено на 80% на экспортные заказы.

Ни за какие деньги мы не сможем купить себе 10-15% мощностей до 2010 года. Пиар политиков и технократов, типа Чубайса и Кириенко, не выведет энергетику к ими же поставленным временным планкам. На Западе можно подкупить мелкое оборудование, а у нас нужна по крайней мере пятилетняя перенастройка энергомашиностроительной отрасли.

## ВЫВОДЫ

Основная проблема для российской экономики и жилищно-коммунального хозяйства страны в нарастающем дисбалансе между ростом потребления и предложением электрической и тепловой

энергии. Советский запас прочности исчерпывается с каждым годом в связи со старением генерирующего оборудования, между тем как новые электростанции не вводятся в достаточной мере для покрытия растущих запросов экономики. Ситуация близка к критической. Экспортно-ориентированные стратегии добывающих энергоресурсы компаний (и частных, и государственных) только усугубляют ситуацию.

Самая важная технологическая проблема российской электроэнергетической отрасли — в использовании устаревших неэффективных и неэкологичных технологий сжигания углеводородного сырья при низком кпд. Что нужно делать?

В срочном порядке вместо закрывающихся мощных тепловых энергоблоков – 300-800 МВт электрических – вводить новые парогазовые электростанции. Срок их ввода от полугода в простом (газотурбинном) цикле до трех в парогазовом (в зависимости от мощности и финансирования). В наиболее критических местах с точки зрения возникающего дефицита для покрытия мощностей можно вводить относительно небольшие (до 25 МВт) газотурбинные ТЭС и ТЭЦ со сроком строительства от трех месяцев до года. Есть целый ряд предприятий, готовых изготавливать газовые турбины, — это НПО «Сатурн», Пермские моторы, Самарские «НК». Модернизация оборудования, которую можно проводить достаточно быстро (3-6 месяцев), может повысить кпд станций на 3-5% и в значительной мере поддержать повышающийся местный спрос на тепло и электроэнергию.

В стратегическом плане необходимо повышать роль угля, атома и гидроэнергии в отечественной энергетике, постепенно снижая роль газа в энергобалансе страны. Но уже сейчас необходимо решать вопрос с источниками финансирования (по нашему мнению, с преимущественным государственным участием), заказывать разработку проектной документации новых станций, определяться с землеотводом под новые площадки, предоплачивать заказ на новое оборудование на заводах энергомашиностроительного комплекса, закладываясь на реальные сроки строительства объектов большой энергетики — от четырех-пяти в тепловой до семи-восьми лет в атомной энергетике.

В технологическом плане тепловой энергетике нужны более эффективные способы сжигания углеводоро-

дов (на базе уже известных технологий газотурбинных, парогазовых, газовых, в твердотопливных котлах кипящего слоя, в классических топках пылеугольных станций, в т.ч. работающих на т.н. сверхкритических параметрах). Необходимо внедрение новых технологий сжигания угля: за счет предварительного обогащения "тощих" углей, использования низкосортных углей и угольных шламов в виде водоэмульсионных смесей, вихревых способов сжигания. Нужны и изыскания для развития новых технологий использования угля (и др. твердых топлив) в различных типах станций с использованием продуктов угольной газогенерации для практической реализации этих проектов после 2020-25 гг.

Нам нужно обратиться к более эффективным ядерным технологиям выработки тепла и электричества: реакторы на быстрых нейтронах, реакторы ВВЭР повышенной мощности, использование наработок морской ядерной энергетики для создания прибрежных электро- и тепловых ядерных станций, локальные АТЭЦ.

Проблемы роста отрасли связаны и с критическим состоянием отраслевой науки. Ослаблены кадровый и производственный потенциал энергомашиностроения, к примеру, в планах Росатома строить по несколько атомных блоков год, а реальные возможности машиностроения — один в два года. Для постановки производства на поток необходимы серьезные

инвестиции в энергомашиностроение, в том числе, в атомное.

Для роста эффективности тепловой и ядерной энергетики необходимо развивать фундаментальную, отраслевую науку и отечественное энергомашиностроение, нужна господдержка в области создания новых технологий, как это практикуется во всем мире.

Необходимо политическое решение о государственной финансовой поддержке долгосрочной программы инновационного развития атомной энергетики и атомного энергетического машиностроения — гарантов энергетической и национальной безопасности России. Развитие атомной отрасли должно базироваться на качественном технологическом

рывке в атомных технологиях, причем, в первую очередь на внутреннем рынке. Уж затем можно обеспечить конкурентоспособность на внешнем рынке и привлекать инвесторов на внутренний. Развивающаяся атомная энергетика в других странах (в частности, в АТР) не будет долго опираться на увядающую отрасль в России, и нашу страну просто вытеснят с этого рынка. Развитие быстрой энергетики в России обеспечит использование оружейного плутония и накапливающихся радиоактивных отходов отечественного и зарубежного производства, а также исключения дорогостоящего этапа обогащения природного урана до энергетического.

# ГАЗ

**Природный газ — ключевое топливо будущего**

В настоящее время природный газ занимает лишь третью (после нефти и угля) позицию в структуре совокупного мирового потребления энергоносителей. Однако его роль постепенно увеличивается, за последние двадцать лет его доля в структуре энергопотребления возросла с 19 до 24%. Практически все эксперты в области энергетики убеждены, что в дальнейшем добыча и потребление природного газа будет расти опережающими темпами, по сравнению с другими видами минеральных топлив и способами генерации энергии (см. график 1). По мнению ряда экспертов и ученых к середине нынешнего столетия газ станет ключевым топливом к мировой экономике сместив с пьедестала нефть. Известный американский специалист-нефтяник Майкл Экономидес прогнозирует, что к 2020 году газ займет господствующую позицию в мировом ТЭК, а его доля в энергопотреблении достигнет 45–50%.

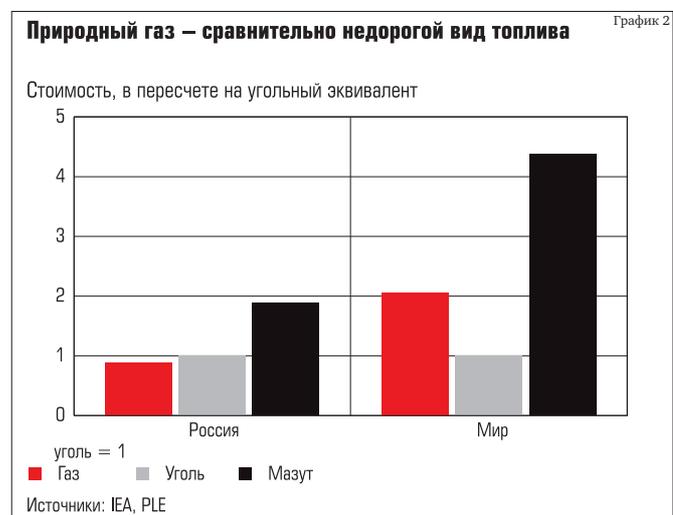
Эти прогнозы имеют серьезные основания. Мировые запасы нефти уже сильно выработаны, в то время как с ресурсами природного газа ситуация куда лучше: если нынешних запасов черного золота при текущем уровне добычи хватит на 35 лет, то запасами газа мы обеспечены на вдвое больший период (данные ENI и BP). К тому же развитые (и не только) страны все активнее стимулируют замещение угля,

нефти и производимого из нее мазута природным газом, сжигание которого наносит гораздо меньший ущерб окружающей среде. С началом действия Киотского протокола подобные экологические преимущества приобретают конкретное и весьма немалое денежное выражение. Как отмечает вице-президент The Boston Consulting Group Камерон Бейли более высокий налог на выброс CO2 делает угольную энергогенерацию не рентабельной и ускорит ее вывод из эксплуатации, что вызовет дополнительный рост спроса на газ на рынках развитых стран.

Не менее важно для потребителей и другое преимущество газа: в пересчете на теплотворную способность он оказывается на десятки процентов или даже в разы дешевле нефти, соответственно, производство тепла и электроэнергии с его использованием оказывается более предпочтительным по цене (см. график 2). Таким образом, тенденции мировой экономики благоприятствуют развитию газовой индустрии.

## Россия — лидирующая газовая держава

Россия является ведущей мировой газовой державой, крупнейшей как по запасам газа, так и по объемам его добычи. При этом находящиеся в российских недрах ресурсы газа не имеют аналогов по своим «качественным» параметрам. Основная их часть сконцентрирована в небольшом числе гигантских





месторождений «на 21 крупнейшее приходится 75% всех разведанных запасов газа (см. таблицу 1); продуктивные пласты зачастую залегают на небольшой глубине и, благодаря своему химическому составу, не требуют значительных затрат на очистку.

В России добывается порядка 650 миллиардов кубометров газа (1-ое место в мире). Большая часть из этого объема потребляется внутри страны, остальная — поставляется за рубеж по разветвленной системе трубопроводов. Наша страна владеет самой протяженной сетью магистральных газопроводов (155 тыс. км), является крупнейший экспортером трубного (сетевого) газа обладает уникальным опытом и технологиями в области геологоразведки, бурения и добычи газа.

В последние годы привлекательность России как поставщика энергоресурсов увеличивается, а позиции нашей страны, в отношениях с основными потребителями усиливаются (за исключением стран СНГ, которые стремятся диверсифицировать источники поставок). Дело в том, что за последние несколько лет условия снабжения нефтью и газом на мировом рынке в целом заметно ухудшились, а цены на них возросли вчетверо (см. график 3), как считают экс-

перты эпоха "дешевых углеводородов" закончилась навсегда. Более того, практически во всех государствах экспортерах углеводородов значительно возросли страновые риски, способные привести к снижению объемов добычи и сбоям в поставках. Объекты добычи и транспортировки углеводородов в ведущих странах-экспортерах в последнее время все чаще подвергаются саботажу (Нигерия, Ирак), террористическим атакам (Саудовская Аравия, Ирак), оказываются в районе боевых действий (Ирак, Кувейт) или расположены в регионах, где велика политическая нестабильность (Персидский залив, Индонезия, Венесуэла, Нигерия), либо режимы находятся в конфронтации с ведущими развитыми странами (Венесуэла). Мировая экономика все сильнее испытывает дефицит углеводородов, в борьбу за поставки активно включаются быстрорастущие экономики развивающихся стран, в первую очередь Китая и Индии. В результате в сегменте мировой нефте- и газодобычи складывается нетипичная для рыночной экономики ситуация, когда уже не покупатель, а поставщик начинает диктовать свои условия.

### Отрасль под госконтролем

Газовый сегмент российской экономики обладает рядом специфических, в сравнении с другими странами, черт, которые определяются историческими особенностями развития отрасли и ее реформирования. Активы, принадлежавшие советскому министерству газовой промышленности в начале девяностых годов были преобразованы в оставшуюся под контролем государства акционерную компанию «Газпром», которая сохранила монопольное право на транспортировку газа потребителям в России и за рубежом. При этом Газпром в постсоветский период как государственная монополия стал играть функцию своеобразного «стабилизатора» экономической и социальной напряженности. С начала 90-х и поныне он продолжает поставлять основную часть добытого газа на внутренний рынок по регулируемым (субсидируемым) ценам. Их уровень занижен как по сравнению с ценами мирового рынка так и со стоимостью альтернативных видов энергоносителей, однако адекватен доходам российских потребителей. Поставки «дешевого» газа по субсидируемым ценам с тех пор осуществляются в рамках утверждаемых «Газ-

**Большинство крупнейших газовых месторождений мира находятся в России** Таблица 1

Месторождение	Страна	Год открытия	Начальные извлекаемые запасы, млрд м <sup>3</sup>
Северное	Катар	1971	10640
Уренгойское	Россия	1966	10200
Ямбургское	Россия	1969	5242
Бованенковское	Россия	1971	4385
Заполярье	Россия	1965	3532
Южный Парс	Иран	1991	2810
Штокмановское	Россия	1988	2762
Арктическое	Россия	1968	2762
Астраханское	Россия	1973	2711
Гронинген	Нидерланды	1959	2680

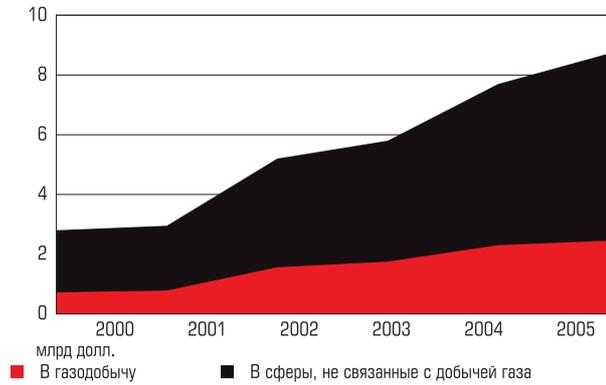
Источник: «Эксперт»

промом» лимитов, свободная торговля газом на рыночных условиях в России не ведется. В 1997–2001 годах «Газпром» утратил контроль над некоторыми из своих активов, в результате чего возник ряд независимых газодобывающих компаний. Часть полномочий, например, продажа газа странам ближнего зарубежья был передан сторонним организациям, что положило начало существованию группы независимых газодобывающих компаний. По мнению большинства отраслевых экспертов, данный процесс нанес значительный ущерб государству и самому «Газпрому», а история появления и деятельности вновь возникших компаний была сомнительной с юридической точки зрения. В начале нынешнего десятилетия процесс разгосударствления прекратился. Последние несколько лет назначенный государством новый менеджмент усилил контроль над основными подразделениями компаниями и начал устанавливать контроль над ранее утраченными активами, включая некоторых независимых производителей газа («Пургаз», «Нортгаз» и др.) и крупнейший в стране газохимический холдинг «СИБУР». Отказавшись от работы с независимыми компаниями-посредниками «Газпром» восстановил свою монополию по поставкам газа на рынки стран СНГ. Государство отказалось от идеи разделения «Газпрома» на несколько независимых компаний и в 2005 консолидировало контрольный пакет акций «Газпрома». Хотя «Газпром» обычно именуется госкомпанией или госмонополией, таковым его назвать нельзя, несмотря на усиление позиций государства в этой компании. В настоящее время «Газпром» представляет собой организацию со смешанной структурой собственности: чуть более 50% уставного капитала компании контролируется государством, часть акций находится на балансе дочерних предприятий, наконец около 30% уставного капитала принадлежит сторонним юридическим и физическим лицам, в числе которых есть иностранцы и крупные зарубеж-

**Развитие газодобычи последние годы не является приоритетом «Газпрома»**

График 4

Структура капитальных вложений «Газпрома» в 2000-2005 г.



Источник: Институт энергетической политики

ные инвестиционные и промышленные компании. Негосударственные учреждения участвуют в управлении «Газпромом», их интересы представляют несколько членов Совета директоров российской газовой компании.

Хотя госконтроль за «Газпромом» в последние годы усилился, а сам он еще более укрепился в статусе монополии, стратегия компании в последние годы оказывается все меньше связана с ее «монопольными функциями» (развитие внутреннего газового рынка) и все больше нацелена на традиционные для коммерческих компаний задачи. В качестве ключевых целей в «Газпроме» в последние годы было намечено наращивание рыночной стоимости бизнеса, превращение в мировую энергетическую компанию, наподобие западных гигантов нефтегазовой отрасли British Petroleum или ConocoPhillips. Для реализации последней задачи в компании решено приобретать активы в нетрадиционных для нее областях деятельности — нефтедобыче, энергетике и т.п. Все значимее для «Газпрома» оказывается задача закрепления на зарубежных рынках и проекты с иностранными компаниями». Именно на достижение этих целей были направлены практически все крупнейшие проекты «Газпрома» последних лет (см. табл. 2), в то время как развитие газодобычи, фактически превратилось во второ-

Крупнейшие проекты «Газпрома» не связаны с развитием внутреннего рынка газа

Таблица 2

Проекты / финансовые траты	Стадия	Объем инвестиций, млрд. долл.	Предназначение
Газопровод «Ямал-Европа»	Осуществляется	30-35	Экспорт газа в Западную Европу
Газопровод «Голубой поток»	Осуществлен к 2002 г.	3.3	Экспорт газа в Турцию
Покупка «Сибнефти»	Осуществлен в 2005 г.	13	Экстенсивный рост
Североевропейский газопровод	Осуществляется с 2005 г.	3	Экспорт газа в Западную Европу
Штокмановское месторождение	Разрабатывается	Около 15	Экспорт сжиженного газа в США и Западную Европу

Источник: «Эксперт», данные прессы, «Газпром»

степенное направление деятельности компании (см. граф. 4).

В России к настоящему времени сложилась нехарактерная для мировой практики централизованная модель газового рынка. В отличие от большинства других отраслей экономики государство сохранило контроль над газовой отраслью, доминирующее положение в отрасли занимает полугосударственная компания «Газпром». Но одновременно с ней добычу газа осуществляют частные национальные компании, занимающие подчиненное положение, одновременно пользующиеся услугами монополиста, конкурирующие и конфликтующие с ним. При этом «Газпром», с одной стороны несет обязанность поставок дешевого газа на национальный рынок, но, с другой стороны, пользуется многочисленными преференциями и монопольным правом на транспортировку и экспорт газа предоставляемыми государством. Рыночные отношения в отрасли не развиты, а свободная торговля газом отсутствует.

Искусственное поддержание цен на газ исторически используется для стабилизации социальной и экономической ситуации в стране. Благодаря низкой стоимости газа на минимальном уровне поддерживаются коммунальные тарифы. Это важно для широких слоев населения имеющих малый доход, особенно с учетом того, что речь идет, не только об оплате ими самого природного газа, но и о стоимости электроэнергии и тепла, генерируемых большей частью за счет сжигания «голубого топлива». С другой стороны благодаря низкой цене газа для промышленных потребителей поддерживается высокая конкурентоспособность национальной экономики, которая отличается высокой степенью энергоемкости. Для большинства тепловых электростанций, производства удобрений, газохимии, изготовления цемента и многих других отраслей газ является ключевой составляющей себестоимости.

Из-за газового «акцента» экономической политики советского периода, а также благодаря сохраняющимся низким ценам на газ российская экономика в последние два десятилетия пребывает в состоянии так называемой «газовой паузы». Природный газ в России является главным по объемам потребления видом энергоресурсов, что нетипично для подавляющего большинства других государств, где намного, обычно, ведущую роль играют нефть и (или) уголь,

а доля «голубого топлива» в структуре энергопотребления в разы меньше, чем в России.

## Отсутствие конкурентной среды

Одной из главных проблем газовой отрасли является отсутствие конкурентной, рыночной среды и непростые, конфликтные взаимоотношения «Газпрома» со сторонними газодобывающими компаниями. ОАО «Газпром» во всех сегментах газовой отрасли занимает доминирующее или монопольное положение. На него приходится около 2/3 разведанных распределенных запасов газа и около 85% газодобычи. При этом государственные компании «Газпром» и «Роснефть» пользуются многочисленными преференциями от государства, в частности при распределении лицензий.

В сегменте транспортных услуг «Газпром» и вовсе является монополистом. Он полностью контролирует транспортную инфраструктуру и доступ к потребителям, в его собственности находятся магистральные газопроводы и подземные хранилища газа (ПХГ). Сторонним компаниям запрещено сооружать или владеть магистральными газопроводами, по этой причине, а также из-за отсутствия альтернативных видов транспорта, они вынуждены либо пользоваться транспортными услугами своего конкурента «Газпрома», либо продавать ему газ на выходе из добычной скважины. При этом «Газпром» устанавливает условия подключения сторонних компаний к принадлежащей ему единой системе газоснабжения (ЕСГ) и не несет за это юридической ответственности, самостоятельно определяет загруженность трубопроводной системы и при необходимости отказывает независимым компаниям в прокачке текущих или дополнительных объемов газа. «Газпром» также доминирует в области распределения и сбыта газа, контролируя около 70% местных газораспределительных организаций (ГРО). Государство фактически делегировало компании функции регулирования отрасли, она самостоятельно разрабатывает балансы добычи и потребления российского газа, устанавливает лимиты газопотребления для отдельных компаний.

Наконец, «Газпром» занимает доминирующее положение и в переработке газа, под его контролем, в частности, находится крупнейший в химической отрасли холдинг СИБУР, контролирующий боль-

шинство газохимических предприятий Российской Федерации. Входящие в ее состав предприятия перерабатывают практически весь объем попутного нефтяного газа (ПНГ) и занимают монопольное положение по отношению к его производителям нефтедобывающим компаниям. Невысокий уровень цен на ПНГ является одной из причин того, что значительная часть этого ценного химического сырья не утилизируется, а сжигается в местах нефтедобычи. По разным оценкам нефтяные компании ежегодно сжигают от 4 до 15 млрд. кубометров ПНГ, 95% лицензионных соглашений по его утилизации не выполняется.

Ценообразование в газовой отрасли, также не базируется на рыночных принципах. Обосновываемые «Газпромом» тарифы на транспортировку газа проходят утверждения Федеральной Службы по тарифам, а вопросы о «субсидируемых» ценах на газ решаются в результате неформального противостояния между представителями правительства и менеджерами «Газпрома». «Газпром», с одной стороны, единолично несет бремя поставок газа по регулируемым государством, заниженным ценам, с другой стороны, цены газа потребляемого сверх лимитов, а также его поставки компаниям, возникшим в постсоветский период осуществляются по договорным ценам, которые вне конкурентной среды в каждом конкретном случае определяет сам «Газпром».

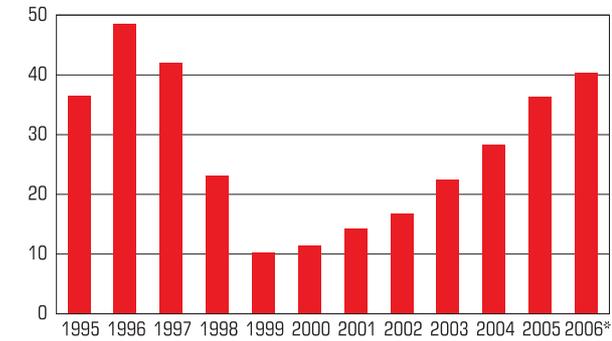
Нерыночный и непрозрачный характер взаимоотношений с учетом стремления «Газпрома» восстановить контроль над некоторыми ранее утраченными газовыми активами и желания максимизировать собственную прибыль, приводит к регулярным конфликтам между ним и сторонними газодобывающими компаниями, затрудняет приток инвестиций в отрасль и делает условия работы в газовом бизнесе менее неопределенными («Газпром», как правило, не заключает долгосрочные договора на прокачку их газа). Нерыночный механизм ценообразования и установления лимитов газопотребления сдерживает развитие новых и действующих промышленных производств. Кроме того, он приводит к конфликту между участниками рынка и повышает неопределенность ведения бизнеса.

В соответствии с энергетической стратегией России и обязательствами перед ЕС принятыми в ходе пере-

Динамика цен на газ на российском рынке

График 5

Средние субсидируемые цены на газ без учета НДС



\*Рост по прогнозу МЭРТ

Источник: «Газпром»

говоров по вступлению нашей страны в ВТО средневзвешенные регулируемые цены на газ в нынешнем году должны составить около 42 долл. за тысячу кубометров (см. график 5). Однако, в настоящее время потребители газа и Министерство экономического развития с одной стороны и «Газпром» с другой, находятся в противостоянии по вопросу повышения цен на газ. Правительственные чиновники настаивают на 8-11% росте в ближайшие годы, в то время как «Газпром» «более чем на 20% росте. При этом максимально быстрый рост «субсидируемых» цен на внутреннем рынке «Газпром» видит одной из своих ключевых задач, поскольку именно по этим ценам он реализует большую часть своей продукции.

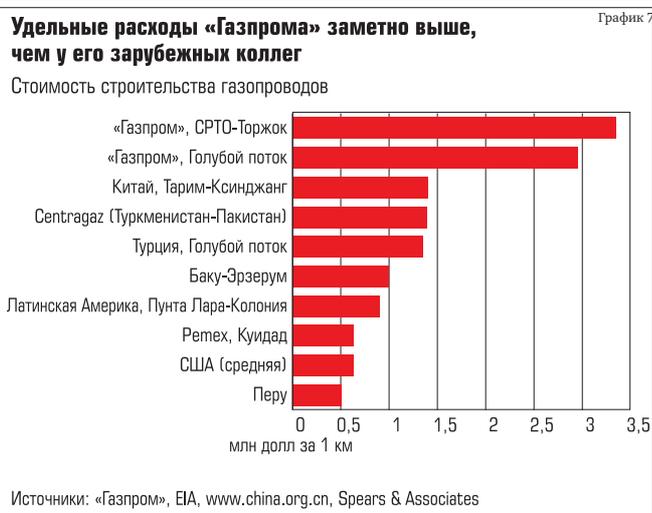
Свои действия «Газпром» обосновывает убыточностью продаж, однако данный тезис по мнению многих независимых экспертов выглядит неубедительно. Сравнительный анализ показывает, что прочие компании в аналогичных условиях способны работать с немалой прибылью. Например, в газоэкспортирующих государствах Северной Африки и Персидского залива стоимость тысячи кубометров газа составляет около 25–35 долларов за тыс. м<sup>3</sup>, что заметно ниже «субсидируемых» цен на российском рынке. Другим примером может служить деятельность независимых компаний, которые реализуют газ по ценам близким к субсидируемым или даже ниже их уровня. В то время как «Газпром» прогнозирует убыток от продаж на внутреннем рынке в размере немногим менее миллиарда долларов, сторонние газодобывающие компании, обладая худшими по своему качеству запасами и продавая газ по схожим ценам работают приблизительно с рентабельностью в десятки процентов. При этом следует учитывать тот факт, что все возрастающие объемы газа, поставляемые покупате-



лям сверх установленных лимитов, «Газпром» продает по договорным ценам, уровень которых значительно выше субсидируемых и по нашим данным составляет около 70 долларов за тыс.м<sup>3</sup>.

Быстрый рост цены на газ способен привести к существенному снижению конкурентоспособности российской экономики, увеличению темпов инфляции, а также значительному увеличению расходов беднейших слоев населения и росту социальной напряженности. Ведь ключевыми получателями «газовых дотаций» являются социально-значимые сектора экономики — энергетика, ЖКХ и население (см. график 6). В то же время сохраняющиеся низкие цены на газ не стимулируют внедрение энергосберегающих технологий и увеличение энергоэффективности российской экономики.

Отсутствие конкурентной среды в газовом секторе и государственный статус «Газпрома» предопределяет другой недостаток российской газовой отрасли «низкую экономическую эффективность доминирующего в отрасли «Газпрома». Многие отраслевые эксперты, в частности директор Института энергетической политики Владимир Милов, директор по корпоративным исследованиям Hermitoge Capital Menedgment Владимир Клейнер указывают на невысокую экономическую эффек-



тивность и завышенные показатели расходов компании по основным статьям издержек (см. график 7), а также на непрозрачность некоторых сфер ее деятельности. В качестве примера последней, чаще всего приводится деятельность посреднических компаний по продаже газа на зарубежных рынках. Так по данным Владимира Клейнера, потери «Газпрома» от использования посреднических услуг австрийской компании Rosukrenergо в 2005 году составили порядка полумиллиарда долларов; в нынешнем году полномочия этого австрийского посредника были расширены.

О невысокой экономической эффективности «Газпрома» свидетельствуют сравнение финансовых и производственных показателей деятельности компании с предприятиями аналогичного профиля в России и за рубежом (см. табл. 3).

Наконец, многие эксперты указывают на значительное число непрофильных активов, принадлежащих «Газпрому» и его неэффективность в нехарактерных для него областях деятельности. Так, по данным Владимира Клейнера, на непрофильных для компании предприятиях занято около 38% сотрудников, в то время как на оплату их труда в 2004 году было потрачено 1,5 миллиардов долларов, все вместе они принесли около 350 миллионов долларов убытка.

**Сравнительные показатели газодобывающих компаний, 2004 г.** Таблица 3

Компания	Доля «жирного газа» в добыче	Размер месторождений (среднее по 3 крупнейшим)	Выручка на одного сотрудника, тыс. долл.	Добыча газа в год на одного сотрудника, млн.м.куб.**
Газпром	15	4626	77	1.6
НОВАТЭК	70	474	133	4.9
ИТЕРА	73*	128	627	17.3
Нортгаз	100	316	557	13.7

\* оценка

\*\* по всем подразделениям компаний

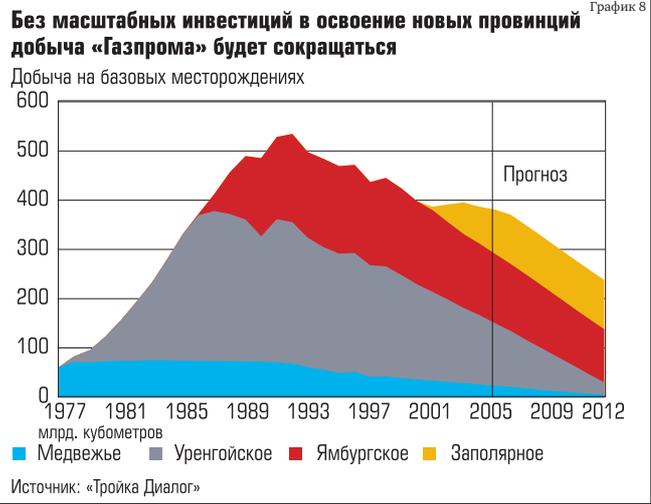
Источник: "Эксперт", данные компаний

## Проблема стагнации газодобычи

Как это не парадоксально при всем изобилии запасов на внутрироссийском рынке уже сложился дефицит газа, а проблема его нехватки может в ближайшем будущем значительно обостриться. По оценкам независимых экспертов к 2010 году дефицит газодобычи в Российской Федерации с учетом роста внутреннего спроса и экспорта может составить 75–150 млрд.м<sup>3</sup>. Дело в том, что в последние годы в результате быстрого экономического роста наблюдалось заметное увеличение потребления газа (на 2–3% в год). Одновременно с этим «Газпром» постепенно наращивал экспорт газа, однако его добыча внутри страны росла крайне медленно — всего 0,5% в год.

Несмотря на то, что независимые газо- и нефтедобывающие компании за последние шесть лет увеличили добычу «голубого топлива» более чем вдвое, добыча «Газпрома» (за вычетом поглощенных независимых компаний) пока еще не достигла даже уровня 1999 года, что и предопределило медленный рост отрасли. В то же время «Газпром» последние годы активно наращивал поставки газа за рубеж. Фактически, нехватка газа уже стала фактором, ограничивающим промышленный рост — из-за неопределенности с выделением газовых долгосрочных лимитов и цен на это топливо были отложены некоторые проекты, или снижены объемы производства в стекольной и цементной промышленности и других отраслях.

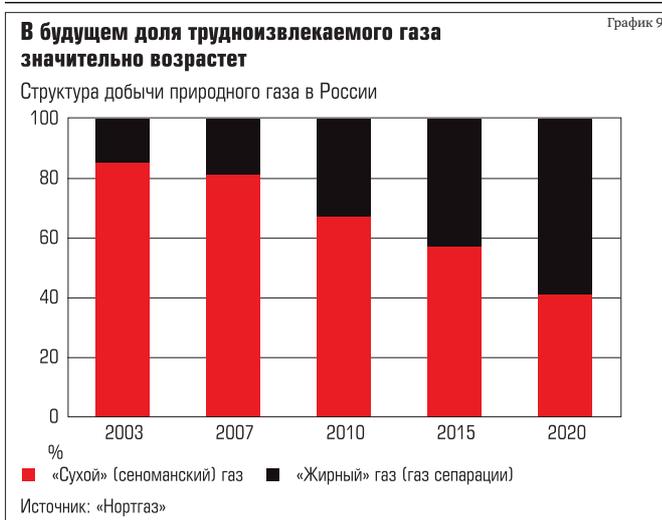
В дальнейшем, как прогнозируют многие эксперты, проблема дефицита газа может усугубиться. Дело в том, что крупнейшие месторождения «Газпрома», обеспечивающие около 80% российской добычи «Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, к настоящему времени в значительной степени выработаны на 75%, 60% и 85% соответственно, и уже перешли в стадию падающей добычи (см. граф. 8). В постсоветский период инвестиции «Газпрома» в газодобычу систематически оказывались на низком уровне, причем основная (около 60% по оценке Владимира Милова) их часть направлялась на поддержание падающей добычи на действующих месторождениях, а не освоение новых углеводородных провинций. В результате за последние пятнадцать лет было введено в строй лишь одно гигантское месторождение (Заполярье), заплани-



рованное ранее освоение других крупных месторождений в Ямальской газоносной провинции было отложено

Неблагоприятная ситуация складывается с развитием добычи и в другой перспективной провинции — Восточносибирской. Преимущественные права по развитию добычи углеводородов в этом регионе были переданы государственным компаниям «Роснефти» и «Газпрому», последний был назначен координатором госпроекта освоения природных богатств региона, в то время как участие частных компаний было ограничено. В начале 2006 года в рамках визита российской делегации в Китай были сделаны заявления о том, что это государство в перспективе будет связано с Сибирью двумя газопроводами. Тем не менее, в настоящее время работ по освоению газовых месторождений государственными компаниями практически не ведется. Сам же «Газпром» выдвинул на рассмотрение варианты развития региона, предполагающие ограниченное использование местных газовых ресурсов и даже консервацию части месторождений.

Быстрое наращивание газодобычи сторонними газодобывающими компаниями сдерживается их сложными отношениями с «Газпромом». Выдвигаемые «Газпромом» ограничения на прокачку газа вынуждали независимые компании, в частности «Нортгаз», ограничивать планы по наращиванию добычи. Из-за отсутствия соглашений о подключении к ЕСГ новых месторождений последние годы был отложен ввод в строй крупнейших Берегового «Итера») и Ковыктинского (ТНК-ВР) газовых месторождений, производительность которых к настоящему времени могла бы достигнуть десятков миллиардов кубометров.



## Усложнение условий газодобычи

Несмотря на то, что отечественные потребители на ближайшую перспективу обеспечены значительными запасами разведанного газа, задача наращивания газодобычи усложняется тенденцией ухудшения ее условий. Негативные тенденции будут определяться постепенной выработкой меньшей части запасов, представленных удобными для освоения месторождениями и переходом к извлечению ресурсов, разработка которых обременена разного рода сложностями. В будущем размеры осваиваемых месторождений будут уменьшаться, а глубина разведочных скважин будет расти, но главное, будет ухудшаться структура газовых запасов.

Так, до настоящего времени около 80% газодобычи обеспечивалось за счет извлечения запасов так называемого сеноманского («сухого») газа залегающего на небольших глубинах. Благодаря низкому давлению в пластах, малому количеству вредных примесей себестоимость добычи такого газа остается очень низкой — 2,5–10 долларов на тыс.м<sup>3</sup>. Однако эпоха сеноманского газа подходит к концу, пик возможностей по его добыче уже пройден, а новых крупных месторождений с значительными запасами такого газа в освоенных районах газодобычи уже не осталось. В дальнейшем в структуре добычи неизбежно будет возрастать доля так называемого «жирного газа» добываемого с более глубоких валанжиских и ачимовских газоносных пластов (см. график 9). Поскольку пластовое давление на такой глубине выше, а газа в значительных количествах содержат вредоносные примеси, себестоимость извлечения и очистки «жирного» газа оказывается в 1,5–2 раза выше, чем у сеноманского. В настоящее время, однако,

налог на добычу природного газа един 135 рублей за тысячу кубометров добытого газа, вне зависимости от глубины залегания и качества месторождений, что сдерживает освоение залежей с высокой себестоимостью разработки.

Дополнительные сложности создаст необходимость перемещения газодобычи в новые географические районы. Дело в том что сейчас более 80% общероссийской газодобычи сосредоточено на сравнительно небольшой территории с развитой инфраструктурой — в Надым-Пур-Тазовском районе Ямало-Ненецкого АО. Однако, как упоминалось выше, запасы газа на крупнейших месторождениях расположенных в этом регионе, впрочем, как и на значительной части месторождений расположенных в освоенной Европейской части страны подходят к концу. Поэтому в дальнейшем газодобычу придется развивать в новых газоносных провинциях за пределами территорий с развитой газопроводной инфраструктурой. Это, однако, потребует резкого увеличения удельных и абсолютных объемов инвестиций, поскольку около 70% затрат при освоении новых месторождений приходится на создание именно газопроводной инфраструктуры. Как ожидается, себестоимость добычи на новых месторождениях возрастет в 1,5-2 раза (до 12 долларов) для месторождений сеноманского газа и еще более значительно (до 20 долларов) для месторождений с преобладанием «жирного» газа.

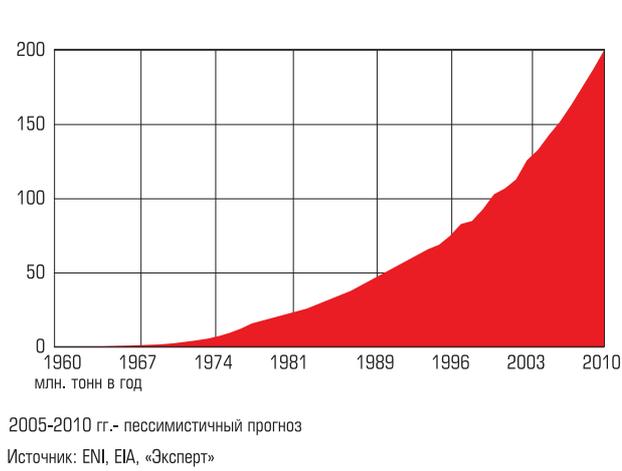
## Технологическое отставание

Несмотря на мировое лидерство по масштабам добычи и транспортировки газа Россия значительно отстает по уровню использования ряда ключевых и наиболее перспективных технологий, используемых в газовой отрасли.

Пожалуй, наиболее серьезным является отставание в технологиях связанных с производством и транспортировкой сжиженного природного газа (СПГ), перевозка которого является единственной альтернативой транспортировке газа по трубопроводам. К настоящему времени в сжиженной форме на международный рынок поступает около четверти всего экспортируемого газа, при этом рынок СПГ растет стремительными темпами — на 5–10% в год (см. граф. 10). По сравнению с трубопроводным транспортом СПГ-технологии обладают рядом преимуществ: позволяют экспортировать сжиженный газ с места

**Мировая торговля СПГ стремительно увеличивается**

График 10



производства в любую точку мира, а кроме того, доставлять конечному потребителю вместе с энергетическим газом (метаном и этаном) другие ценные углеводороды содержащиеся в добываемом природном газе. Как ожидается, себестоимость этой технологии в дальнейшем будет сокращаться и она будет постепенно вытеснять традиционный способ доставки газа с использованием трубопроводов (см. граф. 11).

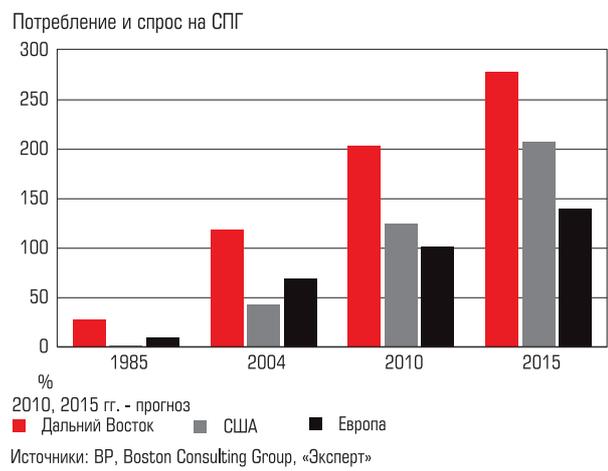
Несмотря на это, СПГ в России пока не производится. В нашей стране не производится оборудования для крупнотоннажного сжижения природного газа, отсутствует опыт по созданию подобного рода объектов, нет опыта строительства судов-метановозов, необходимых для перевозки СПГ.

Кроме того, российские компании не владеют технологиями и опытом добычи газа на шельфе (т.е. в прибрежных районах). В то же время в этих районах находится около трети российских запасов и несколько крупных, предполагаемых к разработке в ближайшем будущем, газовых месторождений, в частности, Штокмановское. Наконец российские компании, включая «Газпром» испытывают сложности с добычей газа с больших глубин, хотя, как отмечалось, в будущем доля глубоководных газовых скважин будет расти.

Технологическое отставание на трех указанных направлениях, сдерживает развитие газодобычи в нашей стране и лишает возможности диверсифицировать экспортные поставки. Для реализации ряда привлекательных проектов российские компании вынуждены пользоваться услугами и делиться доходами с иностранными партнерами. Так, участником СП по разработке глубоководных залежей крупнейшего в мире Уренгойского месторождения, помимо «Газпрома» является дочерняя стру-

**Роль СПГ растет на всех ключевых газовых рынках**

График 11



ктуре немецкой химической корпорации BASF, а в доли в проекте по разработке Штокмановского месторождения, предполагающий работы на шельфе и строительство СПГ-завода, должны получить норвежские и американские компании, имеющие соответствующий опыт.

## Транспортная инфраструктура

Другой серьезной проблемой является моральная и физическая изношенность российской трубопроводной инфраструктуры. Каркас трубопроводной системы создавался многие десятилетия назад, около 15% трубопроводов выработали ресурс и требуют замены. Для поддержания нужного давления в трубопроводах используются компрессорные станции (всего «более 250 штук») на которых установлено 4,2 тысяч газоперекачивающих агрегатов. Их проектный ресурс составляет около 15 лет, в то же время 15% установок эксплуатируются свыше 25 лет, 30% — от 15 до 25 лет. Все это ведет к увеличению потерь газа при транспортировке и завышенному расходу газа на собственные нужды, которые составляют около 9% от объемов добычи газа или 55 млрд. кубометров в год, что сопоставимо с объемами газопотребления крупной европейской страны.

Еще один недостаток российского газового сектора — нацеленность экспортных потоков на один единственный рынок сбыта. Почти весь продаваемый зарубеж экспортируется в западном направлении. Более 80% российского газа закупают страны ЕС, а поставки газа на два других глобальных потребительских рынка (США, страны АТР) не осуществляется.

Существующая газотранспортная инфраструктура, создававшаяся в советские времена для обслужива-

ния рынка СССР и стран Восточной Европы не позволяет диверсифицировать зарубежные поставки российского газа. С учетом отсутствия СПГ производств, такой недостаток лишает отечественные компании возможности выбора торгового партнера, ослабляет их переговорные позиции. Это вызывает особые опасения на фоне действий чиновников ЕС по либерализации газового рынка Европы, которые нацелены на увеличение конкуренции между поставщиками и дистрибуторами и снижение цены газа и предполагают ограничение на участие газодобывающих компаний в дистрибуции газа и отказ от удобных для «Газпрома» долгосрочных контрактов. Более того, осуществляя экспорт газа, Россия вынуждена активно пользоваться услугами других стран — транзитных посредников. Причем, монопольные позиции по предоставлению таких услуг играет Украина; через территорию которой проходят основные экспортные газопроводы обслуживающие зарубежные поставки российского газа. Данная зависимость, кроме значительных финансовых затрат, приводит к ухудшению условий и увеличению рисков экспортной торговли российским газом. В 2005 году прямые потери России от нерыночных условий бартерной оплаты транзитных услуг Украины составил около миллиарда долларов, а возникший на этой почве конфликт привел к снижению поставок газа в Европу и нанес удар по репутации «Газпрома».

## Перспективы направления газовой отрасли

Ключевой задачей на ближайшую перспективу является развитие отечественной газотранспортной инфраструктуры, что должно снять ограничения на добычу углеводородов, диверсифицировать направления и снизить себестоимость их экспорта.

Первое направление «расширение единой газотранспортной системы». Фактическая мощность ЕСГ составляет около 570 млрд. кубометров газа в год, что ниже текущих объемов газодобычи. Кроме того, требуется увеличение количества газовых хранилищ, и мощность которых составляет порядка 10% от мощности системы, что существенно ниже международных стандартов. Требуется ускоренная модернизация и замена отслуживших срок газопроводов и устаревших компрессорных станций, что позволит снизить потери газа и его расход на технологические нужды.

Второе направление «модернизация и развитие региональных сетей газопроводов низкого давления. Их изношенность в настоящее время составляет около 80%, а протяженность не соответствует потребностям населения. В России протяженность сетей низкого давления в 2,5 раза больше длины магистральных газопроводов, в то время как в развитых странах это соотношение составляет 10 к 1 и более, в результате уровень газификации в нашей стране остается низкими — около 60% в городской и около 30% в сельской местности.

Третье направление — диверсификация маршрутов экспорта «голубого топлива». Соответствующие проекты уже разработаны, их количество велико. Находится в стадии осуществления и близок к завершению проект газопровода Ямал-Европа, который позволит нарастить экспорт газа в Европу и ослабить транзитную монополию Украины. Начато строительство Северо-Европейского газопровода, который позволит избежать услуг стран транзитных посредников и также увеличить объем поставок газа в страны Евросоюза. Близок к завершению проект по строительству СПГ завода на юге Сахалина, откуда сжиженный природный газ будет поставляться в Японию и другие страны АТР. В стадии разработки находится проект по строительству СПГ завода на Штокмановском газоконденсатном месторождении, запасы которого предполагается использовать для организации поставок газа на американский рынок. Наконец, в стадии обсуждения находятся заявленные недавно проекты по строительству газопроводов из Западной Сибири в Северо-Восточный Китай и из Восточной Сибири в Северо-западный Китай. В стадии идеи находится проект по строительству СПГ терминала в Ленинградской области.

На наш взгляд целесообразным является реализация всех упомянутых проектов, но большинство из них находится на ранних стадиях разработки и крайне важно не допустить их затягивания, как это происходило ранее. При этом в дальнейшем приоритетным следует считать те из проектов, которые позволяют а) организовать экспорт на новые рынки сбыта (в США и страны Азиатско-Тихоокеанского региона); б) избежать услуг стран-посредников.

Особенно важной задачей следует считать создание СПГ-производств. Кроме упомянутых Сахалинского и Штокмановского проекта, имеются планы

по строительству СПГ заводов «Газпромом» и независимыми газодобывающими компаниями на побережье Западной Сибири. Однако в будущем для их успешной реализации, необходимо разработать законодательную базу экспорта сжиженных углеводородов, чтобы позволит сделать условия работы компаний в этом сегменте рынка ясными и предсказуемыми и в конечном счете привлечь инвестиции в соответствующие проекты. Кроме того, целесообразно перенять зарубежный опыт и всячески поощрять развитие в России соответствующих обслуживающих промышленных производств по изготовлению судов-метановозов, а оборудования для сжижения газа.

Ключевым направлением развития газовой отрасли на ближайшие годы должно стать освоение новых крупных газовых месторождений и газоносных провинций, среди которых « п-ов Ямал, Восточная Сибирь, а также Штокмановское месторождение. Реализация этой задачи необходима для достижения сразу нескольких целей: поддержания и наращивания газодобычи, диверсификации экспорта и обеспечения доступа на новые рынки, а также для выполнения социально-экономических и политических задач по развитию Восточной Сибири и укрепления

связей этого региона с остальными частями страны. Однако, создание даже одной из упомянутых газоносных провинций потребует колоссальной мобилизации сил и финансовых средств российских компаний. По оценкам «Газпрома» и независимых экспертов, на освоение месторождений Ямала необходимо потратить около 70 миллиардов долларов (причем уже в ближайшей пятилетке в соответствующие проекты придется инвестировать по 8-9 миллиардов долларов ежегодно), Восточной Сибири — 35 миллиардов долларов, а Штокмановского месторождения — 15 миллиардов долларов. Это, в свою очередь потребует смены инвестиционных приоритетов основной газодобывающей компании «Газпрома», которая контролирует большинство месторождений природного газа в указанных регионах. По оценкам аналитика компании «Брокеркредитсервис» Максима Шеина и других отраслевых экспертов для нормального восполнения инвестиции добычу и геологоразведку должны были бы возрасти в 2,5–3 раза — приблизительно до 7 млрд. долларов в год. Сделав акцент в освоении региона на внутренних интересах, государство решило закрепить ключевые позиции в регионе за госкомпаниями. Однако экспортноориентированная стратегия «Газпро-

ма», значительные задолженности госкомпаний урезают их инвестиционные способности и возможности в ближайшие годы активно заниматься освоением новых газоносных провинций. Поэтому для реализации этой задачи целесообразно максимально широко привлекать в первую очередь частные российские, а также зарубежные компании.

Наконец, улучшить ситуацию с добычей газа и восполнением его запасов в состоянии соответствующие законодательные новации. По мнению независимых экспертов назрела необходимость отказаться от единой ставки налогообложения газодобычи и дифференцировать ее в зависимости от горно-геологических условий залегания месторождений, что стимулирует освоение трудноизвлекаемых ресурсов. Кроме того, необходимо вернуть действующую ранее льготу по налогообложению по затратам на геологоразведку.

## ВЫВОДЫ

*Природный газ – ключевое топливо будущего, объемы его добычи будут возрастать.*

*Россия – ведущая газовая держава, со специфичной структурой отрасли, в которой доминирует конт-*

*ролируемая государством компания «Газпром», несущая обязательства по поставкам «дешевого» газа на внутренний рынок.*

*Для российской газовой отрасли характерно слабое развитие рыночных отношений и конкурентной среды, что обуславливает низкую экономическую эффективность основного производителя, сдерживает рост газодобычи и консервирует технологическое отставание по ряду ключевых направлений.*

*Неудачное расположение и однонаправленность экспортной инфраструктуры, приводит к дополнительным расходам по транзиту природного газа и сужает возможности ведения международной торговли этим российским сырьем.*

*Пауза «Газпрома» в освоении новых месторождений вместе с увеличением экспортных обязательств компании в ближайшем будущем могут привести к дефициту газа на внутреннем рынке.*

*Приоритетными направлениями развития газовой отрасли являются внедрение рыночных отношений, и частичной либерализации торговли газом; развитие газотранспортной инфраструктуры, в том числе, за счет сооружения заводов по сжижению газа; создание новых газодобывающих районов в Восточной Сибири и на п-ове Ямал.*

# НЕФТЬ

Все последние годы рост добычи нефти в России шел нарастающими темпами: с 323 млн. тонн в 2000 году, добыча выросла до 473 млн. тонн в 2005 году. Между тем, эксперты РГУ нефти и газа имени Губкина указывают, что такой рост добычи, который мы демонстрировали до последнего времени «это возможно даже «преступление», потому что он идет исключительно за счет увеличения отборов из скважин в нарушение проектов разработки. В результате непродуманной интенсификации огромное количество нефти безвозвратно теряется в пласте.

Другая проблема — оскудение подготовленной сырьевой базы в целом. Чтобы только поддерживать нынешний уровень добычи, надо ежегодно вводить столько новых мощностей, чтобы сколько необходимо минимум на 10% компенсировать объем добычи. Ежегодно у нас открывается 200-300 млн. тонн запасов нефти, но одновременно примерно столько же списывается из ранее открытых, как неподтвердившиеся. Кроме того, с ростом добычи замещать за счет разведки новыми запасами придется больше.

Ну и, кроме того, мало кто в России мог представить такой потребительский бум, который начался несколько лет назад. Страна с ростом автомобилизации скоро неминуемо столкнется с дефицитом топлива. Необходима срочная модернизация нефтеперерабатывающей индустрии.

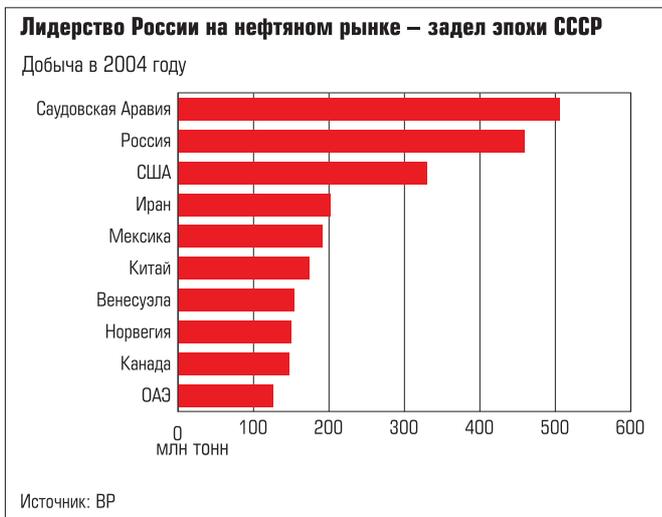
Во всех этих трех направлениях — интенсификация добычи, разведка и нефтепереработка, — неминуемо потребуются новации, некоторые технического, а некоторые — управленческого толка. Так или иначе, это самые острые проблемы отрасли, и игнорировать их не удастся.

## Давайте больше извлекать

Высокая степень выработанности месторождений, обводненность продукции, увеличение доли мелких объектов в балансе запасов и нефтей с более высокой вязкостью, падение дебитов эксплуатационных сква-

жин — вот лишь неполные перечень факторов, негативно влияющих на развитие российской нефтедобычи. Как показывают данные геологоразведки в обозримой перспективе открытия новых месторождений, соизмеримых по продуктивности с юрско-меловыми пластами, похоже, ожидать не приходится. Между тем, повышение коэффициента извлечения нефти (КИНа) лишь на 1% в целом по стране позволит добывать дополнительно до 30 млн. тонн нефти в год. Известно, что за последние 15 лет извлекаемые запасы по нефти в России снизились примерно на 4 млрд. тонн. В последние годы около 60% добычи приходится на объекты с выработанностью запасов, превышающей 50%. Более половины добычи на разрабатываемых месторождениях приходится на объекты с обводненностью 70% и выше. Если в начале 1960-х, по данным «СургутНИПИнефть» доля трудноизвлекаемых запасов в общем балансе СССР (России) составляла примерно 10%, то в 1990-е годы она превысила 50% и продолжает прогрессивно увеличиваться. Трудноизвлекаемые запасы в балансе России сейчас составляют около 68% всех промышленных запасов нефти, а в отдельных нефтегазоносных регионах почти все 100%.

После выдачи лицензии государство, как собственник недр, не сильно ограничивает недропользователей в выборе технологических приемов и методов добычи нефти с точки зрения рациональной эксплуатации залежей. В результате многие нефтяные компании с целью максимизации прибыли отдают предпочтение методам выборочной интенсификации добычи нефти из активных запасов. В том числе, даже если они приводят к снижению проектной нефтеотдачи в целом. По сравнению с 60-ми годами средняя величина проектной нефтеотдачи снизилась в 1,4 раза. Средний коэффициент извлечения нефти (КИН) понизился до 28%, что является одним из самых низких показателей в мировой нефтедобыче. Объясняется это тем, что сырьевая база уже много лет пополняется в основном за счет трудноизвлекаемых запасов, а утвержден-



ные проекты их разработки предусматривают применение не современных методов, а традиционное заводнение. В силу этого, государство должно не только контролировать соблюдение утвержденного проекта разработки месторождения, но и целенаправленно проводить политику, направленную на гармонизацию экономических интересов собственника недр и недропользователя.

Важной представляется разработка новых научных концепций в нефтяной геологии и постоянное совершенствование технологий, в том числе для извлечения остаточной нефти (трудноизвлекаемых запасов). Рациональное пользование недрами защищено законом. В частности, закон РФ «О недрах» запрещает недропользователям проводить выборочную разработку недр. О том, что этот запрет, не всегда действует, можно судить по большому количеству неработающих скважин. С другой стороны, много скважин в России было остановлено в период гиперинфляции, после дефолта, в рамках реализации программ снижения себестоимости. Сейчас, после введения единого налога, компании также вынуждены останавливать отдельные скважины.

Одним из обязательных условий получения высокой нефтеотдачи является полное разбуривание объекта в пределах рентабельных толщин. На неразбуренных участках нефть не добывается, а это ведет к снижению нефтеотдачи в целом по пласту. К сожалению, в последнее время многие недропользователи разбуривают более продуктивные участки месторождений и интенсивно эксплуатируют их, оставляя менее продуктивные участки «на потом». Одним из факторов снижения нефтеотдачи является неудовлетворительное использование пробуренного эксплуатационного фонда. Неработающий фонд скважин по отдельным

недропользователям превышает 60%. Это деформирует, разрушает запроектированные системы разработки и в итоге снижает КИН.

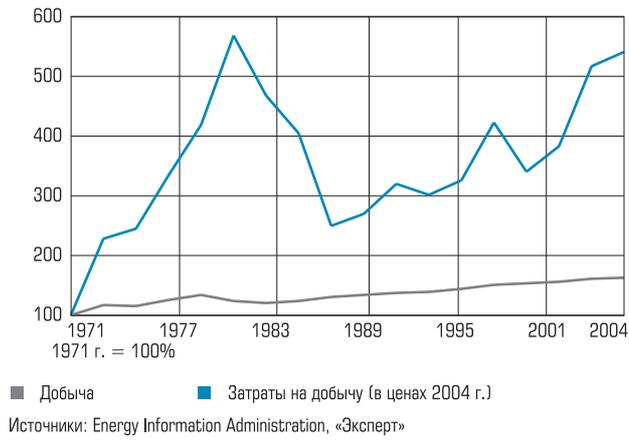
Кроме того, потери нефти могут быть при безграмотном применении таких способов интенсификации добычи, как гидроразрыв пласта вблизи газоносных и водоносных пластов. Между тем, проведению гидроразрыва должны предшествовать этапы научной разработки, моделирования и проектирования в конкретных горно-геологических условиях. Негативные последствия для разработки месторождения может иметь интенсивное заводнение на ранней стадии (особенно для пластов с резко неоднородными коллекторами). Закачиваемая вода увеличивает обводненность продукции, при этом значительная часть запасов остается невыработанной.

Важность соблюдения проектных уровней добычи вытекает из той простой истины, известной всем нефтяникам, что при извлечении сырья равновесие на границе «нефть-вода» устанавливается постепенно, поэтому скорость отбора имеет большое значение. Превышение оптимальной скорости приведет к тому, что вода отсечет нефтяной пласт, и в будущем извлечь нефть будет уже невозможно. Не зря же ведь утверждаются проекты разработки для каждого месторождения.

### Новые технологии: интеллектуальная добыча

Темпы разработки трудноизвлекаемых запасов в 3–5 раз ниже, чем для средне- и высокопродуктивных. Применяемые в российской практике технологии интенсификации добычи пока неэффективны. Коэффициент извлечения нефти (КИН) на таких объектах с трудноизвлекаемыми запасами не превышает 10–25%

**Последние 30 лет затраты на добычу нефти растут в разы быстрее роста самой добычи**



при росте удельных капитальных вложений в 4–8 раз. Это при том, что в 1980-е годы проектный КИН для отечественных нефтяных месторождений составлял 44-45%. Сейчас он ниже 40%. Для сравнения: в США за эти же годы КИН увеличился с 33% до 40% в конце 1990-х и продолжает возрастать, несмотря на то, что структура запасов нефти в США намного хуже, чем в России. Между тем, новые открытия месторождений в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке приурочены к еще более труднодоступным и суровым климатическим условиям, с отсутствием инфраструктуры, к многолетнемерзлым породам. Современные методы позволяют здесь увеличивать объемы и наращивать извлекаемые запасы. Но здесь есть ряд проблем. Закон «О недрах» четко не прописывает условия разработки нефтяных месторождений. Хотя в приложении к лицензии устанавливаются годовые уровни добычи, их обоснованность не абсолютна, а относительна, поэтому она, как и сами уровни добычи, может меняться по несколько раз за год.

Это дает возможность публике, не знакомой с современными методами добычи нефти (кстати, и многим российским нефтяникам), предъявлять передовикам технологий обвинения в откровенном нарушении лицензионных соглашений с государством, хищническом разграблении нефтяных недр и прочих мерзостях.

По большому счету, эффективное освоение, как и контроль над крупными месторождениями должен сводиться к непрерывному флюидодинамическому мониторингу залежей. Необходимы адаптированные интеллектуальные технологии управления природно-техногенной системой пласт-скважина. Как известно, остаточная нефть содержится в целиках различных размеров. Это подтверждено экспериментами и

наблюдениями в процессе разработки месторождений. Активная миграция нефти из целиков является следствием нарушения некоторого порога нарушения флюидодинамического равновесия между удерживающими капиллярными эффектами и гидродинамическими силами. При разработке месторождений нефти и газа его владельцы и контролирующие органы могли бы учесть ряд идей естественной возобновляемости активных запасов и использования экологически чистых методов воздействия на пласт. В частности, в качестве примера есть данные по Старогрозненским промыслам, где за последние десять лет не проводилась добыча. За это время в продуктивных пластах верхнемелового возраста восстановилось аномально высокое пластовое давление, выровнялось положение водо-нефтяного контакта, а в ряде случаев нефть даже стала просачиваться на поверхность (Источник: В.П. Гаврилов. Грядет ли закат нефтегазовой эры России», — Изд-во «Нефть и газ», М.: 2006). В настоящее время российские нефтяники все чаще применяют интенсивный глубокий гидроразрыв пласта, что весьма неэффективно на многих месторождениях. Эта насильственная технология способствует разрушению крупных остаточных нефтяных целиков, но мелкие то остаются. Эффект этот временный, технологические операции необходимо повторять. Однако, специалисты Новосибирского центра Российской Академии естественных наук, считают, что нефтяникам нужен другой путь «нужны реабилитационные циклы с перспективой постоянного поддержания промысловых параметров и увеличения конечного коэффициента извлечения нефти. Такие циклы предусматривают «отдых» месторождения для того, чтобы дать возможность выровнять нефтенасыщение на границах соприкосновения трещин и блоковой матрицы месторождения. В данном случае, извлекаемые запасы могут быть значительно увеличены, и конечный коэффициент извлечения нефти может приближаться даже к 100%.

В качестве активирующих реабилитационных технологий предлагается также использовать вибросейсмическое воздействие на собственной частоте продуктивного пласта волновыми цугами, объединенными в циклы. Эти методы успешно разрабатываются в Институте горного дела СО РАН.

Воздействие на продуктивный пласт по-прежнему носит негативный характер. Отметим только два, на ко-

торые обращают внимание специалисты РГУ нефти и газа имени Губкина: форсированный отбор флюидов из продуктивного пласта и шаблонное применение метода заводнения при разработке месторождений. Форсированный отбор флюидов существенно нарушает природные фильтрационные свойства коллекторов и состояние нефтегазонасыщенности системы в целом. Нарушается сбалансированный режим подпитки фильтрационных каналов. Из-за чего снижается продуктивность скважин и увеличивается их обводненность. В конечном счете, это приводит к снижению КИНа.

Методы же заводнения применяются в нашей стране более 55 лет. Суть метода такова: при разработке нефтяного месторождения по определенной схеме на поверхности земли бурят скважины. Часть из них используется для добычи нефти, часть — для закачки в пласт воды. Вода нужна для того, чтобы максимизировать коэффициент извлечения нефти из земли, создав в пласте избыточное давление, которое должно выталкивать на поверхность нефть из недоступных участков. При применении этих методов есть ряд недостатков: не обеспечивается полнота охвата объекта; возникают целики нефти в заводненных пластах, а в призабойных зонах выпадают асфальтено-смолопарафиновые осадки; ухудшаются свойства остаточной нефти в сторону ее окисления, малоподвижности и биодеградаци. В России примерно 95% нефти добывается с использованием заводнения месторождений. Уже сейчас в среднем по стране обводненность эксплуатационных скважин составляет 82%. Эксперты РГУ нефти и газа имени Губкина предлагают вести все-таки избирательное применение метода заводнения и только в исключительных случаях.

Между тем, на заводненных месторождениях можно вести довольно эффективные способы добычи. В процессе добычи появляется дополнительная информация о пласте: в виде поднимаемых из скважин кернов породы, в виде данных о потоках нефти и воды и т. п. Полученная информация позволяет, при правильной ее обработке, составить детальную физико-математическую модель пласта и протекающих в нем процессов. В свою очередь, точная модель позволяет решить так называемую обратную задачу: например, рассчитать положение и количество скважин, необходимое для максимизации добычи на данном месторождении. На практике это означает следующее. Многие

нефтяные скважины являются «воровками» — отвлекают на себя закачиваемую в пласт воду. Их закрытие приводит к тому, что вода выбирает для своего движения иной путь, выталкивая на поверхность недостижимые ранее целики нефти. Если регулировать такую систему с умом, то можно достичь КИНа в 44%. Как в свое время добивались этого в компании «ЮКОС» при освоении Приобского блока. Несмотря на то, что российские нефтяные компании пытаются декларировать применение передовых методов добычи, они зачастую называют инновационными достаточно стандартные геолого-технические мероприятия, приводящие к интенсификации добычи нефти, как правило, из активных, а не из трудноизвлекаемых запасов. К таким методам относится, к примеру, гидроразрыв пласта или бурение горизонтальных скважин. Ниже приведены примеры основных технологий, на которые обращают внимание эксперты для интеллектуальной и эффективной интенсификации добычи нефти на трудноизвлекаемых запасах:

\* Технология первичного вскрытия на равновесии и депрессии. Во время вскрытия пласта на депрессии гидростатическое давление в призабойной зоне поддерживается ниже, чем пластовое давление вскрываемого объекта. В зависимости от горно-геологических характеристик вскрываемого пласта это условие может быть выполнено за счет использования в качестве промывочной жидкости различной плотности (в случае высоких пластовых давлений). Для вскрытия нефтяных пластов с давлением ниже гидростатического депрессия между забойным и пластовым давлением достигается за счет применения растворов на нефтяной основе различной плотности или путем аэрации нефти газом. Наиболее распространенный газовый агент « это азот, который не образует с компонентами продуктивного пласта взрывоопасных соединений.

\* Моделирование фильтрационных процессов при строительстве скважин. Предполагается детальное изучение процесса фильтрации в период заканчивания скважины и динамики образования проникновения фильтратов. Улучшение рецептуры промывочных жидкостей и т.п.

\* Горизонтальное и многоствольное бурение. Предполагается строительство многозабойных горизонтальных скважин. Появится возможность увеличить зону дренирования и т.д.

\* Системы интеллектуального заканчивания скважин. Совершенствование и разработка по каждому месторождению технологий первичного и вторичного вскрытия пластов исходя из фактической сложности строения залежей, формы и содержания эксплуатационного забоя, как в пространстве, так и во времени.

\* Расширение использования природных алмазов и синтетических поликристаллических алмазов (PDC) при производстве долот.

Когда традиционные методы интенсификации добычи себя исчерпывает, компании зачастую сворачивают работы и перебираются на новые месторождения. При этом в нефтяных пластах остается еще немало драгоценного сырья. Добыть его можно так называемыми третичными методами, особенностью которых является применение таких агентов, чья вытесняющая способность больше, чем у воды при вторичных методах разработки. В мире их делят на четыре группы: химические методы (заводнение с помощью поверхностно-активных веществ, жидких растворителей, полимерное заводнение), газовые (закачка углеводородных газов, углекислого газа, азота), тепловые (вытеснение нефти теплоносителями, воздействие с помощью внутрипластовых экзотермических окислительных реакций), микробиологические (введение в пласт продуктов жизнедеятельности бактерий или их производство бактериями в самом пласте). Нашими учеными разработано более ста третичных методов, учитывающих различные геофизические, химические и биологические условия залежей. К примеру, нефть, полученная биотехнологическим способом Института микробиологии РАН, сравнима по себестоимости с нефтью, добытой первичным и вторичным способами из активных запасов. Там текущая себестоимость без учета капзатрат может составлять от 7 до 20 долларов за тонну. А стоимость тонны нефти, получаемой некоторыми химическими методами (к примеру, с помощью полиакриламида) составляет около 30 долларов. Есть две основные причины нерационального использования недр. Первая — сверхобеспеченность многих отечественных нефтяных компаний запасами нефти. Потенциал добычи из этих запасов составляет 450 млн. тонн, снятие "сливок" с низкой себестоимостью вполне отвечает интересам акционеров. Посему добыча из более "трудных" запасов им малоинтересна и

инновационные методы не востребованы. Вторая причина — отсутствие цивилизованной государственной системы управления рациональным использованием запасов. На Западе, например в США и Канаде, правительства проводят осознанную политику в отношении независимых производителей с точки зрения рационального природопользования. Там предоставляются налоговые льготы, налоговые каникулы, с тем, чтобы компании добывали остаточную нефть. У нас же все недропользователи, независимо от того, на каких месторождениях они работают — высокодебитных или с трудноизвлекаемыми запасами, платят одни и те же налоги. А налоги эти зависят от мировой цены на нефть.

Конечно, в российских условиях усложнение системы налогообложения представляется чиновникам потенциально опасным: ведь дифференцированная система у нас создаст условия для схем ухода от налогов. Тем не менее, эксперты предупреждают, что подобная политика приведет к тому, что уже лет через десять мы выкачаем всю нефть из активных запасов и будем работать только с трудноизвлекаемыми. Освоение же современных методов другими нефтяными державами, по оценкам экспертов, позволит к 2020 году повысить извлекаемые запасы в 1,4 раза — до 65 млрд. тонн.

Проблема повышения нефтеотдачи не раз становилась предметом обсуждения. Так например, нефтяная компания «Зарубежнефть» уже не первый год предлагает концепцию федеральной программы по преодолению падения нефтеотдачи, основными элементами которой могли бы стать дифференцированное налогообложение, льготы в получении экспортных квот для компаний, реализующих методы повышения нефтеотдачи, независимая госэкспертиза этих методов. По мнению экспертов, стимулирование инноваций в нефтяной сфере могло бы привести к приросту извлекаемых запасов в объеме 2-2,5 млрд. тонн за восемь-десять лет.

### Под динамичный рост «готовы запасы»

Нефть и газ в России добывают более 240 компаний. При этом свыше 90% всего объема обеспечивают 12 холдингов, включая ОАО «Газпром». Основные нефтегазовые месторождения расположены в 40 субъектах Федерации. Большинство из них — 69% — сосредоточены в Западной Сибири. На Урале и в Поволжье —

17%, на Европейском Севере России — 7,8%, в Восточной Сибири — 3,6%.

Основным направлением экспорта российской нефти сегодня является Европа: туда поставляется порядка 90% сырья. Благодаря сложившейся транспортной инфраструктуре рынок стран Западной и Центральной Европы останется для России крупнейшим и в следующие 20-25 лет. Но в последнее время большие перспективы связываются со странами Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), поскольку там ожидается рост потребления нефти и нефтепродуктов. По оценке китайской компании China National Petroleum Corp., потребление нефти в 2005 году возрастет по сравнению с 2004-м на 11%. Согласно прогнозам, к 2010 году спрос только со стороны Китая на импортную нефть достигнет 127 млн. тонн (41% от общего потребления страны), а в целом по АТР — 980-1145 млн. тонн в год.

Ранее основной преградой для выхода на азиатские рынки являлось полное отсутствие необходимой транспортной инфраструктуры. Но сравнительно недавно правительство России приняло решение построить гигантскую нефтепроводную систему Восточная Сибирь — Тихий океан протяженностью 4160 км, мощностью до 80 млн. тонн сырья в год. Ввод этого нефтепровода в эксплуатацию позволит ускорить формирование новых центров добычи нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутии). Таким образом, в общероссийских проектах освоения нефтегазовых месторождений приоритет развития придется делать на Восточную Сибирь и Дальний Восток. Главной задачей для отрасли остается преодоление несоответствия между нарастающим уровнем добычи углеводородов и приращением их запасов. В последние 10-15 лет прирост запасов не только не компенсирует, но все больше отстает от объемов добычи. Осложняет ситуацию объективно обусловленное ухудшение структуры запасов, приводящее к падению коэффициента извлечения нефти «с 0,5 в среднем по НГК в 80-х годах до 0,3 и ниже в настоящее время. Для преодоления кризисной ситуации необходимо в первую очередь резко увеличить объемы геологоразведочных работ (ГРП), активнее использовать мировой опыт в области геологического изучения и разработки нефтяных и газовых месторождений, создать стройную систему государственного управления рациональным использованием разведанных

запасов. Пока на этих направлениях сделаны только первые шаги.

Россия унаследовала одну из самых богатых минерально-сырьевых баз в мире. В одних источниках данные о запасах нефти в России оцениваются в 25 млрд. тонн, в других — 19 млрд. тонн. В то же время, по девяти крупнейшим вертикально-интегрированным компаниям нашей страны, на которые приходится 90% добычи, приходится около 7 млрд. тонн доказанных запасов нефти. Есть и другая цифра. Например, прогнозные ресурсы нефти в «Энергетической стратегии России» оцениваются на уровне 44 млрд. тонн. Одним словом неразбериха. Сведения о запасах нефти в целом по стране отнесены к государственной тайне. Встречающаяся в открытых источниках информация на этот счет не дает четкого представления о реальном положении вещей. Тем не менее, в свое время журнал «Эксперт» анализировал данные о запасах (категория АВС1) 200 крупнейших российских нефтяных компаний, и мы получили цифру в 12 млрд. тонн. На сколько должно их хватить при нынешних темпах добычи»

Расчеты «Эксперта» показывают — 30–32 года. Это, минимальная оценка. Скорее всего, ресурсов нефти нам хватит на существенно больший срок. Правда с учетом нарастающего роста добычи нам как-то придется их восполнять. Отраслевые эксперты, считают, что для стабильного функционирования ТЭКа прирост запасов должен в 1,5 раза превышать рост добычи. Хорошо, что структура начальных суммарных ресурсов нефти свидетельствует о том, что Россия обладает достаточным потенциалом, позволяющим обеспечить на многие десятилетия потребности страны в углеводородах при условии эффективного ее использования и воспроизводства. Однако после 1991 года добывающие предприятия эксплуатируют лишь то, что было создано за предыдущие 30-40 лет. Страна продолжает ориентироваться на экспорт своих сырьевых ресурсов, вывозя за рубеж 45% добываемой нефти, 33% газа. Особую тревогу вызывает тот факт, что на фоне устойчивой мировой тенденции превышения объемов роста разведанных запасов над объемами добычи аналогичный процесс в России имеет диаметрально противоположную направленность. Резко ухудшилась структура разведанных запасов нефти. Доля их активной составляющей сегодня не превышает 40%, продолжая неуклонно сокращаться при одно-

временном увеличении доли низкорентабельных запасов, возросшей уже до 55%.

В свое время Советский Союз закачал в нефтяную отрасль огромные капитальные вложения. Экономисты тех времен даже посчитали это фактом, вредным для экономики. К началу перестройки в тех провинциях, где была отстроена инфраструктура (Западная Сибирь, Тимано-Печора), были открыты почти все уникальные и крупные месторождения. С этим богатством мы и вошли в рынок. В 1992-1993 годах практически все более-менее крупные месторождения нефти попали в руки частного капитала. Причем безвозмездно. Лицензии на нефтяные месторождения тогда выдавали без конкурса, просто по действующему в то время «Положению о порядке лицензирования пользования недрами», которое было принято Верховным Советом РСФСР в 1992 году. На тот момент, наверное, это было правильно, ведь российская экономика была в глубочайшем кризисе, и нефтяная промышленность не была исключением. Добыча нефти неукоснительно падала — вплоть до 1998 года, всего же за десятилетие с 1988 года (а это год максимальной добычи нефти в СССР) упала почти вдвое — с 596 млн. тонн до 303 млн. В последние годы месторождения уже не раздавали, а стали продавать. Но было уже поздно: лицензии выданы на разработку 90% месторождений нераспределенного фонда. В натуральном же исчислении государством роздано и вовсе 95% всех запасов (оставшиеся 5% входят в нераспределенный фонд). Нынешнее состояние сырьевой базы России в настоящее время стало характеризоваться ухудшением качества запасов как на вырабатываемых (за счет интенсивной выработки активной составляющей запасов), так и на вновь вводимых в промышленную эксплуатацию месторождениях.

Как считают эксперты Института энергетической политики (ИЭП), государство просто не сумело создать нефтяным компаниям выгодных стимулов для дальнейшего расширения производства. В результате, оно в настоящее время приступило к обратной интервенции в нефтяной сектор. 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 исключены компании «Юкос», «Сибнефть». Дальнейшие действия по демонтажу «ЮКОСа» как единого экономи-

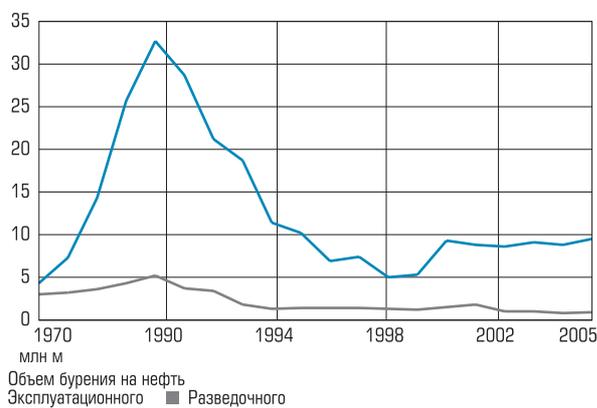
ческого организма выключили и эту компанию из числа стратегических игроков в области принятия инвестиционных решений на долгосрочную перспективу. По мнению президента ИЭП Владимира Милова компании, владеющие правами на разработку лучших нефтяных месторождений России («Юганскнефтегаз», «остатки» «ЮКОСа», «Сибнефть», «Роснефть») и добывшие в 2004 году примерно 31% от всей добытой в России нефти, оказались полностью неспособными принимать перспективные инвестиционные решения в области развития нефтедобычи в краткосрочной перспективе. Это даже, несмотря на сверхвыгодную конъюнктуру рынка. Если, к тому вспомнить, 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 для деятельности компании в связи с 50%-ным иностранным участием в ее капитале, а также «Славнефть», приобретенную теми же «Сибнефтью» и ТНК-ВР, то и они теперь не имеют ясных перспектив для принятия инвестиционных решений, как в области добычи, так и разведки нефти. Следует сказать, что ВИНК страны отчисляют на ГРП лишь около 1,5% от выручки, тогда как в западных компаниях на эти цели тратится обычно 5–6%.

### Проблемы геологоразведки

На фоне благоприятных условий развития нефтегазовой отрасли страны разворачиваются глобальные планы по увеличению добычи.

Основная часть запасов нефтегазоносного сырья сосредоточена в пределах старых нефтегазоносных провинций (Западно-Сибирская, Волго-Уральская). Анализ состояния ресурсной базы в основных нефтегазодобывающих районах страны показывает, что полноценное воспроизводство запасов нефти в среднесрочной, а тем более в долгосрочной перспективе возможно только за счет освоения потенциальных ресурсов новых регионов, характеризующихся достаточной высокими оценками углеводородного потенциала. К таким новым регионам специалисты информационно-аналитического центра «Минерал» при Минприроды России, относят: насуше нефтегазоносные провинции Восточной Сибири, а в акваториях — шельфы западного сектора Арктики, Охотского и Каспийского морей. В этих регионах сосредоточено более 40% нераз-

**В России отнюдь не благополучная динамика разведочного бурения на нефть**



Источник: Росстат

веданных ресурсов углеводородов, освоенность начальных суммарных ресурсов составляет 6–9% (для сравнения, в Волго-Уральской провинции — 78%, Западной Сибири — 47%). (см. график ГРП в разных регионах). Усиление региональных работ в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) позволит существенно расширить территории, вовлеченные в поисковые работы на нефть и газ. Это является условием реализации в перспективе программы создания сырьевых баз добычи нефти в районах намечаемых трасс нефтепроводов из Восточной Сибири в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Интересно, что эффективность геологоразведочных работ в Восточной Сибири и на шельфах морей значительно превосходит аналогичные показатели по другим регионам России.

Не исчерпали своего потенциала и действующие районы нефтедобычи: Западная Сибирь, Север европейской части России, Волго-Уральский регион, однако вероятность обнаружения здесь крупных месторождений, способных радикально повлиять на улучшение структуры и качества ресурсной базы. Как указывают, например, специалисты Института геологии нефти и газа Сибирского отделения АН, на востоке Западной Сибири выявлена, например, новая перспективная Предьенисейская субпровинция. Здесь, как утверждают ученые, ожидаются серьезные открытия.

В ближайшие пять лет приоритетными задачами геологоразведочных работ на нефть и газ, финансируемых за счет средств федерального бюджета, являются:

- \* проведение региональных геофизических работ и бурения параметрических скважин с целью оценки нефтегазового потенциала слабоизученных регионов и подготовки их к последующему освоению (Восточ-

ная Сибирь, Дальний Восток, юг Западной Сибири); локализация прогнозных ресурсов;

- \* изучение новых нефтегазоперспективных горизонтов в изученных добывающих регионах (палеозойские отложения Западной Сибири и Предкавказья, рифей-вендские отложения Волго-Урала);

- \* проведение геофизических работ и бурение поисково-оценочных скважин с целью подготовки новых лицензионных участков недр к конкурсам и аукционам в пределах малоизученных территорий, расположенных как в новых перспективных регионах, так и в старых нефтегазодобывающих провинциях и областях (Красноярский край, Иркутская область, Республика Саха (Якутия) запад Татарстана, Пермская область, Республики Дагестан, Калмыкия, Коми, Ненецкий автономный округ и др.

Однако, за счет чего все эти открытия будут осуществляться? Выделенных на этот 2006 год 280 млн. долларов на проведение геологоразведочных работ по всей стране, как отмечают специалисты, явно недостаточно. Так, только чтобы довести запасы нефти по Восточной Сибири и Якутии до готовности получения 80 млн. тонн добычи в год потребуются затратить 14-15 млрд. долларов. Чтобы обеспечить выполнение энергетической стратегии страны до 2020 года только в геологоразведку придется вложить 47 млрд. долларов, то есть более 3 млрд. долларов ежегодно. Это в разы отличается от нынешних вложений! Государство, вероятно, рассчитывает на частный капитал и те же госкомпании. Но вряд ли этого дождется в нынешних условиях. По крайней мере, в краткосрочной перспективе.

Действительно, нефтегазовый комплекс страны сейчас всерьез недофинансирован. Но причина здесь не столько в дефиците средств, сколько в смене приоритетов компаний ТЭКа, особенно тех, что контролируются государством. К серьезному провалу инвестиций привел, в первую очередь, передел собственности в нефтедобыче (впрочем, как и в других отраслях). В нефтяной бизнес возвращается государство. Частный капитал уже не рискует играть «в долгую». Госкомпании же активизировали совсем другие стратегические направления развития. Если посмотреть, на то, что сейчас происходит с госкомпаниями, с тем же «Газпромом» или «Роснефтью» — все заразились темой слияний и поглощений зарубежных активов, или активов в смежных отраслях, IPO и так далее. И в уго-

ду этим направлениям тормозят новые проекты, ориентированные на внутренний рынок. А ключевую проблему — падение добычи и снижение кратности запасов не решают. Впрочем, в действиях госкомпаний есть какое-то более-менее патриотичное обоснование. Мол, за счет высокой капитализации можно будет иметь большее кредитное плечо, когда понадобятся деньги на освоение Ямала и Восточной Сибири, модернизацию энергетики или строительство новых НПЗ. Однако проблема в том, что и освоение Ямала, и строительство новых НПЗ, и поиск новых месторождений необходимо делать уже сейчас.

Новые разведанные ресурсы появляются пока не благодаря открытию крупных месторождений, а благодаря доразведке имеющихся. В нынешних экономических условиях компании стремятся минимизировать свои риски и затраты. Как утверждает Теодор Фелдер, региональный менеджер компании IHS по странам СНГ, по предварительным данным, прирост новых ресурсов нефти составил в прошедшем году 0,6 миллиарда тонн, что примерно на четверть выше годового объема добычи. Как отмечает, г-н Фелдер «более половины запасов прибавляется, как раз благодаря переоценке уже действующих месторождений. По сути, основной прирост добычи нефти и газа, получается, по открытым до 1991 года месторождениям».

Необходимо отметить и еще одну важную проблему. Геологическое изучение недр — рискованный объект для инвестиций. Во-первых, закон не устанавливает, что первооткрыватель месторождения гарантированно получит право на пользование им, а устанавливает лишь, что такое право может быть получено. Во-вторых, очень велики риски, что месторождение в новых регионах можно и не открыть, поэтому таких регионов в кармане какой-нибудь компании должно быть много. Но, как правило, такое вряд ли возможно для небольших структур. А крупных частных корпоративных образований, за исключением «ЛУКОЙЛ», в России практически не осталось. Так что получается, что судьба большей части затрат на геологоразведочные работы все равно лежит на плечах государства. О том, что нужна новая редакция Закона «О недрах», который должен гарантировать первооткрывателям месторождений права на пользование недрами, а также возможность оборота этих прав на вторичном рынке говорят уже который год. Это позволит привлечь наконец в геологию дополнительные средства частных

инвесторов. Но напротив, российская федеральная власть открыто преграждает путь капиталу в разведку и добычу ресурсов. Речь идет об иностранном капитале. Новая редакция ФЗ «О недрах» предусматривает только миноритарную долю западного инвестора в таких проектах.

Между тем, от открытия месторождения до начала его полноценной разработки проходит 8–10 лет. Если Россия не восстановит объемы геологоразведочных работ до нужного уровня, то после 2010–2015 годов может наступить кризис добычи нефти, который повлечет за собой кризис во всей экономике.

Многие указывают, что, мол, упасть добыче в России не позволит эффективное привлечение капиталовложений в шельфовые проекты. Мол, они могут стать серьезным подспорьем, истощающимся запасам нефти на суше. По экспертным оценкам на настоящий момент доступные на континентальном шельфе России ресурсы нефти составляют 9,2 млрд. тонн. В то же время разработка морских месторождений практически не ведется. Энергетическая стратегия России исходит из того, что освоение континентального шельфа Российской Федерации может начаться в 2010 году, а к 2020 году шельф может занять 2–3-е место среди нефтедобывающих регионов страны. Основные усилия Минприроды предполагало сконцентрировать на шельфе Баренцева и Печорского морей. Однако, по мнению специалистов департамента ТЭК Минпромэнерго, на шельф уходят страны, которые исчерпали ресурсы суши или страны, которые имеют ресурсы преимущественно на шельфе. В России — более тяжелые «ледяные» шельфовые условия. Он считает, что нынешние возможности по добыче с учетом ввода перспективных и новых месторождений за счет оценки и перевода прогнозных ресурсов в запасы, а также решения проблем увеличения коэффициента извлечения нефти (КИНа) позволят держать планку по добыче нефти 20–30 лет. Кто знает, говорит он, может к тому времени, уже будут преобладать альтернативные источники энергии.

Что необходимо предпринять в первую очередь? Сначала государство должно выработать ясную и понятную политику. Оно должно четко ответить, сколько нужно нефти, каковы объемы внутреннего потребления, на какие рынки будем развивать выход, по ка-

ким трассам. Последнее — очень важно для инвестора, который хотел бы знать какие регионы будут перспективными в ближайшее время, а значит интересными для интенсификации геологоразведки.

Кроме того, следует провести в порядок лицензирование недр. Нужно создать законодательный механизм стимулирования разведочных работ. В мире есть, по крайней мере, три типа преференций со стороны государства участникам этого процесса:

\* система госзаказа (ЮВА, частично Норвегия)

\* обременение владельцев участка недр исследовать прилегающие территории (применяется в ряде африканских стран)

\* участки используются и продаются на аукционе даже в условиях неопределенности сведений о запасах в них. Вместе с тем, на этапе добычи существует дифференцированная ставка для разных условий добычи (североамериканская практика).

Можно, наконец, попробовать какой-нибудь из них на практике в России.

Конечно, сейчас все зависит от политических решений, от того, какие условия будут созданы для инвестиций. Среди потенциальных инвесторов есть и зарубежные компании, и российские, которым вполне по плечу эта задача — найти средства, взять кредиты. В среднем западные компании тратят на геологоразведку 6-10% от выручки за нефть, а в данном случае затраты не превысят 3%. Поэтому это высокоэффективный, рентабельный проект.

В противном случае, если государство и чиновники твердо решили закрепить контроль и влияние над отраслью в своих руках, тогда в таком случае без восстановления разрушенной общенациональной системы управления геологическими исследованиями не обойтись. Необходимо скорректировать планы по наращиванию ГРП, сделав их более амбициозными. Высокие цены на нефть создают исключительно благоприятные условия для реализации таких планов.

Один из вариантов реализации более напряженных планов предлагают в Министерстве природных ресурсов. В условиях, когда ГРП на 90% финансируются нефтяными компаниями, не следует большую часть их отчислений направлять в стабилизационный фонд страны. Пока цена нефти составляет \$50-60 за баррель и более, необходимо оставлять компаниям до 5% от отчислений на проведение ГРП.

## Нефтепереработка в России: еще одна болевая точка

Значительная часть установленного еще во времена СССР оборудования российских НПЗ является морально и физически устаревшим. Поэтому, несмотря на то, что в последние годы некоторые компании и проводили модернизацию НПЗ, в целом с технической точки зрения, качество российской нефтепереработки значительно ниже мировых стандартов.

Одним из основных показателей качества нефтепереработки является глубина переработки нефти, т.е. доля нефтепродуктов, за исключением мазута и сжиженных нефтяных газов, получаемых из нефти. По официальным данным в России глубина переработки нефти составляет чуть более 70%. Для сравнения можно отметить, что для развитых стран глубина переработки нефти превышает 85%-90%.

Однако проведенная в последние годы реконструкция некоторых российских НПЗ позволила повысить глубину переработки нефти и приблизиться к мировым стандартам. Тройку технологических лидеров России составляют входящий в состав компании Сибнефть Омский НПЗ, глубина переработки нефти на котором составляет 83%, и два предприятия Лукойла: «Волгограднефтепереработка» и «Пермьнефтеоргсинтез», глубина переработки нефти на которых 82,66% и 81,2% соответственно. Кроме того, высокий показатель глубины переработки нефти имеют предприятия Газпрома 88%. Но, высокие технологические показатели «Газпрома» обусловлены, высоким качеством исходного сырья газового конденсата. Если ориентироваться на коэффициент сложности по Нельсону, то «тройка технологических лидеров» выглядит иначе. Потенциал светлых нефтепродуктов в сырой нефти, направляемой на НПЗ в Омске и Волгограде, составит 64%. Для сравнения: на НПЗ «Нижегороднефтеоргсинтез» 49-50%, на Московском НПЗ 54-55%.

Глубина переработки нефти влияет на ассортимент получаемых продуктов. Чем выше этот показатель тем больше доля светлых нефтепродуктов в общем объеме выпуска нефтеперерабатывающего предприятия. На графике приведена структура продуктов, получаемых при переработке нефти, в России и США (из-за возможного несоответствия стандартов для различных видов нефтепродуктов в России и США для уточнения приведены их английские названия). Как видно из графика, в то время как доля моторного

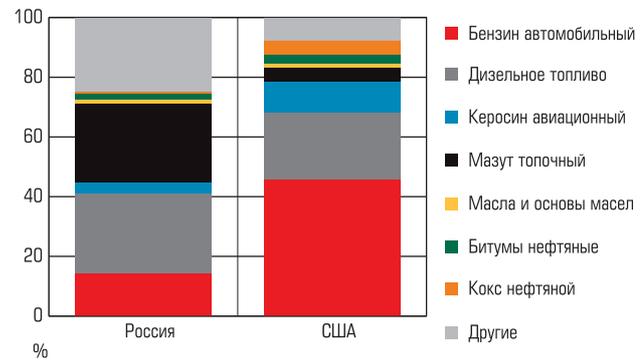
топлива (автомобильного бензина, дизельного топлива и авиационного керосина) в общем объеме производства российских НПЗ составляет не более 45%, для США этот показатель достигает почти 80%. Кроме того, доля мазута, который может использоваться лишь как топливо для двигателей кораблей и водонагревательных котлов, в общем объеме выпуска российских НПЗ составляет 26,4%, тогда как у американских предприятий нефтепереработки этот показатель почти в 6 раз ниже 4,7%.

Текущая структура выпуска нефтепродуктов в России является наследием плановой экономики. Во времена СССР нефть рассматривалась не только как сырье для производства моторного топлива и продукции нефтехимии, но и как топливо для энергетики. Поэтому мазут активно использовался для производства тепла и электроэнергии. С приходом рынка, началом интеграции российской экономики с мировой и изменением структуры цен, использование мазута в энергетике стало экономически нецелесообразным.

Первичная нефтепереработка (атмосферная возгонка нефти) является лишь самым первым этапом нефтепереработки, при которой происходит разделение нефти на различные фракции. Для глубины переработки нефти и ассортимента выпускаемой продукции определяющими являются процессы вторичной переработки нефти. Мощности вторичной переработки применяются для облагораживания, (гидроочистка под низким давлением, риформинг, газофракционирование, изомеризация) и для деструктивных процессов (гидрокрекинг, каталитический крекинг, коксование, висбрекинг и т.д.)

В целом, мощности по первичной и вторичной переработке нефти должны находиться в паритете. В этом случае можно ожидать практически полную переработку нефти в высококачественные продукты. Так, для США мощности вторичной переработки нефти составляют около 140% от мощностей первичной переработки, а в среднем по всем странам мира вторичные мощности составляют 91% от первичных мощностей нефтепереработки. Однако в России, согласно данным компании «Ренессанс-Капитал», мощности вторичной переработки составляют менее 70% от мощностей первичной переработки нефти. Другие источники указывают на еще более низкие цифры. Так по данным представителей компании «Сургутнефтегаз», мощности вторичной нефтепереработки в Рос-

Структура выпуска нефтепродуктов в России и США



Источник: Energy Information Administration

сии составляют около 48% от мощностей первичной переработки, а Международное энергетическое агентство вторичные мощности оценивает всего в 46%.

В таблице приведены данные по мощностям первичной и различных типов вторичной нефтепереработки для России, США и в среднем по всем странам мира. Из таблицы видно, что отношение суммарных мощностей по крекингу и риформингу к мощностям первичной нефтепереработки для США составляют почти 70%, в среднем по миру около 39%, а для России менее 27%. Для России основным процессом вторичной переработки нефти, помимо гидроочистки, является риформинг — переработка бензиновых фракций нефти для получения моторного топлива, тогда как в США, да и во всем мире в целом, предпочтение отдается крекингу «процессу деструкции тяжелых углеводородных фракций нефти (нефтяной газойль и мазут) для получения более легких углеводородов».

Для американской нефтепереработки мощности деструктивных процессов нефтепереработки превышают 55% от мощностей первичной переработки нефти.

Для России этот показатель составляет менее 14%.

Серьезное отставание наблюдается именно по наличию вторичных деструктивных мощностей, которые увеличивают удельный выход готовой продукции: автобензинов, дизтоплива, керосинов. Кроме того, в России очень скромно представлены такие современные процессы вторичной переработки нефти, как изомеризация и алкилирование.

Таким образом, текущая структура выпуска российской нефтеперерабатывающей промышленности с низкой глубиной переработки нефти и высокой долей в объеме производства низкокачественных продуктов, является непосредственным следствием устарев-

шей производственной базы, не удовлетворяющей современным требованиям рыночной экономики.

### Историческая несправедливость: не та структура спроса

Еще одним определяющим фактором, влияющим на структуру выпуска предприятий российской нефтепереработки, является внутренний спрос на нефтепродукты в России, а точнее на автомобильный бензин. Спрос на бензин внутри России практически полностью удовлетворяется отечественными производителями, импорт нефтепродуктов составляет порядка 100 тыс. тонн в год. Однако из-за низкой доли автомобильных бензинов в структуре выпуска российских НПЗ (чуть более 14%), предприятия вынуждены производить в большом количестве побочные продукты, главным образом дизельное топливо и мазут, которые остаются невостребованными отечественными потребителями. Потребление этих продуктов внутри страны составляет менее 50% от объема выпуска. Поэтому российские компании вынуждены поставлять дизельное топливо и мазут на экспорт, и их доля в физическом объеме экспорта нефтепродуктов достигает 80%. Из-за высоких транспортных расходов, обусловленных неудачным географическим расположением большинства российских НПЗ и низкого качества продукции, благодаря высокому содержанию серы, на европейском рынке российские нефтепродукты продаются лишь в качестве сырья для дальнейшей вторичной переработки.

Таким образом, экспорт нефтепродуктов из России, так же как и экспорт нефти является сырьевым экспортом, в результате которого российские компании и вся страна ежегодно теряют около 2 млрд. долл., которые можно было бы получить, в случае экспорта малосернистого дизельного топлива.

Проблема качества переработки нефти касается не только экспортных поставок, но и внутреннего рынка нефтепродуктов. Некачественные продукты переработки нефти, потребляемые внутри страны, негативно отражаются на экологической ситуации, особенно

в крупных городах и на стоимости эксплуатации автотранспорта. Из-за использования при производстве автомобильных бензинов процессов риформинга, товарный продукт зачастую имеет повышенное содержание ароматических углеводородов. Уже упоминавшийся процент содержания серы в российском дизельном топливе (0,2%) более чем на порядок превосходит европейские нормы предельно допустимых концентраций этого элемента в топливе. Так в 2005 г. Европейское сообщество перешло на выпуск дизтоплива по требованиям EVRO-4, где сера составляет 50 ppm (0,005%).

Тем не менее, есть положительные результаты в повышении экологичности российских нефтепродуктов. Еще до 1998 г. началось сокращение доли этилированного бензина на российском рынке. В кризисном году доля неэтилированного бензина в выпуске российских НПЗ превысила 80%, а с 2003г. производство этилированного бензина крупными нефтеперерабатывающими заводами прекращено. Это произошло благодаря вмешательству государства путем реализации мер федеральной целевой программы «Энергоэффективная экономика на 2002-2005 годы и на период до 2010 года», предусматривающей полное прекращение производства этилированного бензина на НПЗ с 1 января 2003г., и принятию Государственной Думой в конце 2002г. проекта федерального закона «Об ограничении оборота этилированного бензина в Российской Федерации».

Помимо химического состава, другой проблемой является высокая доля в выпуске бензинов (около 50%) низкооктанового бензина. Такое низкое качество российских нефтепродуктов частично обусловлено невзыскательным спросом со стороны российских потребителей, обеспокоенных, в первую очередь, стоимостью моторного топлива. Кроме ограниченных финансовых возможностей, на внутренний спрос оказывает влияние неудовлетворительное состояние российского парка автотранспорта, особенно в регионах. Совокупность этих накопившихся проблем нефтепереработки вместе с ростом мировых цен на нефть

Мощности по первичной и вторичной переработке нефти (тыс. барр. в день)						
	Первичная переработка	Вакуумная перегонка	Гидроочистка	Каталитический крекинг	Термический крекинг	Риформинг
Мир	81,995	26,584	37,019	14,352	5,949	11,243
США	16,757	7,425	11,023	5,813	2,254	3,581
Россия	5,435	1,925	2,114	331	347	775

Источники: Energy Information Administration, Ренессанс-Капитал

явились причиной роста цен на нефтепродукты на внутреннем рынке.

Существует достаточно распространенное мнение, что действующая налоговая система напрямую провоцирует рост цен на топливо. Действующая система налогообложения нефтедобычи косвенно способствует росту цен на бензин. Совершенно естественно, что нефтяные компании, объективно преследуя цель максимизировать прибыль и компенсировать потери от высокой налоговой нагрузки на нефтедобычу, стремятся повышать цены на бензин. А поскольку на рынке есть и независимые розничные торговцы, которые ориентируются исключительно на спрос, а спрос на бензин неэластичен, есть возможность поднимать цены. Компании можно понять «при цене на нефть выше 23-х долларов 90% уходит государству, только 10% остается компании. А через бензин можно получать и 20%.

При формировании государственной политики по нефтепродуктам необходимо понимать, что экспортные пошлины и налоги это меры оперативного регулирования и принципиально только этими механизмами бензиновую проблему решить нельзя. Однако, как было сказано ранее, в принципе ими можно отрегулировать паритет между доходностью от продажи нефти на экспорт и ее переработкой в нефтепродукты для внутреннего и внешнего рынка.

## Шаги нефтеперерабатывающей стратегии

Сегодня производство качественного топлива становится для отечественной нефтепереработки задачей №1.

Отрасль быстро теряет конкурентоспособность на экспортных рынках и уже сейчас ее продукция в основном приобретает иностранными компаниями в качестве сырья для дальнейшей переработки. В перспективе эти рынки могут отказаться приобретать российские нефтепродукты даже в качестве сырья, а это грозит сворачиванием производства, поскольку, получающиеся при изготовлении бензина прочие низкокачественные нефтепродукты (мазут и т.д.) на внутреннем рынке спроса не найдут, и девать их будет некуда.

Кроме того, в советское время все действующие сегодня НПЗ были построены как мазутные, и сейчас эта проблема обозначилась весьма отчетливо. В перспективе, потребление мазута на внутреннем рынке в ка-

честве печного топлива и для производства электроэнергии должно снижаться. Владимир Милов, президент Института энергетической политики: «Мы никогда не станем конкурентоспособной экономикой, если продолжим топить мазутом в массовом порядке. Все нормальные конкурентоспособные страны топят газом. Мазут играет роль резервного топлива, поэтому маленькая цифра его выхода в США вполне отвечает конкурентоспособной экономики. Топить мазутом дорого, невыгодно и если мы будем продолжать делать ставку на использование мазута в энергетике и тепле, то это существенно снизит нашу конкурентоспособность».

Пока еще отечественная нефтепереработка обеспечивает внутренний рынок моторным топливом «дизельным и бензиновым. Но с точки зрения экологии это топливо «вчерашний день. Особенно остро эта проблема характерна для крупных городов. В департаменте стратегического планирования ОАО «ЛУКОЙЛ»: «Считают, что нам необходимо экологически качественное топливо. Для парка «Жигулей» Евро-4 может быть, и не нужно, но в европейских городах люди не задыхаются, хотя там поток машин в часы пик приблизительно такой же, как в Москве. Когда они приезжают в Москву, то в первые три-четыре дня им просто не хватает воздуха. То же самое в Перми, Екатеринбурге, других крупных городах, а в них живет больше 50% населения страны. Причина: наши НПЗ производят бензин-риформат, а в нем примерно 5-6% бензола и 56% ароматики (бензола, толуола и других вредных веществ). Это означает, что в крупных городах мы все дышим выхлопами двигателей нулевого класса, а это ниже Евро-1».

Важным фактором конкурентоспособности страны является экономическая стабильность нефтяного сектора. Ядро нефтяного сектора страны — это несколько нефтяных компаний, для которых нефтепереработка сегодня играет второстепенную роль. Наблюдается неразвитость диверсификации «нефть-нефтепродукты», которая должна страховать нефтяные компании и бюджет страны в случае падения мировых цен на нефть. Пример: кризис отечественной нефтяной отрасли в 1998 года, спровоцировавший дефолт государства. Сейчас есть Стабфонд, дефолта государства не будет. Но в случае падения цен на нефть отечественным нефтяным компаниям, соориентированным на экспорт нефти, мало не покажется, несмотря на

предусмотренные для них в этом случае налоговые послабления. Самое главное, что у нас не так много времени на модернизацию заводов. Посмотрите историю, с колебаниями 5–7 лет цена на нефть падает. Вот кризис 1998 г.: цена на нефть упала до 8 долларов, а на бензин снизилась всего на 5%.

Инвестиционные проекты в нефтепереработке характеризуются большой длительностью. Реконструкционный цикл составляет 4–5 лет. На подготовку проектов и базовое проектирование — 1–2 года, остальное время уйдет на закупку оборудования, строительство. Итого получается 4–5 лет. Окупаемость таких проектов примерно 8–10 лет, таким образом, весь цикл проекта — 15 лет. Поэтому нужно смотреть вперед минимум на 10 лет».

При этом эти проекты весьма капиталоемкие. Среднему по России нефтеперерабатывающему заводу с объемом переработки 8–10 млн тонн реконструкция производства для соответствия стандарту топлива Евро-3 может обойтись в 200 млн долларов, а Евро-4 уже в 500 млн. Каталитический крекинг, гидрокрекинг мощностью 2,0 млн тонн обойдется примерно в \$350 млн., а со всеми вспомогательными и дополнительными объектами и объектами общезаводского хозяйства в \$500–600 млн. Дело в том, что здесь нужна совершенно другая компонентная база: бензин крекинга, алкилат, эфиры (метил, бутановых групп), если речь идет об автобензинах. А для производства дизельного топлива требуются новые установки гидроочистки под повышенным давлением (60–70 кг/м<sup>3</sup>) и новые катализаторы». Общий объем инвестиций в российскую переработку оценивается как минимум в 10 млрд долларов. Меж тем, осуществить реконструкцию своих нефтеперерабатывающих производств с целью перехода на Евро-3 и Евро-4 могут только крупные нефтяные компании. Однако неопределенные отношения между государством и собственниками нефтяных компаний создают для последних значительные инвестиционные риски, затрудняющие реализацию долгосрочных проектов, в том числе и реконструкцию НПЗ. Прежде всего, государство должно установить современные стандарты, регламентирующие технические требования к качеству топлива и эти стандарты должны в обязательном порядке соблюдаться нефтеперерабатывающими заводами.

Помимо административных и экологических требований к топливу, необходимо ввести аналогичные

требования на автомобильные двигатели и на приобретение подержанных автомобилей. А то даже по самому смелому прогнозу роста количества автотранспортных средств, которым необходимо топливо стандарта EVRO-4, количество двигателей у легковых автотранспортных средств, потребляющих топливо по ГОСТ и EVRO-1 в 2010 г. будет не менее 40%, EVRO-2 не менее 15%. Да, экологическая нагрузка уменьшится. Но на параметры эмиссии по CO, CO<sub>2</sub>, окислов азота это сильно не повлияет. То есть, не велика ли цена, которую заплатит общество через нефтяные компании, только на снижение выбросов серы и ароматики.

Во-вторых, необходимо ввести экологические требования к автомобилям. Даже если нефтянка перейдет на Евро-3 к 2009 г. автомобильный парк к этому времени останется старым. Подсчитано выбытие автотранспортных средств у нас к 2009-му году автотранспортных средств по Евро-0 (это еще старые «Москвичи» и т.д.), останется 30–35%. Если бы страна 2–3 года назад выставила эти требования «мы бы сегодня таких проблем не имели. Но пока дело не двигается с мертвой точки. Владимир Милов, президент Института энергетической политики: «Мы боимся вводить эти требования к двигателям. Правительство отложило Евро-2 в долгий ящик, хотя у нас должно быть уже Евро-3. Я принципиальный сторонник того, чтобы убирать с улиц советские машины, это будет лучше для всех и для безопасности людей и для экономики. Самым главным механизмом, который стимулирует расширение спроса на качественные нефтепродукты и подает сигнал нефтяникам вкладываться в модернизацию нефтепереработки — это Евро-3 и Евро-4. Необходимо двигаться к ним, принять однозначную программу действий по внедрению этих стандартов и выполнять ее. Не надо бояться, что автопромышленное лобби из-за этого устроит проблемы».

Возможно, что для введения этих стандартов следует принять специальный закон об экологических топливах и экологии двигателей. Сейчас политика государства в этом направлении работает с точностью до, наоборот: на более дешевое и менее качественное топливо акциз ниже, чем на более дорогое и высококачественное. В то же время, в Европе, при переходе к более качественному моторному топливу для стимуляции на него спроса, сознательно устанавливается акциз ниже, чем на менее качественное.

Важной государственной задачей является борьба с широко распространенным прямогонным бензином, решить которую можно с помощью тех же акцизов. Одними требованиями к качеству топлива нашему государству проблему не решить. Требуется увеличение спроса на автомобили, потребляющие качественное топливо. Необходима промышленная политика для стимулирования потребления массовых «народных автомобилей» с экологически чистыми двигателями, потребляющими качественное топливо.

Помимо всего прочего, чтобы в России началась массовая реконструкция НПЗ, требуется активное участие государства в этом процессе, в том числе и инвестиционными ресурсами. Опыт ряда стран показывает, что процесс реконструкции действующих НПЗ и строительство новых резко ускоряется при надлежащем вмешательстве государства, формирующего и реализующего промышленную политику относительно этих производств.

## Ноу-хау и НПЗ

По традиционной технологии, после первичной разгонки нефти бензиновая, керосиновая и дизельная фракции дальше перерабатываются каждая по своей схеме. Так, один из вариантов переработки бензиновой фракции в высокооктановый бензин включает гидроочистку (на этой стадии происходит очистка от серы и азота), риформинг и алкилирование. Дизельная фракция, прежде чем превратиться в то, что мы называем зимним дизельным топливом, подвергается гидроочистке и депарафинизации.

Такая длинная разветвленная цепочка нефтепереработки сформировалась постепенно, по мере того как совершенствовалась техника, требовавшая все более качественного топлива. Фактически каждое новое поколение технических средств заставляло нефтепереработчиков достраивать новое звено, что удлиняло и усложняло цепочку.

На протяжении более чем ста лет существования классической технологии все фракции нефти преобразовывались отдельно друг от друга, каждая на своем катализаторе: например, для риформинга используются платиновые катализаторы, для гидроочистки — кобальт-молибденовые, для депарафинизации — платиновые и палладиевые.

Оптимизировать процесс, укоротив столь длинную цепочку, за это время пытались неоднократно, но

всем новаторам мешал один стереотип: считалось, что перерабатывать несколько фракций вместе (то есть в одном реакторе и на одном катализаторе) невозможно сразу по трем причинам. Во-первых, в силу того, что более тяжелые фракции просто не будут преобразовываться на тех же катализаторах, что и более легкие. Во-вторых, все были уверены, что даже если попробовать преобразовывать более тяжелые фракции вместе с более легкими, первые быстро закокуют катализатор (этот процесс сродни образованию нагара — катализатор покрывается нелетучими продуктами разложения углеводородов и теряет свою активность). В-третьих, принято было считать, что на одном катализаторе и в одних и тех же условиях невозможно получить разные по составу и свойствам топлива. Но ученые Новосибирского Института катализа им. Г. К. Борескова Сибирского отделения РАН доказали обратное. Ими найден новый способ одностадийной переработки нефти, когда перерабатывается все и сразу, получил название "Технология БИМТ" (бинарные моторные топлива). Алгоритм нового метода очень прост: после первичной разгонки нефти все светлые фракции подают в один реакторный блок, где и происходит процесс переработки; затем полученная смесь направляется в блок разделения, где она разделяется на три конечных продукта: высокооктановый бензин, зимнее дизельное топливо и пропан-бутановую фракцию. Из последней получают сжиженный газ, который может использоваться как бытовое и автомобильное топливо. Изюминка нового метода — в уникальном катализаторе, который загружается в реактор. Именно способ синтеза, то есть способ перераспределения активных центров в объеме катализатора, в данном случае и есть принципиальное новшество, поскольку сам материал, который было решено использовать в новой технологии — высококремнеземистый цеолит — не является для отрасли чем-то новым (цеолитные катализаторы применяются в нефтехимии и нефтепереработке уже более трех десятков лет). Благодаря технологии БИМТ процесс переработки нефти значительно упрощается: из схемы выпадают такие сложные и затратные процессы, как гидроочистка (а с ней — громоздкое и очень хлопотное водородное хозяйство), риформинг, изомеризация, алкилирование, депарафинизация и несколько стадий ректификации.

Помимо этого, по данным Минпромэнерго России в нашей стране разработаны и апробированы новейшие отечественные технологии термогидрокрекинга и термоконверсии глубокой переработки тяжелых нефтяных остатков (ТНО), основанные на не имеющем мировых аналогов принципе использования недорогих органоминеральных добавок. Эти технологии, по заключению государственной экспертизы, на сегодняшний день представляются единственными, наиболее продвинутыми и перспективными. Новые технологические процессы, как показывают результаты промышленной апробации, в 2-4 раза превосходят по экономической эффективности мировые аналоги, обеспечивают глубину переработки нефти до 100%, привлекательны с точки зрения сроков окупаемости вложений и могут, в случае широкого внедрения, обеспечить дополнительные доходы в бюджеты разных уровней до 3 млрд. долларов США в год, только за счет переработки мазута, направляемого в настоящее время на экспорт, а за счет экспорта самой технологии на иностранные НПЗ до 1 млрд. долларов США.

## ВЫВОДЫ:

1) Главной задачей для нефтяной отрасли остается преодоление несоответствия между нарастающим уровнем добычи углеводородов и приращением их запасов. Чтобы только поддерживать нынешний уровень добычи, надо ежегодно вводить столько новых месторождений, чтобы они минимум на 10% компенсировали объем добычи. Для преодоления кризисной ситуации необходимо увеличить объемы геолого-разведочных работ (ГРП), активнее использовать мировой опыт в области геологического изучения и разработки нефтяных и газовых месторождений, создать стройную систему государственного управления рациональным использованием разведанных запасов.

2) После выдачи лицензии государство, как собственник недр, не сильно ограничивает недропользователей в выборе технологических приемов и методов добычи нефти с точки зрения рациональной эксплуатации залежей. В результате многие нефтяные компании с целью максимизации прибыли отдают предпочтение методам выборочной интенсификации добычи нефти из активных запасов. Представляется важным разработка новых концепций извлечения остаточной нефти (трудноизвлекаемых запасов).

3) Есть две основные причины нерационального использования недр. Первая — сверхобеспеченность многих отечественных нефтяных компаний запасами нефти. Потенциал добычи из этих запасов составляет 450 млн. тонн, снятие "сливок" с низкой себестоимостью вполне отвечает интересам акционеров. Поэтому добыча из более "трудных" запасов им малоинтересна и инновационные методы не востребованы. Вторая причина — отсутствие цивилизованной государственной системы управления рациональным использованием запасов.

4) Нефтегазовый комплекс страны сейчас всерьез недофинансирован. Но причина здесь не столько в дефиците средств, сколько в смене приоритетов компаний ТЭКа, особенно тех, что контролируются государством. К серьезному провалу инвестиций привел, в первую очередь, передел собственности в нефтедобыче. В то же время, госкомпании «заразились» темой слияний и поглощений зарубежных активов, или активов в смежных отраслях, IPO и так далее. В угоду этим направлениям тормозятся новые проекты, ориентированные на внутренний рынок. Впрочем, в действиях госкомпаний есть какое-то более-менее патриотичное обоснование. За счет высокой капитализации можно будет иметь большее кредитное плечо, когда понадобятся деньги на освоение Ямала и Восточной Сибири, модернизацию нефтепереработки и т.д.. Однако проблема в том, что и освоение Ямала, и строительство новых НПЗ, и поиск новых месторождений необходимо делать уже сейчас.

5) В стране назревает топливный кризис. Чтобы его избежать, государство должно установить современные стандарты, регламентирующие технические требования к качеству топлива и эти стандарты должны в обязательном порядке соблюдаться нефтеперерабатывающими заводами. Необходимо ввести аналогичные требования к автомобилям. Необходимо также промышленная политика для стимулирования потребления массовых «народных автомобилей» с экологически чистыми двигателями, потребляющими качественное топливо. Помимо прочего, в России должна начаться реконструкция нефтеперерабатывающих заводов, чтобы эта реконструкция началась необходимо активное участие государства в этом процессе, в том числе и инвестиционными ресурсами.

# УГОЛЬ

Согласно данным Всемирного энергетического совета (World Energy Council, WEC) за 2004 год, потребности мирового энергетического сектора в топливе (для производства тепла и электроэнергии, для нужд промышленности и транспорта) обеспечиваются углем на 25%, при этом угольные электростанции производят 38% мировой электроэнергии.

Сейчас, по данным WEC, на угольные станции в США и Германии приходится около половины вырабатываемой электроэнергии, а в Австралии, Индии и Китае — и вовсе около 80% или даже больше. Причина проста: во всем мире, в отличие от России, газ в среднем на 25% дороже угля. Причем, в некоторых странах использование газа при производстве электричества еще и законодательно квотируется государством. Поэтому киловатт электроэнергии, полученный на угле в этих странах, если и не дешевле, чем полученный на газе и на нефти, то в любом случае не дороже. Согласно прошлогодним исследованиям Cambridge Energy Research Associates, производство электроэнергии на американских угольных электростанциях и вовсе в два раза дешевле производства на ТЭС, использующих в качестве топлива природный газ. И это несмотря на то, что на угольных электростанциях более сложный технологический процесс, связанный с подготовкой топлива (уголь надо раздробить, измельчить в пыль и высушить).

На фоне продолжающегося роста цен на нефть и газ интерес к углю как к альтернативному энергоносителю в мире только растет. Американский департамент энергетики сообщил о планах строительства 100 угольных электростанций в течение ближайших пятнадцати лет. Ожидается увеличение потребления энергетического угля и в Канаде, там после 2010 года из-за окончания срока эксплуатации реакторов остановят несколько блоков АЭС, которые заменят угольными ТЭС. Ожидается заметный прирост угольной энергетики в ряде других стран в Южной Америке (например, в Бразилии) и в Азии (Вьетнам, Южная Корея, Япония). Региональный представи-

тель WEC Клаус Брендоу предсказывает: "Мировой спрос на уголь, который за последние тридцать лет вырос на 62 процента, к 2030 году увеличится еще на 53 процента, а в странах ЕС и вовсе вдвое". Причем, рост в основном будет обеспечен спросом энергетиков: "Это реалистичный сценарий при условии, что потребители энергии будут использовать эффективные и экологически чистые технологии сжигания угля", — говорит г-н Брендоу.

В энергетическом балансе России уголь занимает значительно меньше места, чем в среднем в мире. "У нас сложилась парадоксальная ситуация, — говорит замдиректора Института обогащения твердых топлив Ильдар Дебердеев. — Страна обладает четвертью мировых запасов угля, и в то же время его доли в энергобалансе в целом и в производстве электричества в частности примерно равны и составляют всего 18 процентов".

Угольная энергетика в нашей стране знавала и лучшие времена: уголь в энергобалансе СССР занимал преимущественное место примерно до 70-х годов XX века. По данным советского Госкомстата, доля угля в топливном балансе страны в 1955 году составляла 66%, а на ввод угольных станций приходилось более 90% от всех ТЭС вплоть до конца 60-х годов. Открытие гигантских нефтегазовых месторождений в Западной Сибири привело к тому, что был взят курс на приоритетное развитие нефтегазового комплекса. В конце 70-х была принята программа газового перевооружения энергетики, предусматривавшая преимущественный ввод газовых электростанций в следующие пятнадцать-двадцать лет. По словам заведующего отделением технологий использования топлива Энергетического института имени Кржижановского Анатолия Гаврилова, советский Госплан задумал "газовую паузу" не только "для создания условий опережающего развития энергетики по сравнению с промышленностью, но и как маневр, позволявший выиграть время для освоения эффективных и экологически безопасных технологий угольной и

ядерной энергетики". Правда, сегодня об этом помнят только специалисты.

Определенные изменения в России, конечно, происходят. "Энергетическая стратегия России на период до 2020 года" предполагает постепенное увеличение доли угля в топливно-энергетическом балансе страны. Если произойдет предполагаемая либерализация газового рынка и соотношение цены на газ и уголь подтянется к мировому (по той же "Стратегии"), выровнять цены предполагается уже в 2006 году, а в 2010-м соотношение цен на газ и уголь должно составить 1,4:1), то спрос на уголь внутри страны начнет расти опережающими темпами. Но уже сейчас, убежден генеральный директор Сибирской угольной энергетической компании (СУЭК) Владимир Рашевский, нужно искать эффективные пути возвращения угля в энергетику, "уголь не должен оставаться архаичным топливом. Инвестиции необходимы и в технологии производства угольного топлива, и в технологии его сжигания".

Как считает сейчас большинство экспертов, рост угольной энергетики в ближайшие пятнадцать-двадцать лет будет покрываться в основном за счет ввода энергоблоков с котлами с традиционным факельным сжиганием угля. Еще часть мощностей — в первую очередь в промышленной и локальной энергетике — будет введена за счет котлов с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС). Причем в World Energy Council считают, что угольные паровые энергоблоки проживут до 2060 года, в первую очередь потому, что альтернативные варианты потребуют больших инвестиций, они сложнее в эксплуатации и не дают значительного преимущества в КПД. Для дальнейшего повышения КПД классических пылеугольных котлов до 45-50% (это будут топки с суперсверхкритическими параметрами пара — давлением 24-30 МПа и температурой 580-610шС) не стоит вносить существенные изменения, а следует, к примеру, решать проблемы применения новых материалов в уже разработанных узлах и агрегатах.

Известно, что работы над созданием факельных энергоблоков с суперсверхкритическими (в западной терминологии — ультрасуперкритическими, USC) параметрами пара начались в середине прошлого века в США и СССР. По словам научного руководителя Всероссийского теплотехнического института Анатолия Тумановского, 16 угольных энерго-

блоков мощностью 380-1050 МВт с такими параметрами уже работают в Дании, Японии и Германии. КПД лучших японских и немецких блоков находится на уровне 45-46%, датских, работающих на холодной циркуляционной воде с глубоким вакуумом, — на 2-3% выше.

Сейчас в Евросоюзе в рамках программы Termiproject идет разработка пылеугольного энергоблока с максимальной температурой пара выше 700шС и с давлением 37,5 МПа. Выйти на эти параметры намечено к 2015 году. КПД энергоблока, по плану, должен составить свыше 50% и может достичь 53-54%, еще через двадцать лет КПД достигнет 55% при температурах пара до 800 С.

Впрочем, не все считают гонку за суперпараметрами оправданной с экономической точки зрения. Несмотря на повышенный КПД, как считает генеральный директор Центрального котло-турбинного института Юрий Петреня, "существующие станции на суперсверхкритических параметрах пара значительно дороже и в строительстве, и в эксплуатации, срок их окупаемости превышает срок окупаемости станций со сверхкритическими параметрами пара, хорошо освоенными в России и в других странах".

В развитых странах, где в отличие от России цена на природный газ выше, чем цена на уголь, упор делается на опережающее развитие угольной энергетики: после некоторого снижения этого сегмента энергорынка в 80-х годах прошлого века с середины 90-х годов начался его непрерывный рост. Современные технологии сжигания угля вкуче с развитой системой логистики, связанной с обогащением, складированием и доставкой обогащенного энергетического угля, привели к тому, что киловатт, вырабатываемый на угле, оказывается дешевле, чем получаемый на нефтегазовом топливе. Поэтому угольная энергетика занимает во многих странах преимущественное место в теплоэнергетике и тянет за собой развитие технологий угольной промышленности в целом. В России сложилась парадоксальная ситуация: страна обладает четвертью промышленных мировых запасов угля, при этом его доля в энергобалансе составляет всего пятую часть. Причины такого дисбаланса кроются не только в «разрушение угольной отрасли» в постсоветское время. Во многом это следствие энергетической стратегии, сложившейся на рубеже 60-70 годов, когда после открытия крупнейших неф-

тегазовых месторождений в Западной Сибири советское руководство взяло курс на приоритетное развитие нефтегазового комплекса. Другая важная причина, обусловившая современное состояние отечественной угольной энергетики – практически безальтернативная ориентация на развитие пылеугольных факельных котлов, работающих на так называемых проектных углях (подробнее о технологиях сжигания в последней части этой главы обзора).

Уже с 70-х годов западные страны стали ориентироваться на использование обогащенных углей. Энергетические угли разных месторождений обогащали, создавали зоны складирования и смешивания и затем поставляли на станции, а в СССР продолжали строить крупные ТЭС, запроектированные под использование низкокалорийных, высокозольных и влажных углей либо в местах их разработки (как на Канско-Ачинских разрезах) или на территориях с концентрированной тяжелой промышленностью (к примеру, на Урале). Необходимость сжигать то, что с точки зрения европейского энергетика можно назвать топливом лишь условно, привело к созданию эффективных отечественных технологий пылеугольного факельного сжигания, востребованных и сегодня, о чем в частности говорят победы в международных тендерах на возведение новых угольных электростанций. С другой стороны, использование углей определенного типа стала бомбой замедленного действия в тех случаях, когда поставка таких углей становилась проблематичной из-за закрытия шахт, или с ослаблением экономических связей, либо из-за обеднения пластов угольных месторождений и вставал вопрос о поиске взаимозаменяемых непроектных углей.

Эксперты считают, что в дальнейшем "реконструкция старых проектных ТЭС, в том числе и под непроектные угли может дать лишь небольшой рост выработки электроэнергии, но отказываться от нее в ближнесрочной перспективе не нужно".

В обозримом будущем на ввод "традиционных технологий факельного пылеугольного сжигания, ориентированных на использование высококалорийных обогащенных углей", придется наибольший объем новых мощностей, и "уже сейчас необходимо искать площадки под строительство новых эффективных котельных установок".

Что касается природных углей и низкосортных твер-

дых топлив, "будут применяться различные технологии сжигания, такие как сжигание угля в топках с циркулирующим кипящим слоем".

Постепенно будет увеличиваться число химико-энергетических комплексов, использующих различные схемы газификации угля с последующим сжиганием полученных продуктов в бинарном цикле парогазовых установок (ПГУ), а также ПГУ со сжиганием топлива в циркулирующем кипящем слое под давлением.

## Современное состояние российской угольной энергетики

В энергетическом балансе России уголь занимает значительно меньше места, чем в среднем в мире. Так согласно данным отчета организации World Energy Council за 2004 год, потребности мирового энергетического сектора в топливе (для производстве электроэнергии, тепла, промышленной энергетике) обеспечиваются углем на 25%, при этом угольные электростанции производят 38% мировой электроэнергии (по другим данным, до 42%). В России доли угля в энергобалансе в целом и в производстве электричества, в частности примерно равны и в том и в другом случае составляют, по различным статистическим отчетам, не более 18%.

По отчетным данным холдинга РАО «ЕЭС» России за 2004 год, уголь в качестве основного вида топлива использовался на 96 станциях, еще на 13 ТЭС он применялся наряду с газом или мазутом. Общая установленная мощность этих станций по состоянию на 01.01.2005 г. равнялась 47568 МВт, что составляет 39,3% от общей установленной мощности всех тепловых электростанций РАО. За 2004 год они выработали 197,0 млрд. кВт.ч электроэнергии, и 150,2 млн. Гкал тепловой энергии. Однако в структуре использования топлива на ТЭС холдинга уголь занимает лишь 28,1% (70,4 млн. т у.т.), 4,1% приходится на мазут, остальные 67,2 на газ. Доля угля в выработке электричества двух независимых ОАО-энерго – «Башкирэнерго» и «Татарэнерго» незначительна и составляет около 2%. Еще в одном независимом от РАО «ЕЭС» «Иркутскэнерго» угольные станции вырабатывают около 20% электричества (1970 тыс. кВт, остальные 8628 приходятся на ГЭС).

Между тем, угольная составляющая в энергобалансе СССР занимала значительное место примерно до 70-

х годов 20 века. По данным советского Госкомстата, доля угля в топливном балансе страны составляла в 1955 г. 66%, на ввод угольных станций приходилось более 90% от всех ТЭС вплоть до конца 60-х годов прошлого века. В том же 1955 году было пущено или достигнуто проектной мощности 15 угольных ТЭС.

В это время угольная энергетика, а вместе с нею и технологии сжигания углей интенсивно развивались. Тогда считалось экономически целесообразным строить большие электростанции около крупных угольных месторождений. Во-первых, вокруг месторождений всегда росла промышленность, которая использовала уголь на другие цели — на коксование для развивающейся рядом металлургической промышленности, на другие промышленные цели, да и сами угольные шахты потребляли немало энергии. Так Экибастузским разрезам привязаны Экибастузская ГРЭС-1 и ГРЭС-2. Позднее на разрезах Канско-Ачинского месторождения Березовская, Красноярская, Харанорская станции. Причем строились независимо от сортности угля: Приморская ГРЭС работает на углях Лучегорского месторождения, калорийность которых не превышала 2000 ккал, в мире такой уголь даже не считают за топливо для использования в факельных топках! Даже когда появлялись энергетические угли лучшего качества, чем дальневосточные или казахстанские, например типа Канско-Ачинских, на каждый определенный тип угля (проектный уголь, то есть уголь конкретного месторождения) создавался соответствующий котел со всем вспомогательным оборудованием.

Часть котлов рассчитывалась на работу с отходами, остававшимися, например, после коксования. Так, распоряжением Совмина начала 60-х Иркутская ТЭЦ-9 в качестве топлива должна была сжигать отсевы обогатительных фабрик Черемховского угольного разреза. Так что практически все строящиеся энергетические котлы могли работать лишь с конкретным углем из-за того, что диапазон взаимозаменяемости углей чрезвычайно узкий.

Над разработкой технологий для сжигания низкосортных углей работали известные институты: Всесоюзный (теперь Всероссийский) теплотехнический институт (ВТИ), Московский энергетический институт, старейшие в отрасли Энергетический институт им. Кржижановского и Центральный котлотурбин-

ный институт в Ленинграде (ЦКТИ), конструкторские бюро Подольского, Таганрогского и Барнаульского котельных заводов, которые специализировались главным образом на мощных котлах для большой энергетики, десятки других организаций. Ученые и конструкторы обеспечили быстрый переход от относительно небольших слоевых топок (в них уголь набрасывался ровными слоями на решетки, из-под которых подавался под давлением воздух) к эффективным, надежным и намного более мощным пылеугольным факельным котлам. Факельные технологии начали разрабатываться еще в конце 20-х гг. 20 века для сжигания твёрдого топлива в пылевидном состоянии в факельном процессе. В 40-60-е годы велось их совершенствование, с точки зрения организации топочного процесса для высокоэкономичного сжигания угля. Так, в ЦКТИ впервые разработали собственное ноу-хау организацию аэродинамических схем в нижней части топки нижнее дутье. Это позволило, с одной стороны, иметь полное выгорание топлива, с другой стороны больше свободы в конструировании горелок по соотношению скоростей потоков. Такие разработки давали возможность с высокой надёжностью и экономичностью использовать топливо пониженного качества и значительно повысить единичную производительность котлоагрегатов, чего как раз требовала быстро растущая советская тяжелая индустрия. При этом КПД таких котлов доходил до 91%. Благодаря этим разработкам в СССР строили крупные ТЭС, запроектированные под использование низкокалорийных, высокозольных и влажных углей. Другой стороной этого технологического прорыва стало то, что обогащением углей для энергетики не занимались вовсе, и в лучшем случае энергетический уголь сортировали.

В конце 60-х – начале 70-х годов в развитии советской угольной энергетики наступил перелом. Открытие гигантских нефтегазовых месторождений в Западной Сибири привело к тому, что был взят курс на приоритетное развитие нефтегазового комплекса. В конце 70-х годов была принята программа газового перевооружения энергетики, предусматривавшая в последующие 15-20 лет преимущественный ввод газовых электростанций. Советский Госплан задумал газовую паузу не только «для создания условий опережающего развития энергетики по сравнению с промышленностью, но и как маневр, позво-

лявший выиграть время для освоения эффективных и экологически безопасных технологий угольной и ядерной энергетики».

В 70-х-80-х годах еще предпринимались попытки развития прогрессивных угольных технологий, в том числе, сжигание низкокачественного топлива в кипящем слое. Эта технология позволяет эффективно сжигать даже сланцы, чья зольность превышает 60%. Начинали осваивать кипящий слой и в Союзе, что было связано с необходимостью сжигать еще более трудное топливо (антрацит, и бурые угли типа александрийского с 50% влажностью). Сначала дело коснулось небольших котлов коммунальной и промышленной энергетики. В Донбассе «Донстройавтоматика» под идейным руководством ЦКТИ реконструировала около 200 котлов со слоевой топкой, поменяв их на топки с технологией сжигания твердого топлива в кипящем слое.

В 80-х котлы с производительностью 420 тонн пара в час поставили в Павлодар (Казахстан), но так и не смонтировали. Лучшая судьба оказалась у котла БКЗ 420-140 КС, поставленного на Барнаульскую ТЭЦ-3. В итоге его достроили и пустили в 2003 году в опытно-промышленную эксплуатацию, и это пока единственный котел с кипящим слоем, работающий в большой энергетике. Была разработана и программа по вводу котлов с циркулирующим кипящим слоем – на Черепецкой и на Новомосковской станциях. Но сначала на растущем гребне применения мощных газовых станций с факельным сжиганием, а затем и с развалом Советского Союза технология кипящего слоя затухла.

В 1987-1991 гг. в СССР по государственной программе «Экологически чистая энергетика» ВТИ и ЦКТИ совместно с проектными институтами подробно проработали проекты нескольких ПГУ с кипящим слоем под давлением и с газификацией угля. В результате этой работы был сделан приличный научный технологический задел, который можно использовать и сегодня.

Постепенное снижение доли угля в энергетике страны достигло 20% в 1991 году, а целенаправленная модернизация российской энергетики с этого времени прекратилась более чем на десятилетие, хотя многие институты продолжали разработки по собственной инициативе, либо по заказам на реконструкцию работающих котлов. Заказы на новое оборудо-

вание шли со стороны частных компаний и уводили исследования в область локальной или промышленной энергетики.

## Технологии угольной энергетики

Правительственная «Энергетическая стратегия России на период до 2020 года» предписывает повышение энергетических мощностей тепловых электростанций преимущественно за счет ввода угольных ТЭС. При умеренном и оптимистический вариантах развития рост производства электроэнергии на ТЭС увеличится в 1,36-1,47 раз. При этом доля угля в структуре потребления топлива увеличится до 44.4%. Для роста доли российской угольной энергетики важную роль играют исследования в области совершенствования известных и разработки новых технологий производства электроэнергии и тепла. В этом направлении существуют три основные задачи:

- \* реконструкция старых станций с целью повышения экономической, технологической и экологической эффективности
- \* строительство новых угольных ТЭС на основе уже существующих технологий
- \* разработка и внедрение новых технологий сжигания твердых топлив.

### Реконструкция существующих станций

В СССР тепловые электростанции строили сериями: 200 (в МВт электрических), 300, 500, а к 70-м годам вышли на серию в 800 (два угольных блока по 800 МВт работает на Березовской ГРЭС), а также теплоэлектроцентрали с теплофикационными блоками мощностью 135, 180 и 250 МВт. Энергоблоки 150, 200 и 300 строились в 50-60-х годах, то есть большей частью это станции, чей возраст превышает 40 лет. Важные узлы даже части более "молодых" энергоблоков 500-800 МВт вскоре исчерпают парковый ресурс и уже в ближайшее время потребуют серьезных ремонтно-восстановительных работ. По расчетам ряда отраслевых институтов, до 2015 года в России почти 70% мощности ТЭС подлежит реконструкции или замещению новыми агрегатами (на электростанциях РАО "ЕЭС" этим процедурам должно подвергнуться 50 ГВт установленных мощностей).

Эффективность наших тепловых станций по сравнению с западными крайне низка. Средний КПД пылеугольных блоков с параметрами пара 13 МПа, 540/540 °С составляет всего 34,5%, и 36% — на

сверхкритические параметры пара 24 МПа 540/540 градусов, в то время как за рубежом он повсеместно превышает 42-44%. В среднем удельный расход тепла на пылеугольных энергоблоках сверхкритических параметров пара ниже, чем на энергоблоках докритических параметров на 4,2%. Для пылеугольных блоков докритических параметров пара доля затрат мощности на собственные нужды составляет примерно 7%, а для энергоблоков сверхкритических параметров — 5%. Только повышение эффективности тепловой схемы и оборудования могло бы увеличить КПД станций в среднем на 5%.

Перевод газовых станций для работы на угле

Для более быстрого повышения доли угольной энергетики некоторые специалисты-угольщики предлагают рассмотреть возможность перевода электростанций, запроектированных изначально для работы на угле, но переоборудованных для эксплуатации на природном газе для обратного использования угля. Среди таких станций называют Йошкар-олинскую ТЭЦ, Костромскую ТЭЦ-2, Ново-Свердловскую ТЭЦ, Псковскую ГРЭС, Ульяновскую ТЭЦ-2, Челябинскую ТЭЦ-3. Однако им оппонировать энергетики, считая, что "подобная реконструкция ни технически, ни экономически не целесообразна. Во-первых, "стаж" большинства этих станций уже превышает тридцать лет. Во-вторых, вспомогательное оборудование для подготовки угольного топлива — дробилки, мельницы, конвейеры — большей частью разукomплектовано и пришло в негодность. Небольшой процент прироста такая реконструкция даст, но высокой ценой". Кроме того, под реконструкцию предназначаются станции, работающие в европейской части России, и расстояние от которых до кузнецких угольных месторождений, уголь которых планируется использовать, превышает три тысячи километров. Общие вопросы модернизации котельных установок с пылеугольным сжиганием

Специалисты Всероссийского теплотехнического института предлагают при техническом перевооружении находящихся в эксплуатации угольных котлов блоков 300-500 МВт внедрять мероприятия, направленные на повышение эффективности тепловой схемы и оборудования и их надежности. В списке ВТИ перечислены следующие направления модернизации:

\* совершенствование тепловой схемы котла в соответствии с оптимальной тепловой схемой энергоблока,

\* газоплотное исполнение ограждений топочной камеры и конвективной шахты,

\* совершенствование аэродинамики топочной камеры для обеспечения равномерного тепловосприятия экранных поверхностей нагрева и бесшлаковочного режима, включая расширение зоны активного горения и оптимальное размещение на стенках топки устройств наружной очистки,

\* использование малотоксичных горелочных устройств с применением, преимущественно для каменных углей, подачи пыли в горелки с высокой концентрацией,

\* оптимизация гидравлической схемы парогенерирующей и пароперегревательной части тракта для уменьшения теплогидравлических разверток и гидравлических потерь, а также проведения пусков и разгрузок на скользящем давлении во всем тракте,

\* применение полнопроходных пусковых сепараторов или встроенных с верхним выходом пара, смягчающих теплосмены в пароперегревательных поверхностях нагрева при пусках,

\* применение оребренных водяных экономайзеров,

\* использование интенсифицированных и коррозионно-стойких поверхностей нагрева для воздухоподогревателей,

\* рациональное размещение средств наружной очистки конвективных поверхностей нагрева,

\* применение тягодутьевого оборудования высокой экономичности с частотным регулированием,

\* применение мельниц-вентиляторов с электрическим торможением для бурых углей и среднеходных с динамическим сепаратором для каменных углей.

При техническом перевооружении энергоблоки должны оснащаться цифровыми автоматическими системами управления тепловыми процессами. Они необходимы для оптимальной эксплуатации всех элементов блока вне зависимости от режимов работы и достижения за счет оптимизации экономичности энергоблоков. Применение АСУ ТП в целом приводит к сокращению издержек производства за счет уменьшения износа оборудования, увеличения его ресурса и периодов между ремонтами и сокращения количество обслуживающего персонала.

Уже эти мероприятия позволят увеличить экономичность угольных энергоблоков на 10-12%, а их КПД — на 4,5-6,7% (конечно, при одновременном совершенствовании турбогенераторного блока) и довести

с 37-38% до 42-44 процентов. Другой путь увеличения эффективности работы котлов повышение параметров пара до сверх- и суперсверхкритических. Угольные энергоблоки мощностью 150 и 200 МВт (и часть старых 300 МВт) могут также быть модернизированы с помощью технических мероприятий, разработанных для более мощных блоков. Но экономически целесообразнее их заменять новыми блоками мощностью 300-500 МВт или более с суперкритическими параметрами пара, используя уже существующую инфраструктуру станции.

## Переоборудование проектных станций под использование других углей

Интервьюируемые специалисты предостерегают от необдуманного переоборудования проектных станций под другие угли. Самый яркий пример – реконструкция Рязанской ГРЭС конца 90-х годов. Она строилась с расчетом на сжигание подмосковных углей, но со временем из-за кризиса в угольной отрасли станция была вынуждена перейти на сжигание бурого угля Канско-Ачинского бассейна. Дальнепривозные угли сегодня преобладают в структуре топливного баланса РГРЭС и сейчас составляют более 53%, и большую часть в их цене занимает транспортная составляющая. Подмосковный бурый уголь остается вторым по значимости в топливном балансе РГРЭС, его доля составляет 35,5%. Стоимость тонны условного топлива этого вида в 1,9 раза ниже, чем у Канско-Ачинских углей: себестоимость добычи подмосковного угля довольно высока, но из-за расположения шахт транспортная составляющая ниже. Сибирские угли по большинству параметров превосходят подмосковный уголь: их теплоемкость вдвое превышает теплоемкость подмосковного, имеет 6-процентную зольность вместо 30%-ной. Однако в составе этой золы 40 с лишним процентов оксида кальция, который в ходе химических реакций горения связывается с оксидом серы и водой, в результате чего получается гипс, образующий прочные отложения на поверхностях нагрева. В результате в одно время 300-мегаваттные блоки были перемаркированы под 260 МВт, увеличилось число остановов на очистку котлов от гипсовых отложений, и даже после дорогостоящей реконструкции экономические показатели оказались хуже, чем на станциях, продолжающих работать на проектных углях. Так Кар-

мановская ГРЭС потребляет 330 грамм условного топлива на киловатт/час, Рефтинская — 344 грамм, а Рязанская – 385. Кроме того, увеличился расход электроэнергии на собственные нужды, на Рязанской ГРЭС, он составляет больше восьми процентов, в то время как на других угольных станциях он составляет пять процентов.

## Низкоэмиссионная вихревая технология

Ситуацию на двух угольных котлах П-59 (мощность каждой 300 МВт) Рязанской ГРЭС удалось значительно улучшить после внедрения инновационной ВИР-технологии (внедрение, инновация, реконструкция), предложенной ООО «Политехэнерго» (г. Санкт-Петербург) в 2001-2003 годах. Эта технология – дальнейшее развитие низкотемпературного вихревого метода сжигания, который начали разрабатывать под руководством проф. В. Померанцева еще в 50-х годах (ЦКТИ, Ленинградский политехнический институт). Компания «Политехэнерго» на основе современных приемов аэродинамики создала низкоэмиссионную вихревую технологию для котельных агрегатов с традиционным пылеугольным методом сжигания топлив. Схема ВИР-процесса представлена на рисунке 8. "Идея очень простая. Воздух подается и с углем сверху и снизу. Угольная крошка (не пыль) поддерживается вихревым потоком, который одновременно является и источником кислорода и поддерживает уголь в висающем положении. По сути это кипящий слой без решетки. В целом получаем хороший КПД, так как не нужна угольная мельница, а топливо поступает в топку сразу после дробилки и крупного помола, соответственно экономится электроэнергия на собственные нужды. До Рязанской ГРЭС технология была опробована на Интинской ТЭЦ и Воркутинской ТЭЦ-2, Владивостокской ТЭЦ-2. ВИР-технология может служить очень эффективным вариантом модернизации проектных (и строительства новых) станций при переходе на другие угли при одновременном снижении оксидов азота и серы выбросов. Так, мало затратная реконструкция котлов на Рязанской ГРЭС и опыт их последующей эксплуатации доказали возможность промышленной технологии сжигания практически любых видов бурых углей в одном топочном устройстве в бесшлаковом режиме с высокими технологическими показателями. Другими словами ВИР-технология позволи-

ла котлам Рязанской ГРЭС стать «всеядными» и сжигать практически любые виды углей с хорошими показателями эффективности. Технология обеспечивает сжигание сильношлакующих топлив при работе котла на номинальной нагрузке. К главным достоинствам вихревой технологии сжигания относятся ее улучшенные экологические показатели, гарантированное обеспечение устойчивого воспламенения и горения твердых топлив без подсветки газом и мазутом, устранение шлакования. По результатам 7000 часов работы энергоблоков 300 МВт Рязанской ГРЭС наилучшие показатели были получены на березовских углях, сжигание которых до реконструкции требовало остановов котельного агрегата для расшлаковки каждые 2-3 недели. Одновременно значительно снижены уровни эмиссии NOx и SO<sub>2</sub> и повышен КПД котлов на 2-3%.

В последние годы «Политехэнерго» сделало еще один серьезный шаг в развитии своих технологий. Сейчас на Назаровской ГРЭС (Красноярский край) находится в подконтрольной эксплуатации единственный котел, который работает вообще без пылеугольных мельниц. Котел реконструировали с целью перевода котла с жидкого шлакокоудаления на сухое с одновременным повышением показателей (надежности, экономичности и экологической безопасности). При реконструкции были сохранены уже существовавшие тягодутьевые средства, а сам котел переведен на сжигание дробленого назаровского угля, размер частиц которого составляет 80-100 мм. То есть, станция работает без мельничных устройств. Для безэрозийного и беспровального режима работы топки была разработана оригинальная конструкция дефлекторно-соплового устройства. В топочной камере ярко выражены две зоны горения: вихревая с большой концентрацией циркулирующего топлива, стабилизирующего воспламенение, и прямоточная дожигательная, которая делает работу топочного устройства маловосприимчивой к любым возмущениям — обрывам топлива, изменениям его качества. Безмельничное сжигание канско-ачинских углей перспективно и для использования на ТЭС, особенно при переводе на другой тип углей, например, экибастузского на канско-ачинский.

Специалисты Рязанская ГРЭС, Красноярскэнерго, АЭК Комиэнерго, Фирма ОРГРЭС, ВТИ, УралВТИ, СибВТИ и ЗИОМАР, принимавшие участие во вне-

дрении ВИР-технологии на различных котлах, считают, что низкоэмиссионная вихревая технология может быть использована для модернизации котлов электростанций Урала, Сибири и Приморья, нуждающихся в бесшлаковочном сжигании широкой гаммы углей. Расширение объемов внедрения этой технологии значительно увеличит ресурс старых котельных установок и обеспечит их работу на непроектных топливах с высокими технологическими показателями в широком диапазоне нагрузок.

### Использование водо-угольного (водо-дисперсионного) топлива

К инновационным технологиям в угольной энергетике можно отнести и технологию прямого сжигания водо-угольного топлива (ВУТ), по сути нового вида экологического энергоносителя на основе угля. Необходимо отметить, что это чисто российское ноу-хау.

Американцы также используют водо-дисперсионную смесь, но исключительно в транспортных целях: доставив смесь в район ТЭС, они высушивают уголь и уже после этого сжигают. В России умеют эффективно сжигать такую смесь именно как топливо.

Водо-угольное топливо представляет собой дисперсную систему, состоящую из тонко измельченного угля, воды и реагента-пластификатора. Это топливо выгодно отличается высокой экологичностью, стабильностью и пластичностью. Экономические преимущества при использовании ВУТ: стоимость одной тонны условного топлива снижается в 2 и более раза на 15-30% падают эксплуатационные затраты на хранение, транспортировку и сжигание топлива. Кроме того в три раза снижаются капитальные затраты при переводе ТЭЦ и ГРЭС со сжигания природного газа и мазута на водо-угольное топливо. При этом окупаемость затрат на внедрение ВУТ составляет 1-2,5 года.

ВУТ способен эффективно заменить природный газ и мазут в большой электроэнергетике. При сжигании водоугольной суспензии вместо мазута и сухого угля выбросы вредных окислов азота снижаются в 1,5 раза, оксидов углерода в 2 раза, а бензопирена в 5 раз. По сравнению с топливным мазутом экономия затрат, по данным академика РАН К.Н. Трубецкого, достигает 8 долл./т у.т. при одновременном снижении транспортных издержек (по сравнению с железнодорожным транспортом) в 1,5 раза.

В конце 1980 годов был построен опытно-промышленный 264-километровый углепровод Белово-Новосибирск производительностью 3 млн. т ВУТ в. В течение 1989-1993 годов проводились комплексное опробование и эксплуатация углепровода. На Новосибирскую ТЭЦ-5 Новосибирска по трубам было доставлено более 350 тысяч тонн водо-угольного топлива и доказана эффективность всех технологических звеньев гидротранспортной системы. Но в 90-х, несмотря на усилия разработчиков и Минтопэнерго, проект затормозился.

Сейчас работы по разработкам водо-угольного топлива и проектированию установок для его использования идут в компании «Экотехника» (г. Новокузнецк), а также в московских Корпорации «Компомаш» и НПО «Гидротрубопровод» (г. Москва). Эти организации выполнили НИОКР по улучшению ряда технических показателей ВУТ и устройств по его созданию. Был разработан автоматизированный экспресс-метод определения гранулометрического состава углей в ВУТ. Опробована технология приготовления ВУТ на аппаратах волновой вибротехники, разработаны присадки к ВУТ. «Экотехника» удалось в частности значительно снизить энергоёмкость приготовления суспензии, получить новые, очень эффективные, доступные и дешёвые реагенты-пластификаторы, разработать более надёжную технологию транспортирования. Создан испытательный стенд, позволяющий подобрать и сертифицировать желаемый сорт водо-угольного топлива по заявке заказчика. Корпорация «Компомаш» разработала аппарат одноэлектродного плазменного розжига и поддержания постоянного горения композиционного топлива, с расходом электроэнергии не выше 300 Вт/ч.

В основе процесса приготовления лежит механохимическая активация, в ходе которой разрушается структура угля. Уголь как бы распадается на отдельные органические и минеральные составляющие, но уже с активной поверхностью частиц твёрдой фазы. Исходная вода также претерпевает ряд превращений, в результате чего образуется химически активная дисперсная среда, насыщенная компонентами ионного и катионного вида. Важнейшей особенностью ВУТ возможность производства его со свойствами, задаваемыми потребителем, для конкретных, в том числе, действующих агрегатов. Дисперсная

среда, выполняя роль промежуточного окислителя, практически на всех основных стадиях его горения активизирует поверхность частиц твёрдой фазы. Поэтому воспламенение распыленных капель начинается не с воспламенения летучих или паров, а с гетерогенной реакции на их поверхности, в том числе с водой и водяным паром. Активация поверхностных частиц капель приводит к снижению температуры воспламенения ВУТ по сравнению с воспламенением угольной пыли: для топлив из антрацита – в 2 раза, из угля марок Г и Д – в 1,5-1,8 раза, а для топлив из бурых углей она снижается до 300-325 °С.

Воспламенение водно-угольного топлива при правильной организации процесса горения начинается сразу же после его распыления на срезе форсунки. Процесс горения ОВУТ характерен высокой полнотой выгорания топлива (98-99,7). В связи с особенностями процесса горения, протекающими в полувосстановительной среде при относительно высоких концентрациях водяного пара, топливо сгорает без выбросов продуктов монооксида углерода, вторичных углеродов, сажи и канцерогенных веществ. Резко сокращается образование и выбросов твёрдых частиц микронных фракций (до 80-95%), оксидов серы (до 70-85%) и оксидов азота (до 80-90%).

Основной способ сжигания ВУТ – камерное сжигание. Единственное условие, затрудняющее его реализацию, — необходимость обеспечения температуры газов в зоне воспламенения не менее 800-900° С (при антраците – 1000°С). Тепловая стабилизация зоны воспламенения во время розжига может быть обеспечена мазутным или газовым факелом, дугой плазматрона или другими методами. Этот способ отработывался на Беловской ГРЭС в Кузбассе, в котлах ТЭЦ-5 г. Новосибирска.

При сжигании ВУТ в кипящем слое в энергетических котлах, переоборудованных для применения этого способа, достигается успешное применение высокозольных смесей до 80-90% (по сухому углю). Сжигание в кипящем слое отработано на примере котла НР-18 котельной с. Ульяново Московской области. В начале 2000 г. котел сдан в постоянную эксплуатацию. Способ сжигания ВУТ над слоем горящего угля отработан на Анжерской ТЭС и в котельной шахты «Инская» в Кемеровской области.

Новое топливо уже сейчас конкурентоспособно и по отношению к потребляемому углю, и по отношению

к жидкому и газообразному топливам. Стоимость ВУТ готового для прямого использования, в расчете на тонну условного топлива, ниже стоимости мазута в 2-4 раза и не превышает 15-20% цены исходного угля на месте его добычи.

Водно-угольное топливо готово для прямого использования в котлах и печах и не требует специальной топливоподготовки перед его сжиганием. Оно обеспечивает работу котлов в расчетных режимах даже при изменении качества поставляемого исходного угля. Технологии производства, хранения, транспорта и использования ВУТ относительно просты и могут быть полностью автоматизированы, они безотходны и экологически чисты. Использование водно-угольного топлива на ТЭС снимает вопросы взрыво- и пожароопасности топлива, исчезают проблемы очистки поверхностей нагрева от отложений, а также проблемы улавливания летучей золы микронных фракций.

Интерес к технологии его приготовления и использования в настоящее время проявляют владельцы небольших коммунальных и промышленных котельных, а также угледобывающие компании. В частности, по заказу Управляющей угольной компании «Прокопьевскуголь (г. Прокопьевск) в текущем году НПЦ «Экотехника» ведет строительство котельной на шахте «Тырганская» с установкой паровых котлов КЕ-10, работающих на ВУТ. При эффективных результатах ее эксплуатации компанией планируется строительство группового пункта для приготовления и подачи ВУТ на все котельные города. Кроме ожидаемого эффекта от ликвидации угольных складов у котельных, грязных выбросов из дымовых труб, не говоря уже об улучшении труда кочегаров, внедрение ВУТ позволит использовать угольные отложения всех хвостохранилищ района и ликвидировать экологическую загрязненность города. В перспективе владельцем шахты ОАО «Белон» в период реконструкции шахты в ближайшие годы, на базе котельной проектируется построить теплоэлектростанцию мощностью 25 МВт, работающей на ВУТ с использованием отходов углеобогащения.

Использование ВУТ пока не нашло себе места в большой энергетике. В свое время для сжигания такого топлива ОАО ТКЗ «Красный котельщик» реконструировал работающие и спроектировал новые котлы ТПЕ-214 производительностью 670 т/ч к блокам

200 МВт на Новосибирской ТЭЦ-5. Сейчас без серьезных инвестиций можно было бы переоборудовать еще несколько станций — например Беловскую ГРЭС, Томь-Усинскую ГРЭС. Хотя затраты на производство одного МВт электроэнергии, по данным ФГУП ЦНИЭИуголь, с использованием ВУТ при транспортировке его углепроводами, ниже расходов на пылевидное сжигание угля, доставленное железнодорожным транспортом, особенно на дальние расстояния (при дальности доставки на 100 км до 12%, при 1000 км — 22-32%, 4000 км — 47-65%), углепроводы не строятся и водо-угольное топливо на действующих ТЭС не используется. Для замены водно-угольным топливом сухого угля, газа или мазута, необходимы крупные первоначальные капиталовложения, особенно на первом этапе внедрения его в промышленное использование.

Инновационные проекты, повышающие экологическую эффективность пылеугольных котельных установок

Известно, что там, где для выработки энергии используется процесс сжигания топлива, образуются оксиды азота (NOx). Угольные котлы выбрасывают на кубометр дыма до нескольких граммов таких соединений, газовые — до 400 миллиграмм. Годовой же выброс NOx только в России закаливает за 1,7 млн. тонн. Попадая в воздух, оксиды азота вступают в реакцию с содержащимися в нем примесями и образуют многочисленные токсичные соединения, многие из которых проливаются нам на головы в виде пресловутых кислотных дождей. При увеличении доли угля в структуре потребления топлива до 44,4% (согласно Энергетической стратегии России на период до 2020 г.) удельные выбросы оксидов азота могут увеличиться на 70%. Чтобы придерживаться жестких требований, предъявляемых ГОСТом Р 50831-95 за котельными установками, сжигающими пылеугольное топливо, необходимо использование новых технологий сжигания и эффективных ГОСТом азотоочистных технологий. Ряд новых разработок помогает выполнять регламентируемые экологические нормы.

Различные модификации технологии ступенчатого сжигания твердого топлива

Таганрогский котельный завод «Красный котельщик» совместно с «Сибтехэнерго» разработал на базе котла ТПЕ-214 и поставил на Новосибирскую

ТЭЦ-5 котел с многоступенчатой схемой сжигания углей марок «Г» и «Д». Ступенчатость создается по горизонтали и вертикали в зоне горелок, а также — в восстановительной зоне выше горелок с использованием в качестве восстановителя природного газа. Аэродинамика в топке, проверенная на модели, организована так, чтобы во всех режимах работы котла избежать шлакования экранов. Ввод котла ТПЕ-214 Новосибирской ТЭЦ-5 в эксплуатацию позволит получить опыт максимально возможного снижения выбросов NOX при камерном сжигании углей с высоким содержанием азота в топливе.

Для сжигания низкорекреационных углей Кузбасса (смеси «Т» и «СС») таганрогские котельщики поставили на Кемеровскую ГРЭС модернизированный котел ТП-87М с организацией трехступенчатого сжигания угля в условиях жидкого шлакоудаления. В нем используется транспорт пыли высокой концентрации ППВК, применены горелки с пониженным выходом NOX и специальные пылегазовые горелки для создания восстановительной зоны выше основных горелок с минимальным использованием природного газа (3 – 5%). Для сжигания тощих кузнецких углей ТКЗ совместно с ВТИ занимается реконструкцией котлов ТП-80 и ТП-87, а также котлов ТПП-210А на ТЭЦ-22 Мосэнерго, в которых также применяется ППВК и трехступенчатое сжигание с использованием в качестве восстановителя природного газа.

Для углей Дальневосточного региона разработан проект малозатратной реконструкции котла ТПЕ-215 с применением в нем двухступенчатого сжигания.

Для углей Канско-Ачинского бассейна ТКЗ совместно с ЦКТИ и СибВТИ разработал и поставил на Красноярскую ТЭЦ-2 котел паропроизводительностью 670 т/ч (ТПЕ-216), в котором применена трехступенчатая схема сжигания с использованием в качестве восстановителя угольной пыли. Применены специальные мероприятия по защите экранов от шлакования: подача обедненной топливом смеси через сопла горелки со стороны экранов топки, воздушное дутье вдоль экранов в восстановительной зоне и обеспечение температуры газов в зоне активного горения не более 1250° С за счет дополнительной подачи 10% газов рециркуляции с вторичным воздухом. Заложенные в проекте технологические мероприятия (организация низкотемпературного сжига-

ния и повышенное содержание окиси кальция в золе) позволяют не только обеспечить выбросы NOX на уровне 220-300 мг/м<sup>3</sup>, но и выбросы SO<sub>2</sub> не более 400 мг/м<sup>3</sup>.

Подольский машиностроительный завод им. Орджоникидзе с налаженными организациями Сибири и электростанциями Кузбассэнерго реконструировал котлы 200 МВт, работающие на высореакционных углях марок Г и Д. Внедрение метода упрощенного трехступенчатого сжигания позволило значительно снизить выбросы оксидов азота в атмосферу.

СибВТИ с АО «Сибэнергомаш» разработал проект опытно-промышленного котлоагрегата со ступенчатым сжиганием Канско-Ачинских углей, с высокотемпературным подогревом угольной пыли, с установкой рукавных тканевых фильтров для улавливания золы, оксидов серы и азота. Этот котел по сравнению с традиционными котлами обладает повышенной экологической эффективностью. Показатели по выбросам загрязняющих веществ удовлетворяют нормативным требованиям по оксидам азота – не более 0,2-0,225 г/нм<sup>3</sup>, оксидам серы – не более 0,3-0,4 г/нм<sup>3</sup> и золы – не более 0,05 г/нм<sup>3</sup>. Этот проект должен быть внедрен на Минусинской ТЭЦ, где смонтируют опытно-промышленный котел паропроизводительностью 500 т/ч, предназначенный для промышленной проверки, отработки и демонстрации технических решений, которые будут широко применяться в котлах, предназначенных для сжигания Канско-Ачинских углей. СибВТИ продолжает научно-исследовательские и проектно-конструкторские работы по данному проекту.

Внес свою лепту в повышение экологической эффективности и Барнаульский котельный завод, который совместно с НПО ЦКТИ на нескольких котлах внедрил систему нижнего дутья. Такое техническое решение позволяет сжигать более грубую угольную пыль и снижает выбросы NOx.

Ступенчатое сжигание топлива в различных его модификациях является универсальным средством значительного уменьшения выбросов NOX, но для некоторых видов топлива с повышенным содержанием азота применение этого способа даже в комплексе с другими внутритопочными мероприятиями может быть недостаточным для достижения требований нормативов для каменных углей и топок с твердым шлакоудалением 350 мг/м<sup>3</sup>. В этом случае целесооб-

разно применение метода подавления NOx с последовательным объединением трехступенчатого сжигания и селективного некаталитического восстановления (СНКВ) NOx.

## Метод селективного некаталитического восстановления (СНКВ)

Эту технологию разработали специалисты Тольяттинской ТЭЦ ОАО Самараэнерго вместе с коллегами из Всероссийского теплотехнического института, Института химической физики им. Н. Семенова РАН, ОАО Таганрогский котельный завод «Красный котельщик» и «Машиностроительного завода "ЗИО-Подольск"». Ее инновационность не ограничивается применением в угольной сфере, технология годится и для других котлов, где сжигается углеводородное сырье.

На Западе в традиционных факельных топках снижение вредной эмиссии оксидов азота идет за счет применения разработанной в Японии и широко используемой теперь за рубежом крайне дорогостоящей технологии селективного каталитического восстановления (СКВ). Ее суть в том, что соединения азота при высокой температуре в присутствии аммиака и катализаторов разлагаются до молекулярного азота и воды. В СССР была также запланирована программа снижения выбросов оксидов азота угольными ТЭС за счет широкого использования именно этой технологии. Однако экономический кризис в новой России в начале 90-х годов перечеркнул намеченные планы. Между тем проблема осталась. Еще большее звучание она приобрела в контексте «Энергетической стратегии России до 2020 г.», которое предлагает увеличение производства электроэнергии на угольных ТЭС. Если стратегия обретет реальные очертания, то без оснащения котлов высокоэффективными азотоочистными установками эмиссия NOx увеличится на 56-70%, что приведет к загрязнению атмосферы до уровня опасного для здоровья населения. Использование только улучшенных топочных технологий позволит снизить ежегодные валовые выбросы NOx к 2020 г. на 266-290 тыс. т., но чтобы не усугубить экологическую ситуацию по сравнению с 2000 г. необходимо уменьшить эти выбросы на 713-777 тыс. т.

Повсеместное применение СКВ-технологий потребует инвестиций в объеме не менее 4-\$ млрд. В Рос-

сии разработано альтернативное малозатратное решение этой проблемы за счет применения комплексной технологии глубокой очистки (до 80-85%) дымовых газов ТЭС с использованием метода селективного некаталитического восстановления. Эту технологию удалось создать на основе сочетания вновь разработанного и защищенного патентами оригинального процесса селективного некаталитического восстановления (СНКВ), который может быть реализован на любых действующих и вновь вводимых котлах, а также усовершенствованных методов малотоксичного сжигания. За рубежом на котельных установках мощностью более 50 МВт использовать процесс СНКВ не удалось из-за отсутствия технологических и газодинамических решений, связанных с отсутствием математического описания этого сложного химического процесса, а также в связи с нерешенными проблемами по раздаче аммиака с учетом конструктивных особенностей котла. В России такое математическое описание удалось создать благодаря выполненным в течение длительного времени исследованиям по выявлению основных элементарных стадий взаимодействия оксидов азота с аммиаком и изучению кинетических параметров ранее не изученных радикальных реакций. Были проведены расчетно-теоретические и стендовые газодинамические работы по разработке технологических основ раздачи аммиака, обеспечивающих достаточно полное перемешивание пароаммиачных струй с дымовыми газами в газоходе котла. Выбор отверстий перфорации в раздающих трубах решалась на основе полуэмпирической теории перемешивания турбулентных струй с поперечным потоком и использованием разработанной программы расчета температуры раздающих труб с учетом уравнений движения пара с переменным расходом и теплопередачи от дымовых газов к пару через стенку трубы. Необходимая равномерность распределения аммиака по сечению газохода достигается выбором шага между отверстиями по длине раздающих труб и размеров отверстий в трубах.

Основные технико-экономические преимущества разработанной комплексной технологии по сравнению с технологией СКВ: высокая маневренность, не требуется новых производственных площадей в здании котельной, малые металлоемкость и капитальные затраты, пригодность для любых топлив, воз-

возможность сооружения установок силами ТЭС, малый период останова котла для монтажа установки, малый объем строительных работ. Важно отметить, что при использовании разработанной технологии не происходит окисления диоксида серы до более токсичного серного ангидрида. Развитая методология проектирования раздающего устройства экспериментально обоснована на примере котлов ТП-87 Тольяттинской ТЭЦ, БКЗ-160-100ГМ Кировоградской ТЭЦ и ТПП-210А Змиевской ГРЭС.

Внедренные на Тольяттинской ТЭЦ промышленные автоматизированные азотоочистные установки доказали, что эффективность СНКВ-процесса при очистке от NOx достигает 71-72%. Принципиально важно, что эта эффективность очистки может достигаться и при низких концентрациях NOx в очищаемых газах, что имеет принципиальное значение при сочетании СНКВ с топочными технологиями.

Комплексная технология глубокой очистки дымовых газов с использованием метода СНКВ найдет широкое применение, в первую очередь, на угольных ТЭС, выбросы NOx на которых достигают 64,5% от суммарной эмиссии теплоэнергетики. Инвестиции на внедрение этой технологии с эффективностью 80-85%, обеспечивающей достижение жестких нормативных выбросов оксидов азота развитых стран, не превышают 6-16 \$/кВт, что в 8-4 раза ниже, чем при использовании СКВ-установок. Разработка технологии глубокой очистки дымовых газов — СНКВ-технологии удостоилась одной из премий правительства РФ в области науки и техники за 2004 год.

## Создание новых электростанций Новые станции со сжиганием угля в факеле

Как считают опрошенные специалисты, в ближайшие 15-20 лет большая часть вводимых мощностей придется на котлы с факельным сжиганием обогащенного угля (часть из них — с суперсверхкритическими параметрами пара). Часть мощностей будет введено, в первую очередь в промышленной и локальной энергетике — за счет котлов с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС). После 2015 года вместе с факельными и котлами с кипящим слоем, начнут вводиться парогазовые установки ЦКС под давлением и ПГУ с газификацией. В общих чертах это совпадает с прогнозами международных организаций. Так World Energy Council считает, что мазутные паровые

энергоблоки будут применяться до 2025 г., газовые — до 2035 г., а угольные — до 2060 г., при этом предполагается, что массовое внедрение станций парогазовых установок ЦКС под давлением и ПГУ с газификацией начнется лишь после 2025 года.

Отдаление ввода угольных ТЭС с комбинированным циклом на 20 лет опрошенные объясняют большими трудностями с их созданием по сравнению с обычным пылеугольным блоком — к тому же альтернативные варианты требуют больших инвестиций, сложнее в эксплуатации и не дают значительного преимущества в КПД.

Классический процесс сжигания углей в пылеугольных котлах не потерял своей привлекательности. Для дальнейшего повышения КПД до 45%-50% не стоит вносить существенные изменения в эти хорошо освоенные технологии, а следует, к примеру решать проблемы применения новых материалов в уже разработанных узлах и агрегатах.

Серьезного увеличения КПД угольных (и других тепловых) ТЭС можно добиться только за счет повышения параметров пара. Это касается и модернизации старых, и конечно возводимых вновь станций. Рост давления пара с промышленно освоенных 24-25 до 29-32 МПа и температуры его перегрева с 540 до 580-620°C дает снижение расхода топлива на 4-6% и увеличивает КПД в проектах на каменном угле с нынешних 34-36% примерно до 47% в пылеугольных котлах, считают в ВТИ. Конечно, повышение эффективности достигается не только за счет повышения параметров пара (вклад составляет около 5%), но, в первую очередь, благодаря повышению КПД турбины (до 4.5%) и котла (2.5%).

Известно, что работы над созданием факельных энергоблоков с суперсверхкритическими (ультрасуперкритическими (USC) — в западной терминологии) параметрами пара начались в середине прошлого века в США и СССР. Созданный в нашей стране задел был ориентирован на температуру пара 650°C и широкое использование аустенитных сталей. Небольшой опытный котел с такими параметрами и давлением пара 30 МПа проработал с 1949 г. на экспериментальной ТЭЦ ВТИ свыше 200 тыс. часов. К.А. Раковым в ВТИ были проработаны возможности создания котла с параметрами пара 30 МПа/700°C. Энергоблок СКР-100 на Каширской ГРЭС с котлом ПК-37 паропроизводительностью 720

т/ч и турбиной на 30 МПа/650°C наработал в 1969 г. свыше 30 тыс. часов. Работы над этим энергоблоком подтвердили возможность создания блока мощностью 300-525 МВт с подобными характеристиками и с КПД около 46% уже в ближайшие годы.

Уровень температуры перегретого пара ограничивается пределом, допустимым для ферритных сталей (9-12% хрома), которые используются для изготовления неохлаждаемых деталей: горячих коллекторов и паропроводов, клапанов, роторов и корпусов турбин. В ближайшей перспективе это 600-610°C. Освоенным в России материалом такого класса является сталь ЭИ-756, по которой уже имеется опыт длительного применения. Применение более дорогих материалов даст увеличение стоимости 600-800-мегаваттных блоков примерно на 2,5% при повышении КПД с 43 до 45% и дороже на 5,5%, если повышать эффективность до 47%.

В России имеется база для разработки и создания собственной конструкции энергоблоков нового поколения. Для технического перевооружения с заменой оборудования и сооружением новых ТЭС в России потребуются пылеугольные блоки на суперсверхкритических параметрах пара 30 МПа 600/600°C с внедрением технических решений, направленных на повышение экономичности, надежности и маневренности с ориентировочным кпд 46-48% против значений кпд 36% у ныне действующих пылеугольных блоков на стандартные сверхкритические параметры пара. При этом не только экономится топливо, и уменьшаются транспортные расходы, но и улучшаются экологические характеристики оборудования из-за уменьшения вредных выбросов и CO<sub>2</sub> на выработанный кВт ч.

В ВТИ с участием «ЗиО-Подольск», Ленинградского металлического завода и Московского энергетического института разработаны технические решения по созданию основного оборудования этого блока для перспективных видов твердого топлива страны: каменных углей Кузнецкого бассейна и бурых углей КА-ТЭК'a. Подготовлены технические задания, согласованные с котло- и турбостроительными заводами на котельную установку, турбину и энергоблок в целом. В связи с выработкой ресурса основного оборудования действующих блоков и увеличением доли сжигаемого твердого топлива в энергетике пилотный экземпляр этого блока мог бы быть внедрен уже в 2010г.

16 котлов с такими параметрами (энергоблоки 380-1050 МВт с давлением свежего пара 24-30 МПа и перегревом до 580-610°C) работают во всем мире: в основном в Дании, Японии (на каменном угле) и Германии (на бурых углях). Мощность КПД лучших японских и немецких блоков находится на уровне 45-46%, датских, работающих на холодной циркуляционной воде с глубоким вакуумом, — на 2-3% выше. Сейчас в Евросоюзе в рамках программы Termiproject идет разработка пылеугольного энергоблока с максимальной температурой пара выше 700°C с давлением 37.5 Мпа (циклом с двойного промежуточного перегрева до 720°C при давлениях 12 и 2.35 Мпа). Выйти на эти параметры намечено к 2015 г., КПД энергоблока должно составить свыше 50% и может достичь 53-54%, еще через 20 лет КПД достигнет 55% при температурах пара до 800°C. Стоит, впрочем, отметить, что многие считают гонку за такими параметрами не оправданной экономически. Несмотря на повышенный КПД существующие станции на суперсверхкритических параметрах пара значительно дороже и в строительстве и в эксплуатации, и срок их окупаемости превышает срок окупаемости станций со сверхкритическими параметрами пара.

### Угольные топki с низкотемпературным вихревым методом сжигания (ВИР-технология)

В России разработана технология, которая может стать серьезным конкурентом традиционным пылеугольным станциям, обеспечив эффективность и экономичность не меньшую, чем котлы с USC-параметрами. В отличие от технологии водо-угольного сжигания, которая также является российским ноу-хау и также могла бы составить конкуренцию пылеугольным станциям, она не требует больших первоначальных инвестиций. Речь о низкоэмиссионной вихревой технологии сжигания.

Сами авторы (подробнее о них было сказано в главе Реконструкция проектных станций за счет применения низкоэмиссионной вихревой технологии) говорят, что эта технология «разработана как альтернатива существующему традиционному пылеугольному сжиганию». По их мнению, «возможности пылеугольной технологии для решения задач по повышению тепловой эффективности, экологических по-

казателей и экономичности котельной установки, полностью исчерпаны».

ВИР-технология основана на аэродинамических приемах организации топочных потоков с перемещением больших масс грубо измельченного топлива в нижнюю часть топки, а воздуха, необходимого для дожигания — в ее верхнюю часть. За счет создания двух зон горения низкотемпературной вихревой в нижней части топки и более высокотемпературной в зоне дожигания происходит тщательное перемешивание топочных газов и, как следствие, выравнивание тепловых и температурных потоков

В отличие от традиционной технологии пылеугольного сжигания, где основная часть топлива (до 92-96%) сгорает в так называемой «зоне активного горения», расположенной в районе горелок и занимающей относительно небольшой объем камерной топки, в вихревой топке в зону активного горения вовлечен значительно больший объем топочного пространства. Это дает возможность снизить максимальную температуру в вихревой топке (примерно на 100-300 Со) и за счет активной аэродинамики выровнять уровень температуры в объеме вихревой зоны.

Снижение образования оксидов азота (в 1,2-2,0 раза в сравнении с традиционной технологией сжигания в прямоточном факеле) обусловлено условиями топочного процесса: низким уровнем температуры в зоне активного горения и ступенчатым подводом окислителя к топливу. В такой топке созданы благоприятные условия и для связывания оксидов серы. Низкий уровень температуры определяет активное связывание оксидов серы основными оксидами (СаО, MgO) минеральной части топлива, в результате чего оксиды серы связываются в пределах газового тракта котла на 20-50% (в зависимости от марки топлива) в сравнении с технологией прямоточного факела. Кроме того, можно обеспечить более глубокое связывание оксидов серы за счет ввода в вихревую топку СаО-содержащих добавок.

Применение низкоэмиссионной технологии сжигания позволяет практически полностью исключить шлакование поверхностей нагрева котла и повысить надежность его работы. Пониженный уровень температуры в зоне активного горения снижает количество расплавленных частиц золы, что в сочетании с активной аэродинамикой снижает вероятность воз-

никновения отложений на поверхностях нагрева котла.

В вихревой топке сжигается не пылеугольное топливо, а грубо измельченный уголь. Сейчас такая топка может сжечь куски дробленого угля даже размером 80--100 мм. Это приводит к увеличению общего КПД установки, так как отпадает необходимость в системах пылеприготовления, в результате чего значительно снижаются энергозатраты на собственные нужды электростанции.

ВИР-технология прошла успешную промышленную проверку на модернизированных энергоблоках от 50 до 300 МВт при сжигании как бурых, так и каменных углей для различных компоновочных решений котельной установки (тангенциальные и настенные горелки) и разных систем пылеприготовления (среднеходные, молотковые, барабанные мельницы и мельницы-вентиляторы) или вовсе без них. Специалисты высказываются за использование данных технологий не только при модернизации, но и при строительстве новых станций.

### Паровой пылеугольный котел с кольцевой топкой

Паровой пылеугольный котел с кольцевой топкой разработан котельным заводом «Сибэнергомаш» (г. Барнаул) и инженерными фирмами Сибтехэнерго и СибКОТЭС (г. Новосибирск). Головной образец котла с кольцевой топкой Е-820-140 паропроизводительностью 820 т/ч с давлением пара — 13,8МПа и температурой 560°С установлен и испытан на Ново-Иркутской ТЭЦ для сжигания бурых углей. Котел разработан в соответствии с федеральной целевой программой «Топливо и энергия» с целью отработки новых решений по созданию котлов крупных энергоблоков для сжигания канско-ачинских углей. Проект установки котла на станции реализован Сибирским отделением института ВНИПИЭнергопром (г. Иркутск). Проведенные испытания и длительный опыт (более 5-ти лет) успешной работы подтвердили высокие показатели котла: КПД котла 93%, отсутствие шлакования при сжигании шлакующих углей, устойчивое воспламенение при максимальной температуре в топке 1190°Со низкий уровень NOx — 400 мг/нм3.

Строительство крупных тепловых электростанций с энергоблоками 500-800 МВт и выше связано с труд-

ностями по созданию мощных котлоагрегатов, особенно пылеугольных. Для обеспечения высокой надежности и экономичности современного котлоагрегата принимаются умеренные теплонапряжения и сравнительно низкие температуры газов в топочной камере, что при существующих традиционных конструкциях топочных устройств приводит к большой высоте всего котлоагрегата.

Снижение высоты мощных котлов (до 30-40%) можно как раз обеспечить за счет применения кольцевой топки, в конструкции которой эффективно использовано свойство вихревого движения продуктов сгорания, характерное для тангенциальных топков, при котором в центральной зоне топки образуется малопроточная зона. К примеру, высота котла с кольцевой топкой на 20 м меньше в сравнении с традиционным П-образным котлом близкой мощности.

Конструктивно кольцевая топка представляет собой открытую восьмигранную призматическую камеру, внутри которой по всей ее высоте установлена восьмигранная коаксиальная вставка, выполненная из газоплотных панелей. Большие поперечные размеры внутренней вставки позволяют расположить внутри нее строительные конструкции котла, систему водопускных труб, лифт и ремонтные площадки. Прямоточные регулируемые горелочные устройства установлены на каждой наружной грани в несколько ярусов (в зависимости от мощности котла) и направлены по касательным к внутренней вставке.

При таком расположении горелок в кольцевой топке организуется вращательное движение факела без активного взаимодействия (наброса) на стены внутренней и наружной камер. Такая аэродинамика и повышенное тепловосприятие экранов кольцевой топки позволяют получить сравнительно низкий уровень температуры газов в ядре факела (ниже 1200°C), что исключает активное шлакование экранов и вместе с тем обеспечивают устойчивое воспламенение, низкий уровень выбросов NOx и экономичное сгорание топлива.

Отвод газов из топки осуществляется двумя симметрично расположенными конвективными газоходами, в каждом из которых установлены радиационные и конвективные поверхности нагрева пароперегревателя и водяного экономайзера. Воздухоподогреватель вынесен в отдельную колонку. Характерной

особенностью кольцевой топки является высокая равномерность (не более 10%) распределения температуры и тепловосприятия наружных и внутренних экранов по периметру топки.

На основании положительных результатов освоения головного образца решением НТС РАО «ЕЭС России» котлы с кольцевой топкой рекомендованы для промышленного внедрения.

## Сжигание твердых топлив в циркулирующем кипящем слое

Наряду с традиционным камерным сжиганием угольной пыли, обладающим высокой экономичностью и рядом других неоспоримых преимуществ, все больше внимания во всем мире уделяется разработке и созданию котлов с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС).

Сжигание в кипящем слое — развитие слоевого способа сжигания твердого топлива. В слоевой топке топливо сгорает на решетке, из-под которой подается воздух (так до сих пор работают многие котельные, например в ЖКХ). По технологии сжигания в кипящем слое топливо так же набрасывается топливоподавателями на решетку, но сгорает оно не на самой решетке, а во взвеси. Дело в том, что скорость воздуха, подаваемого из-под решетки, подбирается такой, чтобы динамические силы поднимали уголь, размельченный до определенного размера частиц (но не до пылевидного состояния). Угольные частицы витают в воздухе и, витая в воздухе, сгорают. В этом случае контакт частицы с воздухом более активный, что дает преимущество с точки зрения скорости выгорания. Чтобы выгорание было полным, не догоревший уголь улавливают с помощью различных систем и возвращают в топку для дожигания — это происходит много, отсюда название — циркулирующий кипящий слой.

Котлы с ЦКС эти имеют ряд серьезных преимуществ и перед «классическими» пылеугольными, или, по-другому, факельными котлами. Для работы последних необходимо очень энергоемкое и взрывоопасное оборудование, в котором уголь предварительно дробят до состояния пыли. Затем пылевоздушная смесь вдувается в топку и сжигается во всем ее объеме. Температура в центре горящего факела, превышающая 1200 градусов, способствует образованию крайне вредных окислов серы и азота, что ограничивает

использование угольных котлов в густонаселенных районах. Для связывания этих вредных выбросов энергопроизводители должны тратить на дополнительное оборудование, сопоставимое по стоимости с основным энергетическим. Кроме того, для каждого типа угля приходится проектировать собственную котельную установку, на которой использовать другой тип угля можно только с серьезными ограничениями. Поскольку в котлах ЦКС можно обеспечить длительное пребывание топлива в зоне реакции, температурный уровень здесь можно выбрать более низким, чем в факельной топке, где топливо должно сгореть быстро. Поэтому образуется меньше оксидов азота. Благодаря низким температурам процесса удается обеспечить и лучшее связывание оксидов серы — они получаются в виде твердых частиц типа гипса и их легче удалять.

В котле с ЦКС в потоке воздуха циркулирует инертная масса, нагретая до температуры 850-870 градусов, гораздо ниже, чем в обычном котле. Эта масса — смесь дробленого угля с обычным песком, либо, допустим, золой, которая остается в котле при сгорании высокозольных углей. В смесь также добавляется известняк для связывания серы. Эта инертная масса многократно, раз 150 циркулирует в котле. За счет этого достигаются очень высокая степень выгорания угля, хорошие экологические характеристики. ЦКС-технология позволяет существенно улучшить экономические и экологические показатели котлоагрегатов. Кроме того, котлы с ЦКС малочувствительны к колебаниям качества угля. Технология ЦКС особенно эффективна при использовании топлив, требующих в классических пылевидных котлах систем серо- и азотоочистки, а также при использовании низкокалорийных топлив. При сжигании многих твердых топлив, добываемых в России, котлы с ЦКС могут быть вполне конкурентоспособными по сравнению с традиционными угольными станциями — в первую очередь это касается блоков 200 МВт и меньших по мощности. По данным ВТИ, в российских энергосистемах таких котлов 256 котлов (из них 140 — паропроизводительностью 200 — 240 т/ч), размещенных на 40 электростанциях. В первоочередной реконструкции нуждаются 56 котлов (из них 30 — паропроизводительностью около 200 т/ч). Подсчитано, что капитальные затраты на реконструкцию действующих

ТЭС по технологии ЦКС в несколько раз ниже, чем на новое строительство.

У этой технологии есть один существенный недостаток: сложно создавать котлы большой тепловой мощности, все просто — топливо сжигается не в объеме, а в слое, поэтому большая мощность требует больших площадей. Существующие мощные станции ЦКС — это монстры, занимающие огромную площадь. Такие котлы строят в два этажа.

Как раз такой двухэтажный котел мы со всей наивностью разработали с Барнаульским котельным заводом для Барнаульской ТЭЦ-3, паропроизводительностью 420 т в час — это очень большая мощность для такой технологии. Его начали строить еще в начале 80-х, а в опытную эксплуатацию приняли только в 2003 году. Честно говоря, все были удивлены: котел пошел, по крайней мере, главная его часть — топка, хотя это и пионерская для России разработка. У нас есть задел научный, проведены НИОКРы и даже котел в «железе», так что в случае предъявления спроса можно ликвидировать отставание от Запада, тем более, если воспользоваться их опытом.

Сейчас на котле БКЗ 420-140 КС Барнаульской ТЭЦ-3 дорабатываются системы подготовки и подачи топлива и наполнителя слоя. Смонтирована пневмотранспортная система с эжектором для транспортирования шлака в сушилку кипящего слоя с последующим его дроблением и подачей в секции котла. Система подготовки и подачи топлива должна работать на подсушенном топливе, но пока пусконаладочные работы по котлу проводятся на сыром угле. Это приводит к замазыванию веерного грохота и ненадежной работе элеватора. Для повышения надежности работы оборудования ВТИ с КБ ОАО «Алтайэнерго» выполнили проект модернизации системы с установкой вращающегося грохота и пневматической подачей дробленого угля в бункер котла.

Всероссийским теплотехническим институтом совместно с СКБ ВТИ, Барнаульским, Белгородским и Таганрогским котельными заводами, разработаны и другие котлы ЦКС на высокие и сверхкритические параметры производительностью от 200 до 1000 т/ч.

Проработана установка головных котлов производительностью 200-250 т/ч на Несветай ГРЭС и Черепецкую ГРЭС. Правда, сейчас принято решение старые угольные котлы на Черепецкой ГРЭС модерни-

зирать восьмью котлами Foster Willer Corporation (компания принадлежит около 60% мирового рынка котлов с ЦКС) общей мощностью 616 МВт, но в РАО обещают, что 90% оборудования будет произведено на Подольском машиностроительном заводе.

Опытно-промышленный котел с циркулирующим кипящем слоем паропроизводительностью 230 т/ч для Несветай ГРЭС – одно из приоритетных проектов, включенных в Федеральную программу Экологически чистая энергетика, (проект 2.5). Над разработкой энергоблока с установленной электрической мощностью 55 МВт работают ВТИ, АО «Белэнергомаш», АО «Красный котельщик. Проект установки выполнен ОАО "Институт Ростовтеплоэлектропроект". При разработке котла использовалась лицензия компании Babcock-Wilcox. Опытно-промышленный котел E220-9,8-540 АФН рассчитан на эффективное сжигание в кипящем слое гранулированного антрацитового штыба ухудшенного качества с зольностью 40% и содержанием серы до 2% без подсветки мазутом в эксплуатационном диапазоне нагрузок при минимальных выбросах загрязняющих веществ в атмосферу. Преимуществом котла в том, что его можно разместить в площади существующей котельной ячейки без использования дорогостоящих систем азото- и сероочистки. Сжигание осуществляется по технологии Алтайского политехнического института, основная идея которой состоит в предварительном гранулировании смеси из размолотого исходного топлива, золы и известняка с целью приближения состава кипящего слоя к монодисперсной смеси.

ВТИ разрабатывает предложения по схемам и оборудованию для транспорта сыпучих материалов, систем подготовки известняка. Были выполнены исследования гидродинамики и условий сепарации частиц, исследования локального тепломассообмена на аэродинамическом стенде и огневой установке. На основе этих работ и обобщения имеющихся данных разработаны рекомендации по расчету теплового баланса топочной камеры и также блоки компьютерных программ расчета топки котла с ЦКС. Разработанный для Несветай РЭС вариант котла с ЦКС может оказаться оптимальным для ряда ТЭС при эффективным использованием существующих главных корпусов электростанций, сжигающих различные виды углей, таких как Челябинская ТЭЦ-2, Воркутинская ТЭЦ-3, Барнаульская ТЭЦ-2, Бийская ТЭЦ-1,

Кумертауская ТЭЦ, Верхнетагильская и Райчихинская ГРЭС.

Необходимо отметить, что десятки небольших (до 10 МВт) тепловых котельных установок с КС и ЦКС создается и вводится ежегодно отраслевыми институтами и котельными заводами по коммерческим заказам предприятий.

Использование угля в бинарных (парогазовых) установках

В классических парогазовых установках энергия сжигаемого топлива используется в бинарном цикле: в газотурбинном (ГТУ) цикле, затем остаток тепла идет на парообразование для работы в паровой турбине.

\* В угольных ПГУ могут использоваться продукты переработки угля, полученные при газификации, при этом газификационная установка интегрируется с ПГУ (внутрицикловая газификация угля), цикл и схема которой сохраняются такими же, как и при работе на природном газе.

\* Другое направление – прямое сжигание угля под давлением в высоконапорном парогенераторе с кипящим слоем, с предварительной очисткой и последующим расширением продуктов сгорания в газовой турбине.

## ПГУ с внутрицикловой газификацией углей

В парогазовых установках (ПГУ) с внутрицикловой газификацией углей используется энергия высококалорийных твердых, жидких и газообразных топлив, получаемых в результате термической переработки углей процесса, называемого газификацией. По сути такая ПГУ представляют собой целый химико-энергетический комплекс. Центр его химической части газогенератор (газификатор). В газогенераторе предварительно подготовленный уголь частично окисляется подаваемым в реактор кислородом (иногда с добавлением водяного пара) или сжатым воздухом. При этом образуется горючий (генераторный) газ, содержащего в основном СО и Н<sub>2</sub>, и в зависимости от технологии азот, углекислый газ и воду. Минеральный остаток топлива – зола или шлак – выводится и в дальнейшем может служить для производства строительных брикетов или материалов для дорожного строительства. Газ очищается от остатков золы и соединений серы, после чего сжигается в камере сгорания газовой тур-

бины. В следующем цикле — паровом — используется теплота отработавших в ГТУ газов, а также энергия, отводимая в процессах газификации и охлаждения генераторного газа. Она идет для выработки и перегрева пара, поступающего уже паровую турбину и в газогенератор.

В основном, работа идет над тремя основными вариантами технологии газификации угля — по способам организации процесса его окисления в реакторе: в насыпном слое, в кипящем слое, в газовом потоке.

Сейчас в мире эксплуатируются пять демонстрационных ПГУ с газификацией угля мощностью 100-300 МВт: две в Европе и три в США. Их КПД 40-45%, это значительно ниже, чем в классических парогазовых установках, работающих на газе, но сопоставимо с современными пылеугольными котлами со сверхкритическими параметрами пара. В России таких ПГУ нет. Но в 1987-1991 гг. в СССР по государственной программе "Экологически чистая энергетика" ВТИ и ЦКТИ совместно с проектными институтами рассматривались все три упомянутые выше технологии газификации применительно к наиболее распространенным углям: березовскому, бурому, кузнецкому каменному и антрацитовому шроту. Применительно к ПГУ были получены КПД от 39 до 45% и хорошие экологические показатели. В целом эти проекты с единичной мощностью блоков 250-650 МВт, вполне соответствовали тогдашнему мировому уровню. В ВТИ, в частности, прорабатывался газификатор, работающий по «горновому» методу, и шли оптимизационные исследования схем ПГУ. Технология получила название за сходство с доменным процессом дутья, вместе с которым может подаваться угольная пыль, направляется через фурмы в нижнюю часть слоя кускового топлива. Для горнового процесса характерны высокая температура газа на входе в зону восстановительных реакций и продолжительное время пребывания кускового (размер кусков 5-50 мм) топлива в реакционной камере. Это обеспечивает газификацию даже низкорекреационных топлив без обогащения дутья кислородом. Результаты опытов по горновой газификации нескольких различных топлив на установке производительностью до 100 кг

топлива в час при давлении процесса до 0,7 МПа показали, что при теплонапряжении сечения реактора 19-25 МВт/м<sup>2</sup> (по теплу газифицируемого топлива) и давлении в реакторе 0,3-0,5 МПа теплота сгорания генераторного газа составляет 4,2-5,5 МДж/м<sup>2</sup>. Такой газ устойчиво горит в камере сгорания ГТУ.

Другой проект был основан на опыте столичного Научно-исследовательского и проектного института азотной промышленности и продуктов органического синтеза (ГИАП), участвовавшего в создании и освоении крупной опытной газогенераторной установки производительностью 30 35 т угля/ч на комбинате "Шварце Пумпе" в бывшей ГДР. На основе этой технологии ВТИ, ГИАП и РосЭП разработали проект ПГУ мощностью 600 МВт с газификацией угля в потоке. В качестве исходного топлива был принят березовский бурый уголь с предельными влажностью 38%, зольностью 7% и теплотой сгорания 14,3 МДж/кг на рабочую массу содержание серы в угле 0,2%. Выход топливного газа из угольной пыли составляет 1,79 м<sup>3</sup>/кг, его теплота сгорания 9,05 МДж/м<sup>3</sup>.

Проект ТЭЦ с ПГУ мощностью 250 МВт для Кировской ТЭЦ с газификацией кузнецкого угля в газогенераторе с кипящим слоем на паро-воздушном дутье, был разработан петербургским Центральным котлотурбинным институтом и московским проектным институтом ВНИПИЭнергопром.

ПГУ со сжиганием угля в кипящем слое под давлением (КСД)

Другая возможность использования угля в ПГУ – сжигание его в кипящем слое под давлением (КСД). Принцип работы здесь следующий: продукты сгорания, образующиеся при сжигании угля, проходят через систему очистки и расширяются в газовой турбине, производя полезную работу. Вал газовой турбины вращает турбогенератор и компрессор. Компрессор турбины нагнетает воздух в камеру сгорания и обеспечивает аэродинамические условия для горения угля в слое.

Если в классической парогазовой установке газотурбинный и паровой циклы идут последовательно, то в угольном ПГУ это параллельные процессы. Так часть энергии сжигаемого топлива через поверхности на-

грева сразу же передается в парогенератор, а оставшаяся часть идет уже в газовую турбину и, отработав в ней, снова используется в паровом цикле.

Эта технология обладает преимуществами и технологии сжигания в кипящем слое и выгодами бинарного цикла. В ПГУ с КСД происходит полное (с КПД около 99%) сгорание различных сортов угля при высоких коэффициентах теплопередачи. Благодаря низким температурам горения (до 850°C) выбросы NOx небольшие (менее 200 мг/м куб.), практически отсутствует шлакование.

Как и в классических топках с кипящим слоем в уголь можно добавлять сорбенты (известняк, доломит) и связывать в них до 90-95% содержащейся в серы. Кроме того, технология ПГУ с КСД проще и более привычна для энергетиков, чем газификационные установки, представляющие собой сложное химическое производство.

В настоящее время за рубежом эксплуатируются на различных видах углей около десятка экспериментально-промышленных ПГУ с КСД мощностью 70-135 МВт. В России технологии ПГУ с КСД перспективны прежде всего для технического перевооружения угольных ТЭЦ, располагающихся на стесненных площадках, так как для этого не нужно громоздкого природоохранного оборудования. Замена старых котлов на такие ПГУ существенно улучшит экономичность этих ТЭЦ и увеличит на 20% их электрическую мощность.

Первая в мире ПГУ с высоконапорным парогенератором, правда, не на угле, а на природном газе была введена в эксплуатацию на Невинномысской ГРЭС 30 лет тому назад. Запланированные тогда же разработки похожей ПГУ на твердом топливе не были продолжены и, к сожалению, отечественный приоритет в этом направлении был утерян. Но НИР продолжались — в ВТИ была разработана оригинальная схема котла с ЦКС под давлением для ПГУ, которые могли бы заменить при реконструкции существующие 300-МВт блоки Новочеркасской ГРЭС. Параметры этой ПГУ: мощностью 405,5 МВт с расчетным КПД нетто 42,9%, мощность газовой турбины (ГТ-60) — 63,35 МВт, паровой турбины (К-300-240 ХТЗ) — 352,75 МВт, параметры пара

сверхкритические — 24 МПа, 560/5600С. По расчетам, ПГУ со сжиганием угля в кипящем слое под давлением позволит экономить 10-12% топлива и снизить до 80 — 200 мг/м<sup>3</sup> выбросы оксидов серы и азота.

## ВЫВОДЫ:

*1) В России есть существенный научный и технологический задел, который можно использовать не только для реконструкций старых угольных факельных ТЭС, но и для строительства новых. Большая часть вновь вводимых энергетических мощностей в ближайшие 15 лет придется именно на такие станции. Отставания по части технических наработок в этом сегменте нет, если не считать отсутствия реализации в "железе" энергоблоков с суперсверхкритическими параметрами пара. Но решение этого вопроса в русском варианте зависит от спроса со стороны отечественных генерирующих компаний или промполитики государства.*

*2) Технологии, в развитии которых Россия отстала в последние 15 лет, могут быть восстановлены, в том числе и с помощью лицензирования зарубежных наработок. В первую очередь это касается не "классических" технологий: сжигания твердых топлив в кипящем слое, ПГУ со сжиганием угля в слое под давлением, ПГУ с газификацией. Эти технологии интересны с точки зрения развития российской науки и прикладных исследований в этой области. При этом сжигание в кипящем слое --достаточно освоенная в России технология в малой и промэнергетике и в этом сегменте уже сейчас не уступает зарубежным.*

*3) В России есть прорывные технологии сжигания угля, такие как, например низкоэмиссионное вихревое сжигание угля использование в качестве топлива водо-дисперсионного топлива. Они, по сути, могут определить отличие российской энергетики от мирового тренда, связанного со сжиганием обогащенных углей, так как позволяют эффективно сжигать без шлакования любое твердое топливо вплоть до низкосортных топлив и не имеют таких ограничений по производству тепловой мощности как ЦКС. Таких технологий за рубежом нет.*

# ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

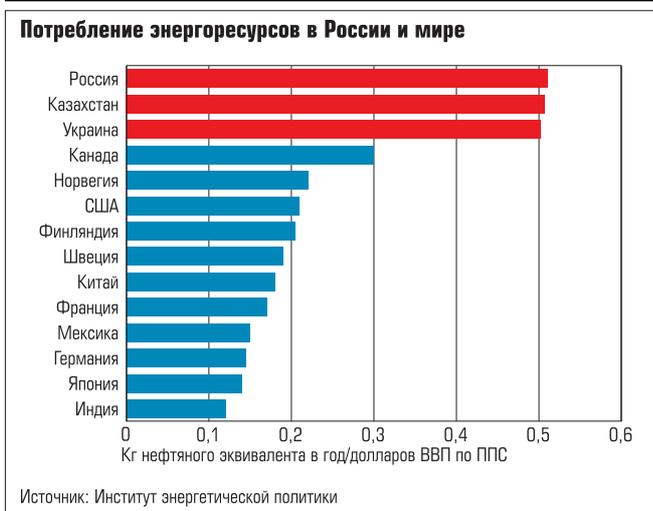
Из добытых энергоносителей большая часть потребляется внутри самой России: нефть — 50% добычи, газ — 70%, уголь — 75%. При этом эффективность использования их далеко отстает не только от развитых, но и от многих развивающихся стран, в том числе от ряда бывших республик СССР. Так, если в России уровень потребления энергоресурсов составляет 0,5 кг нефтяного эквивалента на каждый доллар ВВП, оцененного по ППС, то в большинстве развитых стран он находится в интервале 0,2–0,25 кг. Даже в странах Скандинавии и Канаде, где климатические условия сходны с Россией, этот показатель равен соответственно 0,19–0,22 и 0,3 кг. (см. график 1). В целом по энергорасточительности Россия сегодня занимает 10–е место в мире.

Основная причина такой высокой энергоемкости Российской экономики — сложившаяся еще в СССР структура промышленного производства. Энергоемкие отрасли, такие как металлургия или химия, преобладают в нашей промышленности, и такая структура ухудшалась вплоть до начала XXI века. Так, если в России к началу реформ 90-х годов доля продукции неэнергоемких отраслей, машиностроения, легкой и пищевой промышленности — составляла в общей величине продукции промышленности страны 44%, то к настоящему времени эта доля сократилась до 35% (в ценах 1990г.). Что значит «неэнергоемких»? Это значит, например, что электроемкость машиностроения составляет 43–44% от среднего уровня по всей промышленности, легкой промышленности — около 60%, а пищевой промышленности — даже менее 20%. В развитых странах в это же время указанные три отрасли имели гораздо более высокую долю в энергозатратах всей промышленности: в США — почти 49%, в Германии — более 55%, в Великобритании — более 52%, во Франции — около 51%, в Дании — более 54%.

Именно структура хозяйствования, а не климатические условия определяют энергорасточительность

России. Это видно хотя бы из того, что по потреблению первичной энергии в России на одного человека мы вполне соответствуем среднему уровню развитых стран, хотя, вроде бы, должны были потреблять гораздо больше. Кстати, на графике видно, что сходные показатели с Россией по энергоэффективности имеют Украина и Казахстан, находящиеся в гораздо более благоприятных климатических условиях, но имеющие сходную структуру экономики. Некоторое снижение энергоемкости российского ВВП в последние годы было в основном как раз, следствием структурных изменений в экономике (роста доли в ВВП относительно малоэнергоемких торговли и услуг, а также добывающих отраслей). По оценкам Института энергетической стратегии, структурная составляющая достигает 80–85% суммарного энергосбережения за последние годы. Особенно сильно повлиял на улучшение показателя энергоемкости ВВП России в последние 5 лет рост мировых цен на энергоносители: дело в том, что их добыча является относительно малоэнергозатратной (если доля нефтегазового сектора ВВП составляет 37%, то его доля в суммарном энергопотреблении не превышает 10%), поэтому повышение удельного веса ТЭК в ВВП автоматически влечет улучшение показателя энергоемкости.

Годы экономических реформ почти не отразились на характере потребления энергоресурсов в России. Китай за это время снизил энергоемкость своей экономики в 4 раза. Большинство постсоветских государств за последнее десятилетие смогли значительно снизить энергоемкость своих экономик: Армения, Польша — в 2 и более раз, Венгрия, Румыния, Грузия, Литва на 20–30% (см. график). А вот в России интенсивность использования энергии остается практически на одном уровне. Более того сегодня уровень энергоемкости во многих отраслях и секторах экономики превышает и без того высокие исходные значения 1990г. Объяснить это можно тем,



что, несмотря на спад производства в России, процесс полного закрытия недозагруженных производств не стал массовым явлением, как в перечисленных странах. В этом случае удельные энергорасходы на единицу выпущенной продукции, конечно, росли. Восстановление экономического роста, последовавшее в постдефолтные годы, опиралось во многом на загрузку простаивавших производственных мощностей, что также внесло свой вклад в некоторое снижение энергоёмкости российского ВВП, упоминавшееся выше.

В ближайшее десятилетие за счет собственных усилий российских предпринимателей, если исходить из текущих тенденций, энергоёмкость в России будет плавно снижаться примерно на 2,5% в год. Это будет происходить даже в случае отсутствия целенаправленных государственных программ по энергосбережению. В то же время, вследствие экономического роста внутреннее потребление энергоносителей будет расти гораздо более быстрыми темпами. Если в развитых странах в последнее двадцатилетие на каждый процентный пункт прироста ВВП приходилось не более 0,4% прироста потребления топливно-энергетических ресурсов, то в России этот показатель превышает 0,5%. Это, в свою очередь, означает, что уже в ближайшие годы стране придется либо сокращать экспорт энергоносителей, либо существенно увеличить их добычу (по оценкам Института энергетической политики, даже при относительно благоприятных условиях к 2015г. потребуются обеспечить дополнительное производство примерно 130 млн. т нефти (145 млрд. куб. м газа) в год), либо отказаться от надежд на экономический рост. Поэтому, если исходить из планов удвоения ВВП к 2010 г., для удержания экспорта нефти и газа

на достаточном уровне, России необходимо выйти на уровень снижения энергоёмкости в 4,8% в год. Сделать это возможно только в случае проведения в масштабах страны не просто активной, а по-настоящему революционной политики повышения энергоэффективности.

Сложности при формировании такой политики начнутся уже при формировании приоритетов. Реальная картина энергоэффективности по конкретным предприятиям и технологическим процессам в России отсутствует. Последний раз потенциал энергосбережения детально и систематически оценивался еще для СССР в 1988 г. Правда, сегодня его и оценивать — никто не собирается — субъект государственного управления сферой энергосбережения попросту отсутствует. В 2004 г. в результате административной реформы был упразднен Госэнергонадзор, игравший важную роль в проведении госполитики в области рационального энергопотребления. «Сегодня, если мы проанализируем структуру федерального правительства, мы не найдем ни одного подразделения, даже на уровне отдела, которому было бы вменено в обязанность заниматься реализацией политики энергоэффективности. Вроде бы этим должно заниматься Минпромэнерго, но и там за это направление никто конкретно не отвечает, — говорит Игорь Башмаков, исполнительный директор Центра по эффективному использованию энергии. — Это при том, что во многих развитых странах мира (Франция, Япония, Ю.Корея) существуют специализированные государственные агентства, выполняющие функции координации деятельности по энергосбережению. У нас же в федеральном правительстве любят поговорить на эту тему, но не выделяют на это направление ни организационных, ни финансо-

вых ресурсов. По программе «Энергоэффективная экономика» было выделено на энергосбережение в 2004 году 4 млн. руб., а в 2005 20 млн. руб., в целом не более 4% бюджета программы. Остальное ушло на безопасность атомных станций, на развитие нефтяной и газовой промышленности, «очень бедной» сегодня. Если посчитать, то по этой программе на цели повышения энергоэффективности было выделено 3 копейки на одного жителя России в год».

Такое положение резко контрастирует с ситуацией в развитых странах мира. Скачок цен на энергию в результате нефтяного кризиса 70–х годов явился толчком к началу осуществления в промышленно развитых странах политики повышения энергоэффективности. Были разработаны энергетические планы с акцентом на экономию, учет и контроль за расходом энергии, осуществлялось регулярное финансирование их выполнения. Были приняты также действенные законы, которые стимулировали проведение политики энергосбережения.

Так, например, в Дании после второго энергетического кризиса 1979 г. был принят Закон «О теплоснабжении» (от 1979 г.), где была заложена основа для использования избыточного тепла от производства электроэнергии, сжигаемых отходов, природного газа и возобновляемых источников энергии в системах централизованного теплоснабжения. Этот закон предписывал всем муниципалитетам детально проанализировать теплоснабжение. В результате за последние 20 лет страна снизила потребление электроэнергии на 50% при росте валового национального дохода на душу населения. В настоящее время этот показатель на 30% выше среднеевропейского уровня. Таких значительных результатов удалось достичь благодаря совместным усилиям по энергосбережению как центральных и местных органов власти, так и частных предприятий по снабжению тепло- и электроэнергией.

В 1992 г. в Финляндии была утверждена программа энергосбережения. В дальнейшем принята «Энергетическая стратегия», первоочередной задачей которой является энергосбережение во всех сферах деятельности, в том числе ускорение разработки коммерциализации энергосберегающих технологий, а также технологий, основанных на использовании возобновляемых источников энергии. Основная задача программы энергосбережения Финляндии —

сокращение энергопотребления на 10–15% (к 2010 г.). Основные направления — энергосбережение во всех сферах, переход на энергосберегающие энергетические технологии и использование местных видов топлива (торфа, отходов деревообработки). В результате реализации программы к 2025 г. планируется снизить энергоемкость ВВП на 30%.

В Германии за 20 лет реализации энергосберегающей программы внутренний валовой продукт (ВВП) вырос более чем в 2 раза, при этом уровень энергопотребления остался прежним.

Рост экономики Японии после энергетического кризиса 1970–х гг. сопровождался снижением энергопотребления. В течение 20 лет после кризиса сделаны значительные продвижения в энергосбережении с целью сокращения энергетической составляющей в цене продукции. Разработаны программы «Солнечный свет» и «Лунный свет», в результате доля альтернативной энергетики в ТЭБ страны возросла до 3%. В России сегодня действует Федеральный Закон от 03 апреля 1996 года №28–ФЗ «Об энергосбережении» (в редакции Федерального Закона от 05.04.2003 г №42–ФЗ). Однако специалисты в один голос утверждают, что это абсолютно декларативный документ. Смысл этого закона сводится к тому, что государство не запрещает заниматься энергосбережением, но и помогать не собирается. В законе отсутствует механизм выполнения комплексных согласованных действий государственных и региональных органов власти в ценообразовании, законодательной и налоговой деятельности, совершенствовании управления, экономическом стимулировании энергосбережения, ответственности за неэффективное использование энергии. Подготовленные поправки в этот закон уже несколько лет не принимаются Госдумой.

Тем не менее, очевидно, что приоритетными должны стать меры по энергосбережению в наиболее энергоемких отраслях. Общий потенциал энергосбережения оценивается разными специалистами в интервале 40–45% от существующего годового потребления энергии. 30% его приходится на отрасли ТЭК (прежде всего электроэнергетику), еще столько же — на промышленность, 25% — на ЖКХ, остальное «на транспорт и сельское хозяйство. При этом речь не обязательно идет о значительных затратах. По расчетам авторов Энергетической стратегии, даже при

относительно небольших затратах — до 15 долл. за 1 т у. т. « можно реализовать до 20% потенциала энергосбережения, что эквивалентно 70–85 млн. тонн условного топлива в год. На энергосберегающие мероприятия стоимостью свыше 60 долл. за 1 т у.т. приходится лишь около 15% потенциала энергосбережения. Реализация же оставшихся двух третей потенциала потребует достаточно крупных целевых инвестиций, которые все равно на 10–30% меньше затрат на добычу и производство соответствующего объема энергоресурсов.

Общая величина требуемых инвестиций в проекты по энергосбережению оценивается Минпромэнерго РФ в \$50–70 млрд. до 2010 г., что существенно меньше потребностей на тот же период добывающих отраслей: газовой — \$170–200 млрд., нефтяной — \$230–240 млрд. В то время как эффект от этих инвестиций вполне сопоставим: увеличить производство всех энергоресурсов до 2010 г. страна сможет максимум на 330 млн. тут, а вот снижение энергоемкости даже на 2,5% в год (происходящее, как уже указывалось выше, стихийно, без всяких государственных усилий) равносильно производству дополнительных 280 млн. тут. Необходимо отметить, что соотношение затрат между инвестициями в энергосбережение и затрат, необходимых для выработки энергии, соответствующей сэкономленному количеству, составляет 1 к 2,5. Реализация энергосберегающих мероприятий у потребителей энергоресурсов требует в 3–4 раза меньше инвестиций, чем для осуществления затрат на соответствующее увеличение производства энергии (в том числе и рост добычи топливно-энергетических ресурсов). Макроэкономический эффект от снижения удельной энергоемкости ВВП на 1% оценивается ростом национального дохода на 0,4%.

По отраслям промышленности выделяются в качестве приоритетных прежде всего черная металлургия (доля энергозатрат в себестоимости продукции — 20–25%), цветная металлургия (15–20%), химия и нефтехимия (25–30%). Удельное потребление энергоресурсов на тонну стали на предприятиях черной металлургии России на 32–45% выше, чем за рубежом; на тонну алюминия, меди, никеля « от 30 до 100% от иностранных конкурентов. К приоритетным общепромышленным энергосберегающим технологиям относятся: использование частотно-регу-

лируемого электропривода; оснащение потребителей приборами учета и автоматизированными системами коммерческого учета потребления энергетических ресурсов (АСКУЭ); модернизация отопительных котельных; модернизация систем теплоснабжения, использование возобновляемых источников энергии, в т. ч. низкопотенциального тепла, теплонасосных установок и др.; применение детандер-генераторных установок для выработки электроэнергии без затрат топлива; использование местных видов топлива.

Хорошая иллюстрация потенциала энергосбережения в металлургии « пример ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат», который с 1996 года реализует комплексную программу энергосбережения, отмеченную премией Правительства РФ в области науки и техники. Только за первые пять лет реализация программы позволила без увеличения потребления природного газа обеспечить дополнительную выработку электроэнергии на 240 МВт и покрыть собственные потребности в электрической энергии до 96%. Комбинату удалось снизить потребление энергоресурсов на 16% и при этом увеличить производство продукции на 30%. Всего же удельные расходы на производство тонны стали были сокращены на 30%. Одним из основных направлений деятельности ОАО «ММК» в этой сфере является повышение эффективности использования вторичных газов у всех потребителей. Высвобождающиеся при этом коксовые и доменные газы направляются в котлы электростанций, что имеет целью снижение доли природного газа в электробалансе станций и комбината в целом. Для долговременного прогнозирования объемов потребления газов на ММК разработана математическая модель. Модель построена на основе теории регрессионного анализа. В общем виде математическое описание процесса в принятой модели представляет собой совокупность уравнений, которые характеризуют статистические связи между параметрами объекта. Модель имитирует процесс потребления топлива комбинатом — 49 подразделений включены в ее расчет. Для повышения достоверности оперативного учета газов и эффективности управления процессом их использования в ОАО «ММК» развивается АСУ-Газ. В ходе реализации программы по энергосбережению на ОАО «ММК» в последние года за счет полной утилизации технологиче-

ских газов было введено дополнительно более 100 МВт электрической мощности, а установка системы учета природного газа позволило сократить его ежегодные потери на 3–5%. Ключевым решением для осуществления программы на ММК было то, что в отделе главного энергетика был создан Центр по энергосбережению, в котором работает около 100 человек, систематически занимающихся поиском возможностей снижения расхода энергоресурсов. Примером эффективной работы по энергосбережению в химической отрасли может служить программа ОАО «Нижнекамскнефтехим». Принятая после проведения тщательного энергетического аудита в 2001 году, программа корректировалась ежегодно. За это время на «Нефтехиме» внедрено 418 энергосберегающих мероприятий. Приоритет в программе был отдан мероприятиям, требующим больших капиталовложений, но при этом обеспечивающим значительное снижение затрат энергоресурсов на единицу продукции. Совместно с «Татэнерго» был принят оптимальный вариант для обеих сторон по реконструкции Нижнекамской ТЭЦ–1. В рамках совместного предприятия «Нефтехим–Энерго» (с участием «Нижнекамскнефтехима», «ТАИФ», «Татэнерго») предусмотрен второй этап модернизации Нижнекамской ТЭЦ. Одностадийный синтез изопрена, который успешно внедряется в компании, снижает себестоимость изопрена на 25%, удельный расход сырья на производство изопренового каучука на — 15%, тепловой энергии — на 30%. С ноября 2001 г. на «Нижнекамскнефтехиме» введено лимитирование потребляемой энергии в подразделениях. Ежемесячно утверждается лимит по каждому подразделению, контроль осуществляется ежедневно. В июне 2005 г. на второй промышленной зоне «Нижнекамскнефтехима» введена в эксплуатацию система мониторинга электропотребления заводов и управлений, которая позволяет в режиме реального времени управлять электроснабжением и контролировать его, оперативно реагировать на изменения электрических нагрузок при эксплуатации оборудования. Если в 2003 г. доля энергоносителей в себестоимости товарной продукции компании составляла 23,3%, то сегодня за счет внедрения энергоэффективных мероприятий она снизилась до 17,9%. Недавно принята новая программа энергосбережения, рассчитанная на период 2006-2010 гг., в которую включены 111 мероприя-

тий. Планируется сэкономить 94 млн кВт, 2 млн Гкал и 32 тыс. т у. т.15 Потенциал энергосбережения в машиностроении гораздо меньше, чем в металлургии или химии, и, тем не менее, хочется привести несколько примеров, характеризующих возможности энергосбережения в этой отрасли. На Московском электромеханическом ремонтном заводе после внедрения системы отопления от инфракрасных излучателей (газо–лучистое отопление) затраты на отопление производственных помещений снизились в 26,8 раза по сравнению с традиционной системой отопления. На Ленинградском Металлическом заводе установлено 270 излучателей по 50 кВт для обогрева трех производственных цехов общим объемом около 90 тыс м<sup>3</sup>. За 2 года этот проект окупился 3 раза. Сегодня в России газо–лучистым отоплением уже оснащены десятки предприятий, среди которых ОАО «КАМАЗ», ОАО «Воронежстальмост», ОАО «Рязаньнефтегазстрой», «Мосгаз» и др. Опыт эксплуатации этих систем показал, что установки позволяют сократить расходы на отопление на 50% и более, работают надежно и эффективно, просты, безопасны в работе и не требуют больших эксплуатационных затрат. Другими направлениями экономии электроэнергии в машиностроении являются: замена незагруженных электродвигателей электродвигателями меньшей мощности, использование частотно–регулируемого асинхронного электропривода, установка автоматических ограничений холостого хода.

НПО «Сатурн» (г.Рыбинск) является одним из ведущих предприятий России в области двигателе– и энергомашиностроения. Только производственные площади компании составляют около 1 млн. квадратных метров. В НПО «Сатурн» действует программа энергосбережения, предусматривающая снижение составляющей энергоресурсов в общем объеме себестоимости выпуска продукции до 4,0%, что сопоставимо с аналогичным показателем европейских машиностроительных компаний. Несмотря на постоянный рост производства, потребление электроэнергии с 2002 по 2005 году было снижено с 210,28 до 187,02 млн. кВтч. В 2005 году во всех крупных, и, следовательно, энергоемких цехах предприятия были установлены приборы учета энергоносителей. Кроме того, фирмой «Спецтеплострой» был проведен анализ режимов тепловой сети предприятия и

даны рекомендации по замене тепловых узлов, электродов, изменению сечения труб. Благодаря проведенной реконструкции на НПО «Сатурн» добились 100% возврата и утилизации конденсата на ТЭЦ предприятия. В целях экономии энергоресурсов в цехах предприятия, были установлены лимиты потребления электроэнергии производственными подразделениями предприятия. Программа энергосбережения предусматривает снижение затрат на энергоресурсы на 30 млн. рублей в 2006 г. по сравнению с 2005 г. Важным элементом программы стало создание собственных энергетических мощностей. В 2005 году электростанцией ГТЭС–12МВт НПО «Сатурн», созданной на базе газотурбинных двигателей ГТД–6РМ собственного производства, было выработано электроэнергии в объеме 69 млн. кВтч и тепловой энергии 122,6 тыс. Гкал. Причем себестоимость производимой электрической энергии составила 41 коп. за кВтч, а тепловой — 275 руб./Гкал. На ТЭЦ ФОРЭМ (федеральный оптовый рынок энергетических мощностей) себестоимость электроэнергии составляет 60 коп. за кВтч в зимний период и 57–58 коп. в весенне–летнее время.

Велики резервы в промышленности стройматериалов. Так, при замене «мокрого» способа производства цемента на «сухой» затраты условного топлива на тонну клинкера сокращаются в два раза (120–100 кг/т вместо 220 кг и выше). Однако 85% производства цемента в России базируется именно на «мокром» способе, в то время как во всем мире перешли на «сухую» технологию (ее доля в развитых странах превышает 90% всего производства). В стекольной промышленности России расходуется в 2–3 раза больше условного топлива на единицу продукции, чем в развитых странах. В случае перехода этой отрасли на современные малоэнергоёмкие технологии производства флоат–стекла можно не только сократить потребление энергии в разы при производстве стекла, но и обеспечить потребности страны в стекле для выпуска энергосберегающих окон<sup>18</sup>. А через окна из помещений в нашей стране уходит до 40% тепла.

Особо следует остановиться на проблемах энергоэффективности жилищно–коммунального хозяйства. По данным генерального директора Института проблем естественных монополий Юрия Саакяна, «основными причинами энергорасточительности ком-

мунального сектора являются изношенность основных фондов (68%), низкий КПД оборудования (в среднем на 20% ниже, чем в Западной Европе), высокая доля (90%) теплорасточительного жилого фонда. Так, потери в теплосетях составляют 30% от общей выработки тепловой энергии в стране, т.е. при низкой энергоэффективности мы очень «эффективно» обогреваем окружающую атмосферу». При этом, если у бизнеса есть реальные стимулы к энергосбережению, т.к. оно снижает производственные издержки, то в ЖКХ такие стимулы сегодня практически отсутствуют. Даже при введении 100–процентной оплаты услуг ЖКХ, по словам директора департамента строительства и ЖКХ министерства регионального развития Леонида Чернышова, «у муниципалитетов по–прежнему нет стимула снижать издержки, поскольку сумма дотаций автоматически уменьшается на сумму экономии».

В этом контексте было бы важно отметить, что, по мнению специалистов, надежды на стимулирование энергосбережения только за счет повышения цен на энергоресурсы невелики. Это относится ко всем отраслям, но абсолютно тупиковым этот путь выглядит в таком централизованном неконкурентном сегменте, как ЖКХ. Ценовая политика, являясь важным механизмом, не может быть единственным стимулом энергосбережения. И.Башмаков говорит: «Возьмем среднюю российскую квартиру. С завтрашнего дня я повысил тарифы на тепло в 10 раз. Как поступит потребитель»? Снизить потребление тепла он не может « у него нет ни счетчика, ни регулятора, он не может изменить проект своего дома. Он не может среагировать на этот рыночный сигнал, он все равно вынужден платить за свои квадратные метры. Все что он может сделать — это перестать платить за тепло. То же самое произойдет на предприятии, где нет налаженного внутриводского учета, нет программы экономии, нет подготовленных специалистов. Пока они все это сделают, предприятие просто обанкротится или существенно сузит свое производство. Что и происходит».

Более того, можно утверждать, что без предварительно проведенного комплекса работ по организации энергосбережения, задача перехода на полную оплату энергоресурсов населением становится неразрешимой по причине возникновения высокого уровня социальной напряженности. Специалисты

Научного парка Московского энергетического института (МЭИ), опыт работы которых по сокращению энергопотерь в ЖКХ описывается ниже, утверждают, что если переходить на 100% оплату услуг ЖКХ уже после проведения работ по энергосбережению, уровень оплаты вырастет не в 2 раза, а лишь в 1,4–1,6 раз. Кроме того, при введении 100% оплаты необходимо предварительно выполнить большой объем работ по организации населения, созданию ТСЖ, привлечению энергосервисных компаний, разъяснению каждому возможностей энергосбережения в конкретном районе и даже доме. В противном случае население останется один на один с энергоснабжающими организациями, совершенно не заинтересованными в сокращении потребления их услуг.

В качестве примера проведения эффективной политики энергосбережения в ЖКХ стоит рассмотреть опыт г.Москвы, как наиболее продвинутого региона в этом вопросе. Город ежегодно потребляет примерно 27 млрд кВтч электроэнергии, около 90 млн Гкал тепловой энергии. Годовой расход топливно-энергетических ресурсов составляет 33 млн тонн условного топлива. (Для сравнения: такой промышленно развитый регион как Татарстан потребляет в два раза меньше). Сейчас в Москве действует "Городская целевая программа по энергосбережению на 2004 — 2010 годы", готовится к принятию городской закон "Об энергосбережении в городе Москве". Показателен опыт Центрального административного округа Москвы (ЦАО), где силами команды специалистов-энергетиков из Научного парка МЭИ в течение 2001–2005 годов был проведен комплекс работ по энергосбережению в существующем коммунальном фонде. В ходе этих работ на территории ЦАО было создано 17 зон энергетической эффективности, установлены приборы учета тепловой энергии, горячего и холодного водоснабжения, системы регулирования тепловой нагрузки. Исследования показали, что переплата за тепловые ресурсы составляет минимум 35–40%. Эффект от внедрения системы учета и регулирования, а также сокращения оплаты за тепло позволяет окупить затраты на такую программу за два неполных отопительных сезона. С 2004 г. работы начали тиражироваться на территориях других административных округов Москвы.

Вместе с тем опыт ЦАО показал, что повышение

энергоэффективности ЖКХ — далеко не банальная задача даже для высококвалифицированных профессионалов МЭИ. Ее невозможно решить, применяя типовые аппаратно-технические средства. «Это задача, требующая органичной интеграции разнородных и разноплановых знаний специалистов по теплоснабжению, строительной теплофизике, инженеров и архитекторов, проектировщиков и эксплуатационников. Кроме политических решений требуются взаимосогласованные технические, организационно-экономические, информационные решения, социально-психологические технологии энергосервисосбережения. Инженерно-техническая сторона проекта оказалась самым несложным делом. Гораздо сложнее было добиться соответствующих организационно-экономических и правовых решений, позволяющих реинвестировать высвобождающиеся бюджетные средства на цели дальнейшего энергосбережения. Также была разработана и утверждена новая модель взаимодействия поставщиков ресурсов с потребителями с участием профессиональной энергосервисной компании.

На примере ЖКХ наиболее отчетливо становится понятно, что сегодня в России является главными сдерживающими факторами в деле повышения энергоэффективности экономики. Это вовсе не наличие инновационных технологий и энергоэкономичных приборов. Таких решений уже предложено великое множество и российскими, и зарубежными производителями, а еще больше будет предложено при наличии устойчивого спроса. Главными препятствиями становятся, во-первых, отсутствие четкой государственной политики стимулирования энергосбережения, и, во-вторых, отсутствие достаточного количества специалистов, способных использовать эти стимулы для применения наиболее эффективных методов и технологий. При этом и в том, и в другом направлении научно-экспертным сообществом уже предложены варианты преодоления этих препятствий. Требуется только осознание масштаба проблем и волевое усилие от руководителей государства и бизнеса.

## Государственная политика

Что касается формирования государственной политики в области энергосбережения, то главная проблема здесь состоит в том, что это та отрасль, которая

требует применения непривычных нынешней государственной элите демократических рычагов управления. «Повышение энергоэффективности « это работа со всеми. Это не работа с какой-то одной структурой, когда можно сказать: "Газпром", сделай тот-то. Потому что у нас каждый так или иначе является потребителем энергии, даже дети. Здесь нельзя командовать и всех выстроить в одну шеренгу — это даже при советской власти не получалось. Здесь нужно управлять рыночными методами» — говорит И.Башмаков. Именно здесь возникает поле для возникновения пресловутого частно-государственного партнерства. От государства требуется стать не столько администратором, раздающим директивные указания и бюджетные средства, сколько центром согласования интересов и координатором деятельности различных регионов, предприятий, научно-аналитических центров и групп населения. К сожалению, за все годы реформ аппарат государственного управления не смог освоить подобные методы управления. Отсутствующий в России на федеральном уровне управленческий центр по вопросам энергосбережения некое подтверждение этого факта.

Тем не менее, на региональном уровне уже имеются примеры движения в нужном направлении. Можно привести пример Ханты-Мансийского автономного округа, где ежегодно из бюджета выделяется статья расхода, называемая «Программа энергосбережения в ЖКХ» в размере трех процентов от бюджетных расходов на содержание ЖКХ. Все муниципальные образования защищают свои программы по энергосбережению, после защиты они получают бюджетные деньги на реализацию этой программы.

Необходим комплекс мер государственного регулирования на всех уровнях от федерального до местного по стимулированию энергосбережения. Для начала стоило бы провести комплексное обследование имеющегося в стране потенциала « составить «карту месторождений» энергоресурсов, растративаемых впустую. Затем, на основании такого обследования, необходимо разработать «Программу повышения энергоэффективности», а также законодательно установить комплекс стимулов, прежде всего путем налогового и кредитного поощрения бизнеса в рамках реализации им программы (мероприятий) энергосбережения. В качестве меры поощрения возможно введение налоговых каникул

для новых или модернизируемых производств, использующих энергосберегающие технологии на проектный срок окупаемости вложенных собственных инвестиций или освобождение от налога на прибыль собственных инвестиций хозяйствующих субъектов, направляемых на реализацию энергосберегающих программ. Правда, вероятность появления таких налоговых льгот в рамках существующего Налогового кодекса невелика.

Хорошо себя зарекомендовала такая мера как предоставление промышленным предприятиям льготных тарифов на энергетические ресурсы в случае проведения ими мероприятий по повышению энергоэффективности. Такая практика была, например, введена пять лет назад постановлением Региональной энергетической комиссией (РЭК) Москвы. РЭК Москвы ежегодно, начиная с 2002 г., проводится открытый конкурс на право пользования тарифом экономического развития. На основании работы конкурсной комиссии по анализу представляемых соискателями проектов повышения эффективности использования энергетических ресурсов, определяется перечень победителей. При переходе на льготные условия разница между тарифами энергосбыта и тарифами экономического развития составляет 50% и она идет на счет предприятия. Участие в открытом конкурсе, объявление о проведении которого публикуется в открытой печати, может принять любое московское предприятие, удовлетворяющее установленным критериям: годовое потребление энергоресурсов более 3000 тонн условного топлива в год; наличие программы энергосбережения, разработанной на основе итогов комплексного энергоаудита; отсутствие задолженности перед бюджетами всех уровней и др. В текущем году в программе участвуют 34 предприятия г. Москвы.

В качестве иллюстрации достигнутых результатов по реализации программы на предприятиях Москвы можно привести пример фабрики "Красный Октябрь", где за два года благодаря этим льготам внедрен целый ряд энергосберегающих мероприятий, которые дали дополнительно 20 млн рублей. За это время на предприятии заменили старые системы горячего водоснабжения и отопления, провели режимную наладку котлов, внедрили автоматизированную систему учета электроэнергии, заменили большинство светильников на новые экономичные и многое

другое. В этом году планируется полная реконструкция систем отопления, замена ветхих трубопроводов, старых энергозатратных компрессоров, замена окон в цехах и др., что позволит сэкономить 1624 т у.т. ЗАО «Микояновский мясокомбинат», за два года участия в программе (2004–2005 гг.) удалось достичь существенной экономии тепловой (около 15–17%) и электрической энергии (до 5%). На машиностроительном предприятии "Салют" в 2004–2005 годах при росте производства на 101–120% энергопотребление снизилось на 20%, а удельный вес энергоресурсов на единицу продукции — на 15–25%.

Полезной мерой могло бы стать предоставление госгарантий банкам, кредитующим проекты предприятий в области энергоэффективности. Пока российские банки не умеют оценивать проекты по повышению энергоэффективности. Они не понимают пока эту сферу деятельности, считают ее достаточно рискованной и выдвигают очень жесткие требования по скорости окупаемости и заложенным обязательствам. Поэтому здесь государство могло бы помочь отечественной промышленности найти общий язык с банками, принимая на себя риски. Показывая пример нашему правительству, такой деятельностью в России начала заниматься Международная финансовая корпорация. В рамках этой программы МФК готова предоставлять кредитные линии российским финансовым институтам, с тем чтобы они, в свою очередь, финансировали коммерческие инвестиционные проекты в области энергоэффективности и возобновляемых источников энергии. В дополнение к кредитным линиям МФК предоставит гарантии банкам, чтобы стимулировать кредитование проектов этого типа. Первая кредитная линия в размере 4 млн долл. уже предоставлена банку "Центр-инвест". Уже в ближайшее время МФК намерена увеличить финансирование банкам до 20 млн долл.

Государство могло бы выделять средства из федерального бюджета на повышение энергоэффективности, в т.ч. на проведение соответствующих НИ-ОКР, установку энергосберегающего оборудования или субсидирование проведения регулярного энергоаудита на предприятиях. Не каждое предприятие может позволить себе содержать штат в 100 человек, занимающихся энергосбережением, как ММК. Поэтому, например, в Японии государство выделя-

ет из бюджета средства — около \$150 тыс. на предприятие — для выявления резервов энергосбережения силами независимой энергоаудиторской компании. Пример из другой области: в Германии, например, при установке для обогрева дома котла, использующего биотопливо, владелец получает от государства одновременно 3 тыс. евро, в США — 2,4 тыс. долларов.

Наконец, весьма перспективной мерой могло бы стать установление «технологических коридоров» в области энергопотребления и энергопотерь для конкретных технологических процессов или отраслей, а также на производимую продукцию. Формируя такие «коридоры» государство будет задавать предприятиям технологические ориентиры на кратко-, средне- и долгосрочную перспективу. Подразумевается, что предприятие должно быть наказано в том случае, если оно не применяет технологии, обеспечивающие установленные нормы энергопотребления, вплоть до запрета на реализацию продукции. При этом следует периодически производить пересмотр этих стандартов в сторону ужесточения. Устанавливать технологические коридоры возможно через внедрение стандартов энергетической эффективности и введение соответствующей маркировки электроприборов, транспортных средств, зданий. В качестве примера такого технологического коридора можно привести стандарты, регулирующие уровень энергопотребления бытовыми электроприборами, принимаемые в различных странах. Так, в последние годы в развитых странах особую актуальность приобрели энергетические затраты на кондиционирование воздуха « в летние месяцы их доля достигает трети от общего энергопотребления. В результате в Японии готовятся осенью этого года принять новые правила, требующие сократить к 2010г. расход энергии производимыми в стране кондиционерами на 20%<sup>27</sup>. В США в 2006 году в действие вступит стандарт SEER-13, в соответствии с которым на американском рынке смогут присутствовать бытовые кондиционеры с коэффициентом энергоэффективности 13. Попытки администрации Буша смягчить этот стандарт и снизить допустимый коэффициент до 12 были отклонены Федеральным судом.

В России имеется и собственный опыт применения механизма стандартов энергетической эффективности. В 1994 г. Госстрой России поставил цель — дос-

тичь снижение расходов тепловой энергии на отопление в новых и реконструируемых зданиях на 40% начиная с 2000 года по сравнению с 1995 г. Была разработана модель норм и энергетический паспорт здания. В 1994 году были утверждены первые московские городские нормы по энергосбережению и изменения в СНиП «Строительная теплотехника», которые обеспечили новый уровень теплозащиты зданий. Благодаря принятым СНиПам по строительству энергоэффективных зданий, строящиеся сегодня в Москве здания потребляют на 1 квадратный метр в два раза меньше энергии, чем в среднем по городу. Если бы не этот норматив, то сегодня Москва потребляла бы тепла на 10% больше. В последние годы такие СНиПы были распространены еще на 48 регионов — от Калининградской области на западе до Сахалинской области на востоке и от Краснодарского края и Республики Адыгея на юге до Ненецкого АО и Республики Саха (Якутия) на севере. При условии стабильных объемов строительства и при стабильных ценах на энергию энергосберегающий эффект от применения новых стандартов к 2010 году составит в денежном выражении 2,4–2,9 млрд долларов США.

## Человеческий фактор

На большинстве предприятий вопросами энергосбережения не владеют не только руководители, но и специалисты-энергетики. «Служба главного энергетика должна измениться по ходу реформы, отвечать не только за подготовку к зиме, лету, осени и смотреть, вовремя заменили трансформатор или нет. В условиях реформы у них появляются новые функции. Но главные энергетики в большинстве своем к этому не готовы. И внутри службы нет специалистов, которые должны отслеживать конъюнктуру рынка и движение его законодательной базы. Поэтому уже скоро многие предприятия окажутся беспомощными перед поставщиками электроэнергии, если не подготовятся к защите своих интересов. Энергомонстры будут иметь полное превосходство над ними с их несовершенными АСКУЭ, отсутствием систем технического учета, неумением регулировать потребление электроэнергии внутри своего предприятия, не совсем понятными отношениями с субабонентами — арендаторами заводских площадей» — говорит Борис Климин, генеральный директор

нижегородской компании "Промавтоматика", занимающейся продвижением на промышленных предприятиях автоматизированных систем технического учета электроэнергии. Ему вторит И.Башмаков: «Мы работаем на промышленных предприятиях, приходишь « в принципе вся информация есть, которая необходима для того, чтобы разработать программу снижения энергетических издержек. Но нет человека, который бы эту информацию собирал, систематизировал, такую программу разрабатывал. Потому что у главного энергетика главная ответственность « это обеспечение бесперебойного снабжения производственных процессов. А кроме того, он часто занят огромным объемом бумажной работы, которая не позволяет ему сесть и нормально собрать всю эту информацию и анализировать».

Без квалифицированного персонала никакие самые энергоэффективные приборы не принесут нужного результата. Так, например, известно, что такая простая и малозатратная мера, как установка счетчика (газа или воды) снижает потребление примерно на 30%. В 2000 году специалисты энергонадзора г.Ульяновска провели изучение эффективности внедрения приборов учета у потребителей. В результате выяснилось, что на 50% объектов, где они были установлены, учет был прекращен по причине отсутствия грамотного технического обслуживания<sup>32</sup>. Аналогичные данные приводит томский «Региональный центр управления энергосбережением»: в городе по программе «Народный счетчик» установлено 1899 приборов, однако 909 приборов не соответствуют требованиям государственного стандарта и их показания не могут считаться достоверными. Причина этого, по мнению специалистов Центра, — непрофессионализм и незаинтересованность сотрудников соответствующих служб.

Наиболее эффективный путь решения этой проблемы « привлечение аутсорсинговых компаний, предоставляющих услуги энергосервиса как частным, так и бюджетным организациям. Это могло бы стать эффективной мерой по налаживанию энергосбережения на наших предприятиях, не имеющих пока большого опыта в этой области. Такие энергосервисные компании заключают договоры на обслуживание энергетических систем заказчика, по которым они покупают у ресурсоснабжающих организаций электроэнергию, тепло, воду и обеспе-

чивают «параметры комфорта» у обслуживаемой организации. Что они делают» Проводят энергоаудит предприятия, внедряют системы управления потреблением энергетических ресурсов, устанавливают энергосберегающие приборы и консультируют заказчика в приобретении энергоэффективного оборудования, внедряют тарифные системы, выгодные потребителю. В том случае, если они добиваются более эффективного использования энергоресурсов и обеспечивают должные параметры комфорта, потребляя меньше электроэнергии, тепла, газа, воды и т.д., то эта экономия частично используется для того чтобы компенсировать те капитальные вложения, которые они привлекли на модернизацию, а частично направляется в качестве вознаграждения энергосервисной компании. В действующей нормативной базе имеется достаточно оснований для широкого использования услуг энергосервисных компаний. Это касается в том числе и бюджетных организаций « Бюджетный кодекс в принципе позволяет переходить на эту новую схему. Причем эта схема позволит обойти упоминавшуюся проблему изъятия у бюджетных организаций средств, образовавшихся в результате экономии энергоресурсов. Все взаимоотношения заказчика и энергосервисной компании регулируются на основании «энергосервисного контракта», заключаемого между ними. Формы таких контрактов уже давно разработаны и проверены на практике как в России, так и за рубежом.

Не менее бюджетных организаций в услугах энергосервисных компаний могут быть заинтересованы малые и средние предприятия, не имеющие возможности постоянно содержать специалистов, способных разрабатывать программы энергосбережения. Разработка такой программы может быть нуж-

на один раз в 4–5 лет, и для этой цели становится целесообразно нанять внешнюю компанию, специализирующуюся в данном направлении. Такая компания, кроме выработки чисто технических предложений, могла бы также помочь в подготовке экономических обоснований и бизнес-планов для проектов повышения энергоэффективности предприятия. А также выступить посредником во взаимоотношениях с кредитными организациями, энерго-снабжающими компаниями и административными органами.

Сегодня можно утверждать, что для аутсорсинга в сфере энергосервиса создана не только нормативная, но и также и организационная база. Несмотря на полное отсутствие каких-либо целенаправленных усилий федерального правительства, усилиями энтузиастов и региональных администраций за последнее десятилетие в стране уже создано более сотни центров по энергосбережению. В одной только Московской области работают пять или шесть таких центров. Другое дело, что сегодня каждый из них действует в автономном режиме, на свой страх и риск, не имея стратегических ориентиров. В отсутствие административной вертикали управления, остро встает задача координации деятельности в этой сфере и представительства интересов «энергосберегающего бизнеса». В случае возникновения авторитетной профессиональной ассоциации, она могла бы не только выступить центром аккумуляции и распространения опыта, но и стать полноправным партнером государства и энергомонаполистов при выработке предложений по регулированию и развитию энергетики в России. Сейчас государство не видит этой третьей стороны, при обсуждении проблем энергетики оно фактически ведет диалог только с производителями

энергоресурсов и РАО ЕЭС. В то же время, государство, в случае, если оно способно мыслить стратегически и действительно заинтересовано в развитии энергосбережения в стране, могло бы существенно ускорить процессы формирования такой ассоциации, выступить инициатором консолидации этого разрозненного сообщества. Не менее весомой могла бы стать позиция таких крупных предпринимательских объединений как РСПП или ТПП.

Кроме того, государство может и должно заняться решением еще двух важных задач в теме энергосбережений. Во-первых, это « подготовка и переподготовка кадров. Необходимо шире развивать образовательные программы в этой области, начиная с обучения школьников азам экономии тепла и электричества, и заканчивая подготовкой молодых специалистов и повышением квалификации действующих. Необходимо ввести в Федеральный образовательный стандарт обучение энергосбережению в школах, средних и высших учебных заведений. А, во-вторых, это « содействие распространению «передового» опыта, пропаганда (или, если угодно, PR) результатов выполненных работ по повышению эффективности, создание на всех уровнях управления установки на то, что энергосбережение есть дело приоритетнейшее, дело государственной важности. По некоторым оценкам, привлечение внимания к той или иной проблеме энергосбережения через СМИ вызывает эффект сокращения потребления энергоресурсов на 10–15, а в отдельных случаях и до 20%.

## ВЫВОДЫ:

*1) Российская экономика крайне энергорасточительна. Сложившаяся структура промышленности и жилищно-коммунального хозяйства обуславливают*

*двукратное превышение удельного расходования энергоресурсов на производство ВВП по сравнению с развитыми и большинством развивающихся стран. Общий потенциал энергосбережения оценивается в 40–45% от существующего потребления энергии.*

*2) Уровень энергоёмкости российской экономики остаётся в течение последних 15 лет реформ на одном и том же уровне. В случае сохранения такой тенденции уже в ближайшем будущем Россия столкнется с дефицитом энергоресурсов на внутреннем рынке и проблемами в выполнении экспортных обязательств по поставкам энергоносителей.*

*3) Выполненные рядом российских промышленных предприятий и региональных администраций мер по энергосбережению показывают эффективность работы в данном направлении. Тем не менее, они не могут компенсировать отсутствия общегосударственной политики стимулирования повышения энергоэффективности.*

*4) Главными направлениями концентрации усилий государства должно стать:*

- \* постановка задачи энергосбережения в качестве приоритетной и разработка федеральной Программы повышения энергоэффективности;*
- \* создание механизмов стимулирования экономических субъектов к осуществлению мероприятий по энергосбережению, в т.ч. предоставление налоговых льгот предприятиям, госгарантий банкам, использование льготных энерготарифов, установление стандартов энергетической эффективности, выделение целевого бюджетного финансирования, наконец;*
- \* обеспечение подготовки и переподготовки кадров, разбирающихся в вопросах энергосбережения, развитие рынка по предоставлению услуг сфере энергосервиса, содействие распространению <передового> опыта.*